

Анализ динамических ПОТОКОВ

Теория и практика интерпретации
данных ГДИС и анализа добычи,
а также использование данных
стационарных глубинных манометров

Оливье Узе – Дидье Витура – Оле Фьярэ

© KAPPA 1988-2009



v4.10.01 - October 2008



Оливье Узе

Дипломы инженера Ecole Polytechnique (Франция, 1982 г.) и инженера-нефтяника (степень магистра) Стэнфордского Университета (США, 1983 г.). После четырех лет работы в качестве промышленного инженера в компании «Шлюмберже», стал соучредителем КАППА в 1987 году. С 1991 года является управляющим директором компании. Автор нескольких работ в области анализа данных ГДИС и соавтор следующей монографии по ГДИС, которая будет выпущена Всемирным Обществом инженеров-нефтяников (SPE).



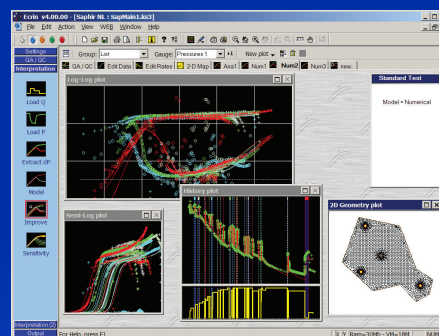
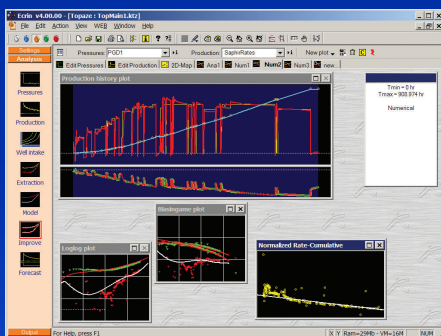
Дидье Витура

Диплом инженера Ecole Centrale de Lyon (Франция, 1975 г.) и Французского Института Нефти (IFP School, Франция, 1976 г.). Проработал тринадцать лет промышленным инженером и инструктором в службе исследований и эксплуатации скважин компании «Шлюмберже», а также восемь лет в качестве промышленного инженера в компаниях Geoservices и Geopetrol. С 1999 года является руководителем группы технической поддержки, тренером и консультантом компании КАППА Инжиниринг. Автор нескольких работ по методам анализа и интерпретации данных исследований скважин.



Оле Фьярэ

Диплом инженера-нефтяника (степень бакалавра) от Rogaland Regional College (Норвегия, 1975 г.). Проработал десять лет в компании «Шлюмберже» оператором по исследованию скважин, затем инженером-интерпретатором и менеджером. С 1989 года является инструктором и консультантом КАППА в области анализа и интерпретации данных ГДИС.





1.А Какова цель данной книги?

Публикацией этой книги мы попытались достичь одновременно трех целей:

- первая – это наличие самостоятельного пособия, которое доступно для скачивания зарегистрированным пользователям нашего Интернет-сайта.
- вторая – это создание справочных конспектов для учебных курсов КАППА об интерпретации кривых давлений на неустоявшихся режимах фильтрации, анализе и прогнозе добычи, а также анализе динамических потоков в целом. Эта книга входит в комплект раздаточных материалов, в дополнение к нашим стандартным презентациям.
- третья – это, по сути, появление технического справочника по Экрину (Ecrin), интегрированному программному комплексу КАППА, включающему модуль наблюдений за коллекторами с помощью стационарных глубинных манометров (Диамант), модуль интерпретации кривых давлений на неустоявшихся режимах фильтрации (Сапфир) и модуль анализа и прогноза добычи (Топаз). Версия, которую вы сейчас читаете, скоординирована с выпуском комплекса Ecrin v4.02 и дается как дополнение к файлам подсказки внутри модулей и урокам для самостоятельного изучения.

Книга оформлена в виде отдельных глав в формате PDF. Она не нацелена на обучение работе с программным обеспечением непосредственно: в ней мы больше обращаем внимание на различные методы анализа динамических потоков. Тем не менее, мы «нескромно» делаем ссылки на наши программы КАППА и эксклюзивно пользуемся их экранными распечатками.

Теперь следует «разложить все по полочкам»: КАППА разработала свое техническое программное обеспечение в соответствии с методологией, которую на тот момент (2006 год) мы считали самой лучшей, и в данной книге описывается именно эта методология.

Этот основной комплект документации изначально разрабатывался как полное и связанное пособие, охватывающее методологию проведения анализа динамических потоков. Оно не рассчитано на то, чтобы следовать структуре программных опций КАППА, и не будет обновляться в соответствии с последними изменениями версий программного обеспечения КАППА. Содержание пособия охватывает весь спектр наших курсов по анализу динамических потоков (ГДИС, анализ добычи и работу с данными стационарных глубинных манометров (СГМ)), а не один какой-либо конкретный курс.

Сложность создания книги сродни проблеме разработки программной оболочки Ecrin, и заключается в том, чтобы создать учебник, описывающий весь диапазон профильных дисциплин, и в то же время избежать повторов и путаницы для тех, кто интересуется лишь одной из них.

Замечание об авторских правах

Просим прощения, что приходится говорить о таких скучных вещах, однако это веление времени. Настоящая книга является интеллектуальной и коммерческой собственностью КАППА. Она бесплатно доступна на нашем Интернет-сайте для зарегистрировавшихся участников. Вы можете свободно скачивать и распечатывать ее для собственных нужд. Если вы научный сотрудник, либо являетесь профессиональным инструктором или преподавателем, вы можете распечатывать ее для своих студентов. Также разрешается брать выдержки из книги и включать их в другие информационные носители при условии добавления замечания об авторском праве КАППА. Это касается и копирования, и перепечатки копий и т.д. и т.п.

НЕ разрешается (КАППА сохраняет за собой право обратиться в суд с иском):

Запускать в коммерческое производство всю книгу или ее часть;

Использовать любую часть книги в формате носителя любого вида без явной ссылки на авторство КАППА.

В прошлом отмечались такие факты, как использование в других изданиях некоторых наших схем и рисунков, программно доступных, программных подсказок или справочных материалов, даваемых на наших курсах. У КАППЫ нет принципиальных возражений, однако мы просим и требуем признания копирайта. С момента своего образования, компания КАППА на регулярной и систематической основе официально регистрирует свои программные продукты и сопровождающие схемы и рисунки. Кроме того, вставляемые в наши публикации рисунки представляют собой растровые изображения, экспортируемые из векторных (Illustrator™) оригиналов, которые мы также храним и регистрируем. Тем самым мы способны подтверждать хронологическую и техническую историю своих справочных данных.

1.В Что такое анализ динамических потоков?

Термином Анализ динамического потока (АДП) мы называем дисциплину, которая является продолжением того, что принято было называть Интерпретацией результатов гидродинамических испытаний скважин (ИРГДИ), а затем Интерпретацией кривых восстановления давления (ГДИС) или Испытаниями на неустановившихся режимах.

Понятием «динамический поток» описывается такое заданное или случайное течение во время геолого-разведочных работ или эксплуатации, при котором происходит диффузия флюида в коллекторе. Затем фиксируются динамические (неустановившиеся) реакции между этим коллектором и одной или несколькими скважинами. Сюда, кроме всего прочего, относятся все виды гидродинамических исследований и испытаний скважин, опробование пластов и фактическая эксплуатация коллекторов, когда постоянное наблюдение может фиксировать дебиты и давления.



Рис. 1.В.1 – Анализ динамических потоков

Анализ динамических потоков (АДП) – это процесс обработки и интерпретации данных динамических потоков с целью получения сведений о коллекторе и (или) скважинах. АДП включает в себя интерпретацию КВД/КПД и анализ добычи, также называемый анализом по кривой истощения пласта. Когда источником данных служат стационарно-установленные глубинные манометры (СГМ), то для обеспечения возможности проведения анализа на компьютере требуется специальная обработка.

В дополнение к этому, чтобы запустить процесс интерпретации многопластовых систем и совмещения с данными давления за длительное время, могут применяться независимые методики, такие как, интерпретация данных гидродинамического каротажа (ГДК(PLI)). Между ГДК и ГДИС находится обработка и интерпретация данных от стационарных оптоволоконных установок, которые дают кривые градиентов температур и давления по времени и глубине. В качестве альтернативного или дополнительного источника интерпретации можно использовать модели теплопередачи. Новейшее поколение пластоиспытателей также дает информацию о неустановившихся режимах.

Все эти методики теперь взаимно дополняют друг друга и должны быть взаимосвязаны. В первой версии книги мы сосредоточимся на анализе ГДИС и добыче, а также обработке данных, полученных от СГМ.

У истоков проекта КАППА по оболочке Esrip стояла потребность в объединении обработки данных СГМ, ГДИС и добычи. То была первая в отрасли попытка интегрировать все составные части АДП в единый программный комплекс. На двух рисунках ниже представлены анализ добычи и ГДИС, выполненные на том же массиве данных СГМ, после фильтрации с помощью модуля Diamant.

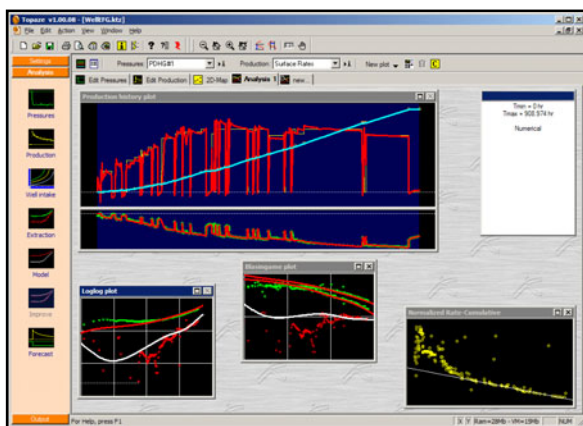


Рис. 1.В.2 – Анализ добычи в Toraze

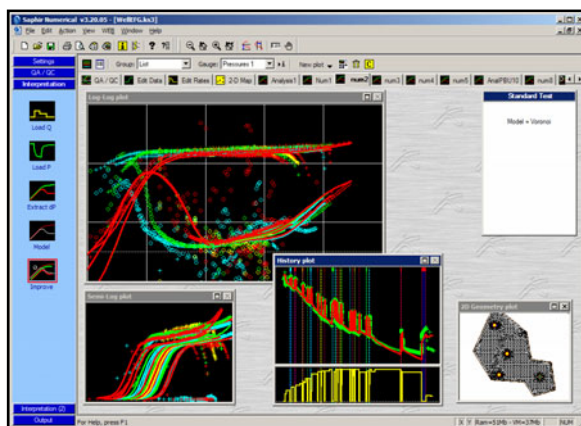


Рис. 1.В.3 – Анализ ГДИС в Saphir

1.С Анализ данных ГДИС

Анализ КВД и КПД послужил первичным толчком к разработке тех программных средств, которыми мы сегодня пользуемся. Сначала это называлось **интерпретацией результатов гидродинамических исследований скважин**. Изначально анализ такого рода проводился на данных, полученных во время операций, именуемых гидродинамическими исследованиями скважин. На рисунке ниже представлена типовая схема ГДИС. На забое и на устье скважины устанавливается временное оборудование, скважина запускается в эксплуатацию на заданных режимах, и проводится диагностика,

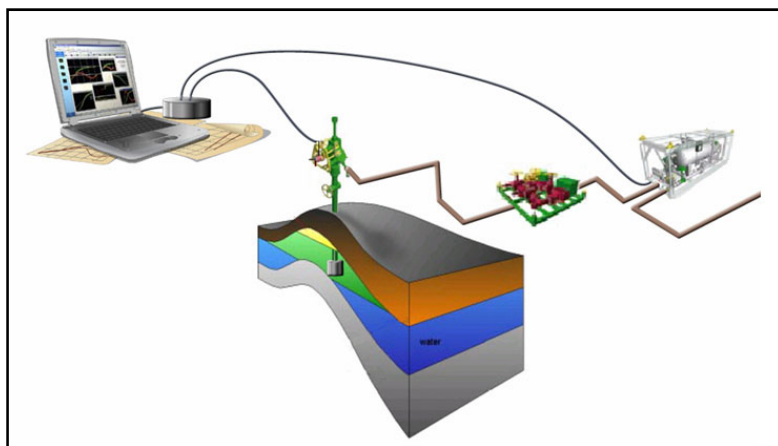


Рис. 1.С.1 – Типовая схема ГДИ

как правило, в период закрытия скважины после этапа установившейся добычи, в течение которого шли замеры дебита.

Для проведения интерпретации КВД нужны дебиты с испытываемых скважин и, если возможно, соседних скважин. Кроме того, фиксируется время реагирования на изменение давления, предпочтительно от измерения на забое, данные обычно получают в период восстановления давления. При этом всегда рекомендуется получать время реагирования на изменение давления в течение всей истории добычи. К дополнительной необходимой информации относятся: физические свойства флюидов; соотношение давление-объем-температура (ДОТ) и вероятно каротажи и геология.

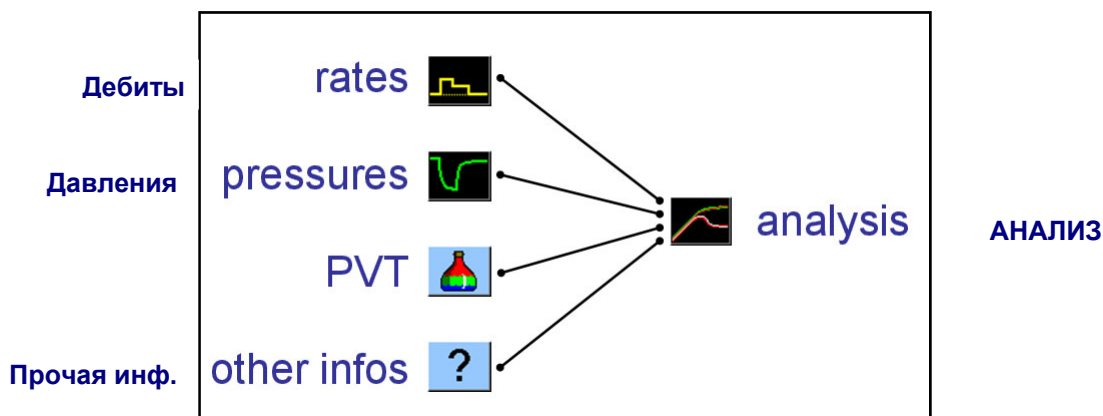


Рис. 1.С.2 – Данные для анализа

Первые методы ГДИС были внедрены в 1950-е с использованием специальных графиков (графики в полулогарифмическом масштабе, Миллера-Дайса-Хатчинсона, Хорнера) и сначала фокусировались на специфическом режиме потока под названием бесконечный радиальный фильтрационный поток (IARF, БРФП), где можно было определить и продуктивность скважины, и основные коллекторские свойства пласта. Также были разработана специальные графики и для других режимов потока (линейный, билинейный, псевдоустановившийся режимы и пр.).

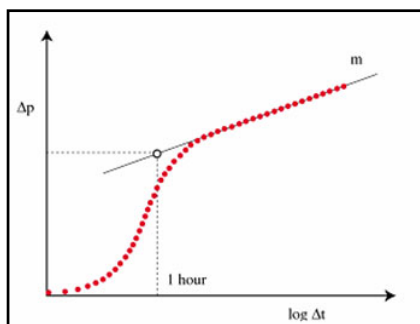


Рис. 1.С.3 – полулогарифмический график Миллера-Дайса-Хатчинсона

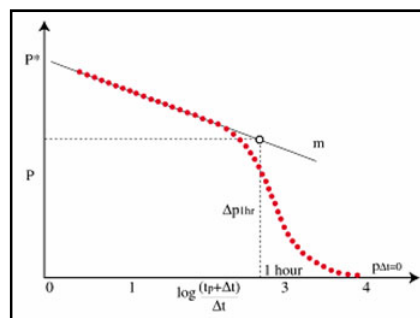


Рис. 1.С.4 – График Хорнера

В 1970-е гг. в дополнение к методике проведения прямых к кривой были разработаны методы совмещения типовых кривых (палетки). Принцип заключался в построении отклика давлений на двойной логарифмической шкале, на чертежной кальке, и передвижении этого графика по отпечатанным двойным логарифмическим типовым кривым, пока не будет совмещения с одной из них. Физические результаты вычислялись из относительного положения кривой данных и выбранной типовой кривой. Такие методы

страдали от плохой разрешающей способности графиков, пока не была изобретена производная Бурде.

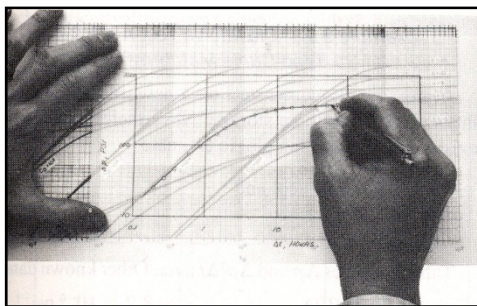


Рис. 1.С.5 – Совмещение с помощью типовых кривых

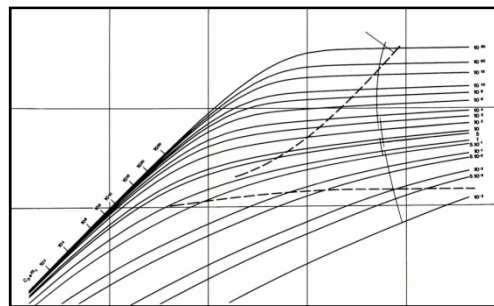


Рис. 1.С.6 – Типовые кривые

В 1983 году производная Бурде, то есть производная наклона графика в полулогарифмических координатах, нанесенная на билогарифмический график, значительно повысила диагностические возможности, разрешающую способность и надежность нового поколения типовых кривых.

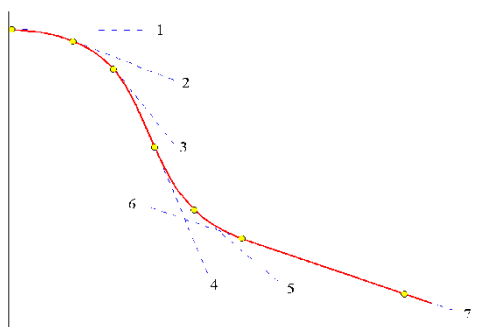


Рис. 1.С.7 – График наложения

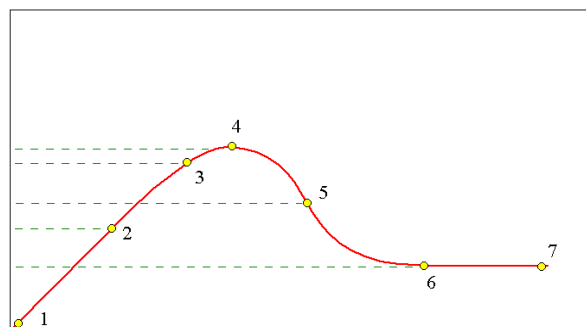


Рис. 1.С.8 – График производной

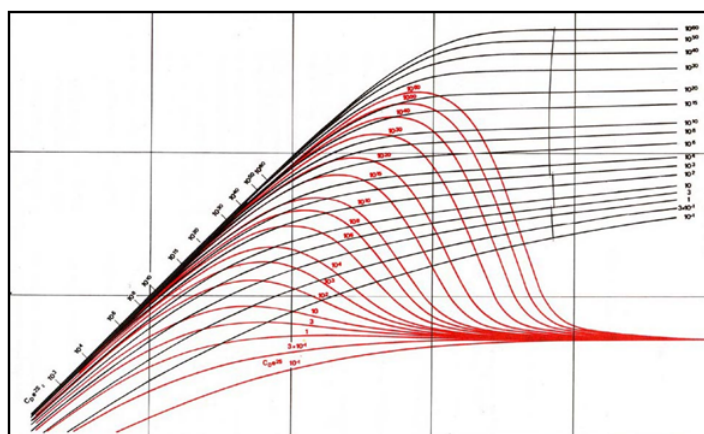


Рис. 1.С.9 – Типовая кривая производной Бурде

Однако в середине 1980-х гг. мир увидел программное обеспечение на базе персонального компьютера с возможностью прямого создания моделей, с использованием метода суперпозиции. Эти пакеты основаны уже на современном анализе КВД/КПД и использовании сложных, но удобных для пользователя компьютерных программ, работающих на новейших ПК. Для совмещения кривых отклика давления, реагирующего

на любое изменение среды, используются усовершенствованные математические модели, учитывающие полную историю давлений и дебитов и, тем самым, создаётся точная модель, соответствующая данным проведенного исследования скважины.

Диагностика моделей осуществляется посредством распознавания образов, присутствующих в характеристике чувствительности разных режимов потока и с помощью производной Бурде, которая легко определяет эти режимы потока. Инженер может принять решение насчет того, какая модель наиболее подходит для использования.

Недостаток методологии заключается в том, что найденные решения не всегда уникальны, поэтому перед инженером стоит сложная задача поиска наиболее логичного ответа путем учета всех доступных ему данных со всех источников, не только результатов ГДИ.

Времена самого линейного анализа ушли в прошлое. Графики МДХ, Хорнера и другие специальные аналитические графики становятся лишними, поскольку достоверность анализов обуславливается моделью и увязкой с реальными данными.

Кроме того, нелинейная регрессия для улучшения результатов и разработка мощных компьютеров привела методологию к сегодняшнему состоянию:

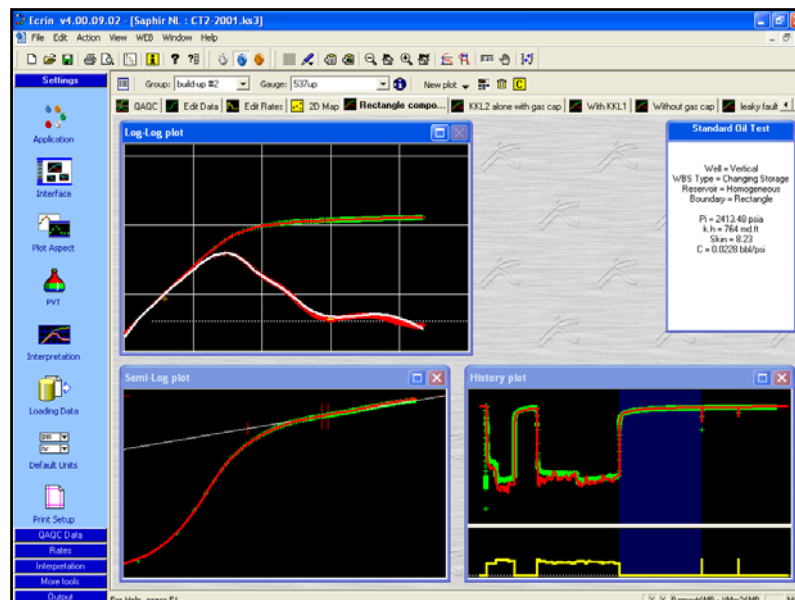


Рис. 1.С.10 - 1990-2000 – ГДИС на базе ПК

Разработка новых аналитических моделей в 1980-1990-е гг. и требующих мощных процессоров численных моделей в 1990-2000-е гг. сошла с доступностью возрастающих объемов надежных данных и скоростных настольных компьютеров.

Аналитические модели

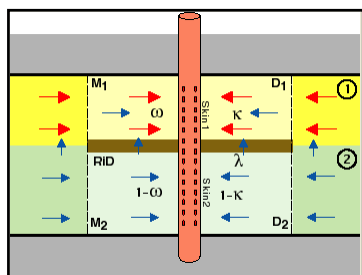


Рис. 1.С.11

2К Сложный коллектор

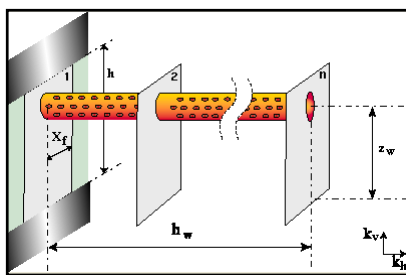


Рис. 1.С.12

Горизонтальная скважина с ГРП

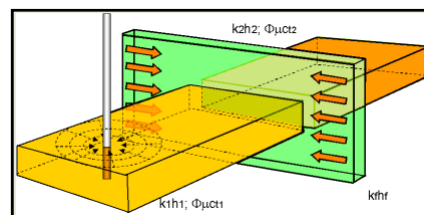


Рис. 1.С.13

Проводящий разлом

Численные модели

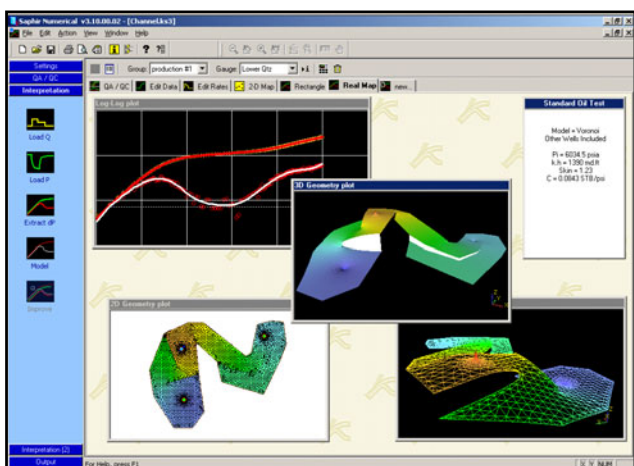


Рис. 1.С.14 – Окна анализа Saphir

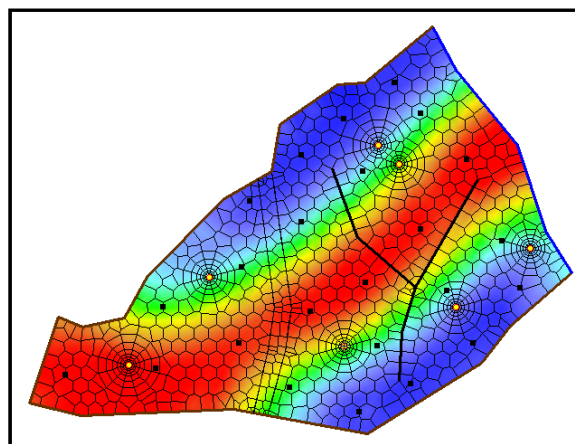


Рис. 1.С.15 – Двухмерная карта, геометрия коллектора

Применение данной методологии стремительно распространяется за пределы ГДИ скважин, поскольку для такой обработки результаты могут давать и другие промышленные работы. Таким образом, название перетекло из «Интерпретации результатов гидродинамических испытаний» к более родовому понятию «Интерпретация кривых восстановления давления», хотя сохранилось и название ГДИ (WT community, WT Forum, WT monograph). Интерпретация КВД или анализ испытаний на неустановившихся режимах – это правильная терминология, поскольку базовый процесс – интерпретация сигнала давления после поправки с учетом динамики добычи (время наложения, свёртка, развёртка и т.д.).

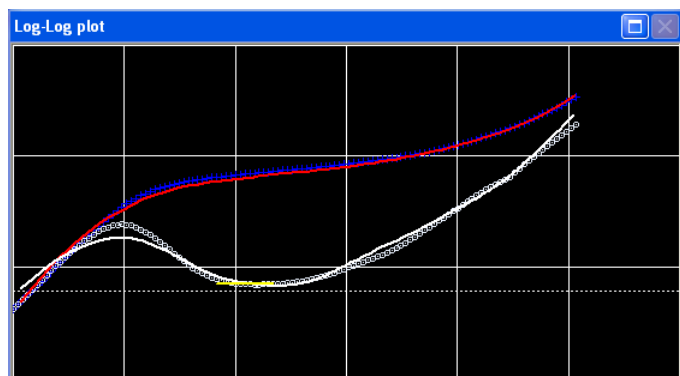


Рис. 1.С.16 - график в двойном логарифмическом масштабе с развёрткой



Рис. 1.С.17 – Адаптация модели

Интерпретация кривых восстановления давления касалась проведения диагностики, с последующим использованием этого для принятия решений, включая корректирующие меры по скважине, и (или) использованием итоговой модели для воспроизводства будущего поведения скважины.

1.D Анализ и прогноз добычи (РА)

РА начинался с эмпирических зависимостей точно в том месте, где прекращалась интерпретация результатов ГДИ. В 1920-е гг. РА запустили Арнольд и Катлер, внедрившие эмпирические зависимости в экономических целях, но без материальной связи с технологией разработки залежей. Задача в общих чертах заключалась в том, чтобы найти правильный масштаб, начертить прямую и провести экстраполяцию. Положение дел кардинально улучшилось у Арпса в 1940-е гг., с формулированием экспоненциала постоянного давления, гиперболической и частотной характеристик падения:

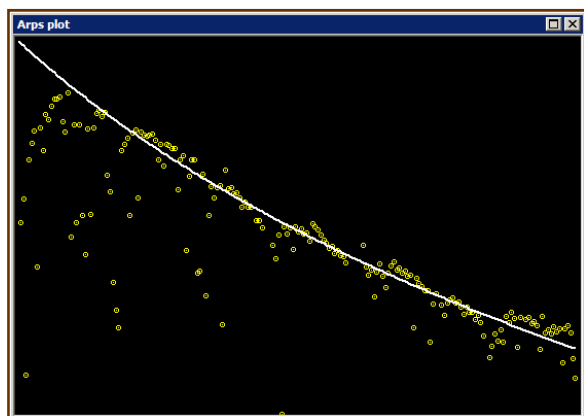


Рис. 1.D.1 – График Арпса

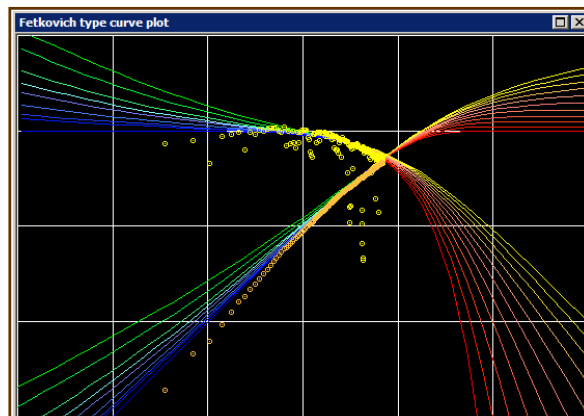


Рис. 1.D.2 – Палеточная кривая Фетковича

Первые палеточные кривые типа ГДИ в двойном логарифмическом масштабе появились у Фетковича в 1970-е гг., с той же предпосылкой постоянного гидродинамического давления, в то время как well test community (букв., «сообщество гидродинамических испытаний») двигались в направлении наложения и свертки дебитов.

Наложение и производная пришли десять лет спустя в работе Блейзингейма и др., когда была предложена новая форма представления с давлением при нормализованной подаче (дебите) вместо подачи при нормализованном давлении:

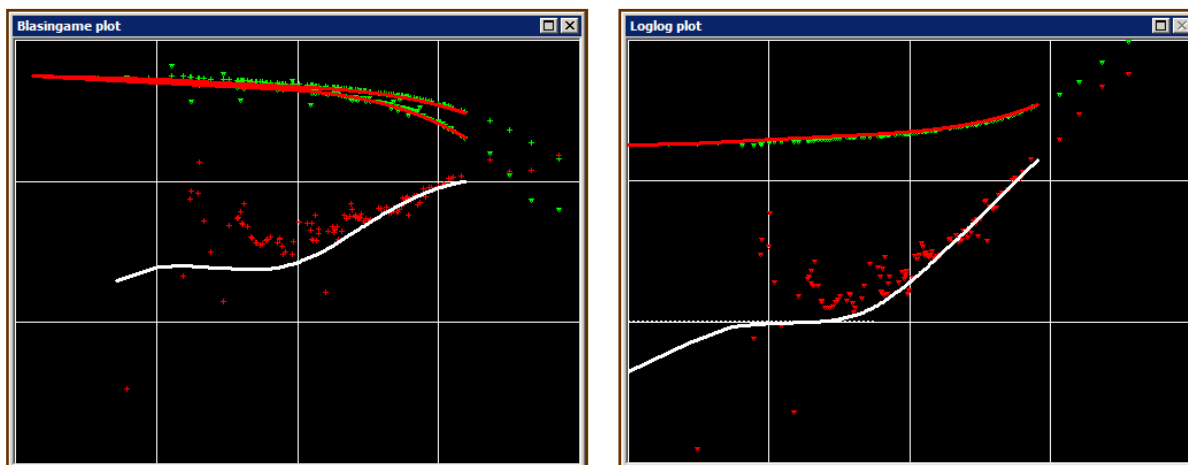


Рис. 1.D.3 – График Блейзингейма: Рис. 1.D.4 - График в двойном логарифмическом масштабе:
Давление при нормализованной подаче Подача при нормализованном давлении

На этой стадии РА, в теории, приблизился по уровню к методологии ГДИС. В реальности же повседневный анализ испытаний на приток до самого недавнего времени оставался сдержанным «старым» инструментарием для обслуживания базы данных о добыче и притоке. В принципе, рассматриваются дебиты, не давления, так как нет поправочного коэффициента для выполнения тщательной диагностики данных. Когда прогрессивно мыслящие люди захотели использовать для анализа характеристик притока как давление, так и дебит, они стали вводить данные в пакет анализа результатов ГДИ. Однако у этого метода присутствовали свои привнесенные погрешности, поскольку производимые в ходе интерпретации результатов ГДИ допущения не обязательно достоверны и пригодны по шкалам времени отбора.

Недавно произошел переход к современному РА и соответствующему коммерческому программному обеспечению. Это произошло из-за потребностей, во-первых, в проведении классического анализа падения на ПК, а во-вторых, в стационарных устьевых и глубинных манометрах с проведением реального анализа, используя информацию и о притоке, и о давлении. За последние несколько лет выпущены несколько коммерческих программных пакетов РА, в том числе модуль РА пакета KAPPA Ecrin (Topaze).

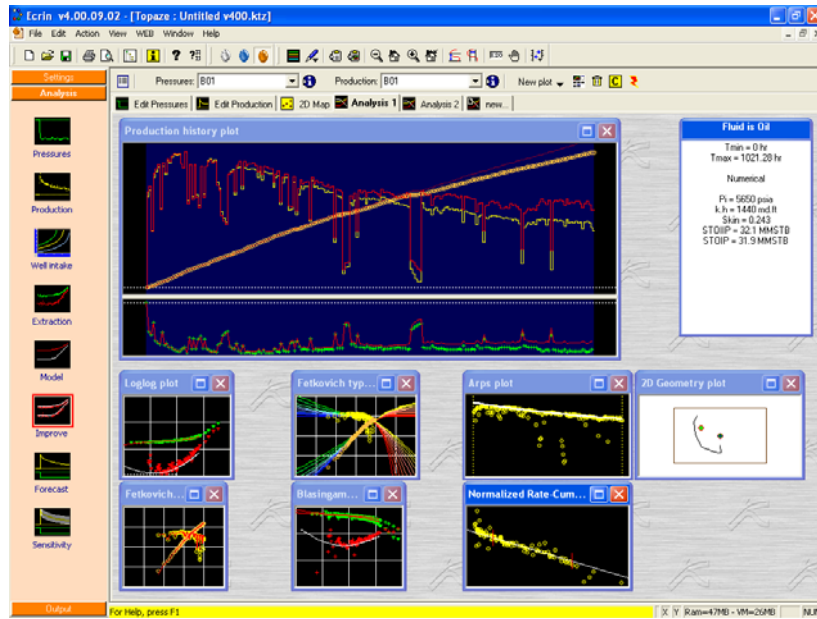


Рис. 1.D.5 – 21-й век – РА на базе ПК

1.Е Сравнение ГДИС с РА

Прежде чем бегать, надо научиться ходить, но мы все равно попробуем сразу побежать. Прежде чем делать сравнение, следует прочитать Главы 3 и 4, чтобы понять суть ГДИС и РА. Но мы забежим вперед и предложим ниже сравнительную таблицу.

	Интерпретация кривых восстановления давления (ГДИС)	Анализ испытаний на приток (РА)
Теоретическая база	Одинаковые уравнения, наложения, аналитическая и численная модели. Некоторые допущения и предпосылки разнятся.	
Интервал времени	Часы, дни, иногда недели	Недели, месяцы, годы
Интересующие периоды	В основном закрытые состояния скважин. Возможно чистый приток.	Этапы добычи Но можно включить периоды КВД
Источники данных	Замеры во время ГДИ Испытания пластов Стационарные манометры (СГМ)	Замеренный / распределенный приток продукции показания давлений на устье Стационарные манометры (СГМ)
Интересующие объекты	В зависимости от объема исследования во время испытаний и (или) закрытого состояния	Зона дренирования скважин
Старые добрые графики	МДХ, Хорнера	Арпса
Старые добрые палеточные кривые	Маккинли, Грингартена	Фетковича
Современные графики диагностики	В двойном логарифмическом масштабе с производной Бурде	В двойном логарифмическом масштабе и Блейзингейма с производной Бурде
Главный интересующий режим потока Основные соответствующие результаты	Радиальное течение бесконечного действия (kh и скин-эффект)	Квазистационарный режим (КСР), зона дренирования и коэффициент формы
Диагностические возможности	От высоких до очень высоких	От низких до средних
Долгосрочная достоверность	От низкой до средней	От высокой до очень высокой

1.F Стационарные глубинные манометры

Все растет и растет количество установок и применений стационарных глубинных манометров (СГМ) и других измерительных приборов, и мы получаем данные на высокой скорости и в течение длинного интервала времени. Грубо говоря, если умножить высокую частоту на продолжительность, мы получим огромное количество частных значений (точек): как правило 20 миллионов, а иногда до 300 миллионов.

С другой стороны, для анализа надо гораздо меньше точек. Их два вида:

- Низкочастотные данные для анализа испытаний на приток и настройки модели. Если дебиты замеряются ежедневно, то устроит одна точка давления в час. Это означает меньше 100 000 точек (значений) за 10 лет.
- Высокочастотные данные или интерпретация КВД. Исходя из 100 КВД при 1 000 точек по логарифмической шкале времени для анализа, соответственно получаем 100 000 точек, хотя и других.

То есть даже для самых больших массивов данных 200 000 точек вполне достаточно, чтобы справиться с необходимой обработкой, а это на два порядка меньше среднего размера фактического массива предварительных (необработанных) данных. В отличие от объема предварительных данных, сегодняшние мощности ПК вполне могут обрабатывать 200 000 точек. Но чтобы выделить эти точки, нам нужны какие-то «умные» фильтрующие алгоритмы.

В данной книге, особенно в Главе 12, мы представим различные методы, разработанные для выборки, фильтрации и анализа данных СГМ.

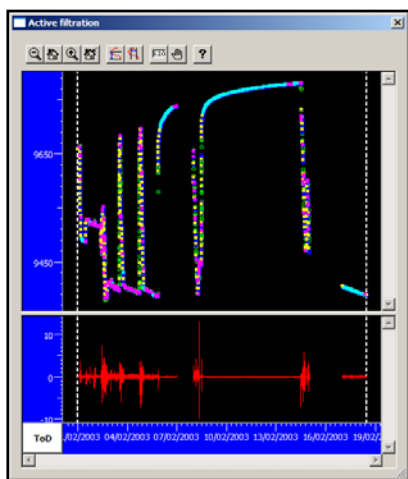


Рис. 1.F.1 – Окно фильтрации для 200 000 точек СГМ

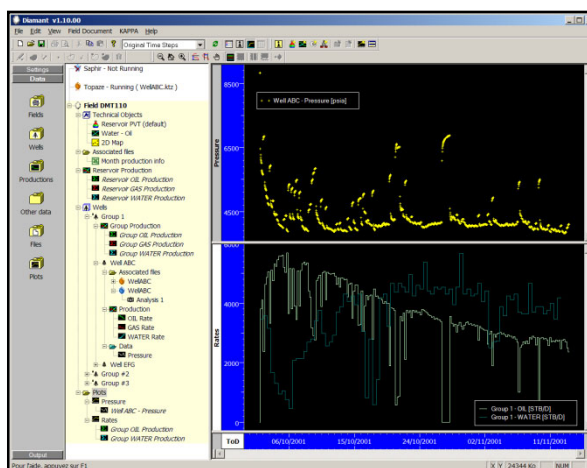


Рис. 1.F.2 – Давления по данным СГМ и дебитам, готовые для анализов РА и ГДИС

1.G Остальные кандидаты для Анализа динамического потока (АДП)

1.G.1 Пластоиспытатели

Пластоиспытатели – это приборы, спускаемые на электрическом кабеле, способные вставить в пласт зонд или поставить два пакера в коротком пластовом интервале. Это дает приток пластового флюида в небольшую закрытую камеру. Главным образом прибор используется для получения зависимостей пластовых давлений от глубин, чтобы определить градиенты пластовых флюидов и установить межфлюидные контакты. Имея точные манометры, можно оценить проницаемость и скин-эффект. С помощью этого прибора можно отбирать и пробы флюида.



Рис. 1.G.1 – График пластоиспытателя в двойном логарифмическом масштабе

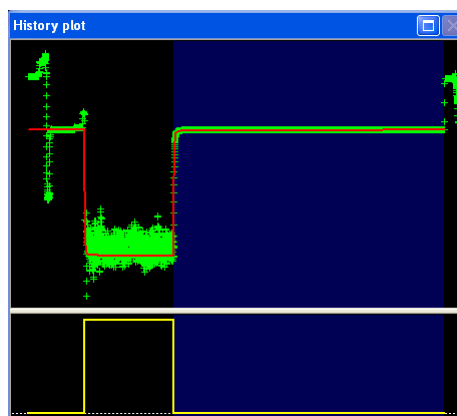


Рис. 1.G.2 – Динамический график пластоиспытателя

1.G.2 Температурная диффузия

РДТ Распределенный датчик температуры

Эта технология позволяет замерять температуру и другие параметры в любое время и с любой глубины по спущенному в скважину волоконно-оптическому кабелю.

Установленный в скважине кабель можно в любое время опрашивать с помощью наносекундных импульсов лазерного луча. Двигаясь вниз по оптическому волокну, луч вступает в контакт со структурой волокна и вызывает выпуск коротких световых импульсов, отражающихся по кабелю до источника. Затем это анализируется на наземной аппаратуре с целью определения температуры или иных параметров в точке происхождения «отражения». Постоянное отслеживание обратного луча позволяет выстроить непрерывный температурный профиль по продуктивным зонам. Затем это можно использовать для выборки слоев, прорывов воды и газа, контроля эффективности газлифтных систем и помощи в выявлении проблем с потенциалом продуктивности скважины.

МВТ Матричное восприятие температуры

Принципиальное различие между МВТ и РДТ заключается в том, что в установке МВТ измерение обратных световых импульсов не производится непрерывно вдоль волокна; вместо этого вдоль волокна используются специализированные замерные узлы. Плюс здесь в том, что можно применять более краткую периодичность дискретизации параметров.

1.Н Содержание книги

Настоящая версия книги 4.02 синхронизирована с выпуском Ecrin v4.02. Однако фактически это первый выпуск того, что мы планировали сделать многие годы. Так что просьба считать этот труд отправным пунктом. Мы намеренно обошли стороной некоторые специфические темы, чтобы больше уделить внимание тому, что считаем основными положениями, необходимыми для проведения анализов с программой Ecrin или другими коммерческими пакетами.

Глава 1 – (настоящая) Введение

Глава 2 - Теория

Представляет гипотезы, уравнения и решения на основании моделей, и методы, реализованные в ГДИС и РА.

Глава 3 – Интерпретация кривых восстановления давления (ГДИС)

Представляет классические средства и современные методы, разработанные в интерпретации результатов гидродинамических испытаний скважин, в последующем именуемой интерпретацией кривых восстановления давления. Мы также охватим ряд таких эксплуатационных вопросов в испытаниях скважин, как план испытаний, сбор данных и контроль качества.

Глава 4 – Анализ испытаний на приток (РА)

Что касается ГДИС, здесь охватываются классические средства и современные методы, разработанные для выполнения анализа испытаний на приток и адаптации истории промысловых данных о добыче.

Главы 5 – 8 – модели ствола скважины (5), скважины (6), коллектора (7) и границ (8)

В этих четырех главах дается подробное рассмотрение моделей, используемых в ГДИС и РА. Мы следуем логической схеме, реализованной в определении аналитических моделей, которые применяются в модулях нашей интегрированной программной платформы Ecrin; ГДИС (Saphir) и РА (Topaze). Мы разделим модели на категории, последовательно двигаясь дальше от устья, от ствола к скважине, коллектору и, наконец, границам.

Глава 9 - Газ

Решает конкретные вопросы и методики, связанные с нелинейной диффузией газа.

Глава 10 - PVT

Описывает модели PVT (давление – объем – температура) и привязки по потоку для ГДИС и РА.

Глава 11 – Численные модели

Представляет дополнительные возможности, предлагаемые численными моделями в решении сложных геометрических и нелинейных задач, таких как газовая диффузия, многофазное течение и течение, не подчиняющееся закону Дарси.

Глава 12 – Стационарные глубинные манометры

Представляет новую информацию, доступную с СГМ, вопросы, связанные с обширным объемом собранных и записанных данных, и решения, разработанные отраслью.

Что НЕ вошло в настоящую первую версию нашей книги:

Мы собрались выпускать книгу и столкнулись с дилеммой: ждать, пока все будет готово, или дождаться последних версий, чтобы включить дополнительное содержание. Мы выбрали второй вариант, поэтому в настоящей версии отсутствуют такие темы, как Пластоиспытатели, Испытания оторочек, Испытания в закрытой камере, Температурная диффузия, Испытания на интерференцию (гидропрослушивание).

1.I Сколько уравнений нам требуется?

Как известно, к уравнениям относятся либо с любовью, либо с ненавистью. Разумеется, люди хотят проходить «практическое» обучение, поскольку антонимом является «непрактическое», т.е. непрактичное обучение. Однако было бы ошибочно полностью отворачиваться от уравнений и «подминать» обучение.

Несмотря на то, что специалисты чисто с академическим ученым опытом могут пропускать суть, если они не понимают практической области, аналогично мало пользы, когда чистые практики не имеют никакого представления о теоретических основах. Инженеры с отличным практическим опытом без знаний теории могут совершать ошибки, о которых даже не будут ведать. И тем самым будут уверены в уровне своей компетенции и квалификации.

Так, как и везде, все дело просто в здравом смысле. Знать теорию, значит знать исходные допущения, а знать исходные допущения, значит знать предельные границы теории. Наверняка можно сказать одно: Суть ГДИС и РА заключается в том, чтобы знать, как управлять программным обеспечением. Это легкая часть. Программа – это всего лишь инструмент. Инженер – вот кто производит интерпретацию.

Поэтому мы решили представить два уровня прочтения данной книги, и оставляем выбор за вами:

- Главные, белые параграфы покажут одну только практическую сторону вещей, качественные объяснения и уравнения поведения, т.е. что вами применяется, скажем, для специализированных анализов с использованием собственной электронной таблицы. Они также представят основные уравнения, но без подробного объяснения выводов этих уравнений. Вы не пропадёте в безразмерном Лапласовом пространстве.
- Если же вы захотите, хотя бы раз в своей жизни, пройти процесс выведения умозаключений из уравнения диффузии, решения линейного источника, скважины с конечным радиусом, замкнутых систем, псевдодавлений газа, то желтые параграфы как раз для вас.

1.1 Другая справочная литература

Если вы хотите узнать, как проводить АДП, то наиболее практичный способ - это несомненно книга КАППА, которую вы сейчас держите в руках ☺. Если вы этому не верите или желаете расширить свой круг чтения, мы приглашаем вас осилить некоторые, а для настоящих мазохистов все, ниже следующие ученые тома:

Для нормальных людей:

1. Монография Общества инженеров-нефтяников SPE, Том 5: "Новые достижения в интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин": Роберт К. Эрлогер младший, 1977: Этот монументальный труд будет вечно лежать на рабочих столах инженеров. Добудьте его. Предстоящий выпуск монографии SPE не полностью заменит эту книгу. Содержание немного устарело, поскольку труд был опубликован до эры производной Бурде и персональных компьютеров. Однако там до сих пор тонны информации.
2. Еще не опубликованная монография SPE по испытаниям скважин (ожидаемый срок выхода – четвертый квартал, однако из осторожности мы не указываем, какого года). Должна быть опубликована в начале 1990-х гг., но, так сказать, немного задерживается. Тем не менее скоро появится. Свой вклад в этот очередной монументальный труд внесли десять разных авторов, в том числе Оливье Хузе из КАППА, каждый написал от одной до трех глав. Немного разнородно, однако вещь необходимая (думаем мы).
3. Роланд Н. Хорн: "Современные гидродинамические исследования скважин: Компьютерные методы» Petroway Inc. 1995: Главное достоинство этой книги заключается в том, что она появилась, с уточнением о новых методиках, тогда, когда на эту тему еще не было опубликовано ничего. Роланд – один из авторов новой монографии SPE о ГДИ.
4. Доминик Бурде: "Гидродинамические исследования скважин": Применение усовершенствованных интерпретационных моделей», Elsevier 2002: Есть три хороших повода достать этот труд: (1) изобретая производную Бурде, Доминик несомненно внес важнейший вклад в современную Интерпретацию кривых восстановления давления и, реально, в Анализ испытаний на приток; (2) Доминик является одним из двух основателей компании КАППА в 1987 году (ушел из компании в 1991). Самим своим названием КАППА обязана ему (КАППА – один из параметров разработанной им модели двойной проницаемости; (3) его книга наиболее нам близка, по содержанию и концепции. Однако она не охватывает Анализа испытаний на приток и не интегрирует использование деконволюционных и численных моделей. Но это всестороннее исследование на тему Аналитической интерпретации кривых восстановления давления.



Для упавших с Луны, любящих уравнения и желающих все понять:

1. Карсло и Егер: «Теплопроводность в твердых частицах». Это главная жила, из которой нефтяная промышленность извлекает множество идей. Уравнениям нужна некоторая адаптация, но они все там есть.
2. Абрамович и Стегун: «Справочник математических функций»: Это все, что вам требуется, чтобы проплыть на своем звездном корабле через Лапласово пространство и все узнать про функции Бесселя. Множество этих уравнений реализованы в наших программных продуктах.
3. Радж Рагхаван: «Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин», Prentice Hall 1993: Радж просто обожает уравнения. Откройте книгу на

любой странице и начните их считать. Мы убеждены, что он подкуплен Интегралами, и это, по сути, сильная сторона книги. Если вы из того типа людей, которые хотят знать теоретические отчего и почему, эта книга послужит отличным пособием. Радж – один из авторов новой монографии SPE о ГДИ.

1.К Выражение признательности

Авторы некоторых глав

	<p>Оливье Аллан (ОА)</p> <p>Диплом инженера путей сообщения от Ecole Nationale des Ponts et Chaussées (Франция, 1987) и диплом инженера-нефтяника Стэнфордского университета (США, 1987-1988). Два года проработал в службе испытаний и эксплуатации компании «Шлюмберже», в 1990 году пришел в КАППА, с 1998 является Техническим директором.</p>
	<p>Эрик Тозен (ЭТ)</p> <p>Диплом инженера-гидромеханика от ENSEEИHT (Франция, 1992). Степень магистра по технологии нефтедобычи Стэнфордского университета (США, 1995). С 1998 года работает в КАППА инженером-разработчиком.</p>

Другие авторы

Хотим выразить признательность Веронике Шассиньоль, нашему техническому соавтору, которая привела весь материал в должный порядок, и Бенуа Бертуду, который работал над графикой. Также хотим высказать благодарность Кевину Сиггери и Йохану де Виту, которые помогли нам в редактировании настоящего труда. И особая благодарность группе разработки наших программных продуктов Saphir, Topaze, Diamant и, наконец, Ecrin.



Об этой главе

Те, кто ПРИНЦИПИАЛЬНО не хочет слышать про уравнения, могут пропустить эту главу. Практическая часть по Анализy данных на неустановившихся режимах фильтрации начинается в третьей главе, по Анализy данных на установившихся режимах (Анализ добычи) – в четвертой. В этих главах будет ряд ссылок на Главу 3, поэтому вы можете возвращаться к этим ссылкам по мере необходимости.

В данном введении в теоретическую часть мы вкратце рассмотрели задачи, соответствующие фильтрации жидкости. Уравнения по фильтрации газа приводятся в Главе 9. Прочие нелинейные задачи рассматриваются в Главе 11.

Об основных исходных допущениях и посылках в Анализе динамических потоков

Анализ динамического потока связан с движением нефти и других флюидов в пористой среде, из вскрытой поверхности в песчаном пласте скважины и в нее, и в пристволенной зоне. Реалии таковы, что поток представляет собой бесконечно сложный комплекс в плане геометрии, термодинамического равновесия между компонентами флюидов, трения, теплового эффекта, силы тяжести и т.д. Хотя появляется все больше и больше глубинных скважинных приборов и высокоточечных глубинных средств, мы никогда не в состоянии добиться всей правды: битва эта в конце концов проигрывается.

Таким образом, чтобы в собираемой информации о динамическом потоке оказался смысл, и чтобы принимать правильные диагностические и последующие решения, нам нужно «смоделировать» пласт-коллектор. Модель представляет собой приближенное математическое выражение реальной системы и будет «добротной», «правильной» или «успешной» при относительном удобстве, полезности и достаточной точности для качественного и количественного воспроизведения основных показателей реальной системы.

Особенно популярной модельной категорией в обществе инженеров-исследователей скважин является аналитическая модель. Она удобная и быстрая, позволяет применять метод нелинейной регрессии для определяемых параметров (kh , скин-эффект и др.), проводит четкую разделительную линию между пластом и скважиной. Тем самым это приводит к четкому дереву решений: например, если скин равен 10, это означает, что проведение стимуляции скважины приведет к положительному эффекту.

Применение аналитической модели позволяет моделировать реальные события набором относительно простых линейных уравнений, которые: а) учитывают процесс перераспределения давления в рассматриваемой части пласта, б) допускают применение простых моделей пласта, потока к скважине и движения жидкости в скважине, в) обеспечивают исходное состояние системы. Если какие-то такие задачи не поддаются решению с помощью простых уравнений, то мы вынуждены перейти к численной модели (см. Главу 11).

Далее рассмотрим исходные допущения, которые принимаются, чтобы описать процесс перераспределения давления, простейшие аналитические модели, основные режимы потока и пределы этих допущений.

2.А Уравнение пьезопроводности (диффузии)¹

2.А.1 Закон Дарси

Ниже представлен оригинальный эксперимент Дарси (Генри Дарси, Франция, 1856).

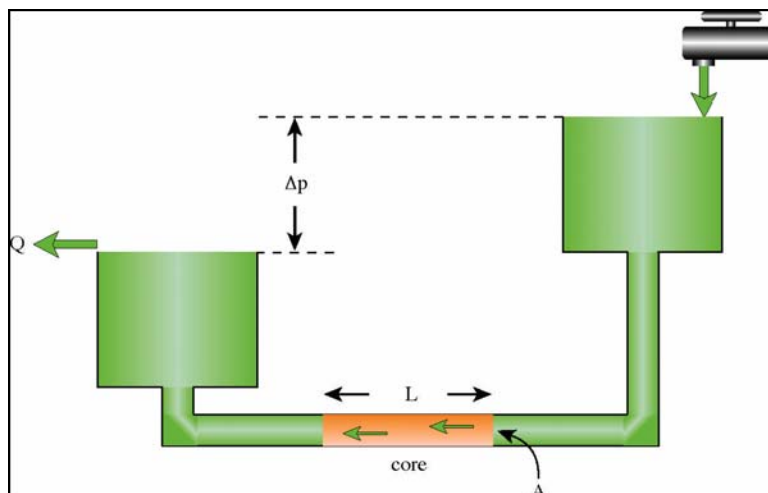


Рис. 2.А.1 – Эксперимент Дарси

Этот эксперимент позволил установить взаимосвязь между скоростью горизонтального потока (расходом) в сечении пористой среды и градиентом давления в этом сечении.

Закон Дарси из эксперимента Дарси записывается следующим образом:

$$\frac{\Delta p}{L} = -887.2 \frac{Q\mu}{kA}$$

Закон Дарси является основным фундаментальным законом, применяемым в анализе динамического потока. Он используется для вывода уравнения пьезопроводности, чтобы определить градиент давления по скважине и даже для непроницаемых границ.

Его дифференциальную форму можно задать в линейных координатах для линейного потока и в цилиндрических координатах для радиального потока. При использовании радиальных координат расход для добывающей скважины принимается положительным, т.е. подразумевается течение из пласта в скважину:

¹ В отечественной литературе применяется термин – уравнение пьезопроводности. В зарубежной литературе используется термин уравнение диффузии

Формула Дарси в линейных координатах, в направлении x :
$$\frac{\partial p}{\partial x} = -887.2 \frac{q_x \mu}{k_x A}$$

Формула Дарси в радиальных координатах:
$$r \frac{\partial p}{\partial r} = 141.2 \frac{q \mu}{kh}$$

Согласно закону Дарси, перепад давлений между двумя точками, достаточно близкими, чтобы считать все параметры неизменными, будет:

- пропорционален плотности расхода (q/A)
- пропорционален вязкости флюида (μ)
- обратно пропорционален проницаемости коллектора (k)

Закон Дарси также используется для задания граничных условий течения, чтобы определить градиент давления, близкий к добывающим и нагнетательным скважинам. Когда Закон Дарси не действует, мы говорим о течении жидкости, не подчиняющемся закону Дарси. Задачи с течением, не подчиняющимся закону Дарси, обычно решаются при помощи численного моделирования (см. Главу 11, пункт 11.D.2).

2.A.2 Уравнение пьезопроводности

Уравнение пьезопроводности показывает, как в элементарном объеме породы давление будет изменяться во времени, как функция локального градиента давления вокруг этого элементарного объема.

Можно создать столько уравнений пьезопроводности, сколько существует допущений о процессах, происходящих в пласте. Фундаментальная теория анализа динамического потока пользуется простейшим уравнением пьезопроводности со следующими исходными допущениями:

- Однородность и изотропность коллектора
- Однофазность и малая сжимаемость флюида.
- Влияние силы тяжести игнорируется. В противном случае уравнение пьезопроводности записывается для потенциала, а не давления.
- Справедлив закон Дарси
- Свойства коллектора и флюида не зависят от давления.

При данных условиях уравнение пьезопроводности выводится из следующих уравнений: (1) уравнения сохранения массы или неразрывности, (2) уравнения Дарси, (3) уравнения состояния для малосжимаемой жидкости.

Получение уравнения пьезопроводности:

Уравнение пьезопроводности выводится из сочетания трех основных уравнений:

Закон сохранения массы: это практическое правило, гласящее, что ничто не сохраняется, и ничто не исчезает; вещи просто перемещаются или преобразуются (Антуан Лавуазье, Франция, 1785). Формула для простейшего объема породы: «прибавка массы» ($Mass^{in}$) минус «убытие массы» ($Mass^{out}$) = «накопление» (Accumulation).

Мы рассматриваем поток в направлении x флюида через (небольшую) площадь A , между x и $x+\delta x$ и между временем t и $t+\delta t$. С учетом 1 баррель/сутки = $0,23394$ фут³/час, получаем следующие уравнения:

$$\text{Сохранение массы:} \quad Mass_{in} - Mass_{out} = Accumulation = Mass_{after} - Mass_{before}$$

$$\text{Сохранение массы:} \quad [0.23394 \rho q_x \delta t]_x - [0.23394 \rho q_x \delta t]_{x+\delta x} = [\rho \phi A \delta x]_{t+\delta t} - [\rho \phi A \delta x]_t$$

$$\text{Дифференциальная форма:} \quad -0.23394 \frac{\partial \rho q_x}{\partial x} = A \frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t}$$

Второе уравнение, которым мы будем пользоваться, связывает расход в направлении x с градиентом давления в этом направлении. Самым простым среди этих уравнений является **формула Дарси** (Генри Дарси, Франция, 1856), устанавливающая линейную зависимость между скоростью и градиентом давления, при этом линейный множитель является функцией отклика коллектора (проницаемость) и одного отклика флюида (вязкости).

$$\text{Формула Дарси в направлении } x: q_x = -\frac{k_x A}{887.2 \mu} \frac{\partial p}{\partial x}$$

$$\text{Таким образом мы получаем:} \quad -0.23394 \frac{\partial}{\partial x} \left[-\frac{k_x A \rho}{887.2 \mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right] = A \frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t}$$

$$\text{В упрощенном виде:} \quad \frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} = 0.0002637 k_x \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right]$$

И именно из этого уравнения выше мы начинаем иметь дело с реальным газом. Теперь мы сосредоточимся на малосжимаемых флюидах. Первый член можно развернуть следующим образом:

Первый член:

$$\frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} = \frac{\partial(\rho \phi)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \left[\rho \frac{\partial \phi}{\partial p} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial p} \right] \frac{\partial p}{\partial t} = \rho \phi \left[\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \right] \frac{\partial p}{\partial t}$$

$$\text{Новая дифференциальная форма:} \quad 0.0002637 \frac{k_x}{\rho \phi} \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right] = \left[\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \right] \frac{\partial p}{\partial t}$$

Два члена в скобках во второй части уравнения – это коэффициент сжимаемости породы и коэффициент сжимаемости флюида:

$$\text{Коэффициент сжимаемости породы} \quad c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p}$$

$$\text{Коэффициент сжимаемости флюида} \quad c_{fluid} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

$$\text{Новая дифференциальная форма:} \quad \frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k_x}{\rho \phi [c_f + c_{fluid}]} \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right]$$

Последнее нужное уравнение связано с PVT (ДОТ), для того чтобы оценить зависимость между сжимаемостью флюида и давлением. Простейшая формула, которой можно воспользоваться – это **малосжимаемая жидкость**, принимая сжимаемость жидкости за константу, т.е. не зависящую от давления. Таким образом получаем суммарную постоянную сжимаемость:

Малосжимаемая жидкость: $c_t = c_f + c_{fluid} = \text{константа}$

Мы также учитываем, что: $\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right] \approx \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$

И, наконец, получаем уравнение пьезопроводности в направлении x:

Уравнение пьезопроводности; направление x: $\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k_x}{\phi \mu c_t} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$

Вышеупомянутый процесс имел дело с притоком только в одном направлении. Если теперь рассмотреть приток через достаточно небольшого объема куб во всех трех направлениях, то получим:

Обобщенное уравнение пьезопроводности: $\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{\left[k_x \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right]}{\phi \mu c_t}$

Если рассмотреть изотропный коллектор, то все компоненты проницаемости равны уникальной проницаемости, k:

Уравнение изотропной пьезопроводности:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \left[\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right] = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \nabla^2 p$$

Оператор с крайней правой стороны называется оператором Лапласа, или лапласианом. Он также пишется Δp , однако мы избегаем такой формы, чтобы не вызывать путаницы с изменением давления во времени, которое также обозначается Δp .

2.А.3 Движение в однородном изотропном коллекторе

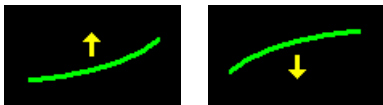
Объединив закон сохранения масс, простейшую формулу градиента давления (закон Дарси) и простейшее уравнение материального баланса (допущение малосжимаемого флюида), получаем простейшую версию уравнения пьезопроводности, которая дается ниже в трех разных формах:

Общая форма: $\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \nabla^2 p$

Радиальный поток: $\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right]$

Линейный поток: $\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$

Физический смысл: Если посмотреть на последнюю зависимость и учесть поток в одном из трех направлений:



- Если кривизна профиля давления положительная, то будет локальный рост давления. Если кривизна отрицательная, давление будет уменьшаться. Скорость изменения давления в любом направлении пропорциональна этой кривизне.
- Чем выше проницаемость, тем быстрее будет меняться давление. В принципе, чем проницаемее пласт, тем быстрее пластовый флюид будет реагировать на колебания локального давления.
- Чем выше вязкость, тем медленнее будет меняться давление. В принципе, чем более вязкий флюид, тем медленнее пластовый флюид будет реагировать на колебания локального давления.
- Отношение k/μ , которому пропорциональна скорость реакции, также называется подвижностью (коэффициентом гидропроводности).
- Чем выше пористость, тем ниже изменения давления, и, следовательно, в определенный момент, медленнее. В принципе, чем пористее пласт, тем меньшее изменение давления потребуется для добычи / получения одинаковой массы флюида.
- Чем выше суммарная сжимаемость, тем ниже изменения давления, и, следовательно, в определенный момент, оно медленнее. В принципе, чем более сжимаем пласт, тем меньшее изменение давления потребуется для добычи / получения одинаковой массы флюида.
- Отношение $1/\phi c_t$, которому пропорциональна амплитуда реакции, также называется коэффициентом упругоёмкости пласта (storativity).
- Гидропроводность и продуктивность, видимо, играют одинаковую роль в уравнении пьезопроводности. Однако гидропроводность можно также найти во внутренних граничных условиях, а там роль разных параметров будет отличаться.

В целом, уравнение пьезопроводности, используемое в большинстве аналитических моделей, представляет собой выражение радиальной формулы. Опорным пунктом такого радиального решения служит добывающая или нагнетательная скважина. Эта система координат хорошо подходит для моделирования радиального потока в скважину и из нее. Далее мы будем придерживаться радиальных координат.

В приведенном выше уравнении пьезопроводности описывается поток, который мы называем однородным коллектором, где это же уникальное уравнение будет применяться по всему коллектору. Можно смоделировать и более сложные коллекторы, и это уравнение пьезопроводности будет заменено выражениями с привлечением разных давлений в одной и той же точке (коллекторы с двойной пористостью, с двойной проницаемостью) или с изменением пьезопроводности и гидропроводности в разных местах (комбинированные коллекторы). Эти разные модели коллекторов подробно обсуждаются в Главе 7.

2.В Начальные условия и состояние скважины в бесконечном коллекторе

2.В.1 Начальные условия

Уравнение пьезопроводности описывает, каким образом давление флюидов в локальном образце горной породы будет локально реагировать на колебания давления. Для того чтобы описать физическую задачу, это уравнение необходимо дополнить набором начальных условий. Самое общее условие, и единственное простое для аналитического моделирования, это допустить, что в начальный момент 0, в соответствии с началом цикла эксплуатации, у коллектора было начальное равномерное давление p_i .

Однородное начальное давление:
$$p(t = 0, r) = p_i$$

Есть несколько других вариантов:

- В случае многоуровневого анализа есть возможность задавать другие начальные давления на разных уровнях.
- Также есть возможность начинать задачу с ситуации динамического давления. Как правило, это будет повторный запуск сеанса моделирования, с которого нужно прогнать тест на новой добавленной скважине. Ситуация такого рода тем не менее возможна при применении числовой модели (см. Главу 11, Параграф 11.Е).

2.В.2 Бесконечный коллектор (граничные условия)

Еще один набор уравнений нужен для определения контура коллектора (залежи) и параметров потока в каждой границе коллектора. Здесь мы сосредоточимся на простейшем граничном условии, это когда граница отсутствует, т.е. коллектор имеет бесконечную протяженность (контур).

К сожалению, естественно, коллекторы не бесконечны. Однако такую модель проще строить, и она будет адаптировать данные в течение всего времени исследования скважины, если ближайшая граница реального коллектора находится за пределами затрагиваемой площади во время исследований. Моделирование бесконечного коллектора вряд ли будет применяться для анализа добычи, где такая гипотеза вряд ли будет выдерживаться в интервале времени такого анализа. Бесконечный коллектор моделируется в радиальных координатах по формуле:

Бесконечный коллектор:
$$\lim [p(r, t)]_{r \rightarrow \infty} = p_i$$

2.В.3 Состояние скважины

Все уравнения выше (пьезопроводности, начальных и внешних граничных условий) постоянно приводят к «красивому» однородному коллектору при начальном давлении. Это равновесие возрастает в миллион лет нарушается колебаниями, создаваемыми техногенными добывающими или нагнетательными скважинами. Как правило, мы берем $t=0$ за время начального возмущения. Эти возмущения моделируются с помощью так называемого внутреннего граничного условия.

Простейшей реалистичной моделью состояния скважины служит вертикальная скважина конечного радиуса. Мы рассматриваем вертикальную скважину, радиусом r_w , с полным вскрытием однородного коллектора проницаемости k и мощности h , добывающей малосжимаемую жидкость вязкостью μ , с дебитом q при стандартных условиях, и соответственно с подземным дебитом $q_{sf} = q \cdot B$ (где B – объемный коэффициент пласта-коллектора). Внутреннее условие есть ни что иное, как закон Дарси, примененный на вскрытой поверхности в песчаном пласте, который может быть записан как:

$$\text{Скважина конечного радиуса: } \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r_w, t} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh}$$

Нереалистичной, но очень удобной моделью состояния скважины является линейный источник, соответствующий тому же закону Дарси, однако для предельного случая скважины нулевого радиуса.

$$\text{Скважина линейного источника: } \lim_{r \rightarrow 0, t} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right] = 141.2 \frac{qB\mu}{kh}$$

Задача о линейном источнике интересна тем, что ее легче решать, быстрее прогонять; расчет этого решения при $r=r_w$ является хорошей аппроксимацией решения конечного радиуса; и с практической точки зрения это такое же решение по пласту, когда $r > r_w$. Это решение выбора для моделирования испытаний на интерференцию и отображения скважин по граничным эффектам (см. Главу 8).

Простейшей областью применения для внутреннего граничного условия служит решение о «депрессии» (понижении давления), где скорость на поверхности принимается за нуль, когда $t < 0$, и устанавливается на постоянную величину Q от $t=0$ до бесконечности.

Остальные внутренние граничные условия соответствуют закону Дарси, прилагаемому к более сложной геометрии скважин (изломы, ограниченный ввод, горизонтальные, наклонные, многоствольные и т.д.), и подробно описываются в Главе 6.

2.С Решение линейного источника в однородном бесконечном коллекторе

Теперь мы рассмотрим самую простую задачу, которую смогли найти: движение в однородном бесконечном коллекторе, начиная с начального однородного давления p_i , создаваемого вертикальной скважиной линейного источника. Построение в Параграфе 2.С.1 можно опустить.

2.С.1 Построение

Полностью реальная задача описывается четырьмя следующими уравнениями:

$$\text{Однородная радиальная диффузия: } \frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_i} \frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right]$$

$$\text{Однородное начальное давление: } p(t=0, r) = p_i$$

Бесконечный коллектор: $\lim [p(r, t)]_{r \rightarrow \infty} = p_i$

Скважина линейного источника: $\lim \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r \rightarrow 0, t} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh}$

Задача упрощается путем ввода безразмерных переменных, которые интегрируют все прочие параметры и заканчиваются уникальным набором уравнений, что мы будем решать аналитическим методом раз и навсегда. Эти безразмерные параметры полезны не только для решения задачи. Они имеют историческое значение, так как послужили первоисточником метода палеточной интерпретации (см. «старую историю» в Главе 3). Хотя выглядит по-другому, на самом деле не так уж много способов упрощения полного набора уравнений. Безразмерные параметры задаются следующим образом:

Безразмерный радиус $r_D = \frac{r}{r_w}$

Безразмерное время $t_D = 0.0002637 \frac{kt}{\Phi \mu c_i r_w^2}$

Безразмерное давление $p_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} (p_i - p)$

Обратите внимание, что для решения задачи не обязательно вводить безразмерный радиус. Однако мы можем аппроксимировать решение по скважине путем решения линейного источника при $r=r_w$. Кроме того, эти безразмерные члены r_D с этим определением будут использоваться для точного решения задачи о конечном радиусе, далее в настоящей главе. Включение безразмерных членов в физическую задачу подводит нас к безразмерной задаче:

Однородная радиальная диффузия: $\frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{r_D} \left[\frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right]$

Однородное начальное давление: $p_D(t_D = 0, r_D) = 0$

Бесконечный коллектор: $\lim [p_D(r_D, t_D)] = 0$

Скважина линейного источника: $\lim \left[r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right]_{r_D \rightarrow 0, t_D} = -1$

Теперь мы сосредоточимся на безразмерном уравнении пьезопроводности. Что касается любой задачи пьезопроводности, уравнение можно еще дальше упростить путем перемещения задачи в Фурье-пространство (Джозеф Фурье, Франция, 1822) или Лапласово пространство (Пьер-Симон де Лаплас, Франция, 1820). Здесь мы будем пользоваться трансформантой (преобразованием) Лапласа, при которой уравнение пьезопроводности в сочетании с начальным условием приобретает следующий вид:

Трансформанта Лапласа: $\bar{p}_D(u, r_D) = \int_{t_D=0}^{\infty} p_D(t_D, r_D) \exp(-ut_D) dt_D$

Уравнение пьезопроводности в Лапласовом пространстве: $u \bar{p}_D = \frac{1}{r_D} \left[\frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial r_D} \right) \right]$

Это уравнение известно как видоизмененное уравнение Бесселя (Вильхем Бессель, Германия, 1824), родовая форма решения пользуется видоизмененными функциями Бесселя:

Родовое видоизмененное решение Бесселя:

$$\bar{p}_D(u, r_D) = A(u)K_0(r_D\sqrt{u}) + B(u)I_0(r_D\sqrt{u})$$

K_0 и I_0 – видоизмененные функции Бесселя нулевого порядка. Неизвестные функции A и B берутся из внутренних и внешних граничных условий. Это дает:

Из внешнего граничного условия: $B(u) = 0$

Из внутреннего граничного условия: $A(u) = \frac{1}{u}$

Решение линейного источника в Лапласовом пространстве: $\bar{p}_D(u, r_D) = \frac{1}{u} K_0(r_D\sqrt{u})$

Действительным безразмерным решением является обратное преобразование Лапласа этой функции. В общем, обратное преобразование Лапласа выводится цифровым способом, с использованием алгоритма Стефеста (Харолд Стефест, Германия, 1970). В данном конкретном случае – и это в интересах решения линейного источника – мы признаем обратное преобразование. Это называется интегральной показательной функцией, и может быть записано в следующем виде:

Интегральное показательное решение: $p_D(r_D, t_D) = -E_i\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right)$

Прежде чем возвращаться к материальному миру, давайте отметим интересное свойство показательного (экспоненциального) интеграла: для малых отрицательных аргументов у него есть логарифмическая аппроксимация, которая послужит основой «бесконечно действующего радиального течения». Его можно записать так:

для $t_D \geq 100r_D^2$ $p_D(r_D, t_D) \approx \frac{1}{2} \left[\ln \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907 \right]$

Теперь, чтобы получить физическое решение, нам просто надо заменить безразмерные параметры их действительными значениями.

2.С.2 Решение линейного источника

Решение, в любой точке и в любое время, для скважины линейного источника, эксплуатирующей однородный бесконечный коллектор, подается в следующем виде:

Решение линейного источника: $p(r, t) = p_i - \frac{70.6qB\mu}{kh} \left[-E_i\left(-\frac{948.1\Phi\mu_c r^2}{kt}\right) \right]$

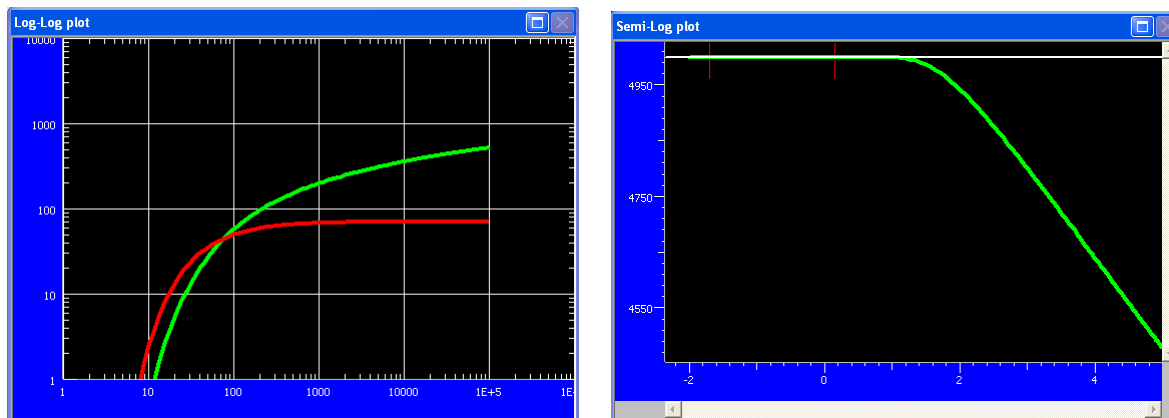


Рис.2.С.1 – График линейного источника в двойном логарифмическом масштабе Рис.2.С.2 – График линейного источника в полулогарифмическом масштабе

Исследование процесса пьезопроводности (диффузии):

Вы заметите, что изменение давления является исключительно функцией группы параметров r^2/t , или, если удобнее: r/\sqrt{t} . Здесь есть важная импликация на физическое понимание процесса пьезопроводности. Если взять, к примеру, время, необходимое для того, чтобы изменение давления достигло определенной величины (например, 1 psi), оно будет равняться некоему значению r/\sqrt{t} , которое мы будем вычислять из решения линейного источника, и, следовательно, зависимости:

$$\text{Радиус исследования: } r_{inv} = a\sqrt{t}$$

В Главе 8 вы увидите, что мы вовсе не рекомендуем использовать такое понятие радиуса исследования, поскольку оно может вводить в заблуждение, если учитывать, как этот результат используется впоследствии. Тем не менее, это интересное средство для визуализации данного процесса пьезопроводности. Чтобы распространить данное понятие на случаи, где геометрия потока не строго радиальна, можно принять, что площадь исследования пропорциональна r^2 , а отсюда мы имеем:

$$\text{Площадь исследования: } A_{inv} = bt$$

Если поток не строго горизонтален, и (или) мощность h не постоянна, то мы возьмем:

$$\text{Объем исследования: } V_{inv} = ct$$

Первый взгляд на радиальное течение бесконечного действия:

Хотя информация ниже достоверна в любой точке коллектора, мы сейчас сосредоточимся на реакции скважины, которая берется при $r=r_w$. Как продемонстрировано в предыдущем параграфе, существует интервал времени, в течение которого решение линейного источника достигает «режима», где можно использовать аппроксимацию, представляющую наивысший интерес для инженера, интерпретирующего данные исследований скважины. Это - полулогарифмическая аппроксимация, и данный режим называется бесконечно действующим радиальным течением (потокос), или IARF.

$$\text{IARF: для } t \geq \frac{379200\Phi\mu c_t r_w^2}{k} \quad p(t) \approx p_i - \frac{162.6q\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 \right]$$

Важное замечание: Везде в тексте данной книги $\ln(x)$ означает натуральный логарифм, а $\log(x)$ – десятичный логарифм.

Это подразумевает линейность между изменением давления и логарифмом времени. Вот поэтому мы также называем это полулогарифмической аппроксимацией. Угол наклона отклика дает расчет проницаемость x мощность, kh (или удельная проницаемость пласта).

Однако прежде чем дальше работать с IARF, мы введем два других эффекта, часто учитываемых для анализа данных исследований на неустановившихся режимах фильтрации: влияние ствола скважины (накопление) и скин-эффект.

2.D Влияние ствола скважины и скин-эффект – Бесконечно действующее радиальное течение

2.D.1 Влияние объема ствола скважины

Когда скважина открывается для эксплуатации, первоначальный выход на поверхность происходит вследствие расширения флюидов, находящихся в сжатом состоянии в стволе скважины (приствольной зоне). Прежде чем коллектор начнет работать через вскрытую поверхность забоя, имеет место задержка во времени. В течение этой задержки во времени режим потока называется влиянием объема ствола на период эксплуатации и закрытого состояния, а иногда притоком флюида в скважину в период восстановления после закрытия. Когда скважина закрывается на устье, дебит притока со вскрытой поверхности не сразу падает до нуля, и скважина продолжает давать приток в закрытом стволе. Здесь опять же имеет место задержка во времени, в течение которой "накопление" дает приток пластового флюида в скважину до тех пор, пока не упадет до нуля дебит со вскрытой поверхности и устья, и не прекратится влияние ствола.

Для скважины, заполненной флюидом, коэффициент ствола выражается следующим образом:

$$C = V_w c_w$$

Где $V_w = \text{wellbore volume}$ $c_w = \text{well fluid compressibility}$. ($V_w =$ объем ствола, $c_w =$ сжимаемость скважинного флюида).

Если в скважине присутствует уровень жидкости, то глубина этого уровня связана дебитом $\Delta V = V_{\text{unity}} \Delta h$ и изменением давления - $\Delta p = \rho \Delta h (g/g_c)$, следовательно, коэффициент накопления ствола выражается следующим образом:

$$C = 144 \frac{V_{\text{unity}}}{\rho (g/g_c)}$$

В прошлом влияние скважины обычно считалось помехой, особенно когда эффект накопления наблюдался очень долго и мог «замаскировать» такие характеристики (отклики), как IARF, разнородность и граничный (краевой) эффект. В то время

прикладывались усилия к тому, чтобы любой ценой избежать эффекта накопления, используя технологии испытаний, которые бы минимизировали или полностью ликвидировали влияние ствола (состояние закрытия в скважине), или иные методы, позволяющие делать поправку на измеренное давление с учетом влияния, такие как конволюция (свертка) и замеры дебитов вскрытой поверхности забоя. Однако на практике лишь немногие скважины имеют длительные периоды влияния ствола, а поскольку накопление необходимо при установлении согласования во времени для моделирования, некоторое влияние ствола перестало считаться помехой, а является даже желательным.

По факту некоторые шаблоны (программы) исследований полностью используют период влияния ствола, чтобы получить результаты для анализа, включая также информацию о состоянии скважины и о коллекторе (испытания оторочек, испытания в закрытой камере и т.д.).

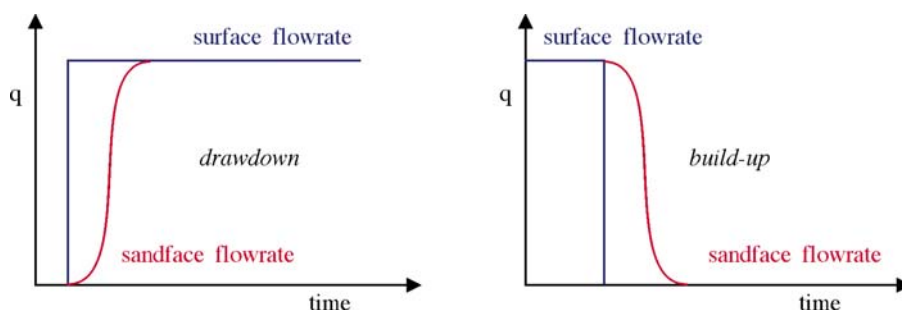


Рис. 2.D.1 – Влияние ствола скважины

Surface flowrate	Дебит на устье
Drawdown	Кривая падения давления (КПД)
Sandface flowrate	Дебит на вскрытой поверхности забоя
Time	Время
Build-up	Кривая восстановления давления (КВД)

Постоянное значения влияния ствола предполагает, что разность между дебитом на вскрытой поверхности забоя и дебитом на устье пропорциональна скорости изменения давления. Это задается следующей формулой:

Постоянное влияние ствола:
$$q_{sf} = qB + 24C \frac{\partial p_{wf}}{\partial t}$$

Существуют иные виды влияния ствола скважины, в том числе влияние ствола по давлению и влияние ствола по времени. Они излагаются в Главах 5 и 9.

2.D.2 Скин-эффект

Скин-эффект – это количественное выражение разницы между продуктивностью скважины в идеальном случае и ее эффективной продуктивностью в реальности:

- Если после бурения, заканчивания, цементирования и перфорирования падение давления для заданной добычи в стволе скважины идентично падению давления, спрогнозированному в идеальном случае для той же геометрии, то величина скин-эффекта будет нулевой.
- Очень часто в коллекторе в призабойной зоне происходит проникновение (нарушение проницаемости), и эффективная проницаемость по скважине снижается, вызывая более резкое падение давления для заданной добычи. Тогда величина скин-эффекта положительная.
- И наоборот, интенсифицированная скважина обладает более высокой продуктивностью, отсюда меньше падение давления для заданной добычи. Тогда величина скин-эффекта считается отрицательной.
- Скин-эффект может не быть постоянной величиной во времени. В течение начального периода «дренажа» (очистки) в исследованиях скважины скин-эффект имеет тенденцию к снижению. И наоборот, через значительные промежутки времени законченные скважины могут испытывать ухудшение коллекторских свойств и продуктивности, с соответствующим увеличением скин-эффекта.

Мы принимаем, что у скважины постоянный скин-эффект при дополнительном падении давления (или Δp_{skin}), пропорциональный дебиту на вскрытой поверхности. Скин-эффект S – это безразмерное факторное представление изменения давления, он включает в себя те же коэффициенты, что и в законе Дарси:

Постоянный скин-эффект S :
$$\Delta p_{Skin} = p(r_w, t) - p_{wf}(t) = 141.2 \frac{q_{sf} \mu}{kh} S$$

Где p – давление в пласте в заданное время с расстоянием rw , т.е. сразу за пределами вскрытой поверхности забоя; а p_{wf} – давление фонтанирования скважины в заданное время.

Эквивалентная комплексная система:

Для моделирования положительного скин-эффекта необходимо учитывать зону проникновения или зону нарушения проницаемости в пристволенной части пласта радиусом r_s больше чем r_w и проницаемостью k_s ниже чем k .

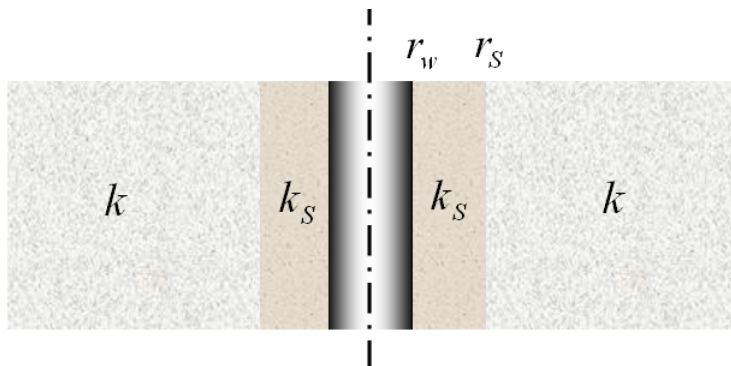


Рис. 2.D.2 – Эквивалентный комплекс

Непосредственное применение уравнения Дарси дает взаимосвязь между эквивалентным скин-фактором, r_s и k_s :

Скин-эффект от радиального комплексного эквивалента:
$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)$$

Эквивалентный радиус:

Другой способ моделирования скин-эффекта – это понятие эквивалентного радиуса, применимого как к положительному, так и отрицательному скин-эффекту. Идея заключается в том, чтобы считать, что скважина со скин-эффектом обладает той же продуктивностью, что и скважина большего или меньшего размера без скина. Если скин-эффект положительный, то эквивалентный радиус ствола скважины меньше r_w . Если скин-эффект отрицательный, то эквивалентный радиус ствола скважины больше r_w . Уравнение, опять же, является прямой производной от уравнения Дарси, и может быть найдено в пределах, когда проницаемость k_s и выше стремится к бесконечности (в необсаженном стволе), и задается так:

Эквивалентный радиус ствола скважины:
$$S = -\ln \left(\frac{r_{wa}}{r_w} \right) \quad \text{или} \quad r_{wa} = r_w e^{-S}$$

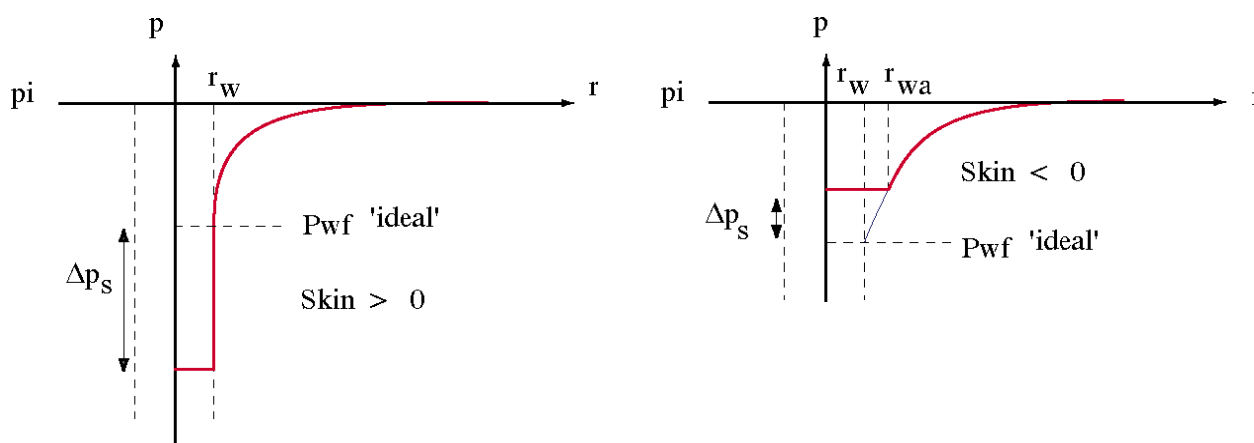


Рис. 2.D.3 – Скин-эффект: эквивалентный радиус ствола скважины

Обратите внимание, что два описанных метода работают только на принципах аппроксимации, поскольку не определен источник изменений ожидаемого измеренного давления в скважине. Это лишь количественное выражение изменений давления от идеального притока.

2.D.3 Построение

Теперь нам надо решить задачу посложнее:

Однородная радиальная диффузия:
$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right]$$

Скважина конечного радиуса:
$$\left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r_w, t} = 141.2 \frac{q_{sf} \mu}{kh}$$

Начальное давление и бесконечный коллектор:
$$p(t = 0, r) = p_i$$

$$\lim [p(r, t)]_{r \rightarrow \infty} = p_i$$

Влияние ствола скважины и скин-эффект:
$$q_{sf} = qB + 24C \frac{\partial p_{wf}}{\partial t}$$

$$p - p_{wf} = 141.2 \frac{q_{sf} \mu}{kh} S$$

Теперь мы повторим определение безразмерных членов и сложим безразмерный дебит на вскрытой поверхности забоя и безразмерный коэффициент влияния ствола. Безразмерность скин-эффекта исключает потребность в переводе:

Безразмерный радиус, время и давление:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad t_D = 0.0002637 \frac{kt}{\Phi \mu c_t r_w^2} \quad p_D = \frac{kh}{141.2 qB \mu} (p_i - p)$$

Безразмерный дебит на вскрытой поверхности забоя и коэффициент ствола:
$$q_D = \frac{q_{sf}}{qB}$$

$$C_D = \frac{0.8936C}{h \phi c_t r_w^2}$$

Теперь мы получаем эквивалентную безразмерную задачу:

Однородная радиальная диффузия:
$$\frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{r_D} \left[\frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right]$$

Начальное давление и бесконечный коллектор:
$$p_D(t_D = 0, r_D) = 0$$

$$\lim [p_D(r_D, t_D)] = 0$$

Скважина конечного радиуса:
$$\left[r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right]_{r_D=1, t_D} = -1$$

Влияние ствола скважины и скин-эффект:
$$\left[r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right]_{r_D=1, t_D} = -q_D \quad p_{wfD} = p_D + q_D S$$

$$q_D = 1 - C_D \frac{dp_{wfD}}{dt_D}$$

Процесс решения будет таким же, как у задачи линейного источника, и здесь подробно не описывается.

Для задачи конечного радиуса (без влияния и без скин-эффекта) общая форма аналогична линейному источнику:

Родовое видоизмененное решение Бесселя:

$$\bar{p}_D(u, r_D) = A(u)K_0(r_D \sqrt{u}) + B(u)I_0(r_D \sqrt{u})$$

Как линейный источник, условия бесконечного коллектора приходят к $B(u)=0$. Единственное отличие заключается в том, что теперь мы рассчитываем уравнение скважины при $r_D=1$, а не $r_D=0$. Это подводит нас к другому значению для $A(u)$:

Из внутреннего граничного условия:
$$A(u) = \frac{1}{u\sqrt{u}K_1(\sqrt{u})}$$

Если мы задаем функцию:
$$K_0^1(x) = \frac{K_0(x)}{xK_1(x)}$$

То решение конечного радиуса по скважине будет
$$\bar{p}_D(u) = \frac{1}{u} K_0^1(\sqrt{u})$$

В решении влияния ствола и скин-эффекта мы исключаем q_D и p_{wfD} в верхних уравнениях, берем преобразование Лапласа и т.д. и т.п. Фактически, можно создать родовое доказательство, что если известно решение конечного радиуса данной проблемы в Лапласовом пространстве, то величины влияния ствола и скин-эффекта можно складывать по следующему преобразованию:

Получаем видоизмененное уравнение Бесселя и находим внутреннюю и внешнюю границы; член K_1 оказывается соответствующим состоянию скважины конечного радиуса, и, наконец, приходим к следующим результатам:

Сложение величин влияния ствола скважины и скин-эффекта:

$$\bar{p}_{wfD}(u) = \frac{1}{u} \left[\frac{S + u\bar{p}_{FRD}(1, u)}{1 + uC_D[S + u\bar{p}_{FRD}(1, u)]} \right]$$

В однородном бесконечном случае:

$$\bar{p}_{wfD}(u) = \frac{1}{u} \left[\frac{S + K_0^1(\sqrt{u})}{1 + uC_D[S + K_0^1(\sqrt{u})]} \right]$$

Затем задача решается в действительном пространстве путем приложения обратного преобразования Лапласа с использованием численного алгоритма Стефеста. Несмотря на то, что решение является более сложным, разница между этим решением и решением

показательного интеграла стабилизируется с исчезновением влияния ствола скважины, а остаточная разность есть скин-фактор. Это связывается с IARF так:

После влияния ствола:

$$p_{wFD}(t_D) \approx -E_i\left(-\frac{1}{4t_D}\right) + S$$

Безразмерный IARF: для $t_D \geq 100$

$$p_{wFD}(t_D) = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907 + 2S]$$

2.D.4 Поведение

На двух рисунках ниже представлен отклик при падении давления работающей вертикальной скважины с влиянием объема ствола и скин-эффектом в однородном бесконечном коллекторе. На графике слева показан отклик по полулогарифмической шкале, давление представлено как функция $\log(t)$. На графике справа показан график в двойном логарифмическом масштабе $\log(\Delta p)$ и взаимосвязь между производной и $\log(\Delta t)$.

Производная будет выведена в Главе 3. Показанная справа производная представляет собой абсолютную величину наклона графика в полулогарифмическом масштабе, того, что слева, но вычерченного на графике в двойном логарифмическом масштабе. Когда модель слева становится прямой линией, производная становится горизонтальной линией справа. Уровень этой горизонтальной линии есть угол наклона модели слева. Поскольку все отклики сводятся к параллели на левом графике, то все производные объединяются в одинаковый уровень на правом графике.

Зеленая модель соответствует отклику с влиянием ствола скважины и скин-эффектом. Розовая модель показывает соответствующее решение конечного радиуса, т.е. без влияния ствола и скин-эффекта. У голубой модели есть скин-эффект, но нет влияния ствола. У оранжевой модели есть влияние ствола, но нет скин-эффекта.

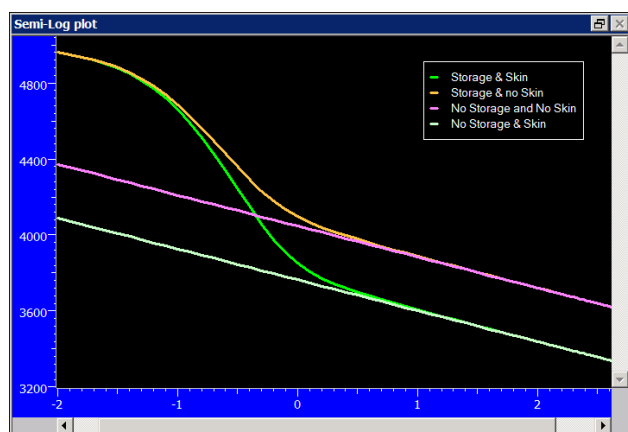


Рис. 2.D.4 – Решение конечного радиуса, Полулогарифмическая шкала

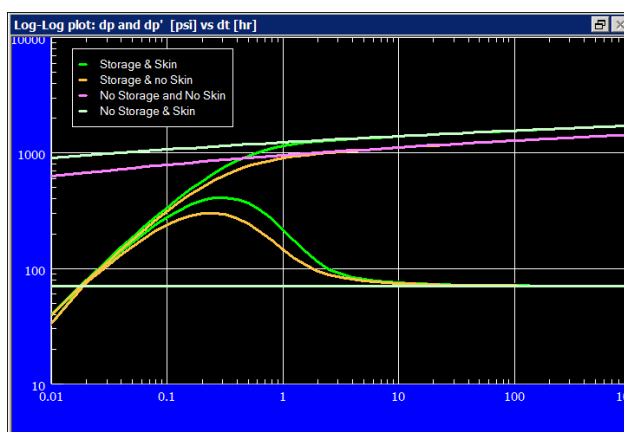


Рис. 2.D.5 – Решение конечного радиуса, двойная логарифмическая шкала

Обратите внимание, что через некоторое время все модели становятся прямыми линиями на графике в полулогарифмическом масштабе. Есть две прямые линии, и они параллельны. На графике в двойном полулогарифмическом масштабе это соответствует

сглаживанию всех четырех производных откликов на одинаковом уровне, совпадая с тем же углом наклона на графике в полулогарифмическом масштабе. Прямая в полулогарифмическом масштабе соответствует бесконечно действующему радиальному течению (IARF) и задается уравнением:

$$\text{Уравнение IARF: } p(t) = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_i r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right]$$

Когда мы рассматриваем это уравнение, наклон прямой дает значение, равное члену в скобках, и это можно использовать для оценки проницаемости k при известных всех прочих параметрах (q , μ и h).

Затем отсекаемый отрезок в заданной точке времени даст определение членов в скобках. Зная проницаемость k от уклона и прочие параметры как исходные данные, появляется возможность оценить скин-фактор S .

Модель выше - это второй пример, иллюстрирующий значение бесконечно действующего радиального течения. Как и у большинства систем, даже в очень сложных случаях, они обычно выражают этот режим IARF; а следующий раздел – это характерное представление IARF.

2.D.5 Бесконечно действующее радиальное течение (IARF)

Когда влиянием ствола можно пренебречь, непосредственное воздействие геометрии скважины и неоднородности коллектора прошло, и перед обнаружением поперечных границ поток может принимать состояние под названием бесконечно действующее радиальное течение (IARF).

В частном случае вертикальной скважины, работающей с постоянным дебитом в достаточно объемном однородном коллекторе, профиль потока по скважине можно представить, как изображено на рис. 2.D.6. Реальный коллектор двухмерен, а давление изображено в оси z . Скважина работает на депрессии. В случае отбора с постоянным дебитом отклик давления во время IARF задается так:

$$\text{Уравнение IARF при эксплуатации: } \Delta p(\Delta t) = m \log(\Delta t) + b$$

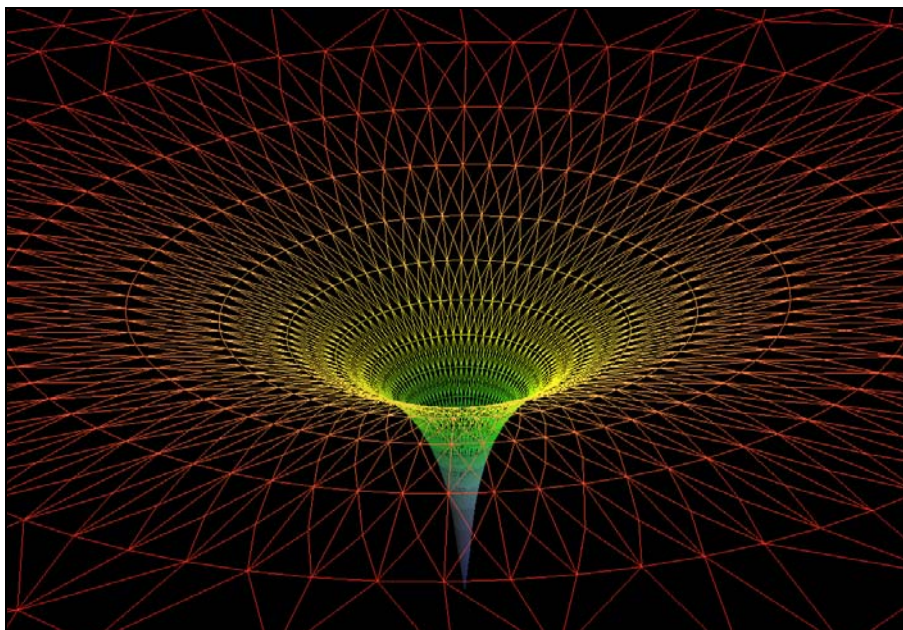


Рис. 2.D.6 – Объемное изображение профиля давления IARF

Хотя IARF можно встретить и в анализе добычи, это тем не менее главный режим потока, представляющий интерес в анализе данных на неустановившихся режимах фильтрации. Отклик на избранной полулогарифмической шкале будет линейного вида, и с этой линейности инженер сможет оценить, во-первых, гидропроводность коллектора с наклона линии, а во-вторых, потенциальную продуктивность скважины из отрезка, отсекаемого по оси z .

В последующем параграфе мы увидим, что IARF может характеризоваться не только постоянной нормой отбора, как представлено выше, но фактически для любой последовательности потока при условии, что последний приток достаточно продолжительный. Особенно это касается случаев восстановлений, т.е. время притока в Анализе данных исследований на неустановившихся режимах фильтрации, где IARF проявляется в виде прямой линии для избранной временной шкалы.

2.E Внешние граничные условия

В этом подразделе мы обратимся к вопросу замкнутых систем и частного режима потока для таких систем: Псевдоустановившийся режим, или PSS.

2.E.1 Границы отсутствия потока (непроницаемые) и постоянного давления

В подразделе В.2 мы ввели понятие конечного коллектора. Внешняя граница будет состоять из одного или нескольких элементов различных сочетаний типа и формы. Два наиболее распространенных типа граничных элементов – это отсутствие потока (или непроницаемые границы) и постоянное давление.

Граничный элемент отсутствия потока:
$$\left[\frac{\partial p}{\partial \vec{n}} \right]_{\Sigma} = 0$$

Граничный элемент постоянного давления:
$$[p]_{\Sigma} = p_i$$

Уравнение непроницаемых границ – это формула Дарси, приложенная под прямым углом к граничной поверхности с нулевым дебитом. Существуют различные виды границ, среди которых – текучие (негерметичные) границы, проводящие границы, водонапорные режимы и газовые шапки. Подробно о них будет рассказано в Главе 8.

А теперь давайте рассмотрим замкнутую систему, т.е. коллектор, полностью окруженный замкнутым герметизирующим контуром. Простейшая разновидность замкнутой системы – это коллектор в форме круга с центром в скважине и радиусом r_e . Модель такого рода используется не только для моделирования полностью закрытого коллектора. Ее также можно применять для моделирования зоны дренирования скважины, т.е. части коллектора, который дренируется конкретной скважиной.

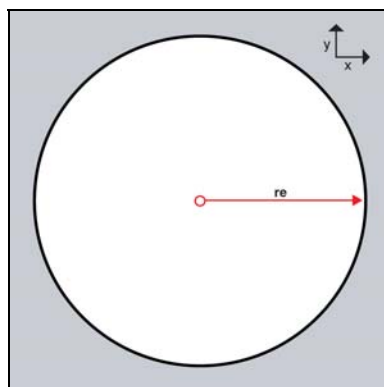


Рис. 2.Е.1 – Круговая граница с замкнутым контуром

2.Е.2 Построение для кругового коллектора

Рассмотрим только скважину конечного радиуса. Как мы видели в предыдущем подразделе, влияния объема ствола и скин-эффект можно легко впоследствии сложить. Хотя на данном этапе мы будем смотреть только на результат для замкнутой системы, мы также воспользуемся благоприятным случаем и решим вариант для круга постоянного давления. Физические уравнения ниже совпадают с уравнениями для скважины конечного радиуса, за исключением граничного условия:

Однородная радиальная диффузия:
$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_i} \frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right]$$

Скважина конечного радиуса:
$$\left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r_w, t} = 141.2 \frac{q_{sf} \mu}{kh}$$

Однородное начальное давление:
$$p(t = 0, r) = p_i$$

Граничное уравнение, замкнутый круг:
$$\left[\frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r_e, t} = 0$$

Граничное уравнение, пост. замкнутый круг:
$$p(t, r_e) = p_i$$

Безразмерные параметры точно такие же, как для решения бесконечно-конечного радиуса и здесь повторяться не будут. Результатом является следующая безразмерная задача:

Однородная радиальная диффузия:
$$\frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{r_D} \left[\frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right]$$

Начальное давление и скважина конечного радиуса:
$$p_D(t_D = 0, r_D) = 0$$

$$\left[r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right]_{r_D=1, t_D} = -1$$

Замкнутый круг ИЛИ круг постоянного давления:
$$\left[\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right]_{r_{eD}, t} = 0 \quad \text{ИЛИ}$$

$$p_D(t_{eD}, r_{eD}) = 0$$

Процесс решения будет таким же, как у задачи линейного источника, и здесь подробно не описывается.

Для задачи конечного радиуса (без влияния и без скин-эффекта) общая форма аналогична линейному источнику:

Родовое видоизмененное решение Бесселя:

$$\bar{p}_D(u, r_D) = A(u)K_0(r_D \sqrt{u}) + B(u)I_0(r_D \sqrt{u})$$

В этот раз член $B(u)$ не будет равен нулю. $A(u)$ и $B(u)$ будут вычисляться двумя уравнениями: уравнением конечного радиуса по скважине и решением герметизации или постоянного давления при r_e . Мы не будем углубляться в детали, а сосредоточимся на результате:

Решение для замкнутого круга:

$$\bar{p}_{FRD}(u) = \frac{\frac{K_0(\sqrt{u})}{u\sqrt{u}K_1(\sqrt{u})}}{1 - \frac{K_1(r_{eD}\sqrt{u})}{I_1(r_{eD}\sqrt{u})} \frac{I_1(\sqrt{u})}{K_1(\sqrt{u})}} - \frac{\frac{I_0(\sqrt{u})}{u\sqrt{u}I_1(\sqrt{u})}}{1 - \frac{I_1(r_{eD}\sqrt{u})}{K_1(r_{eD}\sqrt{u})} \frac{K_1(\sqrt{u})}{I_1(\sqrt{u})}}$$

Решение для круга постоянного давления:

$$\bar{p}_{FRD}(u) = \frac{\frac{K_0(\sqrt{u})}{u\sqrt{u}K_1(\sqrt{u})}}{1 + \frac{K_1(r_{eD}\sqrt{u})}{I_1(r_{eD}\sqrt{u})} \frac{I_1(\sqrt{u})}{K_1(\sqrt{u})}} - \frac{\frac{I_0(\sqrt{u})}{u\sqrt{u}I_1(\sqrt{u})}}{1 + \frac{I_1(r_{eD}\sqrt{u})}{K_1(r_{eD}\sqrt{u})} \frac{K_1(\sqrt{u})}{I_1(\sqrt{u})}}$$

Принимая во внимание, что выше приведены решения конечного радиуса, окончательное решение с влиянием объема ствола и скин-эффектом задается так:

Сложение величин влияния ствола скважины и скин-эффекта:

$$\bar{p}_{wFD}(u) = \frac{1}{u} \left[\frac{S + u\bar{p}_{FRD}(u)}{1 + uC_D[S + u\bar{p}_{FRD}(u)]} \right]$$

Задача здесь опять же преобразуется в реальное пространство с помощью алгоритма Стефеста. Поведение изучается в следующем подразделе. На данном этапе мы просто констатируем, что позднее, т.е. после обнаружения пределов коллектора, безразмерное давление можно аппроксимировать уравнением псевдоустановившегося состояния:

Безразмерное уравнение PSS для круга:
$$p_{wFD}(t_D) = \frac{t_D}{r_{eD}^2} - 0.4035 + S$$

В более общем смысле, замкнутые системы площадью A будут через некоторое время аппроксимированы уравнением PSS:

Общее безразмерное уравнение PSS:
$$p_{wFD}(t_D) = \frac{2\pi r_w^2}{A} t_D + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{C_A r_w^2}\right) + 0.4045 + S$$

C_A – коэффициент формы Дитца (Dietz), характеристика формы коллектора и положение скважины в залежи. Для скважины в центре замкнутого круга C_A=31,62 и мы получаем предыдущее уравнение.

2.Е.3 Поведение замкнутой системы

На двух рисунках ниже представлен при падении давления работающей вертикальной скважины с влиянием объема ствола и скин-эффектом в однородном коллекторе в форме круга. На графике слева показан отклик по линейной шкале, давление представлено как функция времени. На графике справа показан график в двойном логарифмическом масштабе log(Δp) и взаимосвязь между производной и log(Δt).

Зеленая модель соответствует варианту бесконечного коллектора. Оранжевая модель соответствует коллектору радиусом 3 000 футов. На розовой модели показан тот же вариант для коллектора с двойным радиусом, т.е. 6 000 футов.

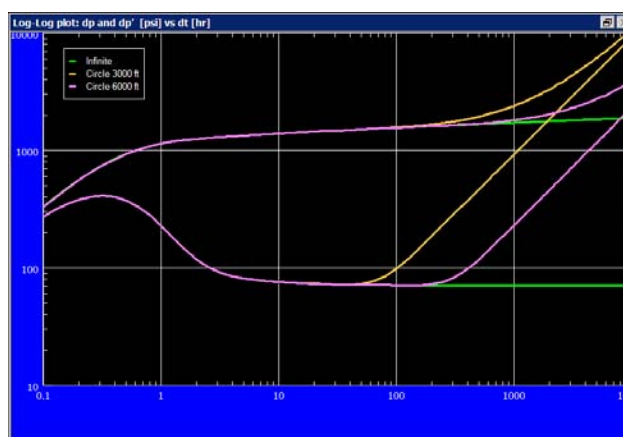


Рис. 2.Е.2 - Решение PSS конечного радиуса, Линейная шкала
 Рис. 2.Е.3 - Решение PSS конечного радиуса, Двойная логарифмическая шкала

В процессе эксплуатации, когда обнаруживается граница, поведение отклоняется от бесконечно действующего радиального течения и достигает нового режима потока под названием псевдоустановившийся режим. Это характеризуется линейностью между изменениями давления и астрономическим временем счета, а значит единичным уклоном производной на графике в двойном логарифмическом масштабе. Уравнение прямой линейного графика задается так:

$$\text{Круговое уравнение PSS: } p(t) = p_i - 0.03723 \frac{qB}{\phi_c h r_e^2} t - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} [S - 0.4035]$$

Уклон прямой даст примерную оценку размеров залежи, однако у обоих есть единичный уклон на графике в двойном логарифмическом масштабе, хотя и в разное время. Отсекаемый отрезок есть функция kh и скин-эффекта. Сравнивая отклики по 3 000 футов и 6 000 футов, можно обратить внимание, что для коллектора с двойным радиусом и в четыре раза большей площади, также в четыре раза больше продолжительность режима PSS. Это подтверждает уже сформулированный в подразделе С.2 принцип, что в процессе движения (пьезопроводности) существует пропорциональность между t и r^2 , либо между t и A .

Круговая модель – это только один пример замкнутой системы. Понятие псевдоустановившегося режима можно распространить на все замкнутые системы.

2.Е.4 Псевдоустановившийся режим, или PSS

Псевдоустановившийся режим – это режим, который проявляется через определенный промежуток времени эксплуатации на постоянном дебите. Хотя этот режим потока используется для Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации, он действительно интересен и для Анализа добычи. Псевдоустановившийся режим иногда можно видеть не только как результат достижения внешней границы коллектора. На эксплуатируемом месторождении, к примеру, существует период времени, когда возможно состояние равновесия в добыче от всех скважин, и для каждой скважины в зоне дренирования возникает состояние псевдоустановившегося режима.

Для малосжимаемого флюида псевдоустановившийся режим характеризуется линейной зависимостью между изменениями давления и временем. Когда достигается PSS, профиль давления в коллекторе «застывает», и истощение (падение) давления будет происходить во всей связанной залежи линейным и однородным образом.

В случае скважины конечного радиуса в однородном коллекторе PSS задается так:

Общее уравнение PSS:

$$p(t) = p_i - 0.234 \frac{qB}{\phi_c h A} t - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{C_A r_w^2} \right) + 0.4045 + S \right]$$

Где A – площадь залежи, а C_A – параметр, связанный с положением скважины в коллекторе и формой коллектора. C_A называется коэффициентом формы Дитца. В случае отличных геометрии скважин и видов залежи к этому уравнению надо добавить другие элементы, чтобы учесть суммарный эффект геометрии скважины и неоднородности коллектора, прежде чем будет достигнуто состояние PSS.

Наклон линии PSS даст размеры залежи. Вертикальное положение линии (ее отрезок, отсекаемый по оси y) зависит от площади коллектора, его коэффициента формы, проницаемости и скин-эффекта скважины. При неизвестных k и скин-эффекте задача не формулируется. При известных k и скин-эффекте, т.е. если достигнут режим IARF, отсекаемый отрезок позволяет рассчитать коэффициент формы Дитца. Однако в современных анализах инженер адаптирует модель, и в решение по модели будет включен коэффициент формы.

2.F Сложная динамика добычи - суперпозиция во времени

Все производные и результаты выше представлены с допущением эксплуатации на постоянном дебите, между тем на практике нам нужно модельное решение для более сложной динамики потока. В частности, вследствие сложности в поддержании постоянной скорости потока, Анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации традиционно основывается на данных о восстановлении перед одним или более этапов эксплуатации, нагнетания и закрытия.

Переход от отдельного отклика постоянного дебита к моделированию сложных динамик добычи возможно осуществить с помощью принципа наложения (суперпозиции) во времени. Данный принцип суперпозиции также позволяет определять функции времени суперпозиции, которые дают качественно и количественно выражать режим потока в случае со сложной динамикой добычи.

2.F.1 Общий принцип суперпозиции

Суперпозиция во времени и (или) пространстве заключается в построении решения комплексной задачи с линейной комбинацией и наложении - во времени и (или) пространстве - более простых решений. Вот наиболее популярные суперпозиции в Анализе данных исследований на неустановившихся режимах фильтрации и Анализе добычи:

- Моделирование сложных динамик добычи путем линейных комбинаций простых решений о падении давления с разными массами и временем запуска. Это называется суперпозицией во времени.
- Моделирование простых линейных границ путем линейных комбинаций бесконечных решений по скважинам и интерференции от виртуальных скважин, имитируя границу с помощью симметрии (также называется методом фиктивных скважин в системе зеркального отображения).

Мы рассматриваем любую задачу пьезопроводности, т.е. такую, которая подразумевает уравнение линейной пьезопроводности и набор начальных условий внутренних (скважины) и внешних (пределы). Все эти условия также линейны. Вот основные принципы суперпозиции:

- Линейные комбинации решений, следующие уравнению пьезопроводности, следуют и этому уравнению пьезопроводности.
- В любой точке течения (скважине, границе) поток, идущий от линейной комбинации решений будет такой же линейной комбинацией соответствующих потоков.

- Если вы найдете – от следующей уравнению пьезопроводности линейной комбинации решений – решение, которое в любой момент времени соблюдает все условия течений и границ, тогда ЭТО и есть решение задачи. Не имеет значения, несут ли элементарные наложенные решения физический характер или нет, лишь бы они следовали уравнению пьезопроводности.

С помощью этих принципов легко выстроить ряд правил для суперпозиции во времени:

- Если рассматривать изменения давления из-за отбора с удельным (единичным) дебитом, изменение давления от эксплуатации той же системы с дебитом q будет q количество раз решение удельного дебита, а решение для нагнетания при дебите q того же флюида будет минус q раз решение удельного дебита.
- Чтобы смоделировать последовательность движения постоянного дебита q_1 с начала отсчета времени до времени t_1 , а затем отбора q_2 от времени t_1 до бесконечности, можно наложить отбор при дебите q_1 с начала отсчета времени до бесконечности и отбор при дебите $(q_2 - q_1)$ от времени t_1 бесконечности. Иными словами, можно наложить q_1 раз решение удельного дебита, начиная со времени 0 при $(q_2 - q_1)$ раз решение удельного дебита, начиная со времени t_1 .
- В качестве конкретного примера предыдущего правила, чтобы смоделировать последовательность постоянного дебита от времени 0 до времени отбора t_p , а затем состояние закрытия бесконечной продолжительности, можно наложить отбор от начала отсчета времени до бесконечности и нагнетание с тем же дебитом, начиная от времени t_p до бесконечности. Иными словами, можно наложить q раз решение удельного дебита, начиная со времени 0 при минус q раз решение удельного дебита, начиная со времени t_p .
- Затем это можно легко распространить на последовательности отбора, которые можно сделать сколь угодно сложными.

2.F.2 Суперпозиция восстановления давления

Мы рассмотрим $\Delta p_{unit}(\Delta t)$, решение заданной задачи для варианта постоянного отбора при удельном дебите. Кроме того мы рассмотрим $\Delta p_{DD}(\Delta t)$, решение заданной задачи для варианта постоянного отбора при удельном дебите q . Вот что мы имеем:

Решение падения давления:
$$\Delta p_{DD}(\Delta t) = q \Delta p_{unit}(\Delta t)$$

Теперь мы рассматриваем последовательность отбора, при эксплуатации с дебитом q от времени 0 до времени отбора t_p , а затем закрытое состояние, начиная со времени t_p .

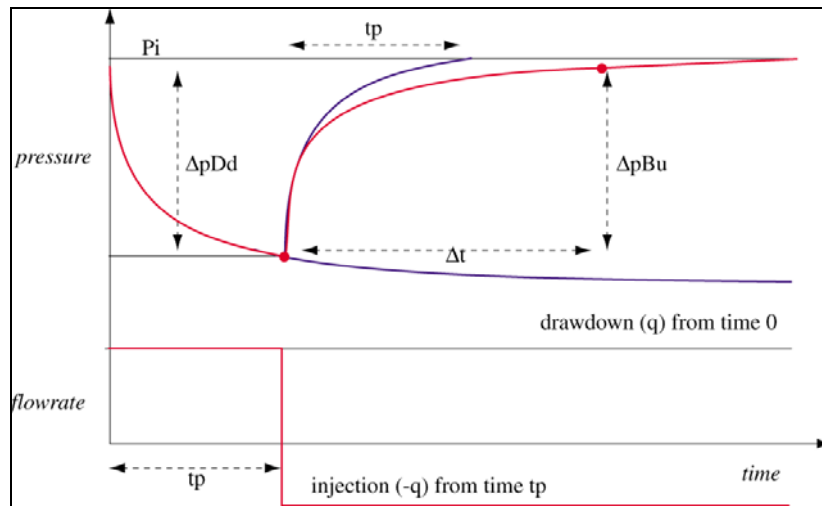


Рис. 2.F.1 –Суперпозиция восстановления давления

Pressure	Давление
Flowrate	Дебит
Drawdown (q) from time 0	КПД (q) от времени 0
Injection (-q) from time t _p	Нагнетание (-q) от времени t _p
time	время

На этапе начальной добычи давление задается так:

Этап добычи:
$$p_{DD}(t) = p_i - \Delta p_{DD}(t) = p_i - q \Delta p_{unit}(t)$$

По методу суперпозиции изменение давления во время восстановления будет суперпозицией изменений давлений из-за отбора q со времени 0 и нагнетания q, начиная со времени t_p. Это будет записано так:

Давление восстановления
$$p_{BU}(t) = p_{BU}(t_p + \Delta t) = p_i - q \Delta p_{unit}(t_p + \Delta t) + q \Delta p_{unit}(\Delta t)$$

или:
$$p_{BU}(t_p + \Delta t) = p_i - \Delta p_{DD}(t_p + \Delta t) + \Delta p_{DD}(\Delta t)$$

Возможно перед началом операций по анализу начальное давление нам не известно, и тогда мы обычно начинаем с изменения давления, наблюдаемого во время остановки, т.е. стартуя с последнего рабочего давления перед закрытием.

Изменение давления на восстановлении

$$\Delta p_{BU}(\Delta t) = p_{BU}(t_p + \Delta t) - p_{BU}(\Delta t = 0) = p_{BU}(t_p + \Delta t) - p_{DD}(t_p)$$

Подстановкой получаем:
$$\Delta p_{BU}(\Delta t) = [p_i - \Delta p_{DD}(t_p + \Delta t) + \Delta p_{DD}(\Delta t)] - [p_i - \Delta p_{DD}(t_p)]$$

И приходим к соотношению суперпозиции восстановления давления:

Изменение давления во время восстановления, т.е. разность между текущим давлением и последним рабочим давлением, можно рассчитать как простое наложение элементарных решений падения давления, путем:

Суперпозиция восстановления давления:
$$\Delta p_{BU}(\Delta t) = \Delta p_{DD}(t_p) + \Delta p_{DD}(\Delta t) - \Delta p_{DD}(t_p + \Delta t)$$

В связи с тем, что решение падения давления есть возрастающая функция времени, мы немедленно приходим к неравенствам:

Неравенства:
$$\Delta p_{BU}(\Delta t) < \Delta p_{DD}(t_p) \text{ and } \Delta p_{BU}(\Delta t) < \Delta p_{DD}(\Delta t)$$

Первое выражение подтверждает, что отклик давления при КВД будет более плоским чем отклик при КПД, а второе выражение говорит нам, что давление никогда не сможет превысить величину начального давления!

2.F.3 Суперпозиция с переменным дебитом

Суперпозиция с переменным дебитом является естественным расширением метода суперпозиции восстановления до любого вида динамики добычи. Последовательность режимов (дебитов) q_1, q_2, \dots, q_n , продолжительностью соответственно T_1, T_2, \dots, T_n , со временем запуска соответственно $t_1=0, t_2, \dots, t_n$. Теперь нужно определить давление в любой момент времени t в ходе режима q_n . На приведенной ниже схеме имеем $q_n=0$. Для Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации мы зачастую будем иметь дело со статическим давлением в закрытой скважине после более-менее сложной истории (динамики) добычи. Однако уравнения ниже достоверны для любых дебитов.

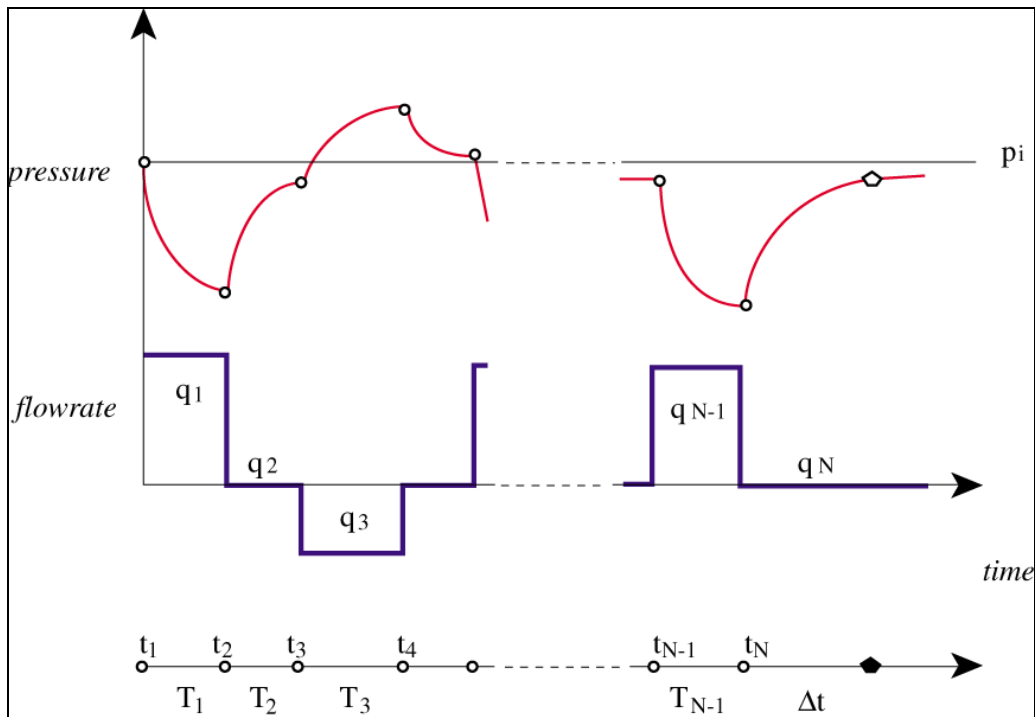


Рис. 2.F.2 –Суперпозиция переменных дебитов

Pressure	Давление
Flowrate	Дебит
time	время

Принцип суперпозиции позволяет вычислять изменение давления с помощью суперпозиции отклика КПД, стартуя с начала каждого режима потока до настоящего времени, и при дебитах соответственно $q_1 - q_0, q_2 - q_1, \dots, q_n - q_{n-1}$ (при $q_0 = 0$).

Суперпозиция с переменным дебитом:
$$p(t) = p_i - \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \Delta p_{unit}(t - t_i)$$

Если интересующим нас периодом является период добычи или КПД с переменным дебитом, то соответствующее изменение давления будет совпадать с формулой выше. В случае закрытия после эксплуатации с переменным дебитом, инженер-интерпретатор – как и для простой кривой восстановления – будет учитывать изменение давления с момента закрытия скважины.

Состояние закрытия с переменным дебитом:
$$\Delta p_{BU}(\Delta t) = p(t_n + \Delta t) - p(t_n)$$

От суперпозиции:
$$\Delta p_{BU}(\Delta t) = \sum_{i=1}^{n-1} (q_i - q_{i-1}) \Delta p_{unit}(t_n - t_i) - \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \Delta p_{unit}(t_n + \Delta t - t_i)$$

Мы продемонстрировали, каким образом решения переменных дебитов можно вывести из элементарных решений падений давления. Здесь мы не станем вводить понятие времени Хорнера, времени суперпозиции и т.д. Сделаем это в разделе РТА (Глава 3).

2.6 Прочие средства решения и моделирования задачи пьезопроводности

Представленные до сих пор три модели решались по аналитическому типу. Преимущество аналитических моделей в их скорости и точности. К сожалению, множество задач слишком сложные, чтобы решать их аналитическим способом. В данном подразделе представлены основные средства, применяемые в отрасли для обеспечения таких решений.

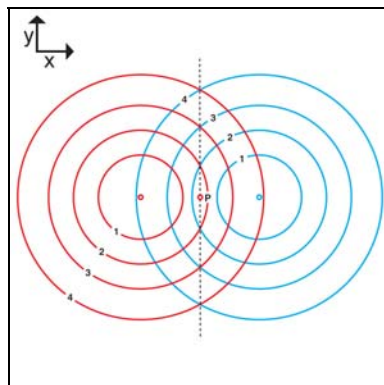
2.6.1 Суперпозиция в пространстве аналитических моделей (фиктивные скважины)

Одновременно смоделировать линейные границы и радиальную диффузию практически можно, однако это достаточно сложный и ЦП-емкий процесс. Тем не менее, для некоторых геометрических построений, линейные границы можно заменить с помощью метода суперпозиций интерференций от виртуальных скважин. Это называется методом фиктивных скважин в системе зеркального отображения, который в свою очередь требует понятия суперпозиции в пространстве.

В известном смысле по аналогии с описанной в подразделе F суперпозицией во времени, суперпозиция в пространстве сообщает нам, что если два или более решения следуют уравнению пьезопроводности, например, два линейных источника, идущих от разных скважин, то любая линейная комбинация этих решений будет следовать уравнению пьезопроводности. Результирующие внутренние и внешние граничные условия будут той же линейной комбинацией условий, созданных отдельными решениями.

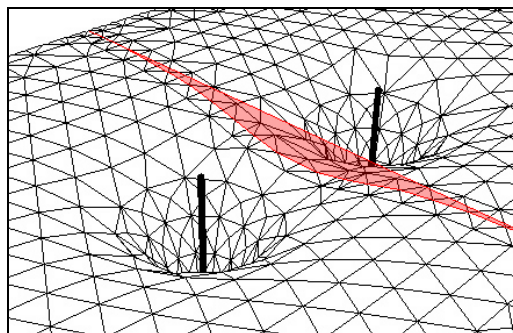
Используя этот принцип, метод фиктивных скважин включает наложение отдельных зеркально отображаемых бесконечных решений для создания псевдо-границы. В случае единичного непроводящего спроса бесконечного расширения мы складываем два вида изменения давления: (1) изменение давления из-за отклика скважины в бесконечном коллекторе, и (2) решение интерференции фиктивной скважины, симметрично скважине относительно сброса.

Сумма этих двух изменений давления в любой точке нашего полуплоского коллектора будет следовать уравнению пьезопроводности (суперпозиция в пространстве). Поскольку отклик будет симметричен относительно сброса, непрерывный градиент давления под прямым углом к сбросу должен быть нулевым, и должно соблюдаться граничное условие отсутствия потока (непроницаемости). При соблюдении всех прочих условий, начальных и скважинных, мы создали точное решение для нашей задачи.



*Рис. 2.G.1 – Представление фиктивной скважины в виде X-Y.
Показано падение давления на заданную величину в разное время.
Действительное значение падения давления есть сумма двух сигналов*

Строго говоря, добавленное к бесконечному решению решение интерференции не всегда является линейным источником. Это должно быть точное решение интерференции с фиктивной скважины. Возможно необходимо учитывать задержку во времени из-за влияния объема ствола. В случае разлома с непроводящим сбросом это подразумевает правильную расстановку фиктивного разлома. В большинстве примеров разницей между правильным решением интерференции и линейным источником можно пренебречь, однако не всегда.



*Рис. 2.G.2 – Трехмерное представление профиля давления
в плоскости, при фиктивной скважине*

Примечание: кто-то может выставить аргумент, что при ограниченном числе фиктивных скважин (непроводящих сбросов, пересекающихся сбросов для некоторых углов) сумма фиктивных решений составляет точную аналитическую модель. А с другой стороны, когда сумма бесконечна, итоговое решение может быть классифицировано как полуаналитическое. Это верно, но все равно решения, использующие метод фиктивных скважин, представляют важную категорию моделей, которые мы хотели выделить.

2.G.2 Полуаналитические решения

Когда сложную задачу невозможно решить строго научным методом, т.е. простым лаконичным решением, ее надо аппроксимировать путем разделки решения на этапы: либо временные шаги, либо кусочки граница / сегмент скважины / сегмент разлома. Тогда

решение предстанет в виде интегральной функции или повременного обращения матрицы. Такое решение называется полуаналитическим, поскольку некоторые компоненты определяются аналитическим способом, однако собираются вместе числовым.

Целочисленные (интегральные) решения в вычислительном отношении как правило происходят медленнее лаконичных решений; сложность заключается в том, что нужно переформулировать интегралы, оптимизировать компоненты и при целесообразности применять метод экстраполяции, для того чтобы сократить время вычисления до уровня, приемлемого для конечного пользователя. Это особенно верно в случае нелинейной регрессии. В качестве примера ниже приводится уравнение, представляющее собой решение в Лапласовом пространстве для горизонтальной скважины в замкнутом круге.

$$\overline{p_D}(u) = \frac{\tilde{q}\mu}{2\pi kh_D u} \left\{ \int_{-\tilde{L}_h}^{\tilde{L}_h} \left[K_0(\tilde{r}_D \sqrt{u}) + \frac{(-1)^{s+1} I_0(\tilde{r}_D \sqrt{u}) K_s(r_{eD} \sqrt{u})}{I_s(r_{eD} \sqrt{u})} \right] d\alpha \right. \\ \left. + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos \frac{n\pi z_w}{h} \cos \frac{n\pi z_w}{h} \int_{-\tilde{L}_h}^{\tilde{L}_h} F_n(\alpha) d\alpha \right\}$$

$$\text{where } F_n(\alpha) = K_0(\tilde{r}_D \varepsilon_n) + \frac{(-1)^{s+1} I_0(\tilde{r}_D \varepsilon_n) K_s(r_{eD} \varepsilon_n)}{I_s(r_{eD} \varepsilon_n)}$$

Область применения: линейные структуры, текущие сбросы, комбинации линейных и радиальных геометрических построений.

2.G.3 Граничные элементы

Граничные элементы – это частный случай приближенных аналитических решений. Принцип заключается в соблюдении граничного условия путем прибавления к бесконечному решению интегральной функции на границе, что вводит поправку на бесконечное решение, чтобы выполнить это граничное условие.

Плюс такого метода в том, что он работает только с границей и решает трехмерную задачу в двухмерной плоскости, либо двухмерную задачу в одномерной плоскости. Однако здесь есть два больших минуса: (1) каждый блок в пределах границы должен быть однородным, и (2) здесь предусматривается обращение густонаселенной матрицы, в результате чего процесс проходит достаточно медленно. Из-за этих двух недостатков в настоящее время более предпочтительными и развернутыми в отрасли считаются численные модели.

2.G.4 Численные модели

Применение специально разработанных численных моделей для РТА и РА – одна из технических наработок последних лет. Численные модели справляются с двумя основными ограничениями представленных выше методов моделирования: они могут моделировать комплексную геометрию и нелинейные задачи пьезопроводности, для которых не работают методы суперпозиции во времени и пространстве аналитических моделей. Численные модели – это тема Главы 11.

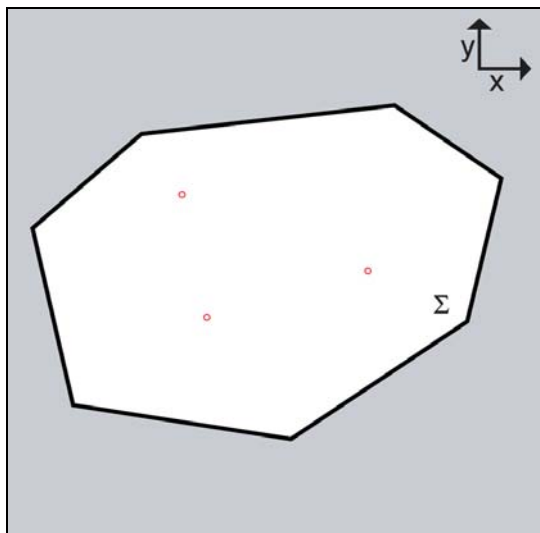


Рис. 2.G.3 – Граничные элементы

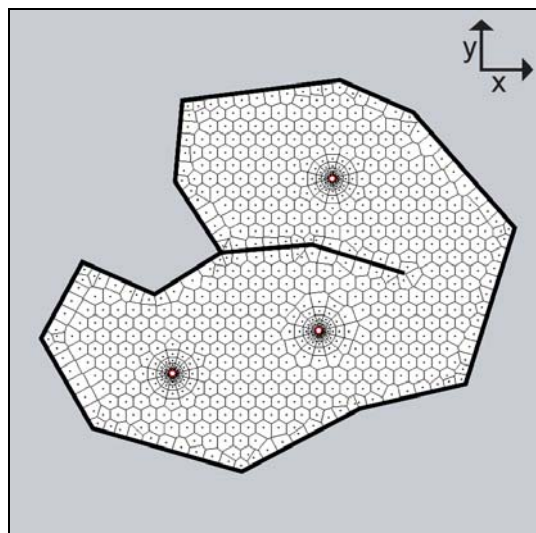


Рис. 2.G.4 – Численная модель

2.H Физический смысл пьезопроводности

В ходе Анализов данных на не / установившихся режимах фильтрации мы пользуемся описанными в подразделе 2-A исходными допущениями пьезопроводности для обработки результатов измерений, их анализа с помощью моделей и для прогнозирования отклика «скважина-коллектор». Для этих операций у нас имеется две группы параметров: «известные» параметры из допущений, а вторая группа: «неизвестные», которые мы определяем способом расчетов. В процессе может возникнуть искушение проигнорировать известные параметры и сосредоточиться на неизвестных. Хуже того, иногда инженеры с должным образованием берут программные значения по умолчанию, реально не учитывая влияния на значения неизвестных параметров, которые вычисляются из последующего согласования с моделью.

В этом подразделе мы собираемся дать «парниковые» ориентиры о влиянии всех параметров, участвующих в процессе пьезопроводности, независимо от факта их ввода как исходных данных или вычисления в типовой интерпретации; а также покажем зависимость этих параметров друг от друга.

Чтобы осуществить задуманное, мы выберем эталонный случай со сколь угодно длительным периодом идеальной эксплуатации и состоянием закрытия. В качестве задания можете воспроизвести весь процесс в разделе ниже, используя метод шаблонов последовательных исследований в программе Saphir и сравнивая результаты с помощью опции многоприборного извлечения.

2.H.1 Эталонный случай

Вариант, который мы будем изображать, представляет собой простейшую модель, которая способна воспроизводить три рассматриваемых нами режима потока: влияние объема ствола, бесконечно действующее радиальное течение и псевдоустановившийся режим. Мы рассмотрим вертикальную скважины в однородном коллекторе круглой формы с центром в скважине:

Входные параметры: $r_w=0,3$ фута ; $h=100$ футов ; $\phi=10\%$; $c_t=1.e-5$ psi-1 ; $\mu=1$ ср

Динамика дебита: $q=1,000$ ст. баррелей / сутки при $V=1$; 1 000 часов работы ; 1 000 часов в закрытом состоянии

Результаты интерпретации: $p_i=5\,000$ psi; $C=0.01$ баррель/psi; Скин-эффект=0 ; $k=10$ мД; $r_e=1\,500$ футов

Рис. 2.Н.1 Результаты такого шаблона по добыче и КВД представлены на рис. 2.Н.1. На графике в двойном логарифмическом масштабе показаны извлеченные выводы и по падению давления, и по восстановлению давления.

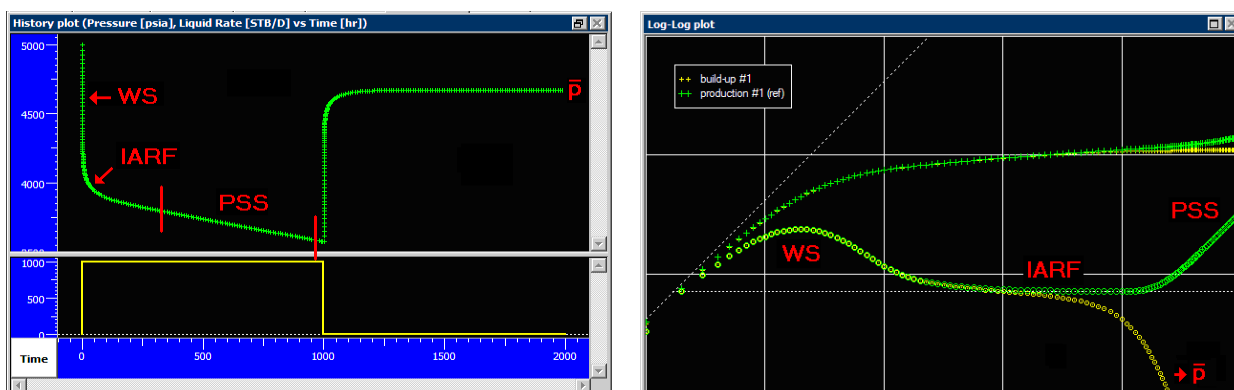


Рис. 2.Н.1– Тестовый шаблон эталонного случая: график динамики и график в двойном логарифмическом масштабе

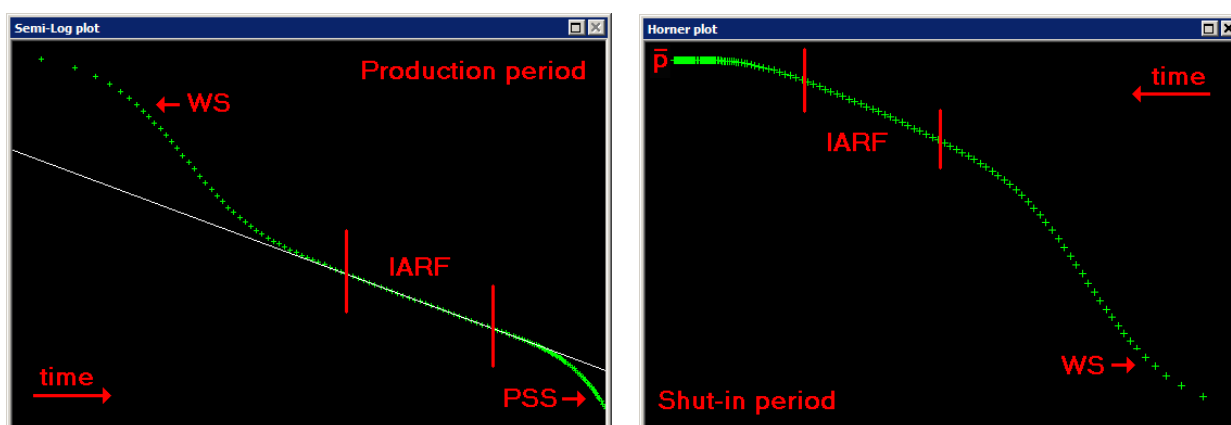


Рис. 2.Н.2 – График в полулогарифмическом масштабе (эксплуатация) и график Хорнера (закрытое состояние)

Как отмечено в Главе 3, ранний подъем производной на кривой времени есть переход между чистым накоплением ствола, ранним удельным (единичным) уклоном по времени и бесконечно действующим радиальным течением. IARF соответствует стабилизации производной. Позже по времени период эксплуатации показывает единичный уклон, соответствующий псевдоустановившемуся режиму, в то время как в течение состояния закрытия давление стабилизируется на среднем значении, а производная пикирует вниз (см. Главу 8).

Ниже мы собираемся остановиться на разделе эксплуатации и посмотреть, каким образом на добычу влияют изменения параметров, как в двойном логарифмическом, так и полулогарифмическом масштабах.

В данном шаблоне нам известны ВСЕ параметры. Однако в двух следующих подразделах мы разделим их на «неизвестные» (параграф 2.Н.2) и «известные» (параграф 2.Н.3) параметры. «Неизвестными» параметрами считаются те, ради которых мы обычно заходим в интерпретацию данных на не / установившихся режимах давления. В случае имитационной численной модели выше это коэффициент ствола скважины, скин-фактор скважины, проницаемость коллектора и радиус круговой границы. А «известные» параметры, это те, которые мы обычно условно принимаем за данные в качестве исходной информации, чтобы производить расчет «неизвестных» параметров путем анализа. В случае выше они находятся в остатке; и мы покажем степень чувствительности отклика к этим «известным» параметрам и воздействие погрешности примерной оценки таких параметров на наш анализ и интерпретацию.

2.Н.2 Влияние «неизвестных» параметров

2.Н.2.а Влияние ствола скважины

На Рис. 2.Н.3 представлен отклик со всеми параметрами по умолчанию, за исключением коэффициента накопления ствола. Значения для C : 0,001, 0,003, 0,01 (эталон), 0,03 и 0,1.

Раннее время (накопление): Коэффициент C имеет большое влияние, которое фактически увеличивается в логарифмическом временном масштабе. На линейном графике динамики можно видеть, что все отклики оказываются одинаковыми на шкале времени в 1 000 часов по добыче и закрытию.

Среднее время (IARF): С исчезновением влияния все отклики объединяются в позднее время, в плане как давления, так и производной. Влияние объема ствола не играет никакой роли, оно только маскирует бесконечно действующее радиальное течение по времени, пропорциональном значению C .

Позднее время (PSS): Объем ствола не влияет на отклик позднего этапа времени.

Вывод: Влияние объема ствола – только помеха, задерживающая время обнаружения IARF. Остаточного действия нет. Вот почему коэффициент ствола обычно не используется в Анализе данных на установившихся режимах фильтрации. Подробнее о влиянии ствола см. в Главе 5.

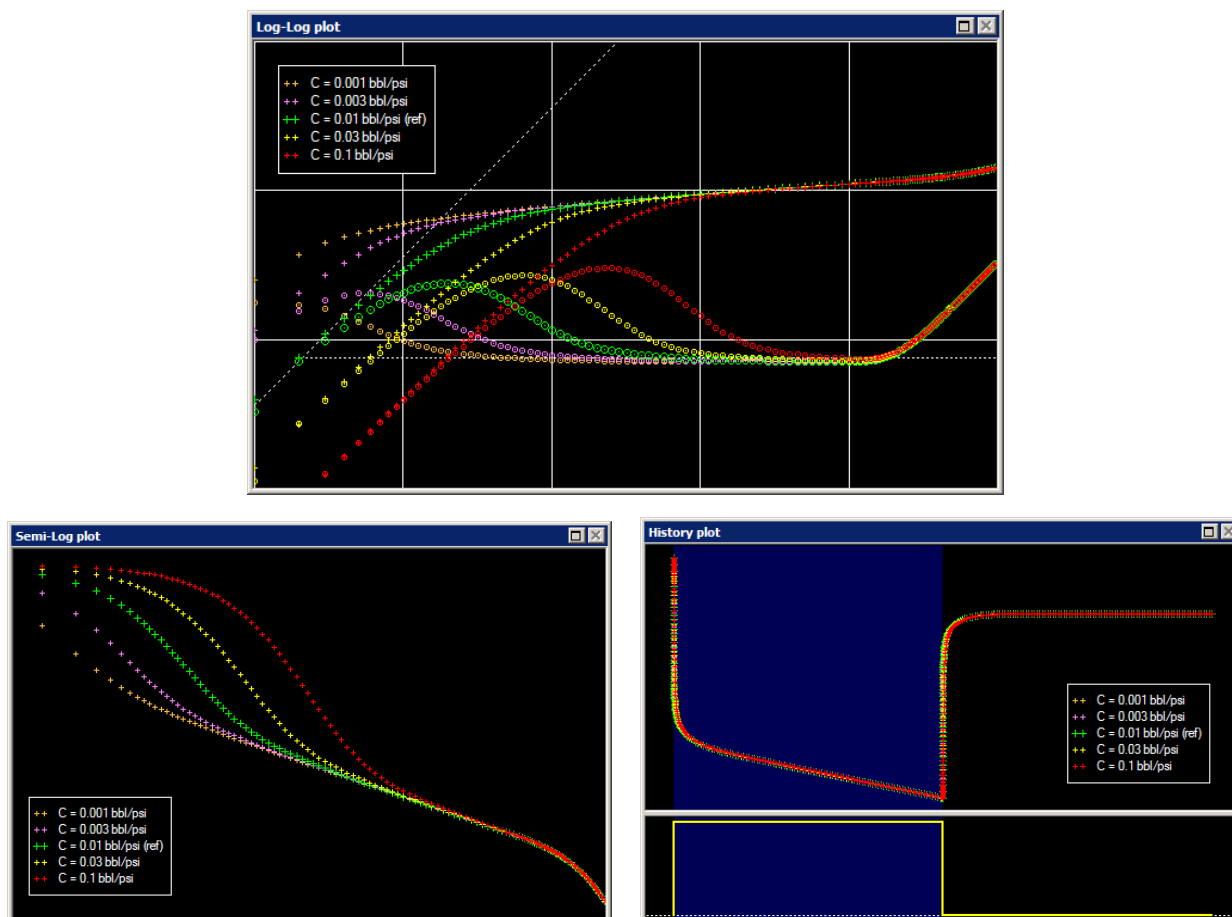


Рис. 2.Н.3 – Влияние накопления ствола скважины – коэффициент $C = 0,001, 0,003, 0,01, 0,03$ и $0,1$ баррель/psi

2.Н.2.в Скин-эффект скважины

На Рис. 2.Н.4 представлен отклик со всеми параметрами по умолчанию, кроме скин-эффекта. Значения для скин-эффекта: -3, -2, -1, 0 (эталон), 1, 2, 5 и 10.

Раннее время (накопление): Скин-эффект не меняет положения единичного уклона раннего этапа времени (чистое накопление ствола), однако действует на амплитуду подъема (горба) на кривой. Чем выше скин, тем выше подъем; следовательно, задерживается время наступления бесконечно действующего радиального течения.

Среднее время (IARF): Когда достигнуто IARF, скин-эффект не влияет на вертикальное положение производной, однако имеет кумулятивное действие на амплитуду давления. Поэтому отклики будут параллельны на графике в полулогарифмическом масштабе.

Позднее время (PSS): Скин-эффект не влияет ни на срок достижения PSS, ни на отклик производной в позднее время. Однако остается кумулятивное влияние на давление, а все отклики «изгибаются» и остаются параллельными по достижении PSS (см. график динамики ниже).

Вывод: В раннее время глобальный эффект несут как накопление ствола, так и скин. За пределами раннего этапа времени накопление ствола не имеет остаточного действия, в то

время как изменение давления из-за скин-эффекта сохраняется по всему отклику давления.

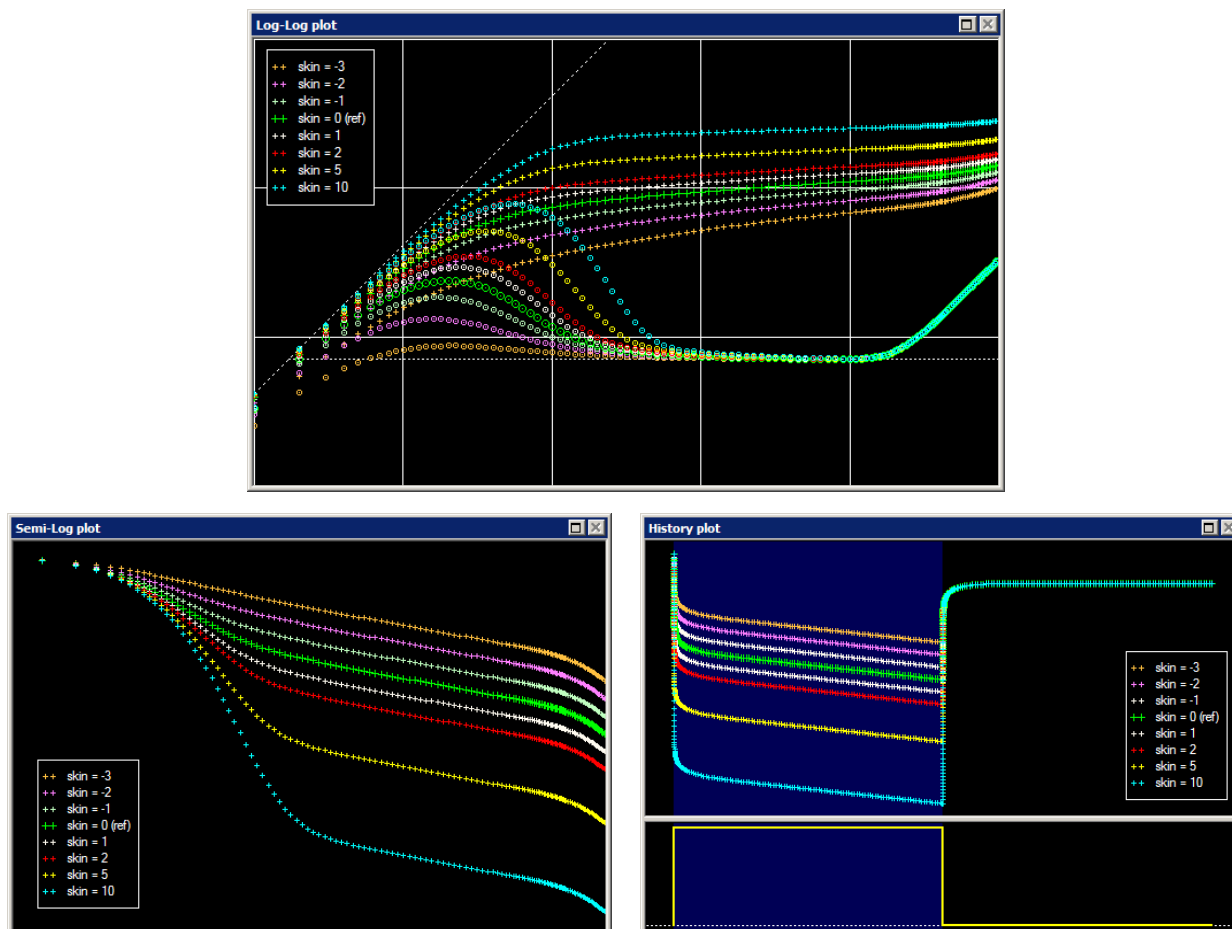


Рис. 2.Н.4 – Влияние скин-фактора скважины – Скин-эффект = -3, -2, -1, 0, 1, 2, 5 и 10

2.Н.2.с Проницаемость коллектора

На Рис. 2.Н.5 представлен отклик со всеми параметрами по умолчанию, кроме проницаемости. Значения для k : 2, 5, 10 (эталон), 20 и 50 мД.

Ранний (накопление) и средний (IARF) этапы времени: Производные отклики имеют ту же форму, однако они параллельно движутся вдоль линии влияния объема ствола единичного уклона. Чем выше проницаемость, тем быстрее реагирует коллектор и раньше отклоняется от чистого накопления ствола. Уровень стабилизации производной, т.е. наклон на графике в полулогарифмическом масштабе, обратно пропорционален k . По этой причине отклики на графике в полулогарифмическом масштабе расходятся, при этом разные углы наклона обратно пропорциональны k .

Позднее время (PSS): В позднее время все производные сигналы объединяются в единый удельный уклон. Это связано с тем фактом, что проницаемость не имеет эффекта на уравнение материального баланса. Существует, однако, кумулятивное действие (немного похожее на скин-эффект для IARF), поэтому отклики объединяются на производной, но не на реакции изменения давления.

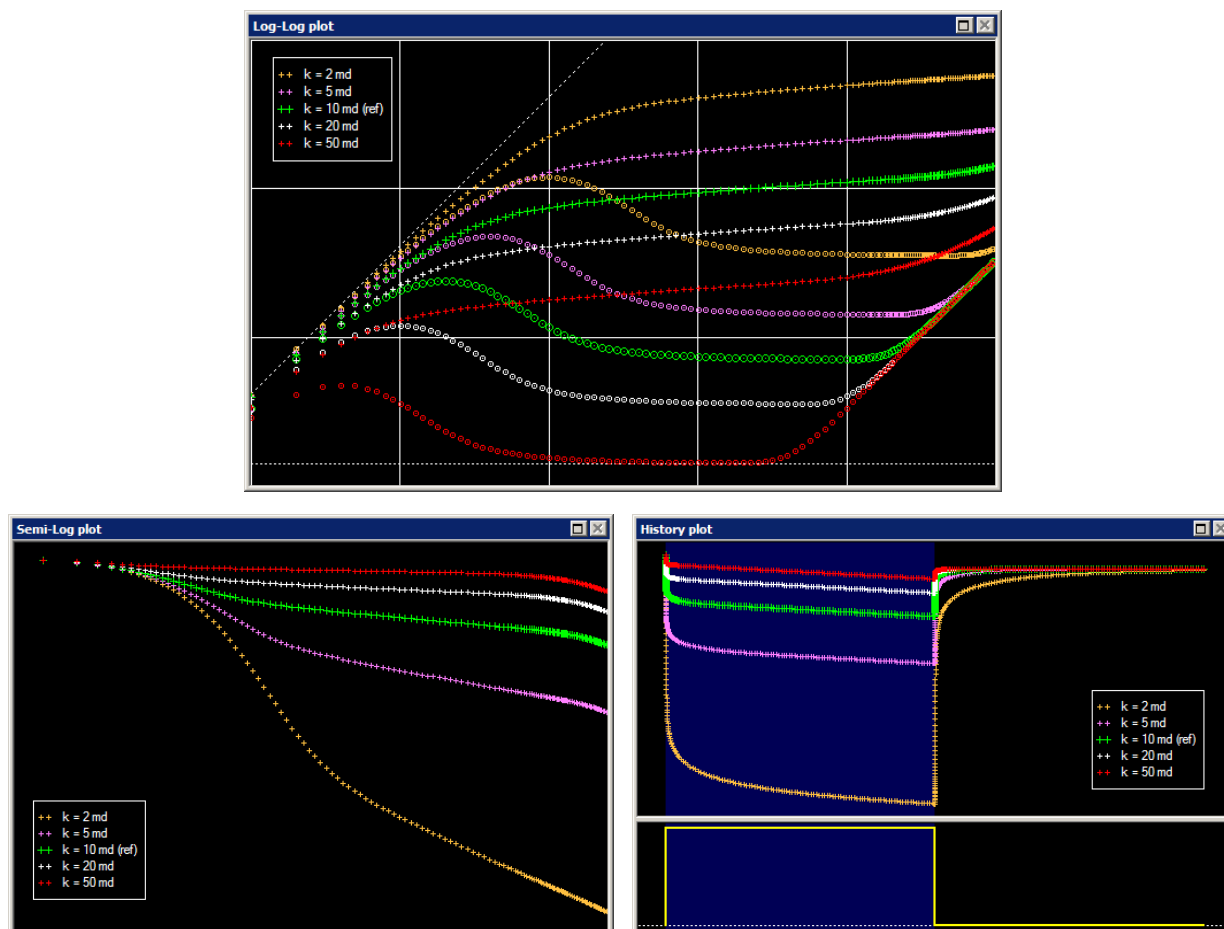


Рис. 2.Н.5 – Влияние на проницаемость коллектора – $k = 2, 5, 10, 20$ и 50 мД

2.Н.2.d Размер залежи (коллектора)

На Рис. 2.Н.6 представлен отклик со всеми параметрами по умолчанию, кроме размера залежи, т.е. радиуса r_e . Из эталонного случая мы последовательно разделили / умножили на 1,5, и значения r_e составляют: 667, 1000, 1500 (эталон), 2250 и 3375 футов.

r_e абсолютно никак не влияет на раннее время (накопление ствола) и среднее время (IARF).

От r_e зависит время, за которое возникнет PSS. Поскольку определяющей группой в уравнении пьезопроводности (см. Главу 2) служит t/r^2 , то когда r_e умножается на 2, время возникновения PSS умножается на 4. В нашем случае имелся множитель 1,5 в расстояниях, поэтому множитель во времени - 2,25.

Когда возникает PSS, уклон на отклике давления на графике динамики обратно пропорционален объему коллектора, и, соответственно, обратно пропорционален r_e^2 .

В состоянии закрытия давление стабилизируется до средней величины, полученной простым расчетом материального баланса. В отличие от примеров выше, давления для заданной добычи не стабилизируются на одном значении. Опять же падение давления ($p_i - p_{av}$) обратно пропорционально объему порового пространства коллектора, т.е. обратно пропорционально r_e^2 .

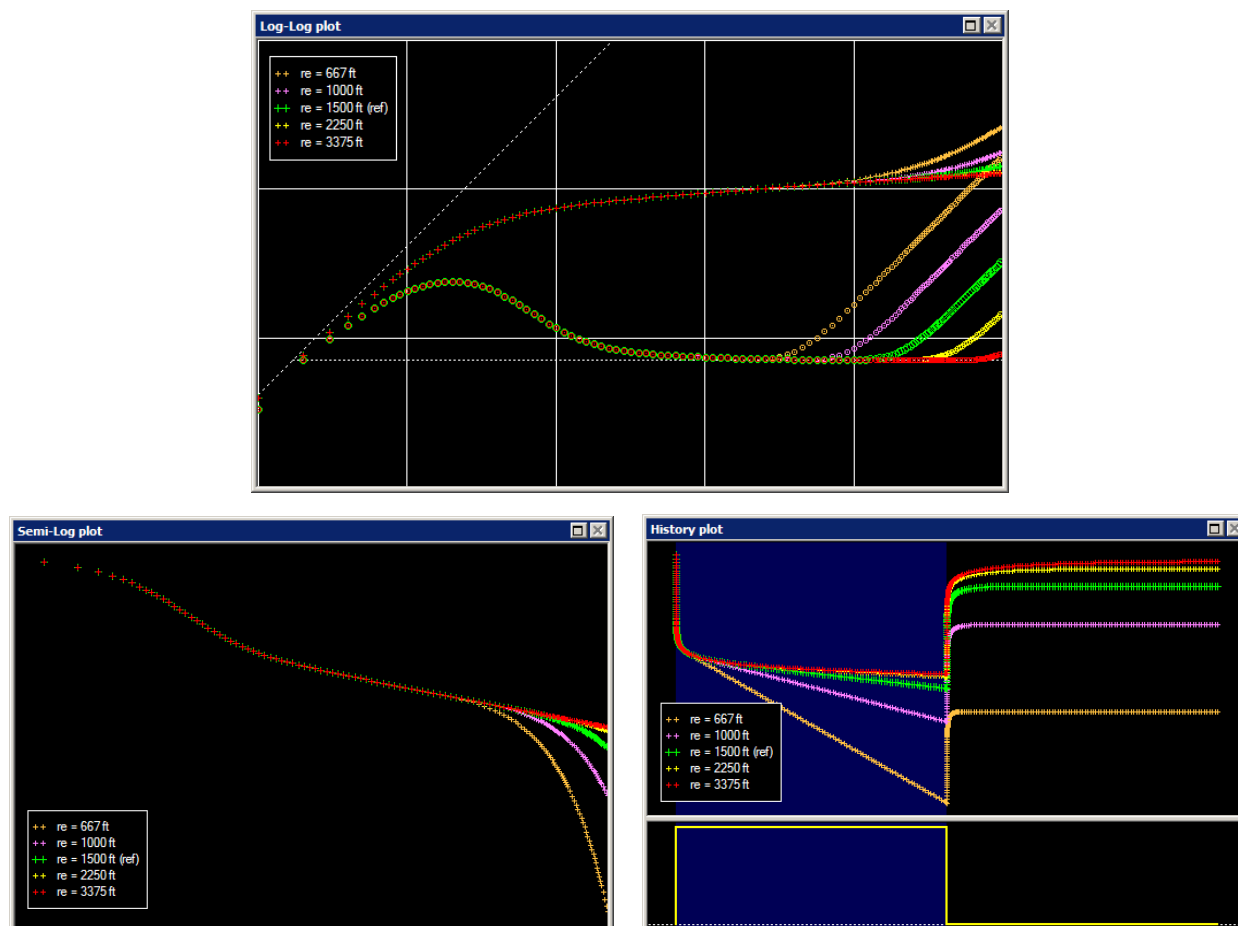


Рис. 2.Н.6 – Влияние размера залежи – $r_e = 667, 1000, 1500, 2250$ и 3375 футов

2.Н.3 Влияние «известных» параметров

2.Н.3.а Влияние радиуса скважины

На Рис. 2.Н.7 представлен отклик со всеми параметрами по умолчанию, кроме радиуса ствола скважины. Значения r_w : 0,1, 0,3 (эталон), 1 и 3 фута.

Влияние изменений радиуса ствола скважины строго совпадает в влиянием скин-эффекта, как описано в параграфе А1.В.2: Амплитуда горба производной в раннее время, нет эффекта на производную в среднее время и позднее время, но есть отличия в изменении давления, которое остается постоянным, когда больше нет эффектов накопления ствола.

Эта эквивалентность между радиусом ствола и скин-эффектом не должна удивлять, ибо скин-эффект также может определяться относительно эквивалентного радиуса ствола. Отклик скважины фактически является функцией эквивалентного радиуса ствола $r_{we} = r_w \cdot e^{-S_{kin}}$.

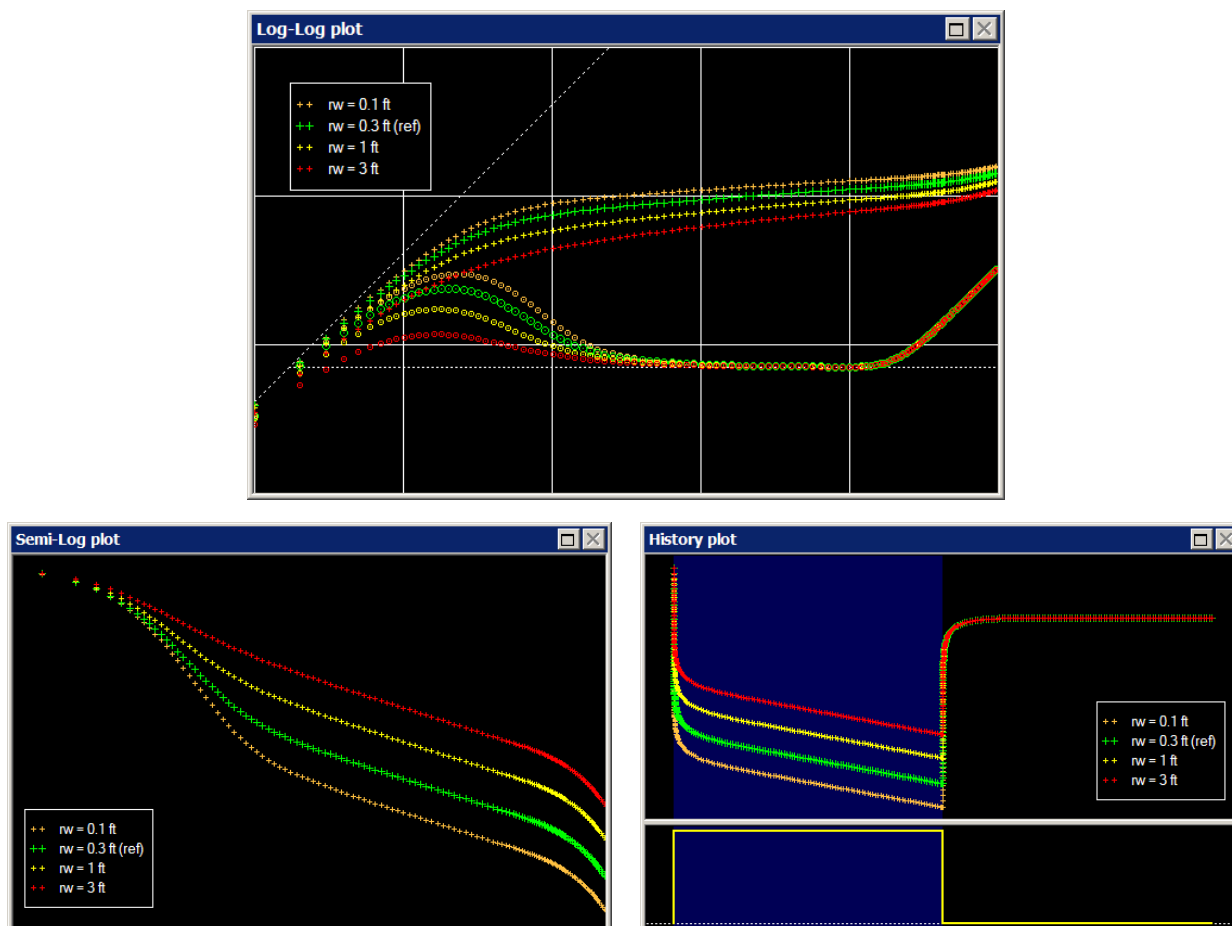


Рис. 2.Н.7 – Влияние радиуса ствола скважины – $r_w = 0.1, 0.3, 1$ и 3 фута

2.Н.3.в Пористость коллектора

На Рис. 2.Н.8 представлен отклик со всеми параметрами по умолчанию, кроме пористости. Значения для ϕ : 3%, 10% (эталон) и 30%.

Ранний (накопление) и средний (IARF) этапы времени: Изменение пористости оказывает влияние, аналогичное изменению скин-эффекта или радиуса скважины. Меньшая пористость дает более высокий горб производной раннего времени, но не меняет уровень производной, когда достигается IARF, и поддерживает кумулятивное изменение в отклике давления, тем самым создавая параллельные линии IARF на графике в полулогарифмическом масштабе. Эта эквивалентность между пористостью и скин-эффектом используется в двух разных областях:

Испытания на интерференцию (не охватывается объем исследования данной версии книги): Скин-эффект оказывает незначительное влияние на отклик, а для оценки пористости используется амплитуда давления.

Гидрогеология: Гидрогеология будет оценивать скин-эффект (обычно нулевой) и пользоваться абсолютной величиной изменения давления для оценки коэффициента упругости S . В случае зоны свободной воды эта упругость будет равна пористости.

Позднее время (PSS): В позднее время пористость оказывает кардинально другой эффект. Она влияет на время, при котором обнаруживается граница, и на уравнение материального баланса. Для заданного размера коллектора время, при котором обнаруживается граница, и положение единичного уклона PSS будут пропорциональны ϕ . С другой стороны, при интерпретации недооценка пористости на 10% даст переоценку размера коллектора на 10%, и соответственно переоценку расстояния до границы на 5%. Однако суммарный объем порового пространства останется правильным.

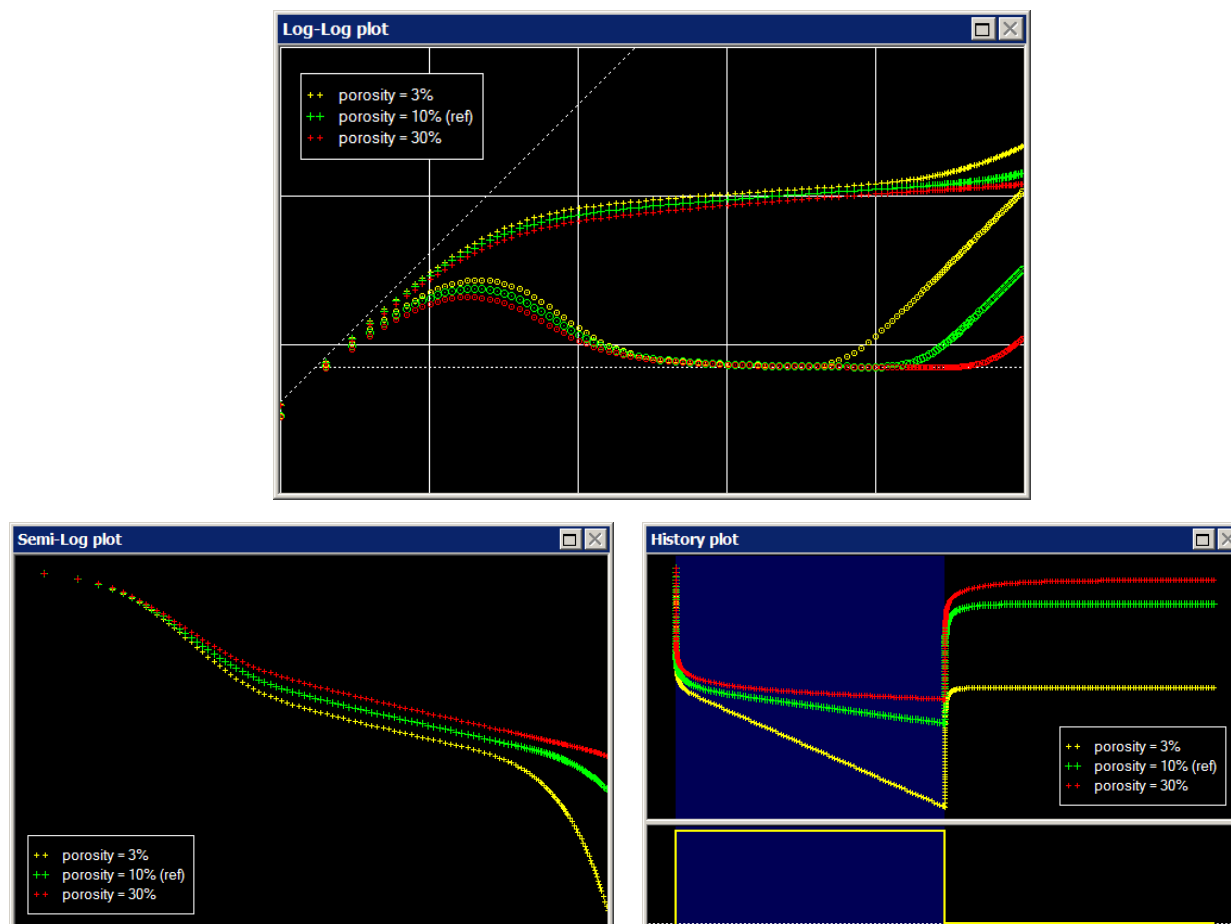


Рис. 2.N.8 - Влияние пористости коллектора - $\phi = 3\%$, 10% и 30%

2.N.3.c Общая сжимаемость (флюида и коллектора)

На Рис. 2.N.9 представлен отклик со всеми параметрами по умолчанию, кроме общей сжимаемости. Значения для c_t : $3 \cdot 10^{-6}$, $1 \cdot 10^{-5}$ (эталон) и $3 \cdot 10^{-5}$ psi⁻¹.

Чувствительности в раннее время (накопление), среднее время (IARF) и позднее время (PSS) строго совпадают с пористостью: Чем меньше сжимаемость, тем выше горб производной раннего времени. Сжимаемость не влияет на уровень производной, когда достигается IARF, но имеет кумулятивное действие на давление. На позднем сроке сжимаемость влияет на время, при котором обнаруживается граница, и на уравнение материального баланса. Что касается пористости, то недооценка c_t на 10% даст переоценку размера коллектора на 10%, и, соответственно, переоценку расстояния до границы на 5%.

Фактически, на всех частях отклика влияние пористости и сжимаемости будет только функцией их произведения $\phi \cdot c_t$.

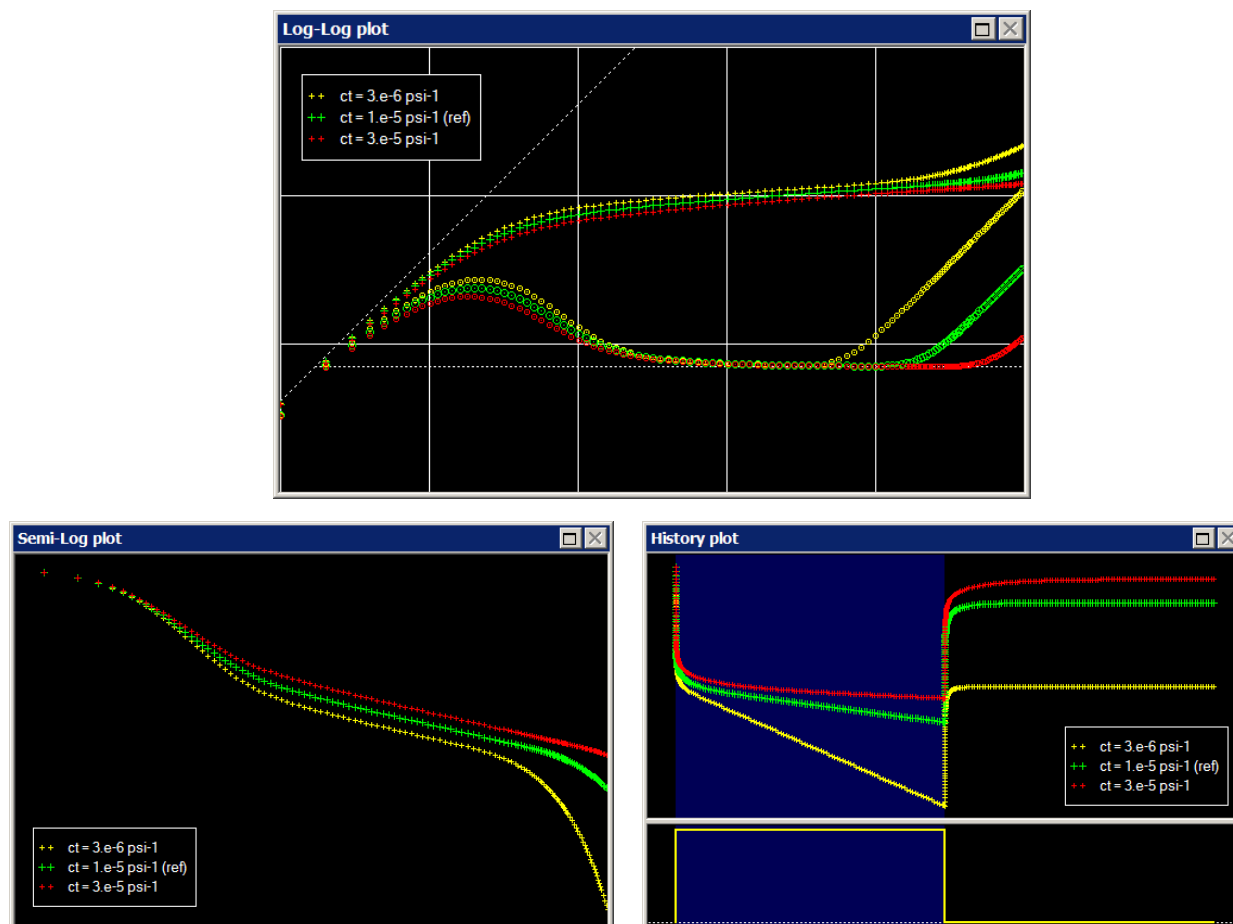


Рис. 2.Н.9 – Влияние общей сжимаемости – $c_t = 3.e-6, 1.e-5$ и $3.e-5$ psi-1

2.Н.3.d Вязкость флюида

На Рис. 2.Н.10 представлен отклик со всеми параметрами по умолчанию, кроме вязкости флюида. Значения для μ : 0.2, 0.5, 1 (эталон), 2 и 5 сп.

Если сравнивать отклик с Рис. 2.Н.5, мы увидим чувствительность к вязкости прямо противоположную чувствительности к проницаемости. В раннее время (накопление) и среднее время (IARF) производные отклики имеют ту же форму, однако они параллельно движутся вдоль линии влияния объема ствола единичного уклона. Чем ниже вязкость, тем быстрее реагирует коллектор и раньше отклоняется от чистого накопления ствола. Уровни стабилизации углов уклона производной и полулогарифмической шкалы пропорциональны μ . В позднее время все производные сигналы объединяются в единый удельный уклон.

Иными словами, чувствительность $1/\mu$ совпадает с чувствительностью к k на всех частях отклика. Это означает, что мы имеем еще одну определяющую группу с k/μ , также именуемую гидропроводностью.

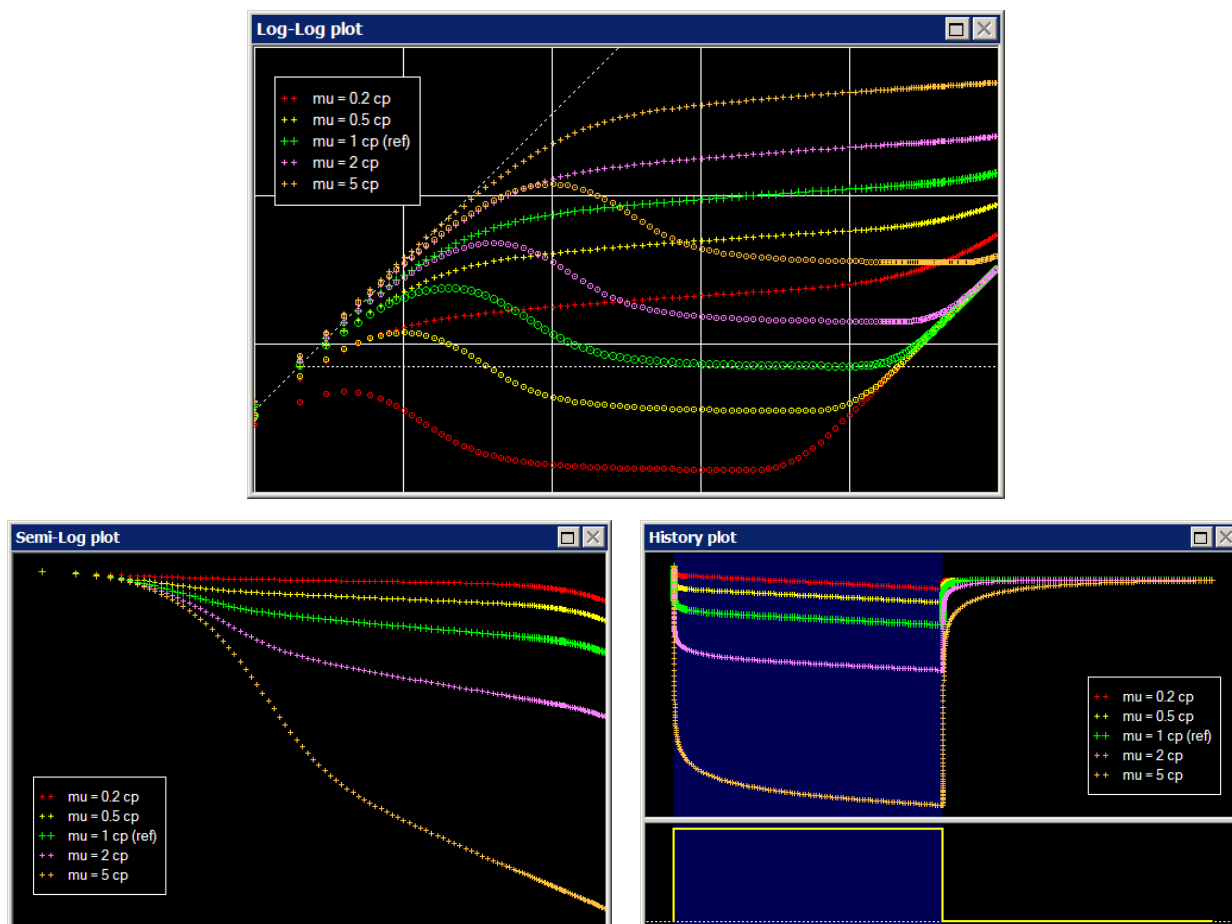


Рис. 2.Н.10 – Влияние вязкости флюида – $\mu = 0,2, 0,5, 1, 2$ и 5 сп

2.Н.3.е Мощность коллектора

на Рис. 2.Н.11 представлен отклик со всеми параметрами по умолчанию, кроме эффективной дренированной мощности. Значения для h : 20, 50, 100 (эталон), 200 и 500 футов.

Ранний (накопление) и средний (IARF) этапы времени: Изменение мощности имеет аналогичный эффект на изменение проницаемости и противоположный эффект на изменение вязкости. Иными словами, определяющая группа, задающая отклик на раннем этапе времени, помимо влияния объема ствола и скин-эффекта, это $k.h/\mu$.

Позднее время (PSS): В отличие от проницаемости и вязкости, мощность коллектора также оказывает действие на расчет материального баланса в позднее время. Кроме того, время, в которое производная выводится из IARF в направлении PSS, не меняется, и поэтому влияние мощности на положение прямой линии PSS аналогично чувствительности к пористости коллектора или сжимаемости.

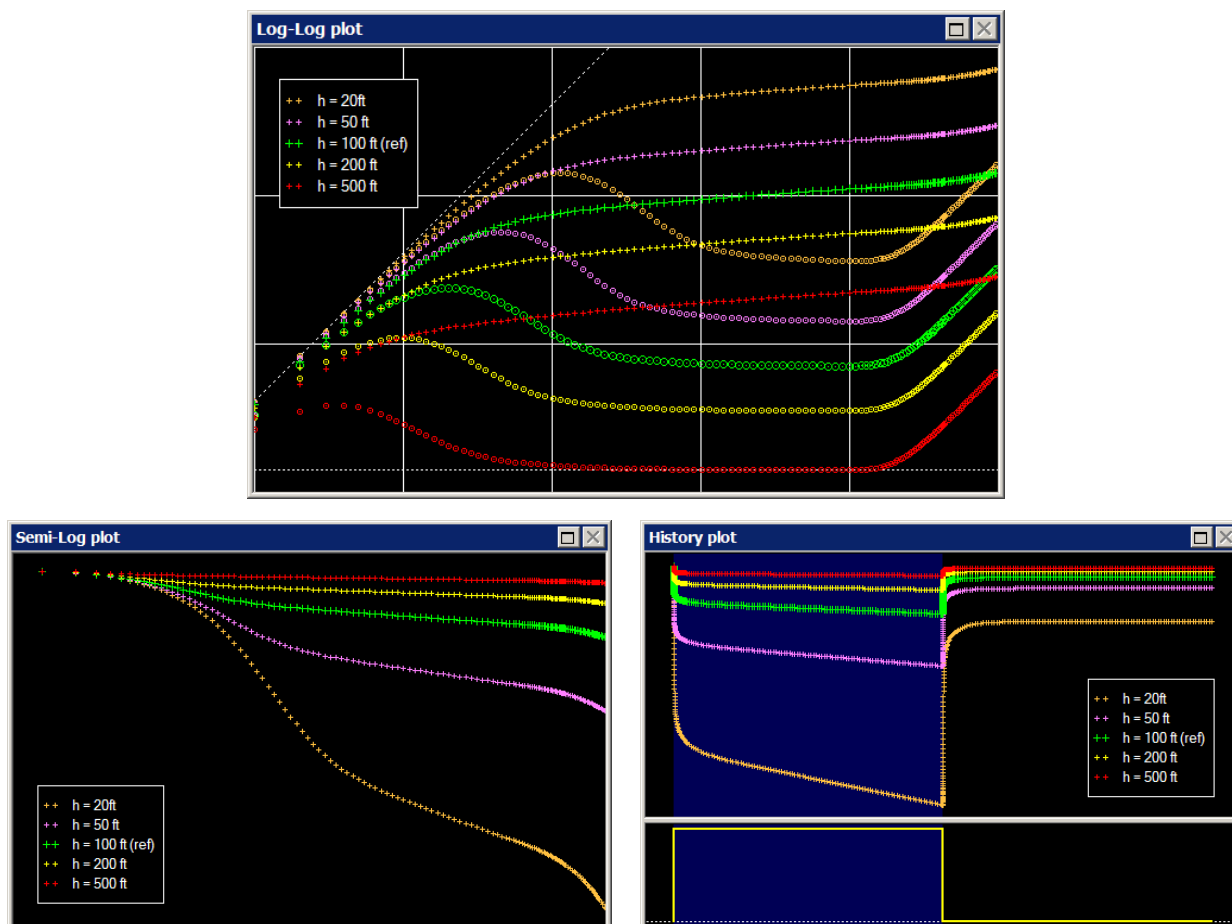


Рис. 2.N.11 – Влияние мощности коллектора – $h = 20, 50, 100, 200$ и 500 футов

2.N.3.f ... а как насчет ... дебитов?

В этом подразделе мы будем обращаться не к эффектам суперпозиции, а к простым числам или дебитам, т.е. влиянию систематической ошибки на значения дебитов и (или) объемный коэффициент пласта V .

На Рис. 2.N.12 представлен отклик со всеми параметрами по умолчанию, но на этот раз значения дебитов изменяются. Значения для $q.V$: 600, 800, 1000, 1200 и 1400 баррелей/сутки.

Изменение $q.V$ соответствует прямому умножению изменения давления от p_i . Отклик в двойном логарифмическом масштабе смещается по вертикали, а графики в полулогарифмическом масштабе и динамики вертикально сжимаются или растягиваются, при этом неподвижной точкой является начальное давление.

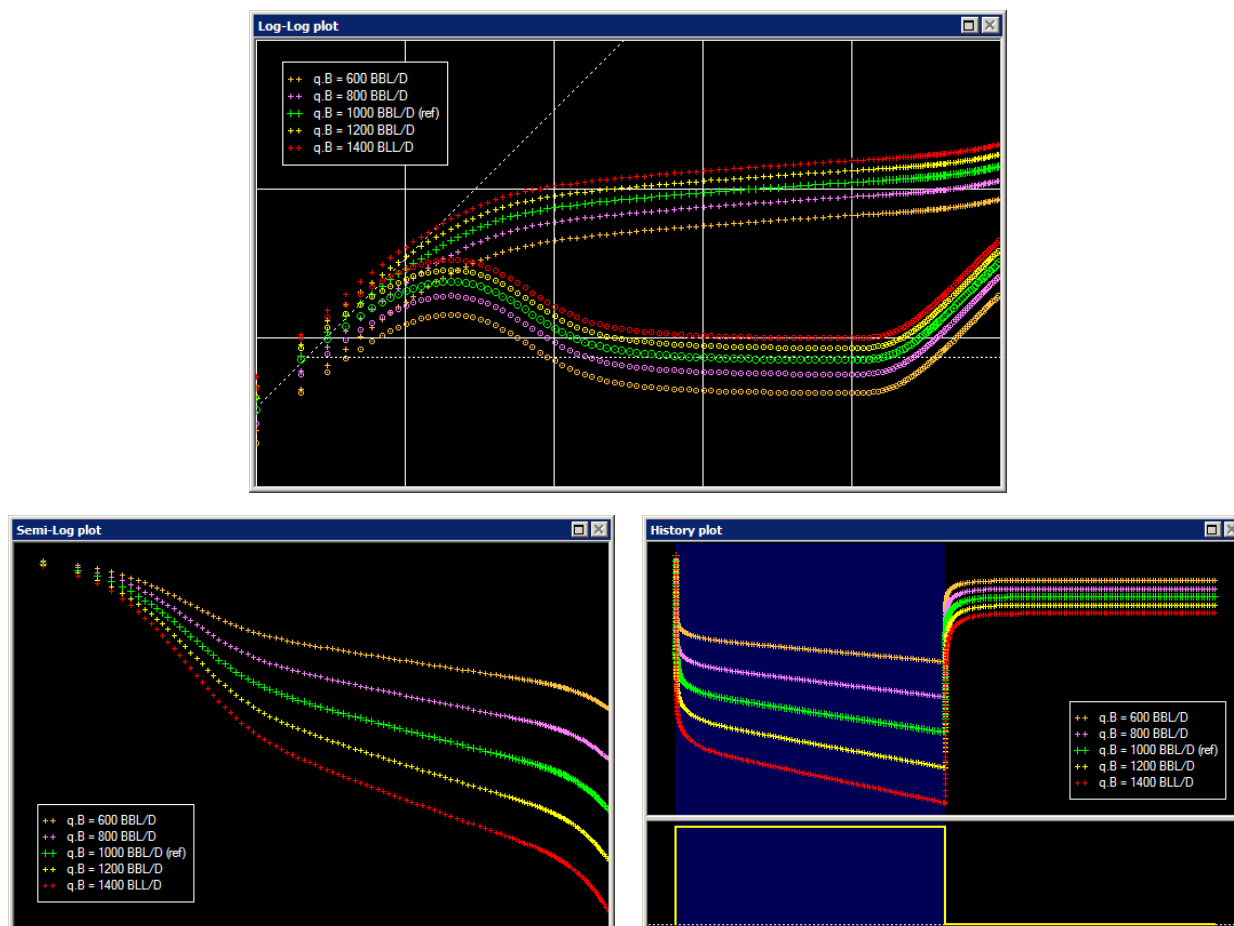


Рис. 2.Н.12 – Влияние значения дебита – $q.B = 600, 800, 1000, 1200$ и 1400 баррелей/сутки

2.Н.4 Вывод – сверка с уравнениями течения

2.Н.4.а Вывод из данной серии шаблонов

За рамками произвольного разделения между входными и выходными параметрами, принятыми в методологии Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации мы наблюдаем, что отклик системы «скважина – коллектор» определяется несколькими группами параметров.

Чистое накопление ствола: Абсолютное положение единичного уклона в раннее время есть только функция коэффициента накопления ствола C .

Переход от чистого накопления ствола к IARF: Форма горба, изначально установленная на $C_D e^{2 \cdot \text{Skin}}$ при работе с палеточными кривыми, фактически является функцией C и $r_w e^{-\text{Skin}}$, а также немного зависит от ϕ и c_t . Целая кривая движется параллельно вдоль единичного уклона как функция k , μ и h , при этом определяющая группа – kh/μ .

IARF: Эта определяющая группа kh/μ задает уклон в полулогарифмическом масштабе, отсюда уровень стабилизации производной при достижении IARF.

Существует остаточное действие g_w , скин-эффект, ϕ и c_t , которое задает постоянный член прямой линии IARF. Из этого постоянного члена обычно вычисляется скин-фактор.

В позднее время параметры, определяющие положение единичный уклон PSS – это r_e , ϕ , c_t и h . Определяющая группа: $\phi \cdot c_t \cdot h \cdot r_e^2$. Фактически вы можете предпочесть группу $2\pi \cdot r_e^2 \cdot h \cdot \phi \cdot c_t$, и получите $V_{\text{pore}} \cdot c_t$, где V_{pore} – объем порового пространства коллектора. Здесь мы подошли ни к чему иному, как материальному балансу.

Существует остаточное действие всех факторов, влияющих на неустановившееся движение до достижения PSS, и составляющих постоянный член прямой линии PSS.

2.H.4.b Тот же вывод из уравнений

Если рассмотреть уравнение IARF, приведенное в подразделе 2.D.4:

$$p(t) = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686 \cdot \text{Skin} \right]$$

... и произвести небольшую перестановку, то мы получим:

$$\Delta p(t) = \frac{162.6qB}{\frac{kh}{\mu}} \left[\log(t) + \log\left(\frac{kh}{\mu}\right) - \log(h\Phi c_t) - 3.228 - 2\log(r_w e^{-\text{Skin}}) \right]$$

Можно заметить, что наклон является функцией $k \cdot h / \mu$, и что присутствует постоянный член, проявляющий, помимо всего прочего, остаточное действие $r_w e^{-\text{Skin}}$, ϕ и c_t .

Если рассмотреть уравнение PSS, приведенное в подразделе 2.E.4:

$$p(t) = p_i - 0.234 \frac{qB}{\phi c_t h A} t - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{C_A r_w^2}\right) + 0.4045 + \text{Skin} \right]$$

... и произвести небольшую перестановку, не волнуясь за расчет нескольких констант, в том числе, значения коэффициента формы для круга, то мы получим:

$$\Delta p(t) = a_1 qB \frac{t}{2\pi r_e^2 h \phi c_t} + a_2 qB \frac{a_3 + \ln(r_e^2) - \ln(r_w e^{-\text{Skin}})}{\frac{kh}{\mu}}$$

Или...

$$\Delta p(t) = a_1 qB \left[\frac{1}{V_{\text{pore}} c_t} t + f\left(r_w e^{-\text{Skin}}, \frac{kh}{\mu}, r_e\right) \right]$$

Можно заметить, что наклон является функцией порового объема умножить на сжимаемость, в то время как постоянный член является функцией всех неустановившихся состояний, происходящих перед возникновением PSS.

2.Н.5 Влияние ошибок на разные входные параметры

До сих пор мы наблюдали чувствительность шаблона исследований / эксплуатации на разных параметрах. В случае анализа положение дел обстоит по-другому. Мы вводим известные параметры, отклик (реакция) является фиксированным: это отклик исследований на неустановившихся режимах или стационарного режима добычи, и мы вычисляем неизвестные параметры.

Сейчас мы сделаем так: примем за истину эталонный случай. Для этого эталонного случая мы изменим один из «известных» параметров на ошибочное значение, отклоняющееся, скажем, на 10%. Затем оптимизируем модель для адаптации эталонного случая и посмотрим, как это влияет на вычисление «неизвестных» параметров, которые мы обычно получаем из Анализа данных на не / установившихся режимах фильтрации.

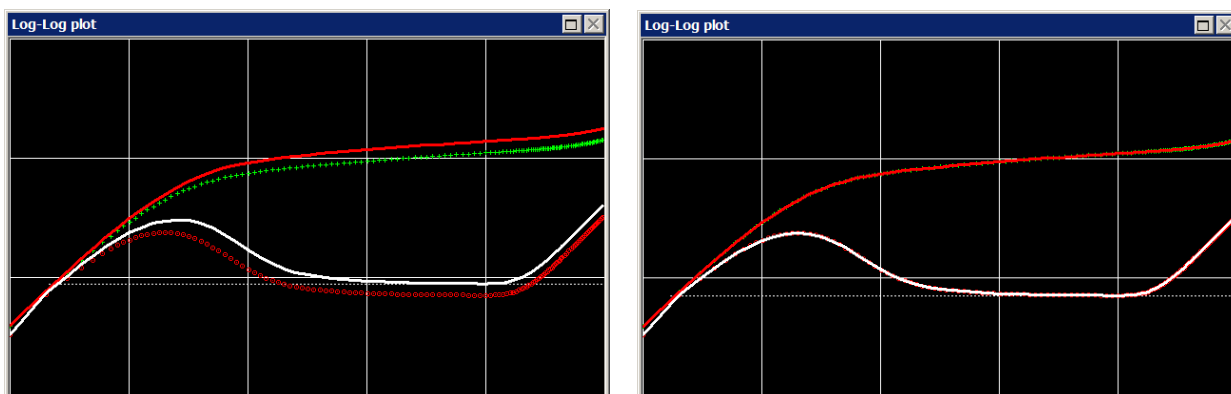


Рис. 2.Н.13 – h на 25% ниже «истинного» значения – Левый график есть модель, использующая все остальные «точные» известные. Правый график есть адаптация после оптимизации неизвестных параметров

kh в норме – k на 25% выше «истинного» значения – re на 12,5% выше «истинного» значения – скин-эффект на уровне -0,1 вместо 0

Действие здесь достаточно прямолинейно, поэтому мы избавим вас от цифр, а покажем сразу результаты:

Радиус скважины: Если мы переоценим r_w на 10%, то расчетный скин-эффект будет переоценен со сдвигом 0,1. Вот общее правило – неправильный скин-эффект, вызванный ошибочным значением r_w , будет находиться в отношении $(r_{w_wrong}/r_{w_right})$. Все прочие параметры будут в норме.

Пористость: Если мы переоценим ϕ на 10%, то k и kh будут в норме, скин-эффект будет с незначительной погрешностью, размер коллектора будет недооценен на 10%, отсюда расстояния до границ будет недооценены на 5%.

Сжимаемость: Как и выше. Если мы переоценим c_t на 10%, то k и kh будут в норме, скин-эффект будет с незначительной погрешностью, однако размер коллектора будет недооценен на 10%, отсюда расстояния до границ будет недооценены на 5%.

Вязкость: Если мы переоценим μ на 10%, то k и kh будут переоценены на 10%, погрешности скин-эффекта не будет, а размер коллектора будет оценен правильно.

Мощность: Если мы переоценим h на 10%, то kh будет правильным, а k будет недооценен на 10%. Скин-эффект будет с незначительной погрешностью, размер коллектора будет недооценен на 10%, отсюда расстояния до границ будут недооценены на 5%.

Дебит: Если мы переоценим $q.B$ на 10%, то C , $k.h$ и k будут недооценены на 10%. Размер коллектора будет также недооценен на 10%, отсюда и расстояния до границ будут недооценены на 10%. Также будет небольшая разница в скин-эффекте.

Все это сведено воедино в одну таблицу ниже:

	Накопление и скин		Проницаемость		Граница	
	C	Скин	$k.h$	k	Площадь	Расстояние
$r_w \uparrow 10\%$	-	$\uparrow 0.1$	-	-	-	-
$\phi \uparrow 10\%$	-	ε	-	-	$\downarrow 10\%$	$\downarrow 5\%$
$c_t \uparrow 10\%$	-	ε	-	-	$\downarrow 10\%$	$\downarrow 5\%$
$\mu \uparrow 10\%$	-	-	$\uparrow 10\%$	$\uparrow 10\%$	-	-
$h \uparrow 10\%$	-	ε	-	$\downarrow 10\%$	$\downarrow 10\%$	$\downarrow 5\%$
$q.B \uparrow 10\%$	$\uparrow 10\%$	ε	$\uparrow 10\%$	$\uparrow 10\%$	$\uparrow 10\%$	$\uparrow 5\%$



В нижеследующих подразделах представлены классические (3.B) и современные (3.C) методологии и средства, разработанные для проведения Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации. В разделе (3.D) мы представим типичный способ, рекомендуемый для выполнения такого анализа, а затем покажем, как применять те же средства моделирования для составления программы исследований. Последние разделы посвящены рабочим моментам проведения исследований скважин, т.е., какие данные нужно собирать и как проверить их правильность.

3.A Введение

Исторически Анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации¹ складывался под названием «Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин», поскольку потенциальные данные для этого процесса собирались только во время проведения специфических промысловых операций (ГДИ), которые планировались с целью получения и интерпретации таких данных. За последние двадцать лет термин становился все более неадекватным, ибо тот же процесс обработки относился к данным о давлениях и дебитах, не собираемым во время ГДИ. В настоящее время главными источниками данных на неустановившихся режимах фильтрации служат разного рода ГДИ, испытания пластов и все состояния закрытия скважин, где контроль осуществляется с помощью стационарных манометров.

Таким образом, сегодня под понятием Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации понимается не столько операция по выдаче данных, сколько процесс обработки в отношении таких данных. Принцип анализа данных на неустановившихся режимах заключается в сборе информации (предпочтительно глубинной) о давлениях и дебитах и в концентрации на интересующем периоде, как правило, в период остановки (восстановление или падение), для осуществления процесса диагностики. Диагностика подводит к выбору модели, которая затем используется для имитационного воспроизведения значений давлений, подлежащих согласованию в интересующий период. Затем модель опробуется относительно большей доли зафиксированных данных, при их наличии. Часть процесса подразумевает согласование модельных параметров на данных путем попытки добиться максимально возможного совпадения методом проб и ошибок или нелинейной регрессии.

Процесс Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации по некоторым моментам отличается от процесса Анализа (и прогноза) добычи:

- Предпочтительнее избирать период, когда есть чистые данные по отклику давления. Вот поэтому, за явным исключением в виде испытаний газовых скважин, обычно

¹ Иное название: «Интерпретация КВД и КПД»

выбирается период остановки скважины. Анализ добычи, с другой стороны, сосредоточен на анализе работающей скважины, хотя формально состояния остановки не исключаются.

- Как следствие, данные на неустановившихся режимах фильтрации имеют тенденцию быть более выверенными, при высокой емкости для диагностики, чем анализ добычи, как правило, надо увязывать множество модельных точек с множеством накопленных данных.
- Выбранный период для анализа на неустановившихся режимах фильтрации относительно непродолжителен (часы, дни, недели), тогда как временные сроки Анализа добычи – это месяцы и годы.
- В шаблоне (программе) анализа на неустановившихся режимах процесс заключается в согласовании давлений, а не дебитов. Дебиты рассматриваются в качестве основной корректирующей функции и берутся для вычисления функций производных давления, шкал времени, конволюции (свертки) модели и деконволюции (развертки) данных. В Анализе добычи же согласуются обычно дебиты, суммарные объемы добычи или коэффициенты продуктивности. При этом Анализ на устоявшихся режимах фильтрации также позволяет производить согласование на давлениях, приведенных к дебиту, что фактически есть обратная функция коэффициента продуктивности.

Два следующих раздела проведут четкое разграничение между традиционными инструментами («старые приемы») и современным инструментарием («правильные методы»). Третий раздел знакомит с методом, который стал недавно доступен благодаря новому алгоритму: деконволюция.

В прошлом применялись традиционные средства, которые в ходу и сегодня, однако при современном уровне программного обеспечения в выполнении анализов старый инструментарий в значительной степени становится излишним. Современные средства – это сердце сегодняшней (2008 год) современной методологии, и, именно, они, по умолчанию, являются основными методами обработки информации.

3.В Былое

Двадцать лет назад сердцем интерпретации результатов исследований скважин было двойное использование специализированных графиков и совмещение типовых кривых (палетки):

- Специализированные графики соответствуют выбранному масштабу, где прямая линия характеризует такие интересующие режимы потока, как бесконечно действующее радиальное течение, линейное течение, билинейное течение, сферическое течение или псевдоустоявшееся состояние. Два параметра системы обычно будут давать угол наклона и отсекаемый отрезок этой прямой.
- Согласование палеточных кривых заключается в наложении графика данных – обычно в двойном логарифмическом масштабе – на заранее распечатанные палеточные кривые. Два количественных параметра дают относительное положение между графиком данных и палеточной кривой, также именуемое согласованием по времени и согласованием по давлению. Дополнительную информацию обеспечивает выборка палеточной кривой.

Мы начнем с графиков в полулогарифмическом масштабе, как основных специализированных графиков, используемых для количественного выражения основного режима потока в ПТА: Бесконечно действующее радиальное течение или IARF.

3.В.1 IARF и графики в полулогарифмическом масштабе

В Разделе 2.D мы обратили внимание, что IARF – это основной режим, представляющий интерес для Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации. В случае отбора с постоянным дебитом IARF характеризуется линейностью между изменением давления и логарифмом времени. Мы увидим, что такая линейность также находится для более сложной динамики добычи, при условии использования правильной функции времени.

3.В.2 Характеристика времени и график Миллера-Дайса-Хатчинсона (МДХ)

В случае постоянной добычи от времени 0 до бесконечности мы увидели в Разделе 2.D.4, что IARF для скважины бесконечного радиуса в однородном коллекторе характеризуется уравнением из Раздела 2.D.4:

$$\Delta p = \frac{162.6q\mu}{kh} \left[\log(\Delta t) + \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right]$$

В случае комплексной геометрии скважин и неоднородности коллектора постоянный член может быть сложнее, поскольку он интегрирует кумулятивное действие этих геометрических построений и неоднородностей. При этом характеристика все же будет иметь ту же форму. Выводимая из уравнения выше величина скин-эффекта S может не быть правильным значением в отношении повреждения скважины в соответствии с законом Дарси, но все же имеет некоторый смысл. Это называется «эквивалентным скин-эффектом».

График Мюллера-Дайса-Хатчинсона (МДХ) представляет собой кривую давления или изменения давления как функцию логарифма времени. Режиму IARF свойственна линейность характеристики.

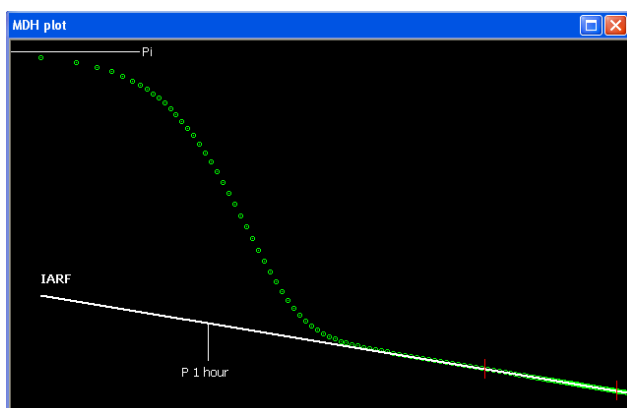


Рис. 3.В.1 – График МДХ депрессии

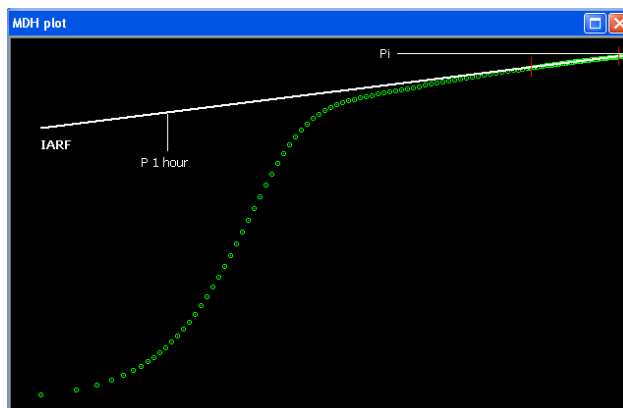


Рис. 3.В.2 – График МДХ восстановления

Если прочертить через эти точки прямую, получим угол наклона и отсекаемый отрезок:

$$\text{Прямая линия IARF: } Y = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(\Delta t) + b = m \log(\Delta t) + b$$

$$\text{Где: } b = \Delta p_{LINE}(\log(\Delta t) = 0) = \Delta p_{LINE}(\Delta t = 1hr)$$

Важное замечание: Значение b соответствует значению Δp на прямой, а не на данных.

Тогда проницаемость и скин-эффект задаются так:

$$\text{Проницаемость: } k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$$

$$\text{Скин-фактор: } S = 1.151 \left[\frac{\Delta p_{LINE}(\Delta t = 1hr)}{m} - \log\left(\frac{k}{\Phi \mu c_t r_w^2}\right) + 3.228 \right]$$

3.В.3 Характеристика восстановления и график Хорнера

График МДХ с простой функцией времени $\log(\Delta t)$ выводится непосредственно с логарифмической аппроксимацией к решению депрессии для бесконечно-действующего радиального течения. Для того чтобы использовать полулогарифмический анализ для любого другого периода потока, отличного от первой депрессии, обязательно нужно учитывать эффекты наложения.

Мы объединяем наложения восстановления из подраздела 2.F.2 и аппроксимацию IARF депрессии, заданную в подразделе 2.D.4:

$$\text{Наложение восстановления: } \Delta p_{BU}(\Delta t) = \Delta p_{DD}(t_p) + \Delta p_{DD}(\Delta t) - \Delta p_{DD}(t_p + \Delta t)$$

$$\text{Аппроксимация IARF: } \Delta p_{DD}(X) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log(X) + \log\left(\frac{k}{\Phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right]$$

Если Δt достаточно большая для достижения IARF, то будет $t_p + \Delta t$. Многие члены взаимно компенсируются, и получаем:

$$\text{Наложение восстановления: } \Delta p_{BU}(\Delta t) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t}\right) + \Delta p_{DD}(t_p)$$

$$\text{Перегруппировка: } \Delta p_{BU}(\Delta t) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}\right) + \left[\Delta p_{DD}(t_p) - \frac{162.6q\mu}{kh} \log(t_p) \right]$$

Если время отбора было очень коротким, то режим IARF не был достигнут за период притока, и $\Delta p_{DD}(t_p)$ нельзя обратить в логарифмическую аппроксимацию. Постоянный член в правой части уравнения становится неизвестным. В этом случае описанный ниже анализ даст значение проницаемости, но не скин-фактора. Если время отбора было достаточно длинным, то член t_p также можно обратить в логарифмическую аппроксимацию, и мы получим:

$$\text{IARF при } t_p: \Delta p_{DD}(t_p) - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(t_p) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right]$$

$$\text{Таким образом: } \Delta p_{BU}(\Delta t) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}\right) + \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right]$$

$$\text{Мы вводим время Хорнера как: } \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}$$

Бесконечно действующему радиальному течению свойственна линейность между характеристикой давления и логарифмом времени Хорнера. Если прочертить через эту точку прямую, получим угол наклона и отсекаемый отрезок:

$$\text{Прямая линия IARF: } Y = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}\right) + b = m \log\left(\frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}\right) + b$$

Если время эксплуатации t_p было достаточно долгим, чтобы достичь режима IARF, то аппроксимация IARF для восстановления будет аналогична отношению депрессии, и, заменив обычное время на время Хорнера, будет задаваться так:

IARF для восстановления:

$$\Delta p_{BU}(\Delta t) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}\right) + \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right]$$

После преобразования получаем уравнение прямой графика Хорнера в отношении давления:

$$p_{BU} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

Затем вычисляются произведение проницаемости на мощность, а также скин-эффект:

$$\text{Произведение проницаемости на мощность: } k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$$

$$\text{Скин-фактор при достаточно большом } t_p: S = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} + \log\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right) - \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.23 \right]$$

Обратите внимание, что функция времени выглядит таким образом, что данные рисуются как бы в обратном направлении, так как при малом Δt – в начале восстановления – функция Хорнера ($\log(t_p + \Delta t)/\Delta t$) будет большой, а когда Δt стремится к бесконечному времени закрытия, то время Хорнера стремится к 1, логарифм которой равен 0.

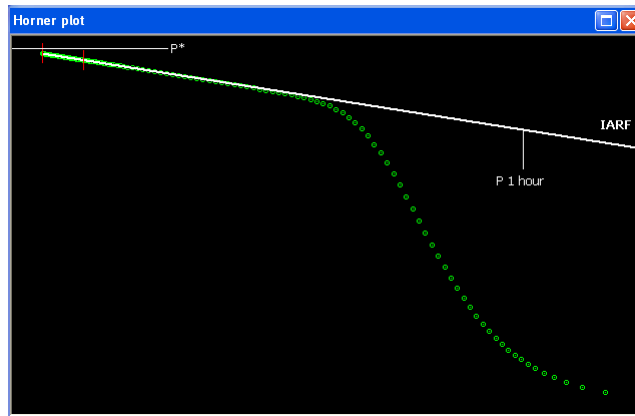


Рис. 3.В.3 – График Хорнера

Если бы коллектор был на самом деле бесконечен, кривая давления продолжала бы расти в бесконечно действующем радиальном течении и, в конце концов, ее отрезок бы пересекся на оси y на p_i , начальном давлении. Однако, поскольку бесконечных коллекторов не существует, экстраполяция линии радиального течения на бесконечном времени закрытия называется p^* , что есть просто экстраполированное давление.

Если коллектор бесконечен: $p_i = p^*$

Здесь важно отметить, что расчет проницаемости верен даже в случае короткого срока отбора перед закрытием, в то время как достоверность расчета скин-эффекта обуславливается достаточно долгим временем эксплуатации, чтобы IARF был достигнут до t_p .

3.В.4 Заккрытие после комплексного графика добычи и наложения

Когда закрытие следует за комплексной динамикой добыча / нагнетание, то процесс эквивалентен простому восстановлению, однако на место времени Хорнера необходимо подставить функцию времени наложения, которая задается так:

$$Sn(\Delta t) = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{q_i - q_{i-1}}{q_n - q_{n-1}} \left(\log \left[\sum_{j=1}^{n-1} \Delta t_j - \Delta t \right] - \log \Delta t \right)$$

График зависимости давления от времени наложения представляет собой график в общем полулогарифмическом масштабе:

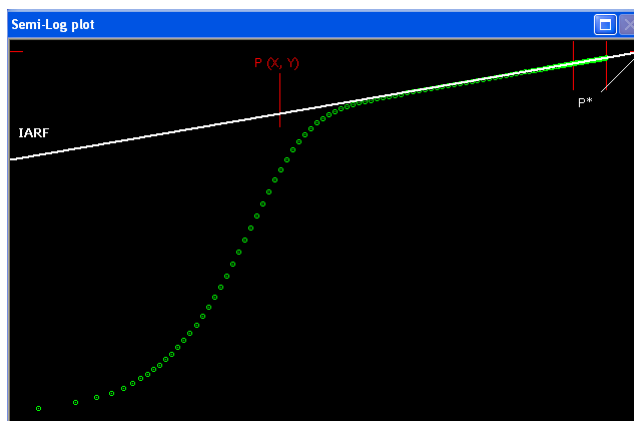


Рис. 3.В.4 – общий полулогарифмический масштаб: график наложения

Расчеты проницаемости совпадают с расчетами для графика Хорнера, а скин-фактор определяется методом нанесения одной точки на прямую, скажем (X,Y), и задается так:

$$S = 1.151 \left\{ \frac{Y - P_{wf}}{m} - X - \log \left(\frac{k}{\Phi \mu c_r r_w^2} \right) - \sum_{i=1}^n \left[\frac{q_i - q_{i-1}}{q_n - q_{n-i}} \log(t_{n+1} - t_i) \right] + 3.23 \right\}$$

3.В.5 Комплексные графики добычи и график наложения, приведенного к дебиту

В некоторых случаях инженеру нужно произвести интерпретацию периодов добычи, когда дебит не установился, либо данные по дебиту на вскрытой поверхности забоя; поэтому значение дебита не будет мгновенно падать до нуля в ходе периода бездействия. Эти случаи чуть более сложны, чем приведенные выше. Однако принцип полулогарифмических анализов сохранится со следующими видоизменениями:

Для добычи или нагнетания на нескольких режимах (независимо от места замера дебитов – на устье или в скважине) адекватный график в полулогарифмическом масштабе будет иметь то же время наложения, как ось X, но давление заменяется на:

$$\frac{Q}{q(t)} [p_i - p(t)]$$

Где Q – эталонное значение для нормализации, за которое обычно выбирается последний установившийся дебит (стабильный режим) интерпретируемого периода, чтобы функция стремилась в позднее время к Δp .

Для восстановления или падения на разных режимах с использованием дебитов на поверхности вскрытого забоя ось Y все равно будет выглядеть так:

$$p(t) - p_{wf}$$

но вычисление времени наложения позволит дебитам изменяться в ходе этого периода. Кроме того, эталонный дебит не будет являться разностью дебитов между N и $N-1$ (это не имеет смысла при работе с непрерывными замерами скважинных дебитов), это будет последний установившийся дебит перед закрытием.

3.В.6 Палеточные кривые в двойном логарифмическом масштабе

3.В.6.а Происхождение палеточных кривых

Как мы видели в подразделе 2.С.1, задачи диффузии решались путем замещения действительных параметров безразмерными, которые устраняют все прочие параметры, чтобы прийти к набору уравнений, которые, надеемся, решаются в безразмерном пространстве, раз и навсегда. Двумя самыми важными переменными являются безразмерное время и безразмерное давление.

$$\text{Безразмерное время: } t_D = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t r_w^2} \Delta t = A \Delta t \text{ где } A = f(k, \mu, r_w, \dots)$$

$$\text{Безразмерное давление: } p_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta p = B \Delta p \text{ где } B = g(k, h, \mu, \dots)$$

Это до сих пор используется в наши дни в современных программах для создания аналитических моделей. Решение находится в безразмерном пространстве, затем переменные преобразуются в действительные переменные, и к решению применяется принцип наложения, после чего производится согласование с реальными данными.

Однако до появления персональных компьютеров и сопутствующего программного обеспечения этот процесс был невозможен, либо как минимум затруднен. Следовательно, фокус заключался в использовании простого замечательного свойства логарифмических шкал, исторически применявшихся для создания логарифмических линеек. Взяв логарифм вышеприведенных уравнений, получим следующее:

$$\text{Логарифмические зависимости: } \log(t_D) = \log(\Delta t) + \log(A)$$

$$\text{и } \log(p_D) = \log(\Delta p) + \log(B)$$

Иными словами, безразмерная характеристика, также именуемая палеточной кривой, и реальная характеристика, взятая на двойной логарифмической шкале, имеют одинаковую форму. Путем переноса возможно произвести увязку данных на безразмерной характеристике, этот процесс называется согласованием палеточных кривых. Значение переноса, также называемое спектром или точкой согласования, в направлении X (согласование по времени) и в направлении Y (согласование по давлению) даст A и B , которые в свою очередь предоставляют два элемента информации в количественном выражении. Согласование по времени даст другую информацию, в зависимости от вида модели. Согласование по давлению будет, как правило, выдавать произведение проницаемости на мощность.

3.В.6.в Использование палеточных кривых

Изначально согласование палеточных кривых заключалось в вычерчивании графика зависимости характеристики давления от времени в двойном логарифмическом масштабе на чертежной кальке с последующим движением по набору заранее распечатанных палеточных кривых, при этом логарифмические циклы выравнивались и были одного размера на обоих графиках. Выборка данных для согласования палеточных кривых может предоставить один или несколько параметров, а относительные положения двух графиков в направлениях X и Y, также под названием спектра, выдадут еще два результата интерпретации.

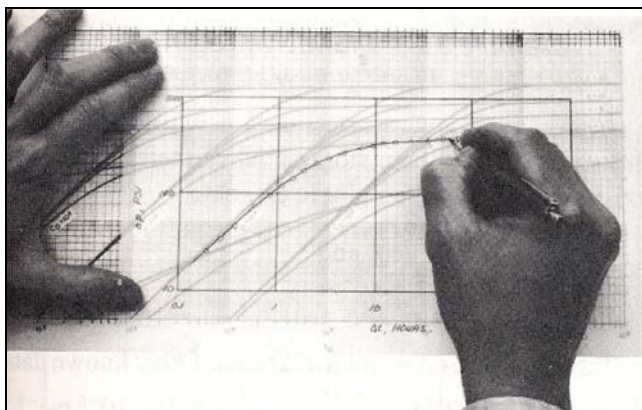


Рис. 3.В.5 – Согласование палеточных кривых

На палеточной кривой, используемой для изображения влияния объема ствола (коэффициента накопления) и скин-эффекта в бесконечном однородном коллекторе (Рис. 3.В.6), согласование по давлению (относительные положения в направлении Y) выдаст проницаемость. Согласование по времени (относительные положения в направлении X) выдадут влияние объема ствола, а выборка кривой даст скин-фактор.

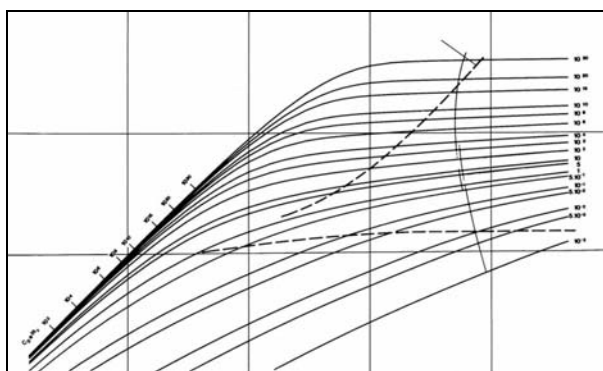


Рис. 3.В.6 – Палеточная кривая влияния ствола и скин-эффекта

3.В.7 Другие специализированные графики

Бесконечный радиальный приток – наиболее важный, но не единственный режим потока, имеющего свойство линейности характеристики давления при вычерчивании зависимости от времени в соответствующей шкале. Среди прочих интересующих нас режимов потока существует псевдоустановившееся состояние. Разным режимам потоков требуются специфические графики зависимости давления от сопутствующих шкал времени, чтобы выразить в количественном отношении параметры, свойственные данному режиму потока.

Вот основные режимы потоков:

Regime	Model	Linearity vs
Infinite Acting Radial Flow	Homogeneous Infinite	logarithm of time
Pseudo-Steady State	Closed systems	time
Pure wellbore storage	Wells with storage	time
Spherical flow	Limited Entry wells	inverse of square root of time
Bilinear flow	Fractures with Finite Conductivity	fourth root of time
Linear flow	Fractures	square root of time
Linear flow	Channel shaped reservoirs	square root of time
Semi-linear flow	U-shaped reservoirs	square root of time

3.В.8 Уравнения для специализированного графика, отличного от IARF, WBS и PSS

Уравнение для линейного течения (скважина с трещиной):

$$\Delta p = \frac{0.3928qB}{wh} \sqrt{\frac{\mu\Delta t}{k_f(\phi c_t)_f}}$$

Уравнение для линейного течения (в канале):

$$\Delta p = \frac{0.3928qB}{W_c h} \sqrt{\frac{\mu\Delta t}{k(\phi c_t)_f}}$$

Уравнение для билинейного течения (трещина конечной проводимости):

$$\Delta p = \frac{37.97qB\mu}{h\sqrt{Cr}(\phi\mu c_t k)^{1/4}} \Delta t^{1/4}$$

Уравнение для сферического течения:

$$\Delta p = \frac{70.6qB\mu}{k_s r_s} - \frac{2453qB\mu\sqrt{\phi\mu c_t}}{k_s^{3/2}} \frac{1}{\sqrt{\Delta t}}$$

При: $k_s = (k_r^2 k_v)^{1/3}$

3.В.9 Соотношение забойного давления фонтанирования с дебитом (IPR) и максимально возможный дебит (AOF)

Общим критерием эффективности любой газовой или нефтяной скважины является ее способность работать с противодействием «нулевому» забойному давлению или, точнее, с противодействием атмосферному давлению. Сколько она сможет проработать в режиме фонтанирования при динамическом забойном давлении в одну атмосферу? Такой расчет может показаться бессмысленным, поскольку условия абсолютно нереальны: газовая скважина с такими цифрами даже не будет проявлять, забойное давление слишком высокое. Однако такое измерение выдает входную величину инженеру-разработчику, работающему с вычислениями IPR, оно также служит «универсальным индикатором» для газовых скважин. Это называется «теоретический дебит скважины при отсутствии давления», AOF. Понятие AOF более полезно тем, кто берет устьевые, а не забойные давления. Так как это показывает максимально достижимый дебит по данной скважине.

Для того чтобы оценить AOF, скважина будет испытываться на нескольких режимах. Забойное давление необходимо замерять во время работы на режиме (депрессии) и восстановления. Последний режим более продолжительный, поскольку он даст для расчета отдельное стабилизированное значение.

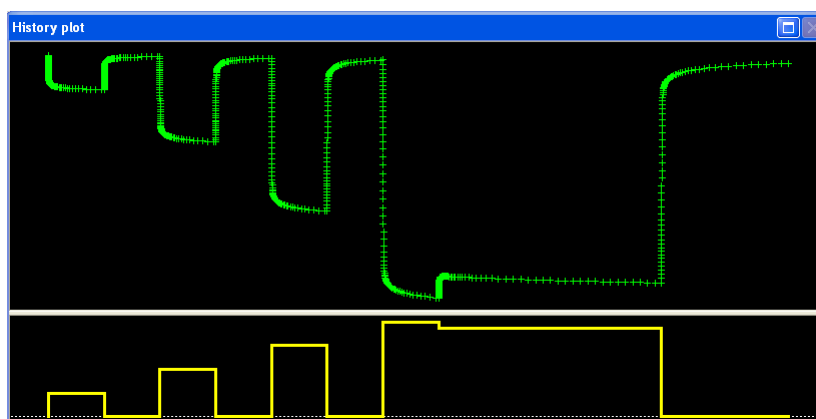


Рис. 3.В.7 – График динамики

Обратите внимание, что во время исследований мы зачастую «отрабатываем скважину до выхода на (стабильный) режим», хотя в реальности динамическое забойное давление никогда не стабилизируется, за исключением весьма специфических обстоятельств. Если бы оно стабилизировалось, полулогарифмический угол наклона (IARF) 'm' был бы равен нулю, что соответствует бесконечному kh. Давление будет снижаться всегда, и скважина считается «стабильной», когда падение давления происходит очень медленно. На основе этих данных строится график ниже, исходя из эмпирического соотношения, что $\Delta m(p) \cdot vs \cdot q$ на двойной логарифмической шкале выдаст прямую линию, пока значения $m(p_{wf})$ фиксируются через одинаковые промежутки времени на каждом состоянии депрессии. Более того, линии «2 часа», «4 часа», «6 часов» и т.д. будут параллельны, сходясь к «кривой стабилизированной продуктивности» по всем стабилизированным точкам, получаемым в случае достаточно продолжительной работы скважины в режиме фонтанирования, чтобы каждая депрессия стабилизировалась:

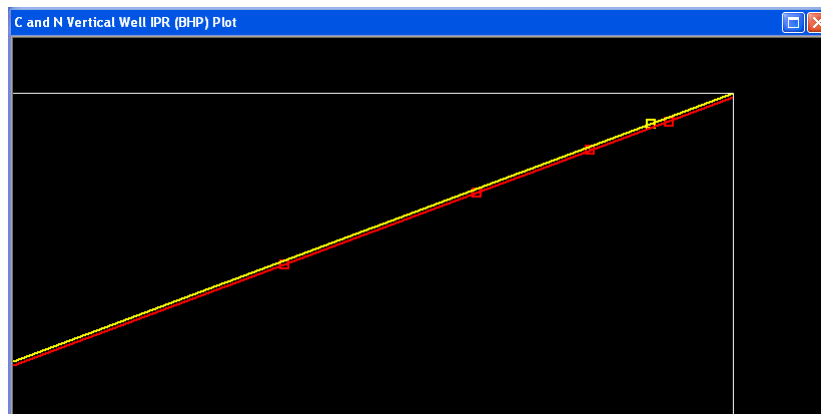


Рис. 3.В.8 – График AOF

В стандартном испытании, как показано выше, будет только одна стабилизированная точка (желтым цветом), а прочерченная через эту точку линия параллельна переходной линии неустановившегося режима. Рис. 3.В.7 Путем экстраполяции кривой стабилизированной продуктивности на значение $\Delta m(p)$, соответствующее динамическому забойному давлению в 14,7 psi, получаем AOF, показанный белой линией на Рис. 3.В.7.

3.С “Настоящие” вещи

Разговоры о сравнении «старых» материалов с «новыми» носят намеренно провокационный характер. Старое не означает «неправильное». Что действительно иногда неправильно, так это использование старых методик, которые оказываются менее точными, чем недавние разработки. А что определенно неправильно, так это отрицание, что новые методики работают на основе, которая может быть слишком сложна или требует компьютеров, а не просто логарифмической линейки.

В целом, эти средства были хитроумно изобретены в то время, когда инженеры не имели доступа к современным ПК. Они в прошлом принесли отрасли много пользы и шли по пути эволюции тех современных средств, которыми мы сейчас пользуемся. Вопрос в том, стоит ли применять этот инструментарий сегодня просто в силу инерции, когда все знают их пределы, которые успешно снимаются современными средствами, обычно требующими использования компьютеров и более изощренных процессов обработки.

3.С.1 Методология ГДИС до и после 1980-х гг.

Методология ГДИС (РТА), до внедрения производной и использования ПК, представляла собой, по сути, ручной процесс: чередование совмещения палеток и специализированных анализов. Палеточные кривые без производной обладали плохими диагностическими возможностями, однако использование специализированных графиков помогает размещению данных на палетке. К примеру, построение прямой IARF выдаст значение проницаемости, которое могло быть использовано для настройки совмещения по давлению, снижая фактор неопределенности согласования палеточных кривых. С обратной стороны, выбор палеточной кривой выдаст приблизительное время при запуске режима IARF, что в свою очередь помогло бы задать прямую на графике в полулогарифмическом масштабе. Этот процесс, особенно в случае газовых испытаний, дополняется анализом AOF / IPR.

У этой методологии было множество недостатков

- У палеточных кривых была очень низкая разрешающая способность из-за логарифмического масштаба. Впоследствии этот недостаток был снят с помощью добавления производной.
- Палеточные кривые вообще подходили для характеристик депрессии. Поскольку большинство данных шли от состояний восстановления, изгиб характеристики вследствие наложения обычно не учитывался. Таким образом, чтобы извлечь из палеточных кривых пользу, согласование палеточных кривых требует очень продолжительного и стабильного режима добычи перед закрытием.
- Палеточные кривые настраивались под дискретное число значений параметров.
- Специализированные графики требовали, чтобы устанавливался и выдерживался очень чистый режим. Это возможно только в специфических условиях.
- В случае расчета скин-эффекта анализ IARF требует достаточного длительного периода добычи; в противном случае уравнение определения скина будет неправильным.
- Также было очень просто прочертить прямую через две последние точки давления и принять это за IARF, даже в тех случаях, когда режим IARF не достигался.
- Процесс требовал движения назад – вперед между как минимум двумя разными точками, если не больше.
- Происходило это не быстро.

Часть недостатков была снята в начале 1980-х гг., когда Доминик Бурде ввел свою знаменитую производную Бурде. Производная также стала истоком того, что можно именовать современной методологией РТА, в дальнейшем называется «правильный материал», с широким использованием согласования с моделями с помощью ПК, что стало признаком конца эры методологии 1970-х годов.

Для большинства инженеров замена ручных методик компьютерным анализом в своей повседневной работе произошла в 1980-е гг. благодаря трем крупным техническим достижениям:

- Электронные забойные манометры, спускаемые на кабеле, стали дешевыми и надежными, обнаруживая повторяющиеся характеристики гораздо лучше, чем могло предыдущее поколение механических манометров.
- Распространение персональных компьютеров позволило разработать программное обеспечение на базе ПК для выполнения анализов данных на неустановившихся режимах фильтрации. Первые компьютерные программы появились в 1980-е гг., первоначально воспроизводя ручные методы на компьютере. С тех пор разработаны новые поколения средств, в сердцевине которых лежит современная методология.
- В 1983 Бурде и другие опубликовали новую формулировку производной давления в качестве наклона графика наложения в полулогарифмическом масштабе на графике в двойном логарифмическом масштабе. Производная Бурде, без сомнений, стала наиболее важным достижением в истории анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации. Работа о дифференциации характеристики давления была опубликована раньше, однако в подходе Бурде была формулировка, которая заставила систему работать.

3.С.2 Производная Бурде

Производная Бурде есть наклон графика в полулогарифмическом масштабе, отображенного на графике в двойном логарифмическом масштабе...

... а если точнее, это уклон этого графика в полулогарифмическом масштабе, когда шкала времени есть натуральный логарифм. Его надо умножить на $\ln(10)=2.31$, когда в графике в полулогарифмическом масштабе используется десятичный логарифм.

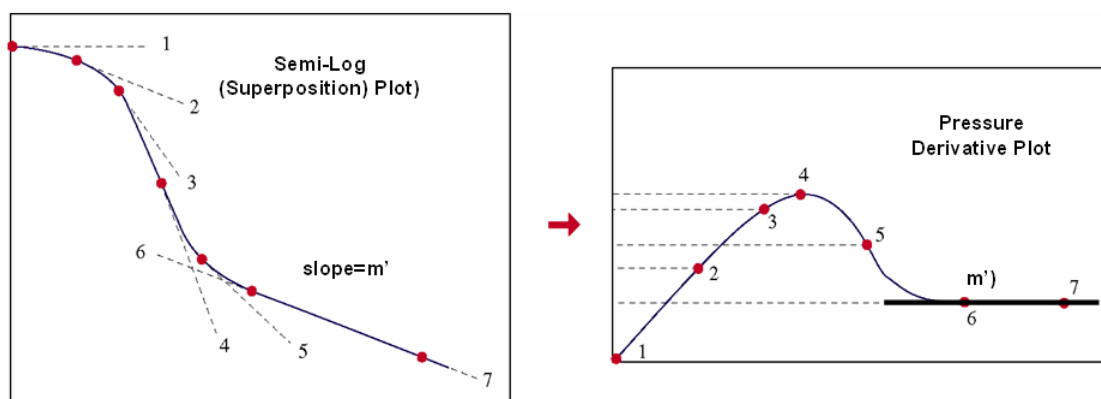


Рис. 3.С.1 – Производная Бурде, полулогарифмический масштаб и двойной логарифмический масштаб

$$\text{Для депрессии: } \Delta p' = \frac{d\Delta p}{d \ln(\Delta t)} = \Delta t \frac{d\Delta p}{d\Delta t}$$

$$\text{Для нескольких режимов дебитов: } \Delta p' = \frac{d\Delta p}{d \text{sup}(\Delta t)}$$

3.С.3 Производная Бурде и ранние эффекты скважины и ствола

Чистый эффект коэффициента накопления ствола наблюдается на очень раннем этапе, когда в характере давления скважины преобладает декомпрессия или компрессия скважинного флюида.

В случае чистого влияния объема ствола: $\Delta p = C\Delta t$

Даже для решений по нескольким режимам в раннее время: $\text{sup}(\Delta t) \approx \ln(\Delta t)$

$$\text{Отсюда производная: } \Delta p' = \Delta t \frac{dC\Delta t}{d\Delta t} = C\Delta t = \Delta p$$

На раннем этапе, при наличии чистого влияния объема ствола, кривые давления и производной Бурде объединяются на прямой единичного уклона на графике в двойном логарифмическом масштабе.

Другие режимы потоков раннего этапа, такие как линейное и билинейное течение, подробнее о которых будет рассказано позже, демонстрируют отличный специфический характер, как для давления, так и производной Бурде.

3.С.4 Уравнения режимов потока на раннем этапе времени

Уравнение для линейного течения (скважина с трещиной):

$$\Delta p = \frac{0.3928qB}{wh} \sqrt{\frac{\mu\Delta t}{k_f(\phi c_t)_f}}$$

То производная такая:

$$\Delta p' = 0.5 \frac{0.3928qB}{wh} \sqrt{\frac{\mu\Delta t}{k_f(\phi c_t)_f}}$$

Уравнение для билинейного течения (трещина конечной проводимости):

$$\Delta p = \frac{37.97qB\mu}{h\sqrt{Cr}(\phi\mu c_t k)^{1/4}} \Delta t^{1/4}$$

То производная такая:

$$\Delta p' = 0.25 \frac{37.97qB\mu}{h\sqrt{Cr}(\phi\mu c_t k)^{1/4}} \Delta t^{1/4}$$

Уравнение для сферического течения:

$$\Delta p = \frac{70.6qB\mu}{k_s r_s} - \frac{2453qB\mu\sqrt{\phi\mu c_t}}{k_s^{3/2}} \frac{1}{\sqrt{\Delta t}}$$

При: $k_s = (k_H^2 k_v)^{1/3}$

То производная такая:

$$\Delta p' = \Delta t \frac{d\left(\frac{2453qB\mu\sqrt{\phi\mu c_t}}{k_s^{3/2}} \frac{1}{\sqrt{\Delta t}}\right)}{d\Delta t} = -0.5 \frac{2453qB\mu\sqrt{\phi\mu c_t}}{k_s^{3/2}} \frac{1}{\sqrt{\Delta t}}$$

3.С.5 Производная Бурде и IARF

Когда возникает режим IARF: $\Delta p = m' \text{sup}(\Delta t)$

Где m' есть уклон прямой в полулогарифмическом масштабе. Ниже характеристика депрессии представляет собой отдельный случай характеристики нескольких режимов дебита, а логарифм времени есть отдельное время наложения для депрессии. Отсюда производная:

Производная, когда достигнут режим IARF: $\Delta p' = \frac{d\Delta p}{d \text{sup}(\Delta t)} = m'$

Когда достигается IARF, производная стабилизировалась на уровне, равном уклону полулогарифмической прямой. Это свойство стало основной причиной для разработки производной, так как это легко и непосредственно идентифицирует IARF на графике в двойном логарифмическом масштабе, что иногда почти невозможно на графике в полулогарифмическом масштабе. Можно сказать, что производная - это «увеличительное стекло» полулогарифмического характера, удобно расположенное на том же графике, исторически используемом для согласования палеточных кривых.

В сочетании с единичным уклоном на раннем этапе во время влияния объема ствола, производная предоставляет прямой способ задавать согласование по давлению и времени на графике в двойном логарифмическом масштабе, просто путем расположения линии единичного уклона на режиме накопления ствола и расположения горизонтальной линии на характеристике IARF.

Одно это уже бы сделало производную Бурде ключевым инструментом для диагностики. Приятный сюрприз заключается в том, что производная способна на гораздо большее; и большинство скважинных, пластовых и граничных моделей несут на характеристике производной особые отличительные признаки. Именно это замечательное сочетание позволило производной стать тем самым инструментом для диагностики и согласования в Анализе данных на неустановившихся режимах фильтрации.

3.С.6 Производная Бурде и PSS

После продолжительного периода стабильной добычи, когда достигается PSS:

Характеристика давления такова: $\Delta p = A\Delta t + B$

А время наложения опять таки можно аппроксимировать так: $\sup(\Delta t) \approx \ln(\Delta t)$

$$\Delta p' = \Delta t \frac{d(A\Delta t + B)}{d\Delta t} = A\Delta t$$

Отсюда производная:

При более длинном сроке имеем: $\Delta p = A\Delta t + B \approx A\Delta t$

Таким образом, когда достигается PSS, характеристика давления на двойном логарифмическом графике будет стремиться к единичному уклону, в то время как производная достигнет такого единичного уклона гораздо раньше, т.е.: как только достигнут PSS, и к конечному объединению с характеристикой давления. Такое поведение важно в Анализе данных на неустановившихся режимах, но не применимо для восстановлений; при восстановлении давление стабилизируется, а производная стремительно движется к нулю (см. подробнее о граничных эффектах в Главе 8). Такое поведение является основополагающим и в Анализе добычи, где главным интересующим режимом, конкретно, служит псевдоустановившееся состояние, или поток под влиянием границ.

3.D Последние достижения: метод деконволюции

Не так давно мы собирались сочинить труд под названием «Почему метод деконволюции не работал и не будет работать». К счастью, мы его не опубликовали, так как в недавних публикациях был предложен метод конволюции, который реально может быть полезен. Это было реализовано в программе Saphir v4.02.

Деконволюция (или «развертка») в Анализе данных на неустановившихся режимах фильтрации стала темой множества публикаций. Деконволюцию можно экспериментально использовать: во-первых, для снятия эффектов накопления ствола и тем самым раньше прийти к бесконечно действующему радиальному течению; во-вторых, для превращения комплексной искаженной динамики добычи в идеальную депрессию, готовую к интерпретации; в-третьих, для подтверждения запасов путем нахождения границ, когда на дискретных восстановлениях ничего нельзя разглядеть.

Несмотря на весьма нелегкую работу над этой темой, истинная деконволюция принципиально нестабильна. Чтобы внести стабильность в процесс деконволюции, необходимо делать исходные допущения, которые смещают характеристику. До недавнего времени, как только публиковали новый труд по теме, естественным вопросом было не «как это действует?», а скорее «в чем тут фокус?».

Больше это не является вопросом. Серия последних публикаций, инициированных Имперским колледжем и дополненных «Бритиш Петролеум» (напр., SPE #77688 и SPE #84290), выдвигают метод, который фактически срабатывает, хотя не всецело, для идентификации границ из набора последовательных восстановлений. Есть и фокус, есть и возражения, однако фокус допустим, и метод может стать полезным дополнением к методологии РТА.

Программа Saphir v4.02 (октябрь 2006) предложила первую коммерческую версию данного метода. Вследствие его новизны мы сначала поостереглись оценки важности данной разработки для долгой перспективы и для его соответствия методологии РТА. Только сейчас метод включен в эту книгу.

3.D.1 Что такое деконволюция? Для чего она нам нужна?

3.D.1.a Необходимость

Аналитические модели разрабатываются на принятии допущения об идеальной постоянной добыче по палеточным кривым депрессии. В реальности процесс исследования или эксплуатации скважины весьма далек от постоянства. Дебиты меняются во времени, а эксплуатационные характеристики обычно так искажены, что мы обычно фокусируемся только на периодах бездействия (закрытия).

В смоделированном примере ниже (Рис. 3.D.1) график суммарной добычи 3 200 часов, а восстановление длится всего 100 часов. Наблюдаемые данные на диагностическом графике (Рис. 3.D.2) соответствует всего 100 часам. В вычислении производной мы используем суперпозицию дебитов, но это только для внесения поправки эффекта наложения; реально мы видим лишь 100 часов процесса восстановления.

Тем не менее, в суммарной характеристике информации больше, чем на 100 часов. Процессы изменения давления продолжались 3 200 часов, и это влияние добычи ощущалось далеко за пределами радиуса в 100 часов, и эти отклики находили свое

обратное отражение в скважине. Так что где-то в данных скрыта еще информативность, не только в одном КВД.



Рис. 3.D.1 – Моделированное изменение во времени (3200 часов)

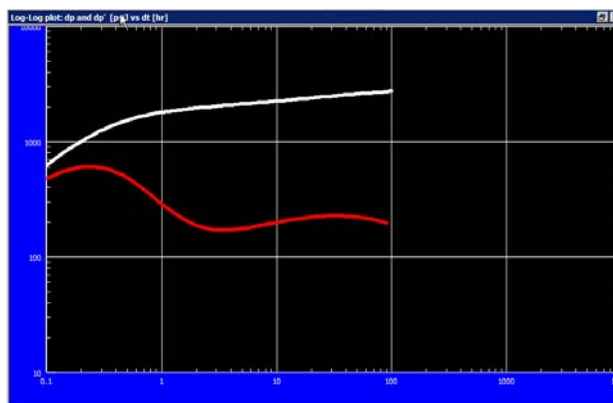


Рис. 3.D.2 – Последнее восстановление (100 часов)

Идея деконволюции в данном примере заключается в том, чтобы воссоздать из реальных данных идеальную характеристику давления с постоянной добычей в течение одинакового периода (Рис. 3.D.3). Если бы такая характеристика была создана, мы могли бы вывести двойную логарифмическую характеристику продолжительностью 3 200 часов, и выведенные таким способом виртуальные данные показали бы о коллекторе гораздо больше, чем потенциально может представить одно восстановление длительностью 100 часов (Рис. 3.D.4).

Иными словами, если вывести развернутые данные из реальной характеристики давления без исходных допущений, мы сможем получить гораздо более длинную характеристику или ту же характеристику за меньший период испытаний.

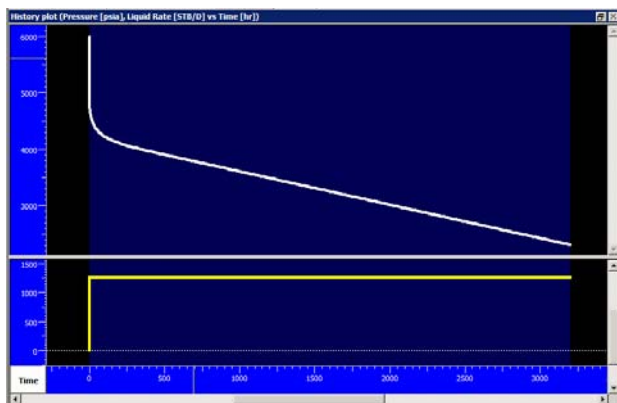


Рис. 3.D.3 – Развернутая добыча

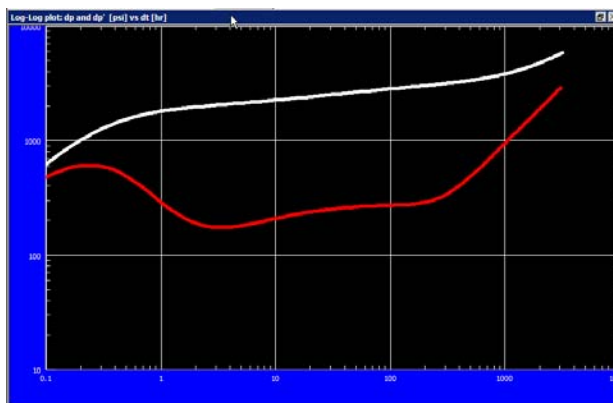


Рис. 3.D.4 – Развернутый двойной логарифм (3 200 часов)

В теории нам даже не надо закрывать скважину. С деконволюцией мы поэтапно строим идеальную постоянную характеристику давления и можем выполнять Анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации всегда, когда у нас есть несколько дебитов и давлений, зафиксированных в одно и то же время. Найден один из священных Граалей для анализа переходных процессов?

3.D.1.b Математическая формулировка

Прежде чем рассматривать деконволюцию, нужно немного знать, в чем заключается конволюция. Вот математическое определение конволюции двух действительных функций:

$$[f \otimes g](t) = \int_0^t f(\tau)g(t-\tau)d\tau$$

Конволюция – это такое действие, когда мы применяем принцип наложения (см. Главу 2) для того, чтобы получить характеристику давления $\Delta p(t)$ для комплексной динамики дебитов $q(t)$, зная идеальное падение давления $\Delta p_u(t)$ для постоянной удельной (единичной) добычи. Имеем:

$$\Delta p_w(t) = \int_0^t q(\tau) \frac{\partial \Delta p_u(t-\tau)}{\partial (t-\tau)} d\tau = \int_0^t q(\tau) \Delta p'_u(t-\tau) d\tau$$

$$\text{Где } \Delta p'_u(t) = \frac{\partial \Delta p_u}{\partial t}$$

Иными словами: $\Delta p = q \otimes \Delta p'_u = q' \otimes \Delta p_u$

Обратите внимание, что когда динамика дебитов представляет собой ступенчатую функцию, расчет этого интеграла принесет «обычное» уравнение наложения, приведенное в Главе 2:

$$p(t) = p_i - \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \Delta p_u(t-t_i)$$

Из результатов исследований мы узнаем характеристику давления $\Delta p(t)$ и динамику дебита $q(t)$. А нас интересует $\Delta p_u(\Delta t)$, идеальная характеристика для постоянной добычи. Процесс получения компоненты конволюции (Δp_u) из одной компоненты конволюции (q) и произведение конволюций (Δp) называется деконволюцией.

Мы не будем углубляться в детали последней работы о деконволюции. Существовала так называемая деконволюция «вслепую», т.е. ступенчатое «обратное наложение» данных о давлении без допущений. Это нестабильный расходящийся процесс. Также существовала «связанная деконволюция», такая как перемещение в Лапласово пространство и деление характеристики давления Лапласа на динамику дебита Лапласа. Слабым местом обычно считались исходные допущения. Другие цели деконволюции были более ограниченными, например, получение ранней характеристики IARF путем обратной свертки восстановления на раннем этапе, при этом по «принятым» скважинным дебитам шла поправка на влияние объема ствола. Однако все эти попытки имели локальный успех. Деконволюция считалась красивой, но не реальной идеей.

Тем не менее, недавно Имперским Колледжем и БП был разработан новый подход. Данный подход вызвал большой энтузиазм, однако при всей его достоверности и полезности крайне важно помнить про исходные допущения и ограничения, которые действительно имеют место быть. Он основан на замене переменной соответственно тому, что мы действительно ищем, т.е. производной на двойной логарифмической шкале.

$$\text{Мы задаем } \sigma = \ln(\Delta t) \quad \text{и} \quad z(\sigma) = \ln \left[\frac{dp_u(\Delta t)}{d \ln(\Delta t)} \right] = \ln \left[\frac{dp_u(\sigma)}{d\sigma} \right]$$

При такой замене переменной уравнение конволюции приобретает вид:

$$p(t) = p_i - \int_{-\infty}^{\ln t} q(t - e^\sigma) e^{z(\sigma)} d\sigma$$

3.D.2 Недавние алгоритмы деконволюции

3.D.2.a Задачи о неизвестных

Вместо того, чтобы с помощью цифр искать характеристику давления для удельного дебита $\Delta p_u(\Delta t)$, мы заменяем неизвестную и рассматриваем характеристику, на которой будем основывать свою диагностику, т.е. логарифм характеристики производной давления как функцию логарифма времени (Рис. 3.D.5).

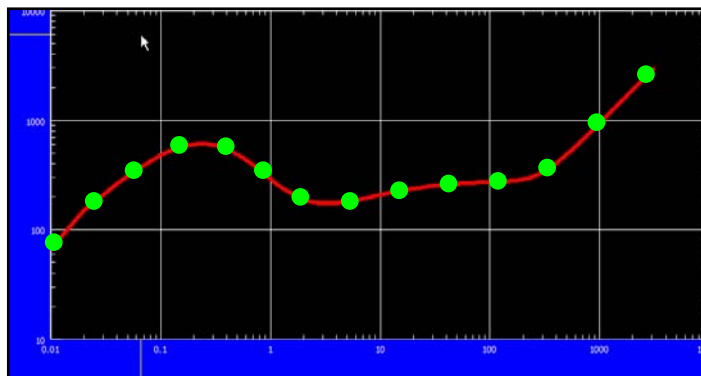
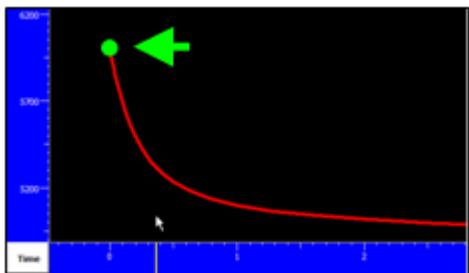
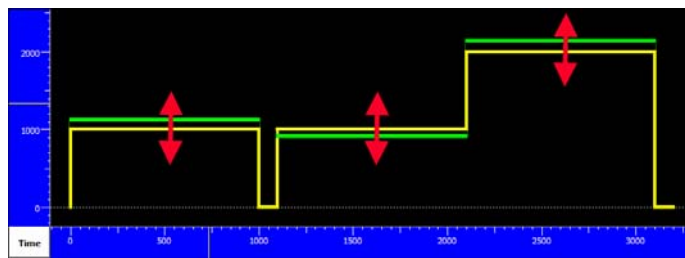


Рис. 3.D.5 – 1^{-я} (и главная) неизвестная: $z(\sigma)$

$$\sigma = \ln(\Delta t) \quad \text{и} \quad z(\sigma) = \ln \left[\frac{dp_u(\Delta t)}{d \ln(\Delta t)} \right] = \ln \left[\frac{dp_u(\sigma)}{d\sigma} \right]$$

Принцип нового метода деконволюции заключается в нахождении кривой производной $z(\sigma)$, которая будет производить согласование данных, пользуясь видоизмененным уравнением конволюции. Кривая $z(\sigma)$ задается как ломаная линия или сплайн (сложнопрофильная кривая). У нее есть начальная точка, так как $(0,0)$ не имеет смысла на двойной логарифмической шкале. Ее временной период есть время счета между началом динамики (истории) добычи и последней точкой данных, которую мы увязываем (в предыдущем примере это 3 200 часов).

Главной неизвестной служит кривая $z(\sigma)$. Существует два дополнительных набора факультативных неизвестных: первая – это начальное давление p_i , которое может быть известно, либо неизвестно (Рис. 3.D.6). Последняя неизвестная есть допустимость ошибок в динамике дебита, которая нужна нам для вынесения процесса оптимизации на сходимость (Рис. 3.D.7).

Рис. 3.D.6 – 2-я неизвестная: p_i Рис. 3.D.7 – 3-я неизвестная: $\Delta q's$

3.D.2.b Задача функции цели

Три неизвестные выше корректируются в процессе нелинейной регрессии, чтобы минимизировать функцию цели. У этой функции цели есть три компонента.

Естественно, первый и главный компонент функции цели, которую нужно минимизировать, это среднеквадратическое отклонение между свернутой моделью и данным о давлении (Рис. 3.C.8). Это могут быть все данные о давлении, либо, что более вероятно, ряды временных промежутков, когда данные о давлении считаются надежными. Как правило, подходящими кандидатами являются последовательные восстановления, если только рабочие давления не исключительно ровные, как в случае чистых газовых испытаний, к примеру.

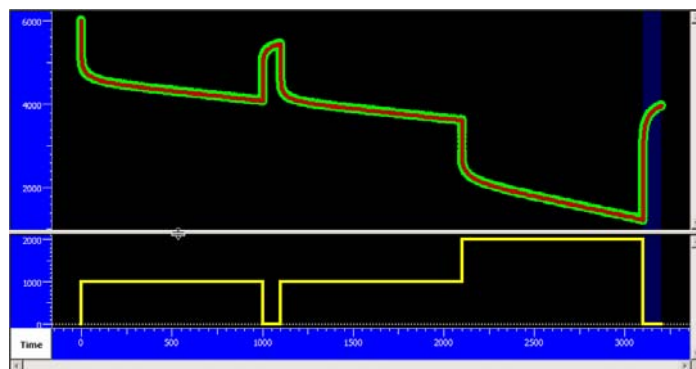


Рис. 3.D.8 – 1-я функция цели
минимизация расстояния между модельными и реальными данными

Второй компонент целевой функции – это полная кривизна характеристики производной. Когда несколько характеристик производных обеспечивают эквивалентное соответствие, принцип здесь таков: «чем проще, тем лучше». Среди потенциальных характеристик выбирается характеристика с самой низкой полной кривизной. Иными словами, если несколько вариантов дают хорошее соответствие, то предпочтительнее тот вариант, который осуществляет плавный переход от точки к точке, а не тот, что создает колебания.

Третий, последний, компонент целевой функции – это модификация значений дебита, необходимых для получения соответствия. Опять таки, при одинаковом качестве соответствия, выбирается решение, требующее меньшего количества изменений в дебитах.

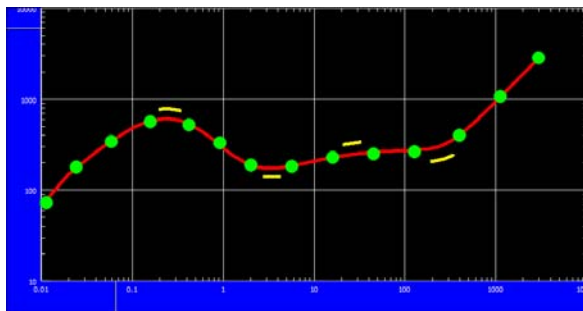


Рис. 3.D.9 – $2^{\text{-я}}$ функция цели
минимизация полной кривизны



Рис. 3.D.10 – $3^{\text{-я}}$ функция цели
минимизация коррекции по дебиту

3.D.2.c Деконволюция простым языком

Сущность нового метода деконволюции заключается в оптимизации. Вместо того, чтобы оптимизировать параметры модели в конце процесса интерпретации, мы берем *дискретное представление искомой производной*, и производим с ним манипуляции смещения и изгибания до тех пор, пока оно не будет следовать выбранным данным за интеграцией, чтобы выдать нам из производной удельную единичную характеристику изменения давления; и используем *конволюцию*, чтобы учесть дебиты.

Поскольку нам нужно отчитаться за некоторые факторы неопределенности по дебитам и за лучшее поведение алгоритма оптимизации, мы допускаем небольшое изменение дебитов, однако стремимся сделать эти изменения минимальными.

Нам нужно, чтобы результирующая кривая производной несла те же отличительные признаки, что и используемые нами различные аналитические и численные модели. Чтобы добиться этого, мы убеждаемся в приемлемости полной кривизны характеристики, т.е. в том, что результирующая кривая не очень изменила форму.

Получив развернутую производную, мы производим операцию интеграции, чтобы получить характеристику давления и показать на графике в двойном логарифмическом масштабе и давление, и производную. Так как это есть теоретическая характеристика для постоянного дебита, мы согласуем развернутые данные деконволюции с моделями депрессии, а не наложенными моделями.

Поскольку эта развернутая характеристика не есть данные, а только результат оптимизации, которая, возможно, не совершенна, мы следим за реальными данными путем наложения модели и смотрим на совмещение с данными за длительный период времени по реальному, а не развернутому сигналу.

3.D.3 Иллюстрация по программной реализации Saphir

Процесс деконволюции в своей реализации представляет собой регрессию с (потенциально многими) альтернативными опциями. В отличие от расчета производной, которые могут воспроизводиться, как только сошлись на выборе точек и на определении сглаживания, результаты и показатели алгоритма деконволюции вероятно будут отличаться при каждой программной реализации. Для иллюстрации концепции мы возьмем выполнение программы Saphir.

На Рис. 3.D.11 показаны 3 000 часов стационарной записи давлений и дебитов. Два самых продолжительных периода восстановления выделены и показаны в двойном логарифмическом масштабе на Рис. 3.D.12. Самое долгое восстановление шло 300 часов. Оба восстановления представляют абсолютно когерентное поведение.

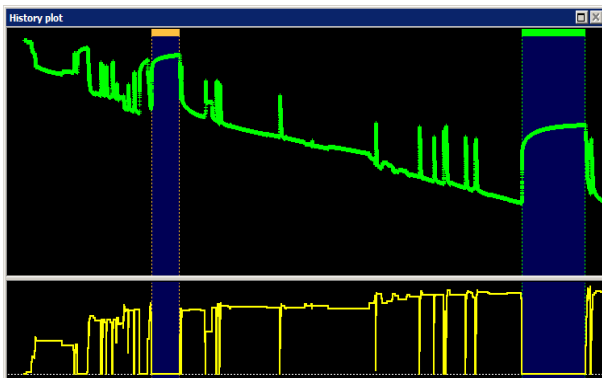


Рис. 3.D.11 – График динамики (3 000 часов)

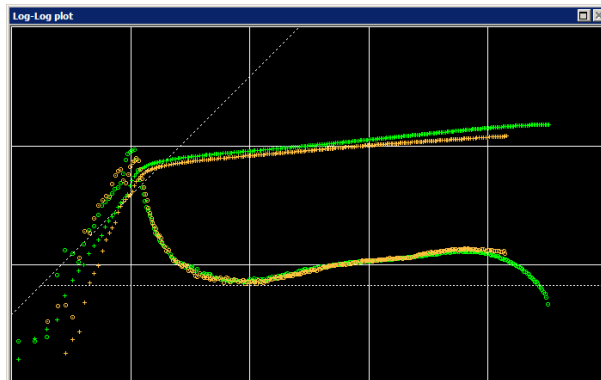


Рис. 3.D.12 – Два восстановления (300 часов)

Если мы выделяем самое продолжительное восстановление, то можем поддаться искушению и интерпретировать его с помощью изменчивой модели накопления ствола, за которой следует краткосрочный режим бесконечно действующего радиального течения, а затем условное уменьшение общей подвижности (гидропроводности), близлежащие разломы, композитный характер, а в поздний период времени – какая-то поддержка давления. На Рис. 3.D.13 представлен пример согласования с такой моделью.

Следует ожидать, что аналогичным образом хорошее соответствие будет независимо получено за другой, более короткий период восстановления.

Однако при выполнении этой модели и просмотре совмещения с данными за длительный период времени по Рис. 3.C.14, мы явно замечаем, что это не так. Истощение на данных нельзя объяснить поддержкой давления. Поэтому что-то происходит на временной шкале, которая превышает продолжительность восстановления, производящей это истощение. Инженер со здравым смыслом и должным уровнем подготовки на этом не остановится, а начнет рассматривать граничную систему, которая следует за восстановлением, но возвращает совмещение с данными за длительный период времени на круги своя. Инженер будет рассматривать поздний провал производной как эффект наложения замкнутых границ. Он добавит границы, которые находятся достаточно далеко, чтобы не влиять на восстановление, отдельно от эффекта наложения, но достаточно близко, чтобы создать истощение, наблюдаемое в совмещении с данными за длительный период времени. Такой подход методом проб и ошибок и процесс оптимизации идут по тому же пути, что последние двадцать лет. Но в данном случае деконволюция может оказать серьезную помощь в ускорении процесса интерпретации.



Рис. 3.D.13 – Совмещение в двойном логарифмическом масштабе

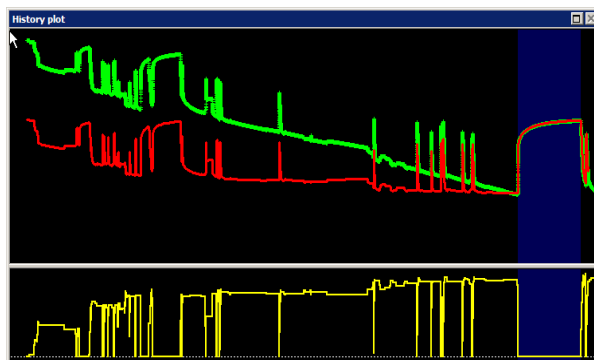


Рис. 3.D.14 – Совмещение с данными за длительный период времени

При выделении периодов в программе Saphir v4.02, опцию деконволюции можно выбрать в диалоговом окне выделения (extraction) (Рис. 3.D.15). Можно включать – выключать регрессию на p_i - второй факультативной неизвестной, и гибкости дебитов, третьей факультативной неизвестной. Выбранные для деконволюции периоды можно собирать в интерактивном режиме (Рис. 3.D.16).

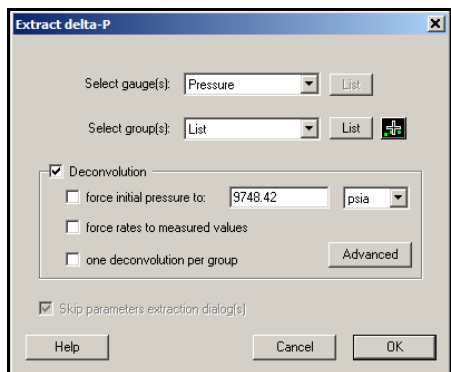


Рис. 3.D.15 – Выделение деконволюции

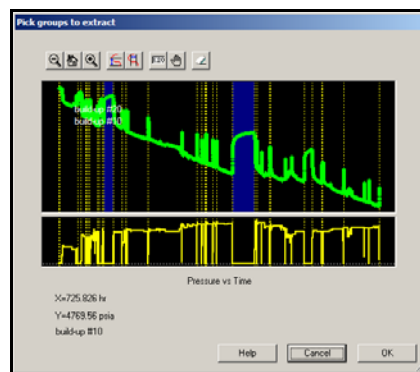


Рис. 3.D.16 – Выборка периодов

Выбрав два восстановления, мы подтверждаем выделение. Исполняется регрессия в процессе деконволюции, и «вуаля»: по волшебному велению развернутый сигнал предстает на графике двойного логарифмического масштаба (Рис. 3.D.17). Развернутый сигнал и отдельные данные о восстановлениях можно наложить способом приведения к дебиту (Рис. 3.D.18). В данном процессе использовались только данные с двух восстановлений. А другие данные о потоке не использовались.

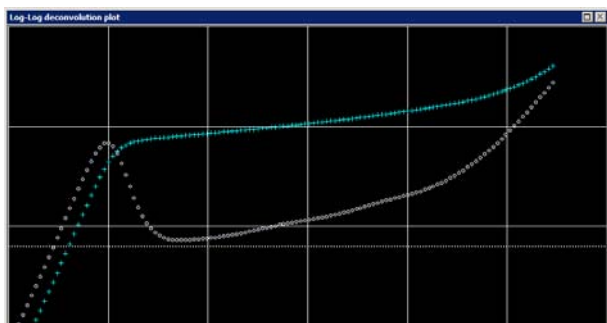


Рис. 3.D.17 – Развернутая характеристика

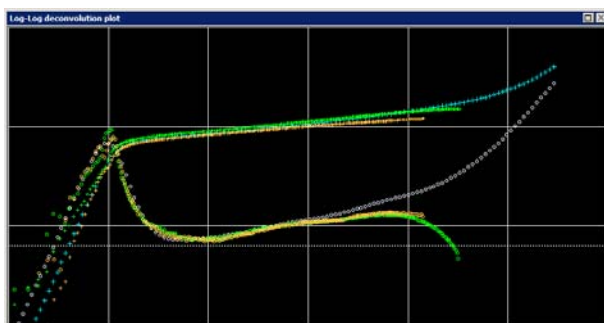


Рис. 3.D.18 – Сравнение с данными о восстановлениях

Остальная часть процесса происходит прямолинейно. Инженер согласует эту развернутую характеристику с выбранной моделью. Очевидно, что поскольку деконволюция моделирует характеристику постоянного дебита, к модели не применяется наложение при сравнении с развернутым сигналом. С другой стороны, наложение применяется к модели для того, чтобы воспроизвести совмещение с данными за длительный период времени, точно так же, как для стандартной интерпретации. Окончательное согласование замкнутого прямоугольника представлено на двойном логарифмическом графике деконволюции (Рис. 3.D.19) и совмещении с данными за длительный период времени. Возвращаясь к первоначальной модели восстановления, стандартное двойное логарифмическое выделение этой замкнутой модели также показало бы поздний провал производной. Такой провал был, в действительности, эффектом наложения, а не признаком какой-либо поддержки давления. И на этот раз получается, что и хорошее совмещение с данными за длительный период времени (адаптация истории), и модель, неплохо воспроизводит снижение давления в результате истощения за историю добычи.

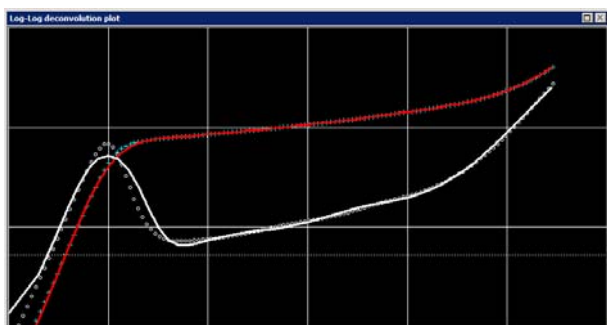


Рис. 3.D.19 – Совмещение с моделью депрессии

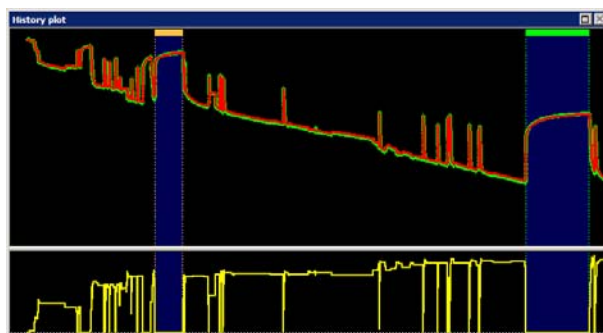


Рис. 3.D.20 – Совмещение с данными за длительный период времени

Волшебство, не так ли? Ну, нет, никакой магии здесь не присутствует. Мы собираемся объяснить, почему в данном случае деконволюция сработала, чем это вызвано, и - самое главное - в каких случаях она не работает и почему. Рассматривая этот процесс как волшебный «черный ящик», выдающий вам запасы, не имеет значения, что плохого может произойти с этим новым полезным инструментом.

Мы начнем с одиночного восстановления, по которому известно начальное давление. Затем рассмотрим случай двух отдельных, но связанных (когерентных) восстановлений, как в данном примере. И в конце мы изучим случаи, где процесс деконволюции просто не пройдет.

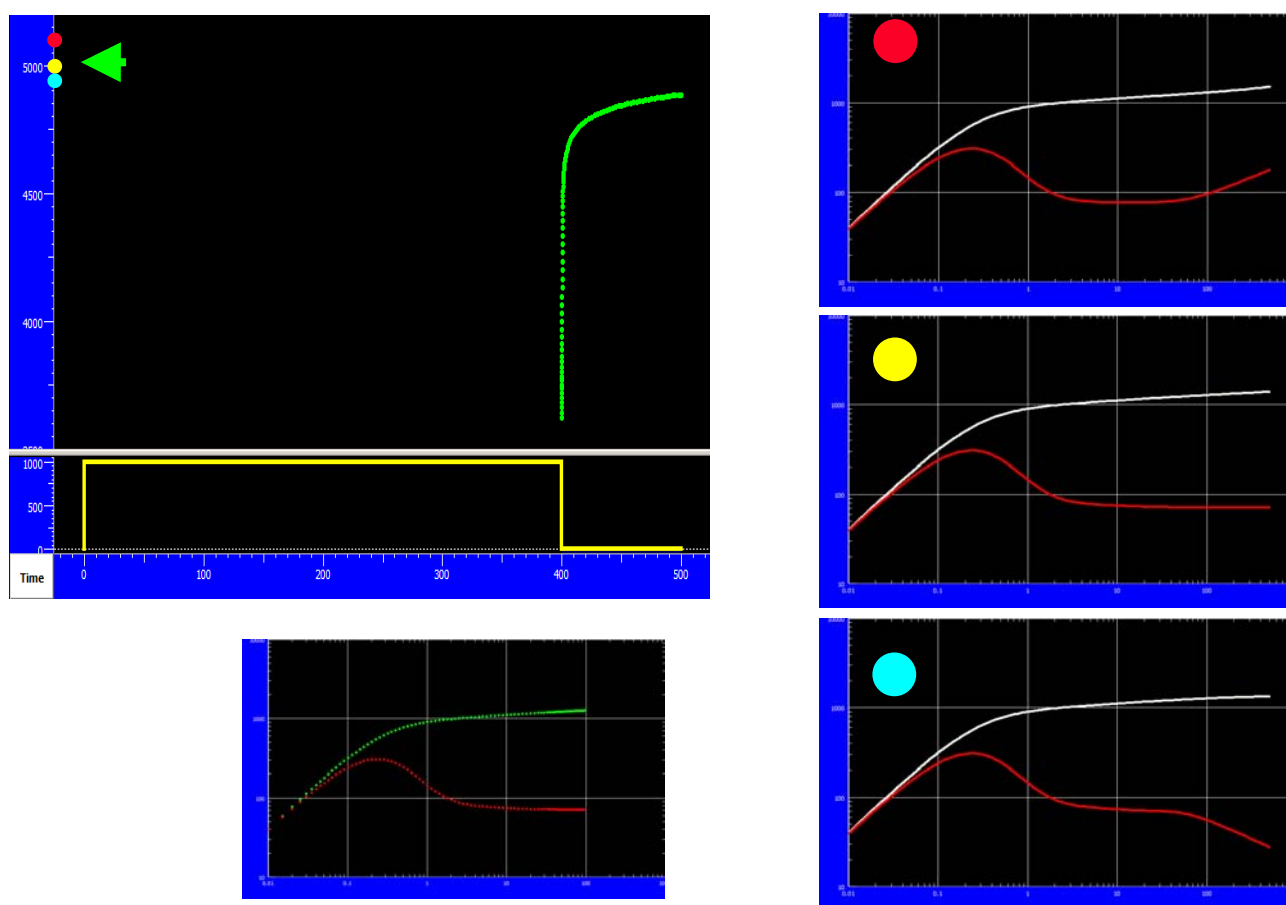
3.D.4 Объяснение работы деконволюции

3.D.4.a Развертывание одиночного восстановления при известном начальном давлении

Чтобы продемонстрировать принцип действия деконволюции, начнем с самого простого возможного примера. В случае, показанном на Рис. 3.D.21, мы прогоняли тестовый шаблон с однородной бесконечной моделью. То есть нам известно, что правильная характеристика - это однородная бесконечность. Она стартует с начального давления в 5 000 psia. Период добычи с постоянным дебитом составил 400 часов, после чего были 100 часов бездействия.

Когда деконволюция запускается с правильной p_i (желтая точка), на выходе оказывается бесконечный режим более 500 часов. Если бы мы ввели слишком большое значение p_i (красная точка), было бы дополнительное истощение, по сравнению с бесконечным вариантом. Для того, чтобы деконволюция следовала как восстановлению, так и начальному давлению, она должна показать на позднем этапе рост уровня производной, типичный для непроницаемой границы. С другой стороны, если бы мы ввели слишком низкое значение p_i (синяя точка), была бы нужна какая-то поддержка для добычи с истощением, меньшим чем у бесконечного варианта. В производной позднего этапа деконволюция проявит провал.

Иными словами, деконволюция следует данным первых 100 часов восстановления, а затем использует гибкость последних 400 часов для «прогиба», чтобы получить совместимость с введенным значением p_i . Почему форма такая гладкая? Потому что сверху процесс оптимизации минимизирует полную кривизну кривой производной.



*Рис. 3.D.21 – Деконволюция одиночного восстановления с разными значениями p_i
Для бесконечного коллектора – вверху слева: Моделирование; Внизу слева: выделенное
восстановление*

Справа: деконволюция с очень высоким p_i (красного цвета), точным значением (желтого цвета) или слишком низким (синего цвета)

Как это работает?

У нас было 400 часов эксплуатации и 100 часов остановки скважины. Деконволюция пытается обеспечить нас 500 (теоретическими) часами постоянной добычи. Первые 100 часов представления сплайнов неизменные, так как они должны соответствовать

восстановлению. Между 100 и 500 часами у нас свободный конец («хвост»). Регрессия перемещает хвост вверх или вниз, чтобы согласовать начальное давление p_i после наложения, т.е. согласовать истощение во время фазы эксплуатации.

Если начальное давление выше, чем в случае бесконечного пласта, то и истощение больше, и коллектор должен иметь границы. Если начальное давление ниже, то истощение меньше, и «хвостик» производной деконволюции будет ниже и продемонстрирует поддержание давления.

Теперь есть сотни характеристик конечного участка производной, способных охарактеризовать различные типы истощения. Какую же выбрать? Самую простую, поскольку регрессия выбирает решение с минимальной кривизной, т.е. ту, что будет полого идти от той части характеристики, которая закрепляется за любым уровнем PSS. Первая часть данных неизменна, последняя часть более-менее определяется истощением, а переходная часть максимально сглажена.

Естественно, имей мы больше промежуточных данных, типа надежных рабочих давлений, это бы «укрепило» алгоритм деконволюции. Оптимизация сначала фокусируется на согласовании данных до попыток добиться пологой характеристики.

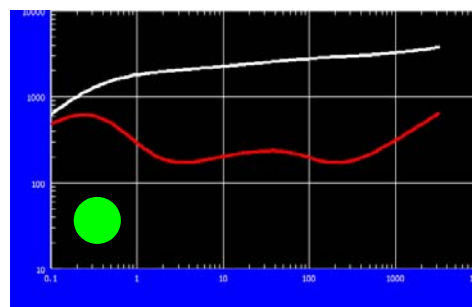
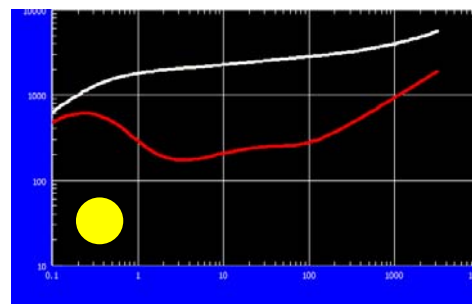
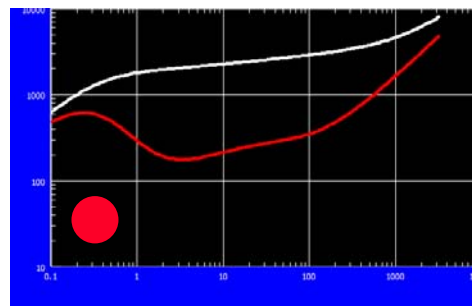
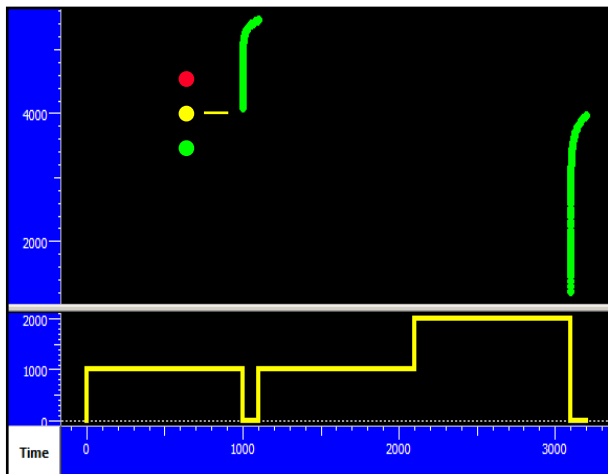
3.D.4.b Деконволюция двух последовательных КВД

Чтобы дальше продемонстрировать работу деконволюции, был сгенерирован проект исследования с пластом в виде замкнутого прямоугольника, при этом одна граница ближе к скважине. Взятая аналитическая модель выглядела точно так же, как это представлено на билогарифмическом графике, с меткой в виде желтой точки. Проект исследования предусматривал два периода добычи и два периода восстановления. Затем из данных убрали моделируемые пластовые давления и начальное давление. Обе КВД показали начало отклик на первую границу.

Данные моделирования загрузили обратно в программу Saphir. Деконволюция была выделена из двух КВД со всеми параметрами по умолчанию и без значения p_i . Результатом стал график в двойном логарифмическом масштабе с желтой точкой, и деконволюция смогла идентифицировать правильное начальное давление.

Затем данные о давлении были отредактированы, а первое восстановление было сдвинуто по вертикали. Этого не следует делать с реальными данными, однако мы здесь просто рассматриваем влияние на деконволюцию. Путем смещения начального восстановления вверх, мы получаем график отклика деконволюции, который отмечен красной точкой. Псевдоустановившийся режим (PSS) возникает раньше, предполагая меньший объем запасов. Мы увеличили падение (истощение) давления с восстановления № 1 до восстановления № 2, и это действительно соответствует характеристике залежи меньшего размера.

Противоположное поведение наблюдается при смещении давлений вниз на восстановлении № 1 (зеленая точка). В этом варианте производной можно даже пойти вниз перед достижением псевдоустановившегося режима.



*Рис. 3.D.22 – Деконволюция с двумя связанными восстановлениями
Справа: Деконволюция с исходными данными (желтым цветом),
и после смещения восстановления № 1 вверх (красным цветом) и вниз (зеленым цветом)*

Как это работает?

В случае с двумя связанными восстановлениями первое из них принимает на себя роль начального давления из предыдущего параграфа.

Поскольку два восстановления когерентно связаны, то начало характеристики деконволюции делается более жестким от данных о восстановлениях, за период самого долгого восстановления. Это задает форму производной на раннем этапе, пока, и включительно, обнаружение первой границе не видно на индивидуальных восстановлениях.

Затем, между этим и общей продолжительностью добычи, мы снова имеем «свободный хвост», который полностью регулируется истощением между восстановлением № 1 и восстановлением № 2. Потом производная деконволюции осуществляет плавный переход путем минимизации кривизны между концом первого граничного эффекта и последним положением псевдоустановившегося режима.

3.D.4.c Рассмотрение восстановлений, не связанных на раннем этапе

Берем тот же реальный пример, что и в Подразделе С, однако рассматриваем третье восстановление на позднем этапе по той же исторической динамике добычи скважины (Рис. 3.D.23). Если мы выделяем и сравниваем характеристику производной трех восстановлений (Рис. 3.D.24), они все говорят более-менее одно и то же на позднем этапе, однако характеристика раннего этапа не стыкуется с двумя начальными восстановлениями.

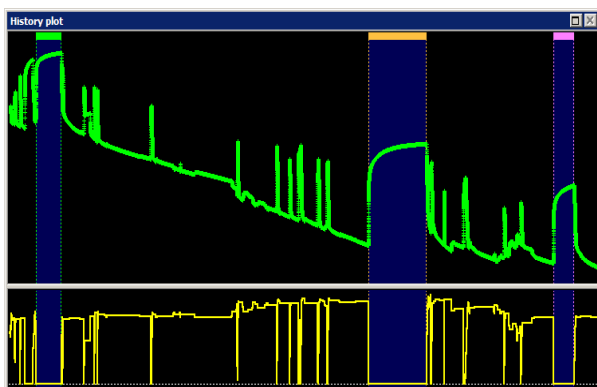


Рис. 3.D.23 – Динамика по трем восстановлением

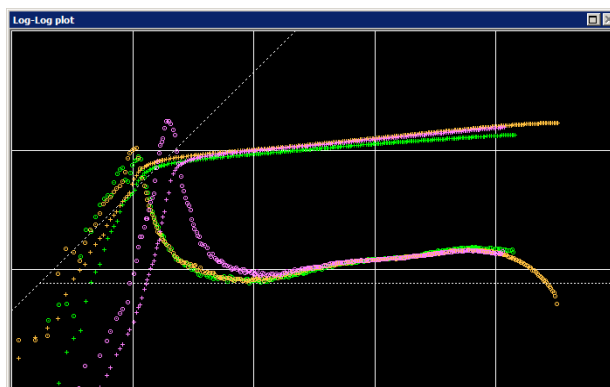


Рис. 3.D.24 – Выделение трех восстановлений

Если рассчитывать конволюцию без налагаемой связи от трех восстановлений, или даже пользуясь любыми из двух первых восстановлений и последним, мы получим ошибочный развернутый сигнал (Рис. 3.D.25). Возвращаясь с небес на землю, следует помнить, что деконволюция – это, в конце концов, всего лишь процесс нелинейной регрессии.

Любой инженер, пользовавшийся нелинейной регрессией на аналитических моделях, знает, какое положительное впечатление производит этот процесс, если он успешен, и какое отрицательное в случае неудачи. Здесь то же самое. Нестыковки на раннем этапе заставили сплайн меняться в сторону оптимального соответствия (которое фактически есть меньше из зол) для раннего времени трех восстановлений. Это имело остаточное действие на позднем этапе, и сплайну приходилось меняться снова, чтобы вернуться на верный путь. Это расстраивает, ведь мы реально не волнуемся за ранний этап, а позднее время трех восстановлений говорили более или менее одно и то же. Но процесс закончился неудачей, поскольку это всего-навсего бездушный численный процесс, не способный включить это различие между ранним и поздним этапами времени. Поэтому процесс обречен на поиск несуществующего глобального решения.

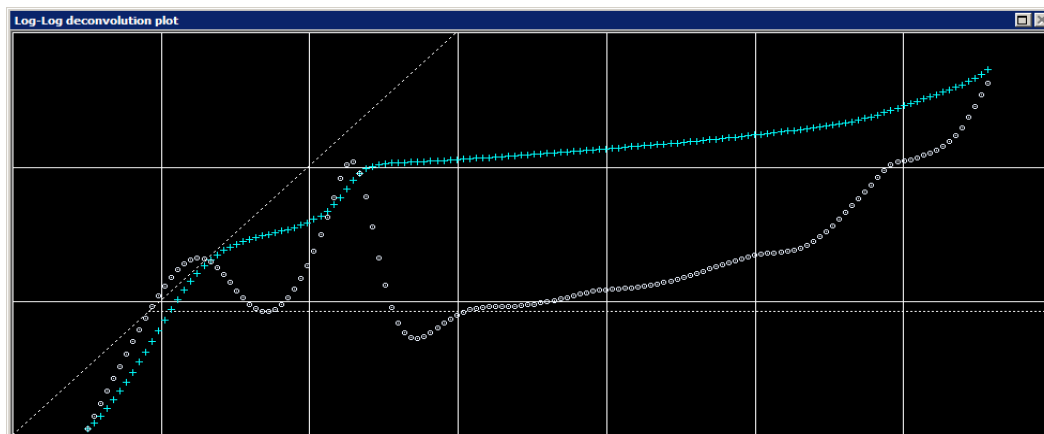


Рис. 3.D.25 – Деконволюция из трех восстановлений

Если нам нужно использовать деконволюцию для, скажем, расчетных параметров от данных СГМ, мы, вероятно, увидим влияние объема ствола и изменение скина во времени. Здесь мы сталкиваемся с серьезным ограничением потенциала деконволюции. Это также убивает надежду превратить деконволюцию в такую опцию, где инженер нажатием одной кнопки без всякого риска получал бы надежную характеристику на позднем этапе времени.

Существует обходной маневр. Имея два связанных восстановления, мы вычисляем деконволюцию из восстановления № 1 и восстановления № 2. Затем смотрим на расчетное значение p_i и, в самостоятельном анализе, запускаем деконволюции только по восстановлению № 3, заставляя начальное давление принимать то же значение. Сравнение двух развернутых характеристик представлено на Рис. 3.D.26.

В программе *Saphir* поставьте флажок в клетке 'one deconvolution per group' («одна деконволюция на группу»). В блоке 'force initial pressure' («вынуждение начального давления») автоматически ставится флажок 'on', а p_i надо вводить вручную.

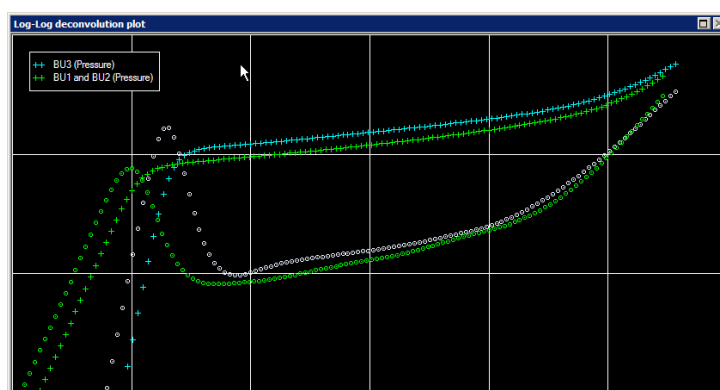


Рис. 3.D.26 – Раздельные деконволюции с тем же p_i

Если бы с самого начала у нас не было пары связанных восстановлений, процесс был бы чуть более сложным. Имей мы, скажем, только восстановление № 1 и восстановление № 3, нам бы пришлось «разбираться» с начальным давлением до сходимости режимов позднего времени и указывать одинаковый размер залежи. На Рис. 3.D.27 и Рис. 3.D.28 представлены попытки деконволюции со слишком низкими и слишком высокими значениями p_i .

Это превращается в метод проб и ошибок, пока режим позднего времени не будет когерентен для двух восстановлений, хотя это реально не возможно. На Рис. 3.D.26 мы видим, что режимы позднего времени умеренно когерентны, но пересекают друг друга.

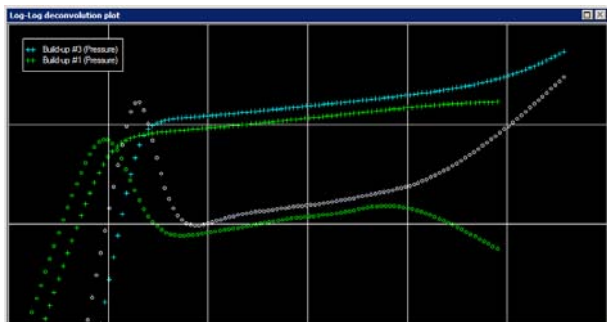


Рис. 3.D.27 – отдельные деконволюции начальное давление слишком низкое раннее восстановление ниже позднего



Рис. 3.D.28 – отдельные деконволюции начальное давление слишком высокое раннее восстановление выше позднего

3.D.5 Каково представление и какова характеристика?

Ранний этап по времени для характеристики деконволюции связан рамками данных о восстановлении, а «хвост» корректируется с учетом следования другим ограничивающим связям, таким как падение давления между последовательными периодами восстановления. Когда к части данных не применима связь, деконволюция выбирает самый пологий возможный путь, чтобы свести кривизну к минимуму. Возможно в «реальном» коллекторе и есть промежуточные граничные эффекты, но узнать об этом мы не в состоянии. Задача заключается в том, чтобы оценить, какая часть развернутых данных является положительной информацией, а какая часть - лишь плавным переходом между положительной информацией.

Это очень серьезный вопрос, и возможно одна из главных опасностей в процессе применения деконволюции. Интерпретируя данные и выбирая простейшую модель, которая следует тому, что у нас есть, мы узнаем сделанные нами исходные допущения. Вводя замкнутую систему в модель, согласующую индивидуальные восстановления, чтобы воспроизвести истощение, мы знаем, что берем простейшую модель, но тогда вероятно существование невидимых нами дополнительных и промежуточных границ. В своей условной магии деконволюция представляет долгосрочную характеристику, которая не является положительной информацией, а лишь наилучшим совпадением. Так как же можно распознать и различить положительную информацию и информацию по умолчанию?

Один элемент ответа – рассчитать чувствительность. К параметрам деконволюции относятся точки характеристики $z(\sigma)$, кривизна этой характеристики и изменения дебита. Заглянув в определитель Якоби в матрице деконволюции, можно увидеть чувствительность совмещения с индивидуальными точками характеристики $z(\sigma)$. В программе Saphir мы это нормализуем (приводим) и показываем как вертикальный диапазон чувствительности для каждой точки $z(\sigma)$.

Этот диапазон не дает количественного выражения реальной, физической, неопределенности. Он дает урезанное статистическое описание задачи вокруг подходящей точки и отвечает на вопрос: «Как далеко я могу двигать этот узел без потери

соответствия?». При высокой чувствительности мы близки к положительной информации, а область неопределённости узкая. Если, с другой стороны, перемещение точки вверх или вниз имеет малое или нулевое влияние на глобальную характеристику, тогда мы знаем, что этот участок характеристики может быть не очень релевантным. Чтобы это проиллюстрировать, мы взяли два крайних примера.

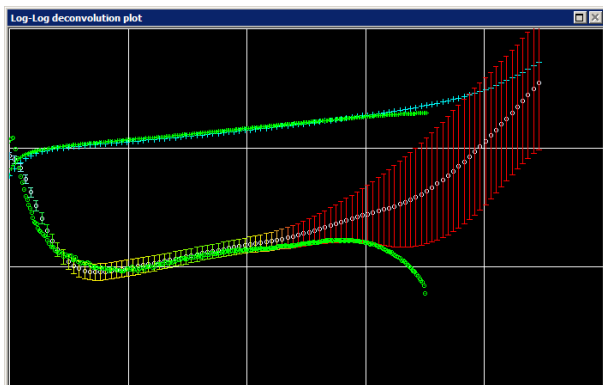


Рис. 3.D.29 – представление чувствительности одиночное восстановление, нет p_i (1/2)

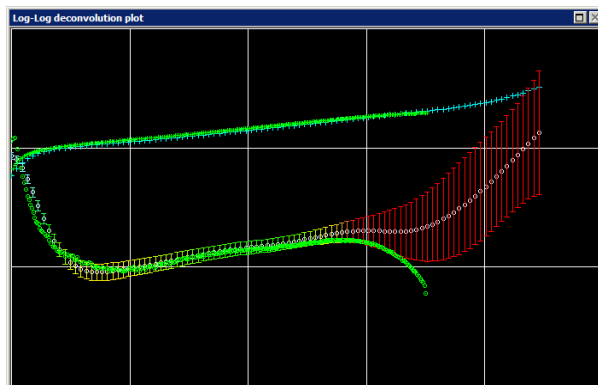


Рис. 3.D.30 – представление чувствительности одиночное восстановление и p_i (2/2)

На Рис. 3.D.29 и Рис. 3.D.30, мы сделали то, чего не должны были: рассчитали деконволюцию с одиночным восстановлением БЕЗ наложения значения p_i . Задача полностью неопределена, потому что можно двигать хвостовую часть деконволюции и получить идеальное соответствие (совмещение) данных путем компенсации p_i . Таким образом, хвостовая часть полностью не релевантна, и это показано на графике чувствительности.

На Рис. 3.D.31, мы запустили деконволюцию с двумя восстановлениями исходного примера. Мы допускаем расчёт p_i с помощью процесса деконволюции. Как можно заметить, чувствительность гораздо лучше, но промежуточный режим может отличаться. Что заставило деконволюцию выбрать селективную кривую, так это ее плавность. Далее, на Рис. 3.D.32 была запущена та же деконволюция, но значение p_i было фиксированным. От этого диаграмма чувствительности выглядит даже лучше.

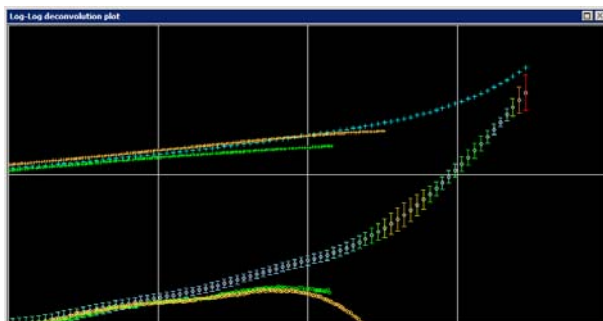


Рис. 3.D.31 – представление чувствительности два восстановления, без p_i

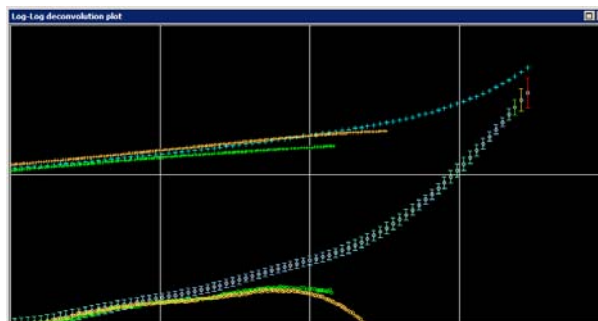


Рис. 3.D.32 – представление чувствительности два восстановления и p_i

3.D.6 Вывод

Недавно разработанные и реализованные в Saphir v4.02 алгоритмы деконволюции можно рассматривать как нелинейную регрессию на производной модели, но без познания модели. Неизвестные – это индивидуальные точки производной депрессии, представленные на двойной логарифмической шкале. Эту производную мы изгибаем, интегрируем и накладываем до тех пор, пока не получим наилучшее соответствие интересующих данных. Наши возможности работы с этим сплайном ограничены связями на кривизне и тем фактом, что число точек производной на один логарифмический цикл имеет предел. Таким образом, конечный результат обладает отличительным признаком, связанным с поведением, которые можно воспроизвести обычными аналитическими и численными моделями. Получив наилучшее совпадение, мы выстраиваем график развернутой производной и (методом интеграции) давления на двойном логарифмическом графике и согласуем его с моделью депрессии. Эффекты наложения ушли. В частности, развернутая производная может показывать превдоустановившийся режим, в то время как индивидуального восстановления нет.

Деконволюция интересна тем, что она за один прогон обобщает информацию, представленную в разных частях динамики изменения давления и дебита. Совмещая разделенные во времени два восстановления, вы не только проверяете их связность, но и интегрируете в развернутой характеристике информацию об истощении между этими восстановлениями. На самом деле нет ничего, чего сознательный и обученный инженер не смог бы выполнять до того, как появился этот инструмент, просто неплохо иметь все к нашим услугам, преподнесенное на тарелочке. При этом можно значительно сократить количество проб и ошибок, типичное, когда приходится интегрировать поведение, которое не проявляется на характеристике одиночного восстановления.

Так что инструмент этот полезный и интересный, а мы должны сделать акцент на его применении и ограничениях:

- Доказанная выгода в объединении нескольких восстановлений и получение дополнительного поведения на позднем этапе времени от их относительных истощений. Пригодность для рабочих давлений, отдельно от исключительно чистых газовых данных, не доказана.
- Не следует использовать в качестве «черного ящика». Это всего лишь процесс оптимизации, а такие процессы обычно производят положительное впечатление в случае успеха и приносят разочарование при неудаче. Любые ошибки и погрешности процесса деконволюции будут переходить на оставшуюся интерпретацию.
- Деконволюцию следует рассматривать как дополнение, а не как альтернативу стандартному анализу КВД. Может быть полезно на ранней стадии процесса интерпретации запустить прогон деконволюции и посмотреть, несет ли она какую-нибудь информацию, которую можно интегрировать в инженерный процесс мышления, но рекомендации и конечное решение должны идти от совмещения по реальным данным (обычно это совмещение с данными за длительный период времени и индивидуальные восстановления), а не только от совмещения по продукту процесса оптимизации, несущего некоторые исходные допущения.
- Чтобы это сразу заработало, от нас требуется собрать вместе когерентные характеристики, как правило, восстановления. Когда восстановления некогерентны

(т.е. не связаны), все равно существует возможность запустить индивидуальные деконволюции на основе того же значения p_i и видоизменять p_i до тех пор, пока разные деконволюции не станут когерентны.

- Также необходимо выделить, что основная исходная посылка (допущение) для процесса деконволюции заключается в том, что работает наложение, и что «модель» постоянна во времени. Развернутый сигнал есть продукт оптимизации, где главным шагом вычисления служит принцип наложения. Одно из главных исходных допущений наложения – это линейность уравнений диффузии. Если течение не линейное (т.е. истощение материального баланса, не подчиняется закону Дарси, многофазное и пр.), то весь процесс неверен. Это не тот случай, когда мы пользуемся стандартными методами анализа, можно использовать нелинейную численную модель и правильно совмещать ее по данным. Совмещение (согласование) нелинейной модели по развернутым данным не имеет абсолютно никакого смысла. И последнее, по порядку, но не по значению, деконволюция закончится неудачей на идеально линейной задаче, если другие скважины будут создавать интерференцию на анализируемую характеристику давления (вариант с несколькими скважинами).

Итак, как и с любым новым средством, имеет место синдром «громких слов». Лица, принимающее решения, продают сверх своих запасов или покупают в чрезмерном количестве какое-то эффективное средство. А потом из-за небрежного, неправильного обращения это средство отбраковывают. Деконволюции угрожает то, что ее могут принять за так называемую «серебряную пулю» (т.е. простое решение для проблемы, которая долгое время оставалась трудноразрешимой), в нашем случае дающая вам запасы, которые ранее были нереальны. Однако это неправильно вдвойне: все это было осуществимо и раньше, только было трудоемким и утомительным занятием; плюс, если упустить исходные допущения, процесс может провалиться.

И все же, здорово иметь что-то новенькое в области, где последнее реально рационализаторское теоретическое средство появилось более двадцати лет назад под названием производная. Процесс деконволюции разумен, изящен и забавен; он иногда может сделать «конфетку» из безобразных данных. А еще он может быть реально полезен в сокращении периода глобального процесса совмещения с данными за длительный период времени (адаптации модели) и обнаружении поведений и режимов за рамками индивидуальных восстановлений.

3.Е Методология современного РТА

Современный Анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации основан на использовании программных продуктов РТА на базе ПК. Ключом к любому современному программному обеспечению служит объединение удобства для пользователя и мощного технического ядра с аналитическими и численными возможностями. Что же касается методологии, центральным инструментом для диагностики является график в двойном логарифмическом масштабе, где представлены и давление, и производная Бурде, используемые для диагностики и согласования с выбранными моделями. Нижеследующий раздел дает описание типичного пути проведения Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации на сегодняшний день (2008 год). Представлено наше понимание того, как должен выглядеть типичный путь, ведущий нас к реализации процесса в программе Saphir.

Как только запускается процесс интерпретации (3.D.1), первой стоящей задачей является получение согласованных (когерентных) и репрезентативных данных о дебитах и давлениях. Сюда входит загрузка информации (3.D.2), проверка качества и правильности (3.D.3) и редактирования для подготовки к анализу (3.D.4). Затем выводятся один или несколько интересующих периодов, как правило, восстановления, строится график диагностики, и данные диагностируются (3.D.5). Инженер по интерпретации может выбрать одну или несколько аналитических и (или) численных моделей-кандидатов, задать их параметры и сгенерировать эти модели (3.D.6). Для оставшихся моделей-кандидатов инженеры могут отшлифовать параметры вручную, либо с помощью метода нелинейной регрессии (3.D.7). Как только параметры модели окончательно оформлены, пользователь может оценить чувствительность и (или) взаимные корреляции параметров, используя доверительные области из нелинейной регрессии, и запустить анализ чувствительности (3.D.8). И, наконец, выдается отчет (3.D.9).

Указанный путь устанавливается по умолчанию, когда все идет хорошо. В реальности возникают сложные проблемы, возможно, придется идти методом проб и ошибок, когда инженеру по интерпретации надо принимать решение о возврате назад, при неудовлетворительном сегменте процесса, а потом уже двигаться вперед.

3.E.1 Определение начальных условий

Инженер по интерпретации должен сначала ввести необходимую информацию для идентификации исследования и выбрать основные опции, которые зададут процесс интерпретации: тип флюида (определяющий функцию давления) и тип исследования (гидродинамические на приток, опробование пласта испытателем, исследование на интерференцию и т.д.). Последними исходными данными будут параметры, принимаемые за известные и необходимые для расчета результатов интерпретации: пористость, эффективная вертикальная мощность дренированная, радиус скважины и пр.

Для малосжимаемого флюида нужны только несколько свойств PVT (ДОТ), принимаемых за константы: объёмный коэффициент пласта, вязкость, и общая сжимаемость системы.

Для сухого газа выбор корреляций или ввод таблиц PVT необходим, чтобы рассчитать функции псевдавления и псевдовремени.

3.E.2 Загрузка данных

Основные способы загрузки данных - это импортирование из плоских файлов ASCII, ручной ввод и копирование-вставка из электронной таблицы. Однако во время самих исследований все больше и больше данных считываются из баз данных и (или) с прямой линией передачи данных в реальном масштабе времени на рабочие системы приема и накопления сервисных компаний.

В отличие от методов каротажа в необсаженных скважинах и, несмотря на несколько попыток в прошлом, на сегодняшний день (2008) отсутствует формат ASCII отраслевого стандарта, выполняющий загрузку одним нажатием. В Канаде EUB опубликовало формат (PAS) для обязательной электронной передачи данных и результатов исследований, но это пока остается узко ориентированным на местные процессуальные нормы. Таким образом, программные пакеты должны дать инженеру возможность маневра, чтобы в

диалоговом режиме задавать файловый формат, покрывающий широкий спектр существующих файлов.

Изначально объем информацией был настоящей проблемой из-за ограниченности доступной памяти, работающей под DOS, стоимости ЗУ компьютеров и того факта, что размер массивов данных должны были объявлять и устанавливать программисты-разработчики в период компиляции. Все эти ограничения ушли в прошлое. Сегодняшнее ПО легко управляется с несколькими манометрами; и объемами получаемых во время исследований данных изменений, которые редко превышают миллион частных значений.

Рекомендуемый порядок действий – загружать все полученные с приборов данные во время исследования скважины, а не только отфильтрованный ряд. Фильтрацию всегда можно применить позднее, на двойные совокупности данных. Однако ситуация меняется с распространением стационарных глубинных манометров и возрастающем использовании технологических показателей разработки в анализе данных на неустановившихся режимах давлений и в анализе добычи. Объем данных по добыче – это на один порядок большая величина, и гораздо менее сглаженная, чем типичное восстановление. «Умные» фильтры, такие как волновые импульсы (вейвлеты) все больше требуют уменьшения объема данных, сохраняя все тенденции и значительные изменения, и исключают помехи. Процесс обработки данных со стационарных глубинных манометров (СГМ) описывается в Главе 12.

3.Е.3 Контроль качества

Контроль качества является неотъемлемой частью интерпретации, часто недостаточно учитываемой в прошлом. Он включает в себя:

- Проверку манометров: выявление отказов, дрейфа показаний, потерю синхронизации, проверку разрешения и т.д.
- Выявление эксплуатационных неполадок.
- Когда применимо, выявление и устранение приливно-отливных явлений.
- Разграничение влияния ствола скважины от влияния коллектора.

К счастью, контроль качества приобретает все большую актуальность. Раньше инженер по интерпретации зачастую рассматривал только данные о восстановлении и совмещал их, к примеру, с радиальной составной моделью; с излишним усердием игнорируя возможность того, что режим исследования может быть реально связан с перераспределением фаз в стволе скважины. Действенным средством диагностики влияний ствола скважины служит динамический расчет разности между приборами, измеряющими одинаковые показатели. Значение самой разности представляет мало интереса, лишь бы оно оставалось в рамках погрешности приборов. Однако разбег в разности может стать ценным источником информации.

Когда два датчика давления стоят на одинаковой глубине, как в случае со сдвоенным контейнером, разницу между ними можно использовать для проверки их синхронизации (сдвиг во времени) и согласованности. Можно выявлять отказы и дрейф показаний приборов.

Когда манометры стоят на разных уровнях, как в последовательной схеме расположения, то можно обнаруживать любые изменения в градиенте давления между манометрами. В

случае проблем с сегрегацией фаз правильная установка двойных приборов может помочь представить эти проблемы в качественном и даже количественном выражении. Инженер будет избегать беспредметной интерпретации и использования поведения сложных моделей коллекторов, на самом деле не имеющих к залежи никакого отношения.

В случае отсутствия двойных манометров можно рассчитать производную зависимости прибора от времени и вычертить ее в линейном или двойном логарифмическом масштабе. Это будет действовать как «лупа» поведения давления.

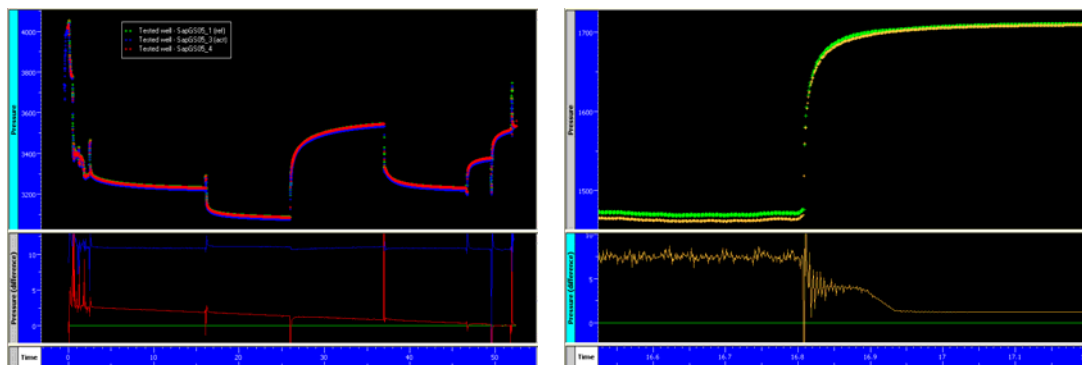


Рис. 3.Е.1 – Уход показаний манометра и контроль качества данных с помощью двойных манометров

Несмотря на то, что специалисты связывают трудность интерпретации результатов исследований скважин с моделированием, на этой стадии интерпретации происходит серьезный процесс мышления, так как здесь задается отправная точка, с которой производится диагностика. Если не выявлять эксплуатационные неполадки, можно поставить под угрозу срыва весь процесс интерпретации целиком.

Существует дополнительный плюс при выполнении комплексной программы контроля качества: после последовательных сопоставлений между данными и отчетом с результатами исследований скважины интерпретатор будет знать, что происходило во время исследований, даже если его самого не было на промысле. Более подробную информацию см. в подразделе 3.Г.

3.Е.4 Редактирование данных

Загруженные данные могут быть результатом тщательной последующей обработки со стороны компании, занимающейся сбором информации, и в этом случае редактирования требуется мало или не требуется вообще. Но очень часто инженеру по интерпретации приходится собирать данные неоднородного качества и из разных источников. Давления часто определяются в скважине в режиме реального времени или с помощью автономных цифровых манометров, в то время как дебиты до сих пор замеряются на поверхности и идут из отчетов об исследовании скважины с разной временной выборкой.

За рамками стандартной очистки недостоверной информации и устранения ошибок загрузки, главная задача заключается в том, чтобы выйти в итоге с логически связанным синхронизированным набором данных о дебитах и давлениях. Чтобы добиться цели, инженеру приходится выполнять следующие задания:

- Синхронизировать во времени всё полученное в электронном виде данные к единой точке отсчета.

- Если нагрузка еще не произведена, графически изобразить динамику дебитов путем выявления сбросов давления и получить значения дебитов из отчета об исследовании скважины.
- Отшлифовать динамику добычи, если временная выборка замеров дебитов слишком жесткая.
- С обратной стороны, если динамика добычи уходит в ненужные детали, упростить динамику дебита, чтобы уменьшить машинное процессорное время, необходимое для прогона моделей.

3.Е.5 Выделение и диагностика

Как только данные синхронизированы и проверены на правильность, начинается непосредственно анализ. Инженер фокусируется на одном или нескольких манометрах, на одном или нескольких периодах притока для снятия КВД, и создает подходящие инструменты для диагностики, начиная с графиков в двойном логарифмическом и полулогарифмическом масштабах. Когда применяются несколько манометров, они накладываются друг на друга. Когда выделяются несколько периодов добычи и (или) бездействия, они нормализуются по дебиту, а затем накладываются. В варианте с Saphir, за таким выделением следует автоматическое позиционирование горизонтальной линии для IARF на производной Бурде и линии единичного уклона для чистого влияния объема ствола на давление и производной Бурде. Такое позиционирование определяется методом относительно простой фильтрации, главная цель которой - уложить эти линии в одном «диапазоне» с данными. Как ни удивительно, такого рода обработка неплохо работает в случае с простыми характеристиками, выдавая мгновенную ориентировочную оценку влияния ствола скважины (эффекта накопления) и производство проницаемости на мощность. В случае сложного поведения программа может избрать неверный уровень производной для режима IARF или неверный единичный уклон для влияния ствола. Затем инженер по интерпретации в диалоговом режиме перемещает две прямые линии, чтобы правильно определить эти режимы фильтрации. См. иллюстрацию на Рис. 3.Е.2.

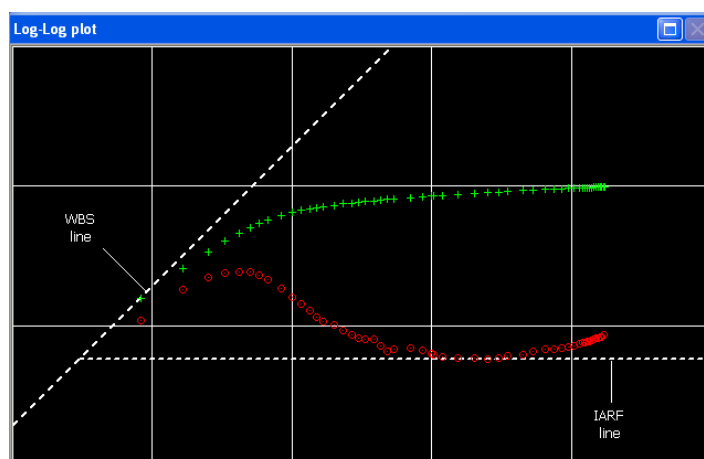


Рис. 3.Е.2 – Совмещение линий

Во время процесса выделения, и возможно позднее, инженер может принять решение о регулировании сглаживания производной, применении логарифмического фильтра, а в случае состояния закрытия, о регулировании динамического давления.

После выделения могут стать очевидными информационные проблемы, упущенные в первичном контроле качества, отчего требуется дополнительное редактирование данных и новое выделение.

В-целом, отправной точкой этого процесса будет рассмотрение характеристики производной. Индивидуальные характерные отличительные признаки производной оцениваются, принимаются или отвергаются, и потенциально связываются с моделью скважины, коллектора или границы. Эти вероятные исходные допущения затем должны сравниваться с тем, что уже известно из других источников.

По результатам диагностики, графики в двойном логарифмическом или полулогарифмическом масштабах можно дополнять другими специализированными графиками с целью идентификации специфических режимов потока путем анализа прямой. Однако, такой подход с внедрением более современного метода считается лишним. У инженера появляется выбор функции давления, функции времени и типа наложения, применяемого к функции времени: исходная (необработанная) функция, последовательное (тандемное) наложение для простых восстановлений или наложение при нескольких режимах (многоступенчатое).

Исходя из предыдущих знаний и сложности характеристики, задачу можно очень быстро свести к одной-двум альтернативам, иначе перечень возможных вариантов рискует остаться длинным. Для разведочных скважин в объяснении может сохраниться фактор неопределенности, а альтернативные объяснения можно представить в «окончательном» отчете. Дальнейшие исследования и накопление знаний о залежи позволит впоследствии сузить круг вариантов, спустя месяцы или годы после первичной интерпретации.

3.Е.6 Построение модели

Проведя диагностику поведения, инженер затем выбирает одну или несколько моделей – кандидатов. Для каждой рассматриваемой модели процесс ниже будет дублироваться.

Цель – использовать возможности моделирования программного обеспечения, чтобы согласовать (адаптировать) характеристику давления частично или полностью. Сюда будет входить выборка одной или нескольких моделей-кандидатов, аналитических, либо численных. Затем ввод первой приблизительной оценки модельных параметров, прогон модели и сравнение смоделированных результатов с реальными данными, по всем актуальным графикам.

Для ускорения процесса можно использовать Модельных консультантов (Model advisers) с искусственным интеллектом методом определения, возможно ли объяснить характеристику производной по некоторой комбинации моделей скважин, коллекторов и границ, и произвести приблизительную оценку модельных параметров без взаимодействия с пользователем.

Сегодняшние программные продукты предлагают широкий выбор аналитических моделей. Пользователь, как правило, выбирает модель ствола, скважины, коллектора и границы. К сожалению, наши возможности решать задачи математическим способом ограничены, а все сочетания моделей скважин, коллекторов и границ не могут быть доступны. Иногда

это приносит инженеру разочарование, так как в этом случае в любой период времени можно совмещать только отрезки характеристики.

Вот основные способы приблизительной оценки параметров: (1) из результатов специальных графиков, создаваемых в ходе анализа; (2) из прямых линий, вычерченных на графике в двойном логарифмическом масштабе (влияние ствола, режим IARF, трещины, замкнутые системы, и т.д.); (3) из интерактивных свойств, выбирая соответствующую часть характерных признаков производной; (4) ручным вводом данных. Для сложных аналитических моделей всего несколько параметров или зависимостей между параметрами определяются уникальным способом из характеристики исследования скважины. Прочие параметры или отсутствующие связи будут вводиться с других источников информации. Если эта отсутствующая информация недоступна, задача останется недоопределенной.

Предыдущее замечание по оценке параметров становится еще более важным при использовании численных моделей, где геометрия в сущности возводится из предыдущих знаний коллектора, а из исследований выводятся только несколько «глобальных» неизвестных. В более подробном виде численные модели представлены в Главе 11.

Больше не существует технических проблем с передачей информации и данных напрямую и в динамической форме между прикладными программами, и для этого есть десятки публичных протоколов и протоколов пользователя (OLE, COM, DCOM, Corba, т.д.). Как следствие, модели, создаваемые приложениями третьих сторон, можно переносить и прогонять в ПО для анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации. Наиболее характерным примером служит прогон на симуляторе «стандартного» коллектора.

Модель строится и сравнивается с данными в отношении давления и производной Бурде на графике динамики, графиках в двойном логарифмическом и полулогарифмическом масштабах. В том случае, если используются другие специальные графики, модель также сравнивается по этим разным масштабам. В этот момент инженер может принять решение отклонить модель-кандидат или сохранить ее и «отшлифовать» (уточнить) расчеты параметров.

3.Е.7 Уточнение модели

Видоизменение параметров: Прежде чем переходить от уточнения параметров к подпрограмме оптимизации, инженер должен разобраться с грубыми ошибками параметров, если такие есть. Это увеличит шансы на более быстрое сопровождение и сходимости регрессии и закрепит выбор модели. ПО в целом дает средства для облегчения этого процесса. Параметры, к примеру, можно скорректировать, если инженер передвинет совмещение на графике в двойном логарифмическом масштабе. Однако, опытный инженер по интерпретации с хорошим пониманием чувствительности к параметрам модели зачастую быстрее это сделает путем ручного изменения значений.

Нелинейная регрессия: Принцип заключается в использовании числовой оптимизации для уточнения оценок значений параметров путем минимизации интеграла вероятности ошибок, как правило стандартного отклонения между смоделированными давлениями и реальными давлениями на аккуратно подобранных продолжительностях. Производную также можно включить в интеграл вероятности ошибок. Наиболее распространенный алгоритм оптимизации – алгоритм Левенберга – Марквардта, но здесь много вариантов.

Среди параметров модели некоторые инженер может делать фиксированными. По остальным инженер может регулировать их верхние и нижние пределы. Пользователем также могут регулироваться частные значения данных, на которых определяется интеграл вероятности ошибок. Одним серьезным выбором будет решение – привязать ли оптимизацию к анализируемому периоду или расширить ее до данных за рамками анализа. В первом случае согласование (адаптация) в конце процесса оптимизации будет по крайней мере не хуже, чем отправная точка. Если оптимизация проводится на точках за пределами анализируемого периода, улучшится полная адаптация модели, но потенциально за счет качества адаптации за период, используемый для диагностики.

В конце процесса оптимизации строится модель с расчетными параметрами. На Рис. 3.Е.3 иллюстрируется окончательное согласование с моделью после оптимизации.

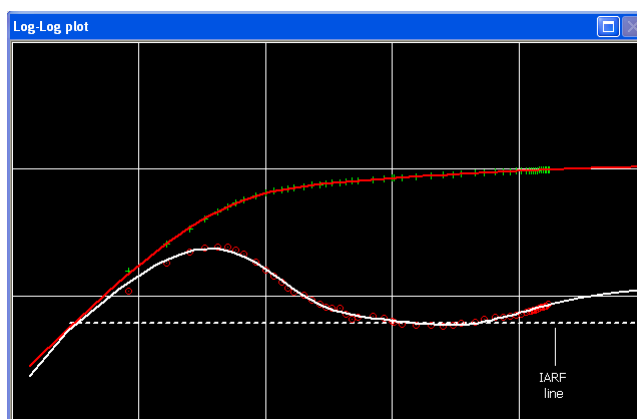


Рис. 3.Е.3 – Окончательное согласование после оптимизации

3.Е.8 Исследование на чувствительность

По окончании нелинейной регрессии также есть возможность просмотреть доверительные интервалы. Их можно использовать для оценки чувствительности к отдельным параметрам и их возможных корреляций.

Другая возможность – запустить прогон и отобразить последовательность построений моделей, соответствующих разным значениям заданного параметра, для того чтобы сравнить их на одном и том же диагностическом графике. Это, в некоторой степени, есть современная версия палеточных кривых, где безразмерные решения депрессии заменяются построением и выделением подробных моделей с пользовательскими заданными пределами параметров. На Рис. 3.В. представлена чувствительность к расстоянию между скважиной и одиночным непроводящим сбросом.

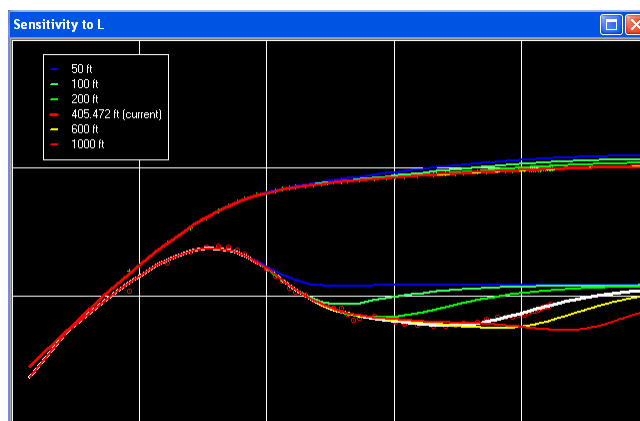


Рис. 3.Е.4 – Чувствительность к расстоянию

3.Е.9 Рекомендации по отчетности

Типовой отчет по интерпретации делится на две составные части: «механическая» часть, в основном итоговые таблицы и графики, создаваемые, прямо или косвенно, программным пакетом для анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации; и «словесная» часть, где инженер сообщает о целях, операциях, интерпретации, степени уверенности в уровне интерпретации и прописывает возможные рекомендации по обработкам скважины и (или) будущим исследованиям.

В 2005 году по отчетности не существовало промышленного стандарта, за исключением Канадского EUB, привязанного к самым основным результатам. Как правило, профессиональные интерпретационные отчеты создаются в двух возможных форматах:

- Заглавный документ из текстового редактора с некоторыми «скопированными и вставленными» графиками и результатами из программы РТА, а большая часть механического отчета выдается в качестве приложения.
- Комплексный документ, как правило из текстового редактора, где некоторые графики и таблицы динамическим образом присоединяются к программе РТА с помощью автоматизации OLE или COM. Преимущество такого решения заключается в возможности гораздо большего маневра. Когда установлен модельный шаблон, процесс составления отчетности все сокращается от одной интерпретации к другой.

В любом случае инженер обязан помнить, что интерпретация – это в лучшем случае предположительная оценка в заданное время, а истина придет со временем. Ключевое слово здесь – «интерпретация».

«Коллектор есть окружность радиусом 4 123,93 футов».

Вероятно, это наихудшее из возможных заявлений, что можно представить в РТА. Крайне мала вероятность того, что коллектор будет иметь точную форму окружности. В РТА мы имеем ряд моделей, о которых нам известно, что они чрезмерно упрощены. Мы упрощаем для того, чтобы превратить качество в количество, и необходимо всегда придерживаться фактов. Кроме того, необходимо иметь разумное количество значимых цифр результата, по крайней мере чтобы не казаться смешными. Лишь потому, что нелинейная регрессия закончилась на заданном количестве, мы не должны сохранять такое количество всех значимых цифр. Поэтому более разумное заявление будет звучать так: «Если считать, что поведение в позднем периоде времени привязывается к замкнутой системе, то

приемлемое совмещение было получено с моделью радиальной залежи-коллектора с радиусом 4 100 футов».

«Чем больше я знаю об исследованиях скважины, тем больше я переживаю». Х.Дж. Реми младший, 1989

3.F Проект исследования скважины

Перед любыми исследованиями скважины необходимо определить цели исследования, эксплуатационные ограничения, и разработать сценарии, четко показывающие, будут или нет выполнены цели и почему.

Для того, чтобы запустить сценарии, инженеру приходится опираться на известную информацию и данные, либо делать разумные исходные допущения. Чтобы изучить сценарии альтернатив («что, если»), необходим анализ чувствительностей, и на основе этого инженер выберет забойное оборудование, включающее, помимо всего прочего, манометры с их соответствующей точностью и разрешением. Кроме того, необходимо подбирать устьевое оборудование, к которому, помимо всего прочего, относится оборудование для замера дебитов. Когда это выполнено, инженер может составить наиболее безопасный и экономичный план достижения целей испытаний, а это и есть реальная программа исследований.

Чтобы проиллюстрировать концепцию, мы придумаем такой сценарий, при котором основной целью исследования будет определение скин-эффекта, проницаемости и расстояния до сброса по данным сейсморазведки на некотором отдалении от скважины (500 футов).

Анализ по соседним скважинам показал, что характер коллектора должен быть однородным с показателем «проницаемость – мощность» (удельная проницаемость пласта) примерно 1 000 мдфт. Скин-эффект, разумеется, неизвестен, но считается, что он окажется положительным после бурения в этой породе с относительно высокой проницаемостью. Параметры PVT (давления, объема, температуры) в этом насыщенном коллекторе известны, а пористость и эффективная дренированная мощность определены по диаграммам каротажа в необсаженном стволе предварительно, до запланированных исследований.

Теперь инженеру остается составить программу для эксплуатации скважины перед восстановлением, планируемым для анализа на k_h , скин и расстояние до границ.

Простой одиночный режим дебита запланирован на уровне 1 000 ст. барр./сут. за 24 часа, с последующим КВД в 100 часов, при этом 100 часов взяты как предел времени КВД по данной добывающей скважине. Причина не обязательно в том, что надо стоять на восстановлении фактически 100 часов. Дело в том, что это цифра, которая с наиболее практичной точки зрения считается пределом большинства восстановлений и позволяет определять оптимальное время КВД, если в этом временном промежутке действительно виден сброс. Не забывайте, что график диагностики идет в двойных логарифмических координатах. Затем для расчета чувствительности методом альтернатив применялась программная опция шаблона исследований.

Поскольку влияние ствола тоже может меняться, по этому параметру также выполнен анализ чувствительности методом альтернатив. Из Рис. 3.F.1 можно легко разглядеть, что проницаемость можно с уверенностью определить, только если скин-эффект близок к нулю. Что коэффициент накопления ствола выше 0,01 барр./psi в сочетании со скином 10

имеет тот же эффект, а любое влияние ствола выше 0,05 маскирует сброс, см. Рис. 3.F.2. В случае сохранения допущения нулевого скина и низкого влияния ствола время восстановления можно сократить до примерно 30 часов.

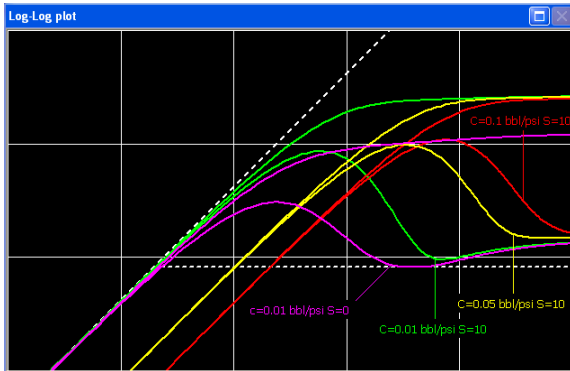


Рис. 3.F.1 – Чувствительность к скину

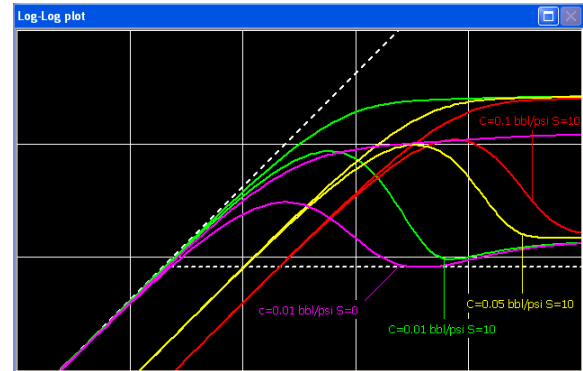


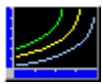
Рис. 3.F.2 – Чувствительность к влиянию ствола

Таким образом, инженер должен «кондиционировать» скважину, чтобы снизить скин-эффект и влияние ствола, возможно посредством состояния закрытия.

3.6 Рабочие моменты: Сбор данных

Это абсолютно необходимо перед началом исследований, чтобы реально расставить цели и задачи испытаний и определить, которые данные требуется получить. Часть этой работы делается в составлении шаблона исследований. В дополнение к этому, инженеры и операторы на площадке должны четко представлять, какая информация им нужна.

	Вид данных	Требуются?
	Динамика добычи	Да
	Динамика давлений	Да
	PVT, корреляции, таблицы или ограничивающие связи	Да
r_w	Радиус ствола скважины	Да
Φ	Пористость	Да
h	Эффективная вертикальная дренированная мощность	Да
	Карта месторождения с близлежащими скважинами на базе интерпретации данных сейсмической разведки	Да
	Динамика добычи близлежащих скважин	На усмотрение
	Полный набор каротажных диаграмм по заканчиванию, предпочтительно с профилем проницаемости Керн и анализ кернового материала	Да
	Схема заканчивания и геометрия, отход, интервалы перфорации, замерные глубины	Да
	Все отчеты по манометрам, исследованиям и операциям на скважине	Да



Выбор корреляций потоков или наличие кривых подъемной силы от внешнего программного обеспечения На усмотрение

3.Н Рабочие моменты: Проверка правильности данных (контроль и обеспечение качества)

3.Н.1 Введение

В начале 1980-х годов нефтяная промышленность, особенно в Северной Европе, прошла через полностью оправдавшийся путь к увеличению качества и эффективности работ, выполняемых на большинстве родственных сервисных систем, участвующих в добыче нефти и газа.

Были разработаны и представлены инструкции и методики по контролю качества с целью подтверждения того, что заинтересованные стороны предпринимают все усилия, направленные на обеспечение того, чтобы в виде документов фиксировать все рабочие, машинные и подготовительные процедуры. Прежде чем организация квалифицировалась в качестве утвержденного подрядчика, эти документы подлежали согласованию в контролирующих органах. Инструкции по контролю и обеспечению качества описывали и определяли методики и порядок (включая ведомости технического контроля) для проведения испытаний, обследований и сертификации назначенными инспектирующими организациями

Путь этот был главным образом направлен в сторону морского (шельфового) строительства и подводных технологий с целью оптимизации рабочих показателей и качества инженерных работ, включая промышленную безопасность нефтегазовых объектов и промысловых операций.

Не стали исключением и традиционные сервисные организации, такие как геофизики и исследователи, однако кроме плановых и регулярных проверок и калибровок механических и электронных измерительных приборов, не предпринималось никаких попыток установить задокументированные критерии по условиям проведения измерений и качеству результатов измерений.

Поскольку сервисные организации все как одна отказываются признавать ответственность за ущерб или повреждения вследствие неправильных результатов измерений и интерпретаций, то это значит, что процедуры по проверке правильности данных измерений перед проведением анализа не были включены или не стали обязательными.

Сегодня разработаны методы, позволяющие проводить контроль качества скважинных измерений давлений и температур, чтобы инженер мог гарантировать достоверность и полезность данных для будущего анализа динамических потоков (РТА и РА).

Проверка правильности данных увеличивает доверие к результатам анализа и в значительной степени исключает ошибки, способные приводить к серьезным последствиям в процессе принятия решений по оптимальной разработке и эксплуатации нефтяных залежей.

В данной главе говорится об этих процедурах, методиках, а также дается обучение методам и обеспечивается достоверность и репрезентативность результатов измерений для характеристики коллектора.

3.Н.2 История вопроса

Появление производной Бурде произвело революцию в подходе к анализу данных на неустановившихся режимах (РТА). Такой подход дал нам большее поле обзора и умножил аналитические возможности, однако и усложнил диагностику, вскрыв до сего времени незаметное и непонятное явление. Усилилась чувствительность к изменениям давления, будь то результат чистой характеристики коллектора или иных явлений, и итоговые интерпретации стало труднее обосновывать, поскольку многообразие разных аналитических интерпретационных моделей могло адаптировать данные измерений с совершенно разными результатами.

Поведение давления вследствие движения флюидов в стволе скважины, разделение фаз и температурные аномалии зачастую воспринимались как результат чистого сигнала коллектора и истолковывались соответственно.

Возникла очевидная необходимость в разработке и внедрении метода, позволяющего инженеру проводить разграничение между репрезентативными данными о характеристике коллектора и той частью, которая вызывается результатом сигнала с других явлений.

Описанная в настоящей главе методика стала результатом острых интерпретационных проблем, с которыми сталкивались на многих месторождениях, и привела к появлению концепции под названием «Анализ дифференциальных давлений».

Ниже будет показано, каким образом с помощью разностей давлений, замеренных между манометрами, установленными на разных уровнях в испытательной колонне, интерпретатор может идентифицировать данные о давлениях, которые достоверны для интерпретации, и экономить свое время, исключая ненужную информацию от аномалий и явлений в стволе скважины.

Этот метод двигает «контроль качества» еще на шаг вперед и должен стать неотъемлемой частью общей программы по контролю и обеспечению качества компаний, занимающихся скважинными замерами давлений и температур.

3.Н.3 Понятие «дифференциальный анализ давлений»

Этот анализ основан на разнице давления, измеренного между сведенными манометрами (простейший вариант), или сочетании разностей давлений, если используется несколько манометров во время замеров давлений в стволе.

Анализ таких разностей может выявить нижеследующие задачи и напрямую повлиять на выбор нормативов, достоверных для анализа данных на неустановившихся режимах (РТА).

- Разделение фаз в стволе скважины
- Движения флюидов на границе раздела (нефть, газ и вода)
- Температурные аномалии, влияющие на манометр и распознавание приборов посредством таких проблем, как:
 - Выход манометров из их заявленного диапазона погрешности и разрешения
 - Дрейф показаний прибора
 - Реакция манометра на разрядку батареи.

- Прочие технические неисправности и сбои электроники

Принято определять разность давлений между манометрами таким образом, чтобы увеличение «разностного канала» характеризовалось увеличением плотности флюида между контрольными точками замера и уменьшением падения плотности, т.е.

$$\Delta p = p_{\text{нижнее}} - p_{\text{верхнее}}$$

Поведение разностного канала будет идентично, независимо от отклонения манометра. Верхний манометр вполне может показать более высокое давление, чем нижний, возможно вследствие проблем с прибором, однако разностный канал будет иметь все тот же легко распознаваемый вид.

3.Н.4 Основные положения

Простой анализ основан на изучении разностей давлений и температур между двумя или более манометрами, установленными в испытательной колонне на разных глубинах. На рисунке ниже схематично показано, что происходит с давлением на разных датчиках, если газонефтяной контакт движется вниз и проходит через датчики.

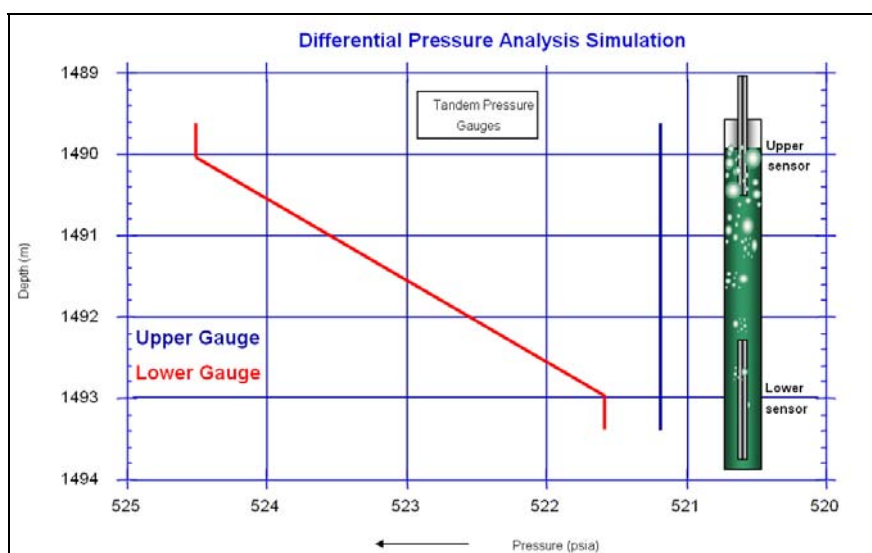


Рис. 3.Н.1 – Движение флюидов вниз

В примере предполагается, что любое «фоновое» поведение следует постоянному переходу или находится в превдоустановившемся режиме (PSS).

Как только газонефтяной контакт «проходит» мимо «верхнего датчика», давление в этой точке замера остается «постоянным», так как контакт движется дальше в направлении нижней точки замера давления.

Давление на «нижнем датчике» падает линейным образом, если движение границы раздела сред постоянно и снова становится «константой» после того, как контакт оказывается под нижним датчиком давления. Разница в давлении между двумя точками замера представлена разностью в градиенте давления флюида между нефтью и газом.

На иллюстрации ниже представлен «разностный канал» между двумя точками замера, и с помощью простого анализа можно определить, какие изменения фаз флюида стали причиной наблюдаемого явления.

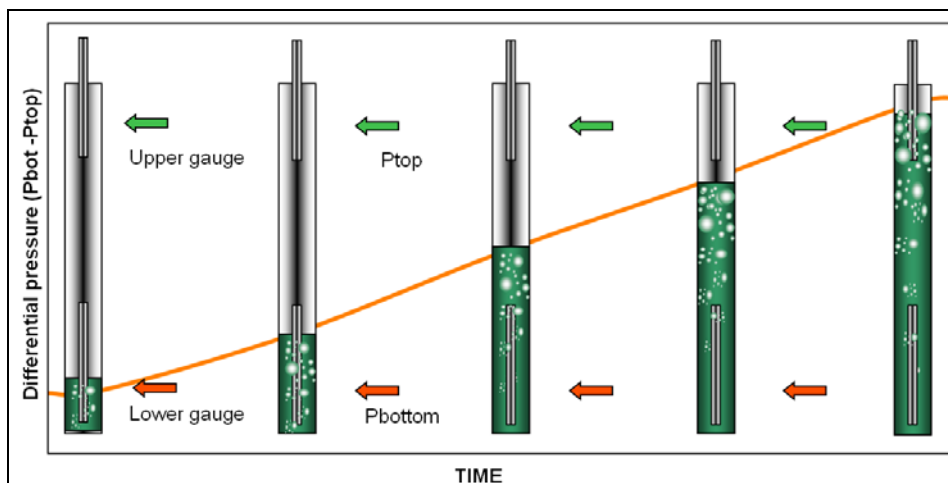


Рис. 3.Н.2 – Разность давлений

3.Н.5 Диагностика разделения фаз по разности давлений

Цель «Дифференциального анализа давлений» - произвести разумную оценку любой наблюдаемой аномалии и попытаться примерно идентифицировать разные фазы флюидов в стволе скважины возле точек замера. Это даст разумное представление о явлениях в стволе скважины и возможность рассчитать распределение сред по первому манометру; прибору, который идентифицирован как наиболее надежный и репрезентативный, и вниз до вскрытой поверхности забоя. Это лишь приближенный расчет, и его нельзя использовать в качестве правила для всех видов скважинных явлений, однако он все равно повышает степень понимания и позволяет сделать осмысленную корректировку манометрических данных к глубине на уровне коллектора с большей степенью уверенности. Это необходимое предварительное условие для повышения уверенности в материальном балансе и идентификации моделей дренирования.

На практике это подразумевает подбор нескольких волн, допускающих детектирование на разностном канале (см. синие кружки ниже), и переносит разные значения перепадов давления в простую электронную таблицу. Затем можно производить примерную оценку градиентов давления, исходя из уже известных плотностей флюидов и итоговых «перепадов градиентов», что делает общую картину укладываемой в логическую схему путем наложения отклонения манометра.

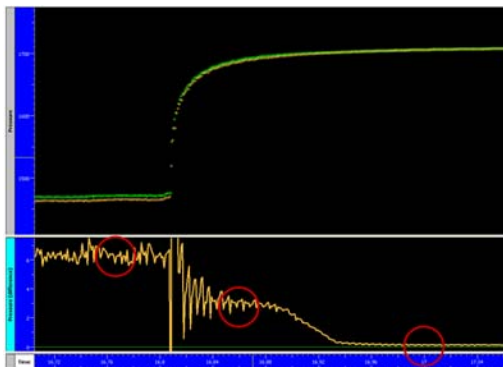


Рис. 3.N.3 – График контроля и обеспечения качества с волнами, отмеченными на разностном канале

Этот метод не только обнаруживает скважинные аномалии, но и определяет отклонение манометра, которое должно находиться в диапазоне заявленной погрешности и разрешения завода-изготовителя.

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДАВЛЕНИЙ									
Волны	По разностному каналу		Градиент перепада давления	Условный флюид	Условный градиент	Расчетный перепад	Подразумеваемое отклонение	Наблюдаемый перепад	Остаточная разность
	Время	Перепад							
[1]	(часы) [2]	(psi) [3]	(psi/фут) [4]	[5]	(psi/фут) [6]	(psi) [7]	расчет. [8]	испр. [9]	(psi) [10]
Волна 1	17,10	6,30	0,69	Трение	0,714	6,510	-0,210	6,510	0,000
Волна 2	17,18	2,90	0,317	Нефть	0,341	3,110	-0,210	3,110	0,000
Волна 3	17,33	0,20	0,02	Газ	0,045	0,410	-0,210	0,410	0,000
Расстояние между датчиками: 9,12 футов				Условное отклонение точности: -0,21 psi					

Столбцы (2) и (3) берутся непосредственно с разностного канала из графика контроля качества. Столбцы (4) и (5) – это дифференциальный градиент, вычисляемый из столбца (3). Столбцы (5) и (6) – это разумные предположения или допущения пользователя, которые нормализуют столбец (8), т.е. то же подразумеваемое отклонение прибора применяется вне зависимости от наличия предполагаемой фазы флюида.

Затем пользователь вводит предполагаемое отклонение в соответствующую ячейку под таблицей, а остаточные разности приближаются к нулю или становятся нулевыми, если сделано правильное допущение в отношении присутствия флюида в стволе скважины.

Подразумеваемое отклонение становится отклонением прибора, которое должно быть в пределах технических характеристик, приемлемых для оператора.

Этот анализ дает гораздо лучшее представление о том, какие градиенты давлений флюидов использовать для перерасчета давления манометра к забойному на уровне верхней части интервала перфорации.

Еще одним результатом такого подхода является возможность принимать решение о том, какая часть данных действительно пригодна для анализа на неустановившихся режимах, поскольку все данные, зависящие от разделения (сегрегации) или движения флюидов, должны отбрасываться в процессе интерпретации. Теперь опишем эффект от незнания и непонимания процессов в стволе скважины.

3.Н.6 Влияние на диагностику

Ниже проиллюстрируем эффект на диагностику и выбор модели. Верхний манометр зависит от разделения фаз, и форма производной явно искажается, приводя к неверному выбору интерпретационной модели, которая строго однородна, что проявляется в характеристике нижнего манометра.

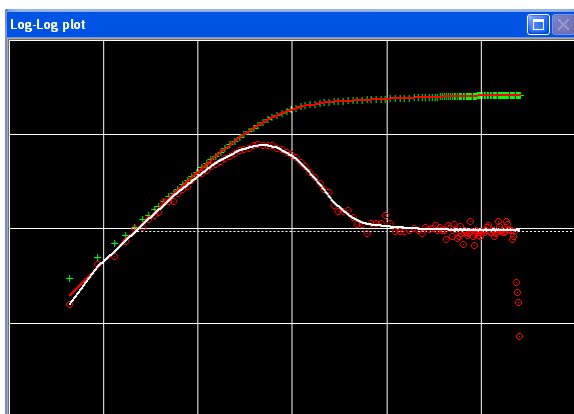


Рис. 3.Н.4 - Нижний манометр;
однородная залежь

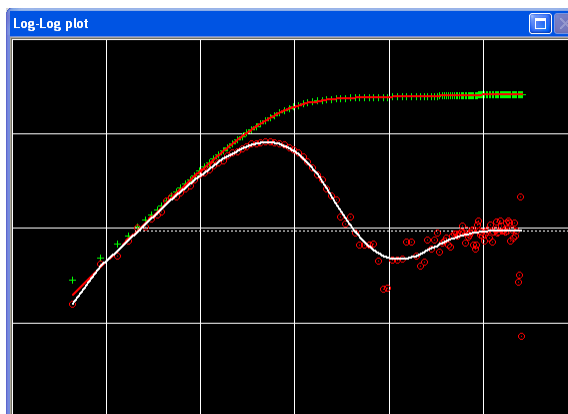


Рис. 3.Н.5 – Верхний манометр;
двойная пористость

3.Н.7 Дрейф показаний манометра

Дрейф показаний манометра вызывается нестабильностью электронных компонентов и усталостью материала считывающего элемента в измерительных приборах. Особенно чувствительны к этой проблеме тензOMETрические манометры.

Дрейф во время относительно коротких исследований скважин необычен, особенно сегодня, когда качество электронных приборов выросло чрезвычайно по сравнению с теми, что имелись 10-15 лет назад. Тем не менее такое случается, и если дрейф сильный, то он может привести к неправильной диагностике во время РТА.

Проблема дрейфа более распространена при длительных измерениях, поэтому может стать реальным осложнением в работе со стационарными глубинными манометрами (СГМ, PDG).

В обоих случаях (короткие исследования скважин и СГМ), прежде чем предпринимать попытки серьезного анализа, важно проверять данные на правильность с применением описанных в настоящем документе процедур и методик по контролю и обеспечению качества. Чтобы идентифицировать дрейфы приборов, необходимо иметь два или больше замеров и изучать разностной канал, созданный между контрольным прибором и всеми другими манометрами.

Цифры ниже хорошо иллюстрируют разностный канал и влияние на анализ прибора с дрейфом, ничего не зная заранее о существовании такого дрейфа.

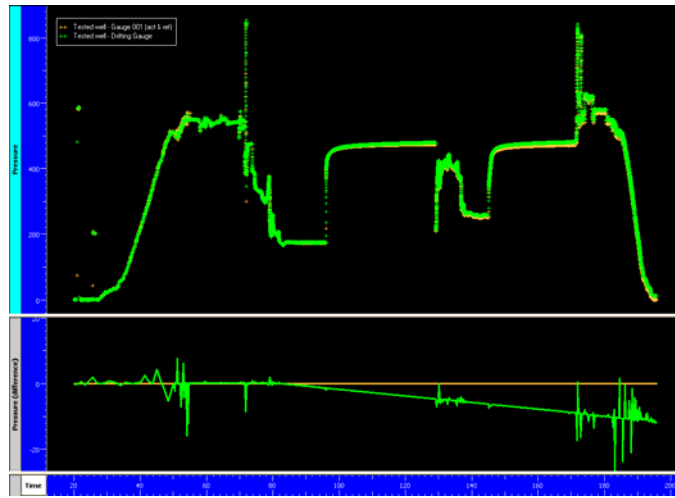


Рис. 3.Н.6 – График контроля и обеспечения качества с разностью

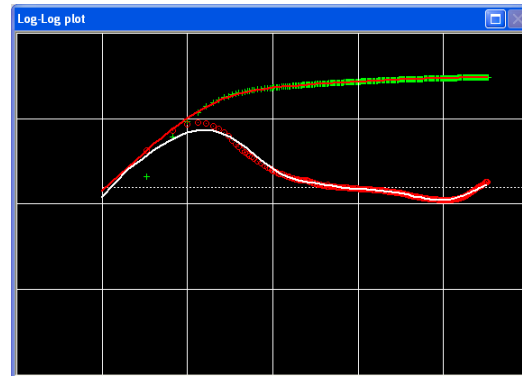
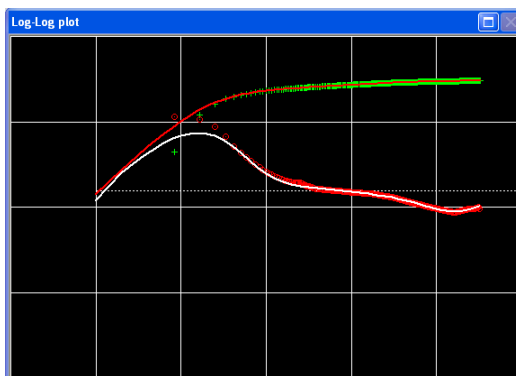


Рис. 3.Н.7 – Манометр без дрейфа, нет разлома Рис. 3.Н.8 – Манометр с дрейфом, есть разлом



4.А Введение и краткая предыстория

Анализ добычи (РА) является естественным дополнением к Анализу данных на неустановившихся режимах фильтрации, когда известны данные о давлении и дебите, и нужно произвести определенный анализ и интерпретацию. В этом случае используются результаты измерений стационарных глубинных манометров (СГМ), содержащих подходящие данные для обоих методов анализа.

РА и РТА совместно используют большое техническое ядро, и оба вида анализа зачастую проводятся одними и теми же инженерами. Раньше так было не всегда, и мы начнем с краткой предыстории Анализа добычи.

РА начали применять в 1920-е гг. на чисто эмпирической основе в качестве финансового инструмента. В этом направлении отсутствовал какой-либо технический опыт, а целью было определение правильной функции падения, соответствовавшей прошлой динамике разработки и способствовавшей оценке будущей прибыли в долларах.

В 1940-х гг. была опубликована формулировка экспотенциала постоянного давления, гиперболической и частотной характеристик падения дебита (Арпс, 1945). До сих пор частично это делалось эмпирическим путем, но некоторые параметры могли с помощью специального анализа получать количественное выражение.

В 1960-е гг. появились первые ряды палеточных кривых, по-прежнему с допущением постоянного динамического давления. Палетка Фетковича объединила два семейства кривых: одно для неустановившегося режима фильтрации, а одно для отклика, вызванного границами на позднем этапе времени. Десять лет спустя Картер расширил этот метод до режима с газом. Позднее были опубликованы другие палеточные кривые, имеющие дело с дополнительными комплексными конфигурациями, в том числе слоистыми и трещиноватыми коллекторами. Делалось это параллельно с теоретической работой над РТА.

На этом этапе методология была в некоторой степени эквивалентна стандартной процедуре РТА в конце 1970-х. График Арпса стал заменителем графика Хорнера, а палетки постоянного давления – заменителем палеток падения давления в ГДИС.

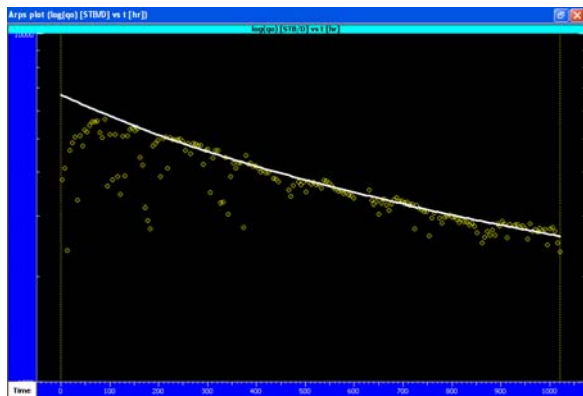


Рис. 4.А.1 – График Арпса

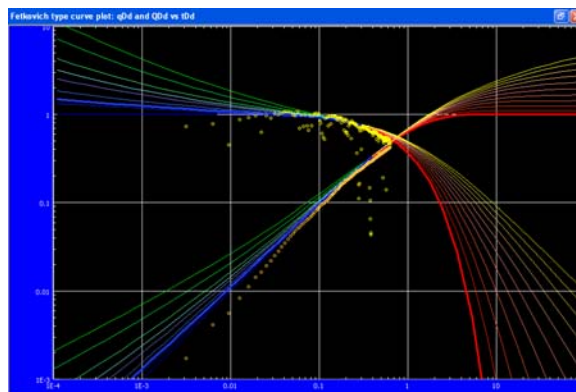


Рис. 4.А.2- Палеточная кривая Фетковича

И как мы уже видели, появление производной Бурдэ и персональных компьютеров серьезным образом изменили РТА в 1980-е и 1990-е гг. По анализу добычи прогресс происходил медленнее, работы по большей части все еще выполнялись с применением методов Арпса и Фетковича, обычно в качестве приложений, связанных с базами данных о добыче. В отличие от РТА, в анализе добыче изъятие классической методологии не шло поэтапно. Во многих сформировавшихся коллекторах применение стационарных манометров не находит экономического обоснования, а методы РА остаются старыми, поскольку обычно нет данных, чтобы обосновать более усложненные подходы.

Теория же, тем не менее, развивалась по похожему сценарию с РТА. Блэйсингейм и др. ввели палеточную кривую переменных дебитов и переменного давления в виде двойного логарифмического графика зависимости коэффициента продуктивности от времени материального баланса, дополненного эквивалентом производной Бурдэ. Также была опубликована адаптированная версия графика в двойном логарифмическом масштабе, где приведенное к дебиту давление заменяет коэффициент продуктивности. Дополнительные решения учитывали различные конфигурации скважин и формы залежей. Таким образом, уже к концу 1980-х гг. в теории стали доступны современные средства, однако лишь недавно они нашли коммерческое применение, в частности, в программе Toraze.

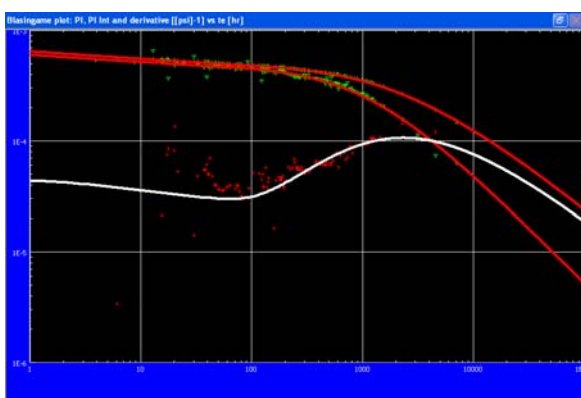


Рис. 4.А.3 – График Блэйсингейма

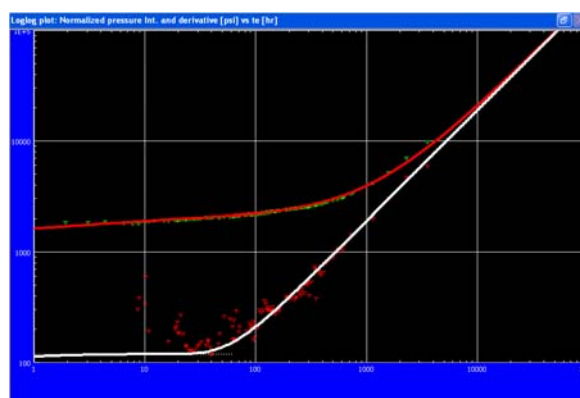


Рис. 4.А.4 – График в двойном логарифмическом масштабе

Движение вперед в области Анализа добычи ускорилоь на рубеже 1990-х и 2000-х годов, в частности благодаря разработке стационарных манометров. Когда инженеры начали получать показатели давления за длительный период времени и в непрерывном режиме, первым действием стала загрузка этих данных в программу РТА. «Есть дебиты, есть давления – так я буду трактовать это как гидродинамическое исследование скважины». Однако методология РТА не была предназначена для такого рода данных, и инженеры иногда производили неверную интерпретацию, упуская специфические исходные предпосылки, которые больше не имели силу по временной шкале замеров стационарными приборами. Среди наиболее распространенных ошибок были и есть погрешности метода материального баланса и чрезмерные упрощения в использовании подхода Перрена для оценки реологических свойств многофазного потока.

4.В Старые материалы

4.В.1 Арпс

Методы анализа кривых падения, сформулированные Арпсом еще 1945 году, многие годы служили традиционной методикой анализа и прогнозирования данных о дебитах скважин. Палеточные кривые падения исходят из эмпирического отношения дебит-время и сопряженного уравнения накопленного времени, которое можно выразить в общем виде следующим образом:

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

где: q_i - первоначальный дебит, D_i - коэффициент падения, а b - параметр в диапазоне от 0 до 1, определяющий тип темпа падения. Обычно рассматриваются три типа: гиперболический, экспоненциальный и гармонический.

Экспоненциальное падение, $b = 0$

Можно представить, как общее уравнение падения стремится к экспоненциальному типу падения, когда b стремится к 0:

$$q(t) = q_i e^{-D_i t} \quad Q(t) = \frac{q_i - q(t)}{D_i}$$

Гармоническое падение, $b = 1$

$$q(t) = \frac{q_i}{[1 + D_i t]} \quad Q(t) = \frac{q_i}{D_i} \ln \left(\frac{q_i}{q(t)} \right)$$

Гиперболическое падение, $b \in]0,1[$

Их выражения показаны выше.

Уравнения кривых падения можно применять только после того, как остановится неустановившаяся часть отклика, т.е. во время потока под влиянием границ. Общий подход заключается в прямом определении трех параметров по методу нелинейной регрессии. Однако общепринятая практика сосредоточена на использовании некоторых конкретных представлений, где линейность подыскивается после закрепления значения b . Практически можно использовать следующие масштабы / линейности:

$\log(q)$ vs t : Линейный график, если темп падения экспоненциальный, обращенный вогнутостью вверх.

q vs Q : Линейный график, если темп падения экспоненциальный, обращенный вогнутостью вверх.

$\log(q)$ vs Q : Линейный график, если темп падения гармонический, обращенный вогнутостью вниз.

Большинство программ Анализа добычи позволяют настраивать масштаб на уровне выше и шире. Регрессия падения нелинейна, т.е. есть возможность получать значение b , скорее определенное по регрессии, чем по допущению значения b в связи с частным масштабом.

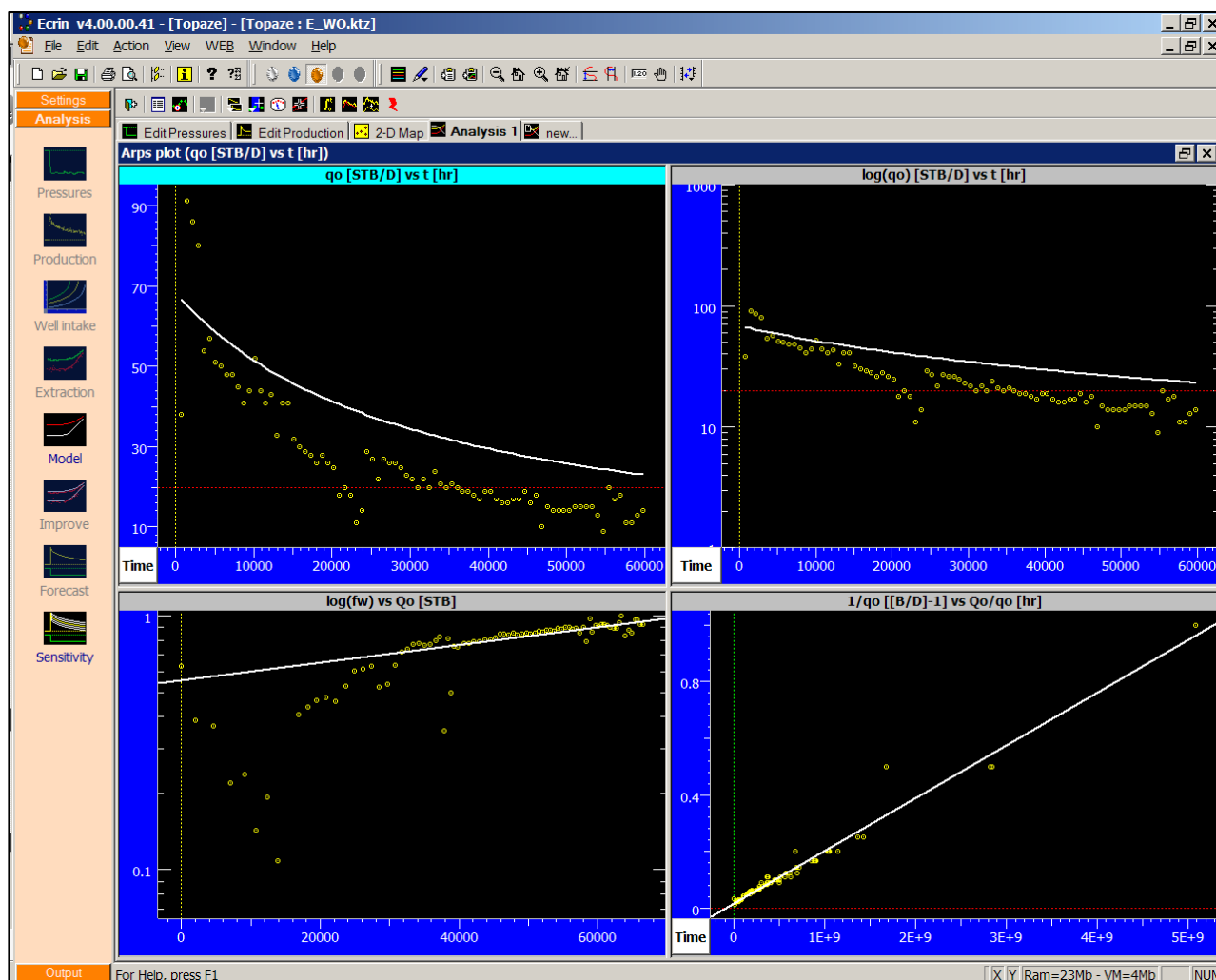


Рис. 4.В.1 – Арпс

Как только получены параметры падения, и поскольку известно аналитическое выражение дебита и накопленного итога, то есть возможность - по заданному ликвидационному дебиту - рассчитать время ликвидации (прекращения разработки), и соответственно, восстановление на ликвидации.

Ликвидационный дебит обычно задается как q_a или соотношением $\frac{q_a}{q_i}$. Время ликвидации

обозначается t_a , а восстановление на ликвидации - $N_p(t_a)$. На Рис. 4.В.2 представлена данная экстраполяция графика Арпса.

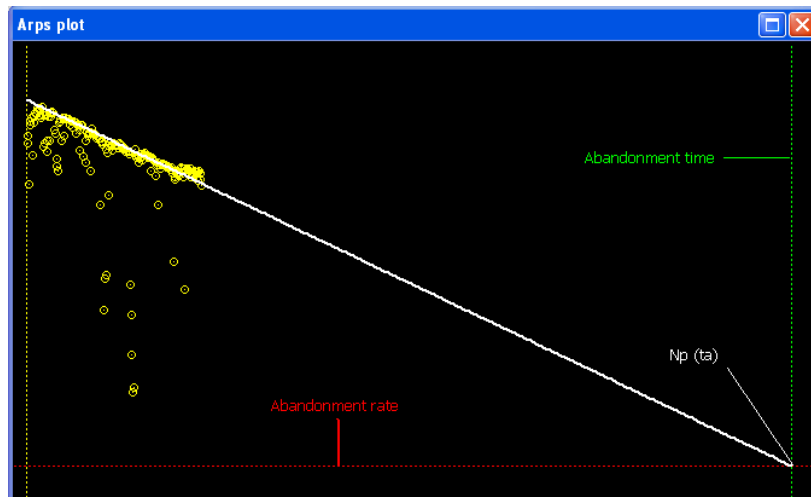


Рис. 4.В.2 - Ликвидация

Экспоненциальное падение широко используется в связи с простотой сопряженных графических методов. Оно ведет к осторожной оценке запасов. Кроме того, можно продемонстрировать, что экспоненциальное падение есть позднее поведение добычи с постоянным давлением в замкнутом коллекторе, с исходным допущением малосжимаемого флюида.

Поведение режима PSS обуславливается следующим уравнением:

$$\Delta p = mQ + bq$$

При $\Delta p = p_i - p_w$

Q = суммарная добыча

q : мгновенный рабочий дебит

$$\text{и } m = \frac{1}{Nc_t}$$

Дифференцируя два члена уравнения относительно времени:

$$\frac{d\Delta p}{dt} = m \frac{dQ}{dt} + b \frac{dq}{dt}$$

При режиме постоянного давления эксплуатационной скважины

$$\frac{d\Delta p}{dt} = 0 = m \frac{dQ}{dt} + b \frac{dq}{dt}$$

Имеем

$$\frac{dQ}{dt} = q$$

Отсюда

$$\frac{dq}{dt} = -\frac{m}{b}q \quad \text{или} \quad \frac{dq}{q} = -\frac{m}{b}dt$$

$$\int \frac{dq}{q} = -\frac{m}{b} \int dt \quad \text{или} \quad \ln q = -\frac{m}{b}t + cst$$

$$q = \exp\left(-\frac{m}{b}t + cst\right) \quad \text{что можно записать как} \quad q = q_i \exp\left(-\frac{m}{b}t\right)$$

Однако бывает много таких ситуаций, когда больше подходит общее гиперболическое падение. Это касается случаев с коллекторами с режимом растворённого газа.

По нашему мнению, и, учитывая степень нелинейной регрессии, лучше систематически пробовать определять все три параметра, включая b . И прежде всего, важно отметить, что у кривых падения много ограничений:

- Забойное давление должно быть фактически постоянным.
- Поведение скважины подразумевается постоянным, т.е. нет изменений скин-фактора со временем.
- Зона дренирования рассматриваемой скважины является постоянной, т.е. эксплуатационные характеристики близлежащих скважин тоже должны быть стабильными (в установившемся режиме).

Можно производить уточнение для того варианта, где падение дебита нефти вызывается увеличением обводненности продукции, главным образом в коллекторах с водонапорным режимом и плохим коэффициентом гидропроводности. Если подставить вместо дебита по нефти процент содержания нефти, f_o , то уравнение Арпса можно использовать для скважин с переменной общей добычей. Можно построить и экстраполировать те же самые графики: зависимости $\log(f_o)$ от t , f_o от Q и $\log(f_o)$ от Q .

4.В.2 Феткович

В 1980 Феткович предложил палеточную кривую, объединяющую теоретический отклик скважины в замкнутом коллекторе и стандартные кривые падения Арпса. Движущей силой этой работы стала задача создания метода билогарифмического согласования, который был бы применим как для неустановившейся части данных, так и для периода потока под

влиянием границ. Представляя оба периода, палеточная кривая не позволяет допускать неверного согласования данных неустановившегося режима на кривых падения.

Решающим предварительным шагом стало то, что экспоненциальное падение можно представить как долгосрочное решение задачи постоянного давления. Палеточная кривая Фетковича производится с допущением малосжимаемого флюида и постоянного динамического давления. Это можно обобщить для фильтрации газа с помощью соответствующего выражения безразмерного дебита, как описывается ниже. Представленная Фетковичем палеточная кривая изначально отображала только дебит. Позднее ввели композитное представление, включив накопленный итог, с целью привести в процесс согласования большую степень уверенности и уменьшить эффект шумов.

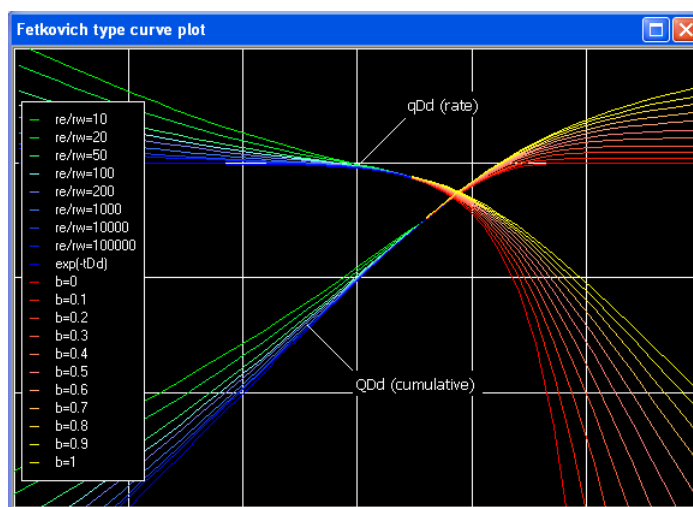


Рис. 4.В.3 – Палеточная кривая Фетковича

На Рис. 4.В.3 левая область кривых (зеленых и синих) соответствует неустановившейся части отклика. А с правой стороны расположены кривые падения Арпса (красные и желтые). Обратите внимание на обозначения слева: красная кривая Арпса дается для экспоненциального темпа падения ($b=0$), а последняя желтая кривая – для гармонического падения ($b=1$).

Палеточная кривая Фетковича отображает безразмерные значения q_{Dd} , Q_{Dd} относительно t_{Dd} , как задается ниже. Безразмерные переменные могут выражаться в виде параметров кривых падения Арпса или в виде параметров неустановившегося отклика. Условие двойственности получается в результате сложности характера палеточной кривой, еще раз показывающей объединение теоретического отклика замкнутого коллектора и эмпирических разветвлений Арпса.

Все уравнения ниже даются в нефтяных единицах.

Время

Безразмерное время кривой падения: $t_{Dd} = D_i t$

Безразмерное время: $t_D = \frac{0.00634kt}{\phi \mu c_i r_w^2}$

Связано формулой:
$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]}$$

Дебит

Безразмерный дебит кривой падения: $q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i}$

Безразмерный дебит, по нефти: $q_{D \text{ oil}} = \frac{141.2q(t)\mu B}{kh(p_i - p_w)}$

А эквивалентное уравнение для фильтрации газа:

$$q_{D \text{ gas}} = \frac{50300Tq(t)p_{sc}}{T_{sc}kh(m(p_i) - m(p_w))}; \text{ при } m(p) = \int_0^p \frac{2pdp}{\mu Z}$$

q_{Dd} и q_D связаны формулой: $q_{Dd} = q_D \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]$

Суммарная накопленная добыча

Безразмерный накопленный итог кривой падения: $Q_{Dd} = \frac{Q(t)}{N_{pi}}$

Где задает N_{pi} конечную нефте- или газоотдачу.

Согласование приведет значения r_e и kh , D_i и q_i . Тип падения b не связан ни с какими коэффициентами совмещения, полученными от выборки правильной палеточной кривой. Из расстояния до внешних границ можно рассчитать объем порового пространства коллектора. Из параметров Арпса можно спрогнозировать будущие показатели добычи; и можно рассчитать как N_{pi} , так и N_p для любого указанного ликвидационного дебита (прекращения разработки).

Палеточная кривая Фетковича и газ

Следует упомянуть, что для добычи газа были изучены специфические методы или обобщения, например, палеточная кривая Картера. При использовании палеточной

кривой Фетковича с газом, выражение совмещения модельных и реальных данных по дебиту видоизменяется, чтобы взять псевдодавление $m(p)$, по способу, аналогичному тому, что осуществляется в Анализе данных на неустановившихся режимах фильтрации. В дополнение, Фрейм и Ваттенбаргер (Fraim and Wattenbarger) предложили использовать не просто время, а нормированное (приведенное) время со следующим определением:

$$t_n = \int_0^t \frac{(\mu c_i)_i}{\mu(p)c_i(p)} dt$$

Уравнение пьезопроводности для фильтрации газа можно переписать для псевдодавления $m(p)$:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_i} \nabla^2 m(p)$$

Когда давление сильно колеблется, то изменяется член μc_i и соответственно член пьезопроводности. Если мы вводим псевдовремя:

$$t_n(t) = \int_0^t I(p_{wf}(\tau)) d\tau \quad \text{где} \quad I(p) = \frac{(\mu c_i)_i}{\mu(p)c_i(p)}$$

Уравнение пьезопроводности принимает вид:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t_n} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi (\mu c_i)_i} \nabla^2 m(p)$$

Примечание: использование нормированного псевдовремени требует знания среднего давления на каждом шаге, поэтому его применение затруднено.

Здесь продемонстрировано, что действительное решение по постоянному давлению газа, при построении графика с нормированным временем, отражает период под влиянием границ, соответствующий экспоненциальному темпу падения. Главный минус заключается в том, что выражение нормированного времени требует априорного значения среднего давления, в результате запасов. Таким образом, метод носит итерационный характер. Примечание: нормированное время не используется; поэтому отклик для фильтрации газа в режиме истощения не обязательно будет следовать экспоненциальному темпу падения.

Использование палеточных кривых Фетковича

Важно помнить, что палеточная кривая Фетковича исходит в части истощения из кривых падения Арпса. При этом у нее похожие ограничительные пределы с кривыми падения:

- Подразумевается, что забойное давление практически постоянно. Феткович предполагает, что в случае сглаженности линии давления и равномерности его понижения можно использовать приведенный (нормированный) дебит по Δp .
- Поведение скважины подразумевается постоянным, т.е. нет изменений скин-фактора со временем.
- Зона дренирования рассматриваемой скважины является постоянной, т.е. эксплуатационные характеристики близлежащих скважин тоже должны быть стабильными (в установившемся режиме).

4.С Новые материалы

4.С.1 График Блэйсингейма

В предыдущих параграфах рассматривались традиционные методы анализа кривых падений и их обобщение с помощью палеточных кривых Фетковича. Напоминаем, что последние были получены путем объединения теоретического отклика модели и эмпирических разветвлений падения от Арпса.

В широком понимании можно сказать, что появление методик согласования палеточных кривых в анализе добычи открыло путь к приложению методов, разработанных для интерпретации данных ГДИС, к анализу данных о добыче. Основным ограничением в палеточной кривой Фетковича является предпосылка постоянного динамического давления. Блэйсингейм и Маккрэй отмечают, что эта проблема не снимается использованием дебита, приведенного к давлению, когда происходят существенные колебания забойного давления. Они изыскали функции, которые преобразуют решение о переменных давлениях и переменных дебитах в решение эквивалентного постоянного давления или постоянного дебита. Они ввели специальные временные функции, t_{cr} для аналогии времени постоянного дебита, и t_{cp} для постоянного давления. В задаче с жидкостью временная функция аналогии постоянного времени задается как соотношение между накопленной добычей и дебитом:

$$t_{cr} = \frac{Q(t)}{q(t)}$$

Когда в двойном логарифмическом масштабе вычерчивается график зависимости нормированного дебита $\frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$ от этой функции, период потока под влиянием границ следует линии с отрицательным единичным уклоном:

Уравнение дебита по тяжелой нефти при псевдоустановившемся режиме выглядит так:

$$\frac{q_o}{\Delta p} = \frac{1}{b_{o,pss} + m_{o,pss} \bar{t}}$$

При:

$$m_{o,pss} = \frac{1}{Nc_t} \frac{B_o}{B_{oi}} ;$$

$$b_{o,pss} = 141.2 \frac{\mu_o B_o}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left[\frac{4}{e^\gamma} \frac{1}{C_A} \frac{A}{r_w^2} \right] + s \right] ;$$

$$\text{и } \bar{t} = \frac{N_p}{q_o}$$

Когда преобладают псевдоустановившиеся режимы, $\frac{q_o}{\Delta p}$ есть функция \bar{t} на экспоненте (-1),

Следовательно на билигарифмическом графике зависимость $\frac{q_o}{\Delta p}$ от \bar{t} покажет прямую с отрицательным единичным уклоном

Примечание: Периоды очень низких дебитов дают искусственно завышенные значения $\bar{t} = \frac{N_p}{q_o}$, и тогда уравнение $\frac{q_o}{\Delta p} = \frac{1}{b_{o,pss} + m_{o,pss}\bar{t}}$ стремится к $\frac{q_o}{\Delta p} = \frac{1}{m_{o,pss}\bar{t}}$, точки находятся на той же прямой с единичным уклоном -1.

На основе этого результата Палацио и Блэйсингейм ввели палеточные кривые, которые можно использовать для режимов переменного динамического давления. Для того, чтобы улучшить качество интерпретации палеточных кривых, также была рассмотрена производная Бурдэ. Однако из-за присущих данным о добыче шумов производную применяли не в самом приведенном расходе, а в его интеграле. Точнее говоря, график палеточных кривых Палацио-Блэйсингейма показывает следующее:

Приведенный дебит:

$$PI(t) = \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$$

Интеграл приведенного дебита:

$$PI \text{ Int.} = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} PI(\tau) d\tau = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{q(\tau)}{p_i - p_w(\tau)} d\tau$$

Производная интеграла приведенного дебита:

$$PI \text{ Int. Derivative} = \frac{\partial(PI \text{ Int.})}{\partial \ln(t_e)}$$

Все три кривые вычерчиваются относительно t_e на двойной логарифмической шкале, согласно иллюстрации на Рис. 4.С.1

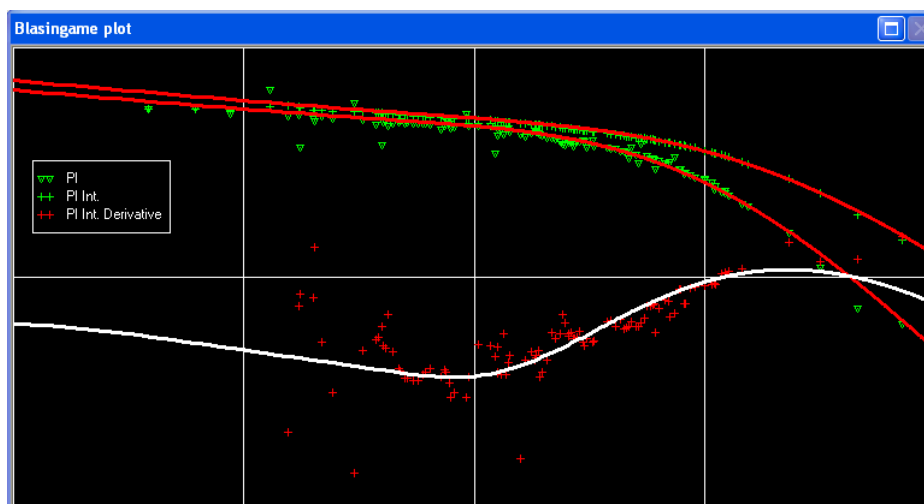


Рис. 4.С.1 – График Блэйсингейма

Обычно такое представление используется в сочетании с палеточными кривыми для частной гидравлической модели скважины. Данным графиком пользуются как инструментом диагностики, где производится сравнение данных и отклика модели. Модель может быть любая - аналитическая или численная, по одной или нескольким скважинам и т.д. Можно либо отображать «достоверный» отклик модели, т.е. отклик по всей истории данных давления,, либо отклик на отдельный скачок давления. Отклик на отдельный скачок давления показывает характерные признаки модели в конструктивной форме, в то время как отклик на настоящую динамику изменения давления обычно отличается неустойчивостью, поскольку эквивалентное время «прыгает» вперед и назад.

Нелинейные задачи

Краеугольным камнем графика Блэйсингейма является линейность между приведенным дебитом $\frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$ и $\frac{1}{t_e}$ во время режима потока под влиянием границ. Эта зависимость, действительная для малосжимаемого флюида, не применима для фильтрации газа, если не привести дебит по $\Delta m(p)$ и не видоизменить время следующим образом:

$$\bar{t}_{egas} = \frac{\mu_{gi} c_{ti}}{q_g(0)} \int_0^t \frac{q_g(t)}{\mu_g(\bar{p}) c_t(\bar{p})} dt$$

В уравнении дебита по нефти в режиме PSS $\frac{q_o}{\Delta p} = \frac{1}{b_{o,pss} + m_{o,pss} \bar{t}}$, уклон $m_{o,pss}$ является функцией сжимаемости флюида, которая в задачах фильтрации газа сильно зависит от давления.

Цель – сохранить линейность и уравнение дебита в режиме PSS для фильтрации газа в той же форме, что и для фильтрации нефти.

$$\frac{q_g}{\Delta p_p} = \frac{1}{b_{g,pss} + m_{g,pss} \bar{t}_{egas}} \text{ с постоянным уклоном } m_{g,pss}$$

Мы учитываем переменную вязкость и сжимаемость, вводя псевдадавление и псевдо приведенное время:

$$p_p = \frac{\mu_{gi} z_i}{p_i} \int_{p_{base}}^p \frac{p}{\mu_g z} dp$$

$$\bar{t}_{egas} = \frac{\mu_{gi} c_{ti}}{q_g(t)} \int_0^t \frac{q_g(t)}{\mu_g(\bar{p}) c_t(\bar{p})} dt$$

Уклон тогда составляет $m_{g,pss} = \frac{1}{Gc_t}$

Отсекаемый отрезок выглядит так:

$$b_{g,pss} = 141.2 \frac{\mu_{gi} B_{gi}}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left[\frac{4}{e^\gamma} \frac{1}{C_A} \frac{A}{r_w^2} \right] + s \right]$$

Однако в программе Торазе эта функция времени не используется. Вывод – возможно искажение линейностей, предполагаемых при различных режимах потока. Тем не менее, важно понимать, что график Блэйсингейма только закладывает базу для сравнения данных и модельного отклика, рассчитанного под частный случай. За обработку нелинейностей отвечает модель, а не график. Если модель является представительной, то модель и данные строго согласуются друг с другом. Поэтому не имеет значения, характеризуется ли линейностью тот или иной период или нет. При использовании палеточной кривой ситуация отличается, поскольку палеточная кривая закладывает допущения моделирования.

4.С.2 График в двойном логарифмическом масштабе

Если подставить вместо времени эквивалентное время, заданное как отношение накопленной добычи к дебиту, можно преобразовать замер переменного динамического давления в эквивалент постоянной добычи, по крайней мере для случая с жидкостью. Параллель с решением постоянного дебита можно взять на одну ступень дальше, если вместо использования дебита приведенного к давлению мы работаем с давлением, приведенным к дебиту.

Иными словами, для случая с фильтрацией жидкости, если мы вычерчиваем зависимость

$$\frac{p_i - p_w(t)}{q(t)} \text{ от } t_e = \frac{Q(t)}{q(t)}$$

в двойном логарифмическом масштабе, то поток под влиянием границ будет характеризоваться линией с единичным уклоном, аналогично псевдоустановившемуся состоянию в Анализе данных на неустановившихся режимах фильтрации. Более того, если мы возьмем производную приведенного давления по логарифму t_e , то неустановившийся режим будет характеризоваться стабилизацией на уровне, связанном с гидропроводностью.

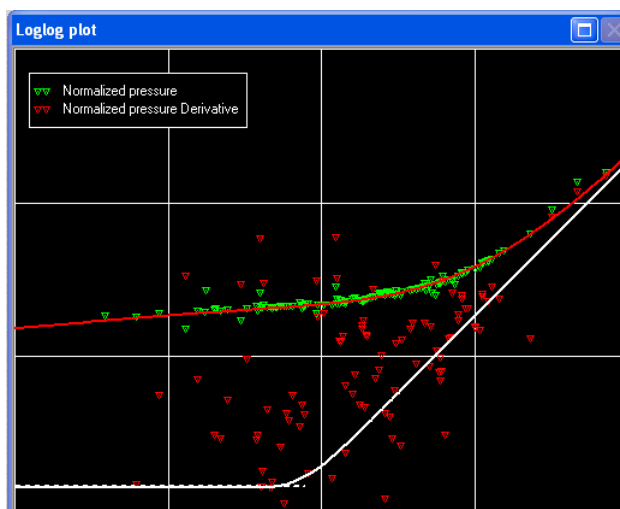


Рис. 4.С.2 – График в двойном логарифмическом масштабе

Схожесть с РТА тем самым получается полная. Однако же уровень шумов на производной обычно слишком высок, согласно иллюстрации на Рис. 4.С.2. Один из обходных путей – решить интеграл приведенного давления способом по аналогии с тем, что выполнялось на палеточных кривых Палацио-Блэйсингейма.

Интеграл приведенного давления:

$$I(t_e) = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{p_i - p_w(\tau)}{q(\tau)} d\tau$$

Производная Бурдэ интеграла приведенного давления:

$$I'(t_e) = \frac{\partial I(t_e)}{\partial \ln(t_e)}$$

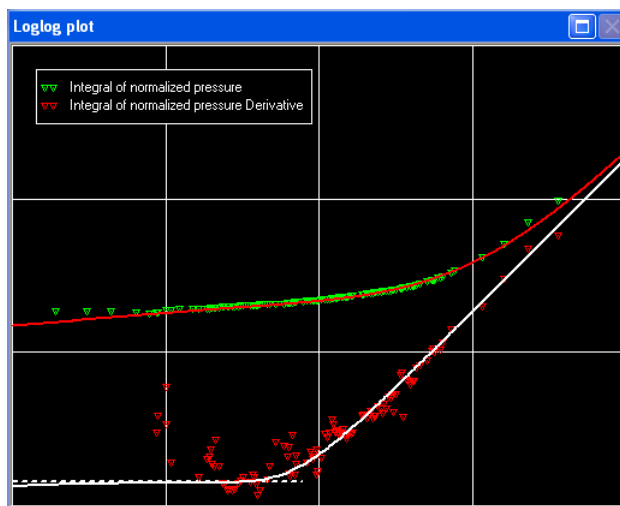


Рис. 4.С.3 – График в билогарифмическом масштабе, интеграл приведенного давления

Применение интеграла сохраняет характерные признаки режимов фильтрации, в то же время значительно снижая уровень шумов. Отсюда такие определения дают инструмент диагностики, где можно пользоваться большинством обычных методов исследований скважины. В частности, явно возможно получить приближенную оценку показателя kh

коллектора по уровню стабилизации производной. Зная значение kh , можно затем получить первую оценку размера коллектора по тенденции на позднем этапе времени с единичным уклоном. Эти вычисления являются интегральной частью билогарифмического графика. Возможно либо отображать «достоверный» отклик модели, т.е. отклик на полную динамику изменения давления, либо отклик на отдельную барическую ступень (скачок давления). Отклик на отдельный скачок давления показывает диагностические признаки модели в чистом полезном виде (Рис. 4.С.2 и Рис. 4.С.3), в то время как отклик на настоящую динамику изменения давления обычно отличается неустойчивостью, поскольку эквивалентное время «прыгает» вперед и назад, как это иллюстрируется на Рис. 4.С.4.

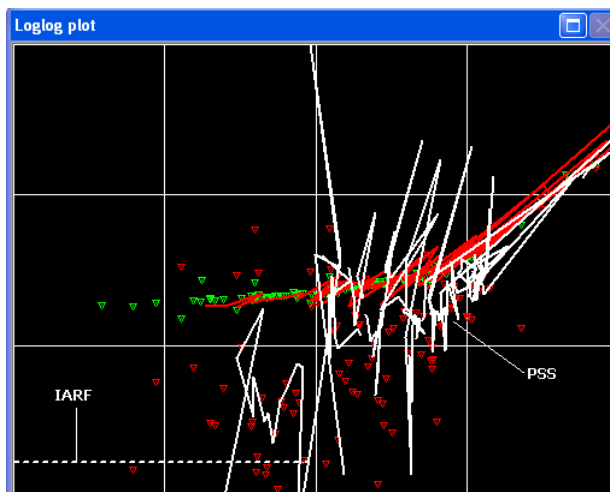


Рис. 4.С.4 – График в двойном логарифмическом масштабе с «достоверным» откликом модели

Нелинейные задачи

Линейности, ожидаемые во время различных режимов потоков, могут искажаться, когда пьезопроводность не следует линейному уравнению для фильтрации газа или многофазных задач; при этом важно понимать, что билогарифмический график, как и график Блэйсингейма, только закладывает базу для сравнения данных и модельного отклика. За обработку нелинейностей отвечает модель, а не график. Если модель является представительной, то модель и данные строго согласуются друг с другом. Поэтому не имеет значения, характеризуется ли линейностью тот или иной период или нет. При использовании палеточной кривой ситуация отличается, поскольку палеточная кривая закладывает допущения моделирования.

4.С.3 График материального баланса

Агарвал и др. представили Декартов график зависимости безразмерного дебита q_D от безразмерной накопленной добычи Q_{DA} .

Они показывают, что все отклики, соответствующие отчетливым размерам залежей, представляют прямую с отрицательным уклоном во время потока под влиянием границ, а все кривые сходятся к одному значению на оси X , равному $1/2\pi$. Иными словами, во всех случаях при потоке под влиянием границ устанавливается следующая зависимость:

$$q_D = \frac{1}{2\pi} - Q_{DA}$$

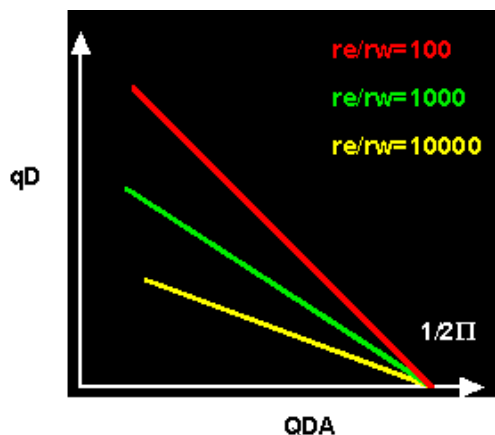


Рис. 4.С.5 – График Агарвала и др.

Выражение безразмерных переменных варьируется в зависимости от типа флюида, и в каждом случае должна применяться специфическая обработка.

Нефть

Для случая фильтрации нефти выражение безразмерных параметров задается следующим образом:

$$q_D = \frac{141.2qB\mu}{kh(p_i - p_w)} \quad \text{и} \quad Q_{DA} = \frac{0.8936QB}{\phi hAc_t(p_i - p_w)}$$

Все цифры приводятся в нефтяных единицах.

Безразмерная накопленная добыча может выражаться в контексте флюида в пластовых условиях, в баррелях в сутки.

$$N = \frac{\phi hA}{5.615B}$$

$$Q_{DA} = \frac{0.8936Q}{5.615Nc_t(p_i - p_w)} = \frac{Q}{2\pi Nc_t(p_i - p_w)}$$

Таким образом, линейная зависимость между безразмерным дебитом и накопленной добычей приобретает следующий вид:

$$\frac{141.2qB\mu}{kh(p_i - p_w)} = \frac{1}{2\pi} \frac{0.8936QB}{5.615Nc_t(p_i - p_w)}$$

Использование полного определения безразмерных параметров требует априорной оценки PV, т.е. по существу это мы и ищем. Следовательно, представленный Агарвалом - Гарднером метод носит итерационный характер. Однако, из уравнения

выше мы видим, что если мы вычерчиваем зависимость $\frac{q}{p_i - p_w}$ от $\frac{Q}{c_t(p_i - p_w)}$, то поток под влиянием границ представляет прямую, чей отрезок, отсекаемый по оси X, дает непосредственно N.

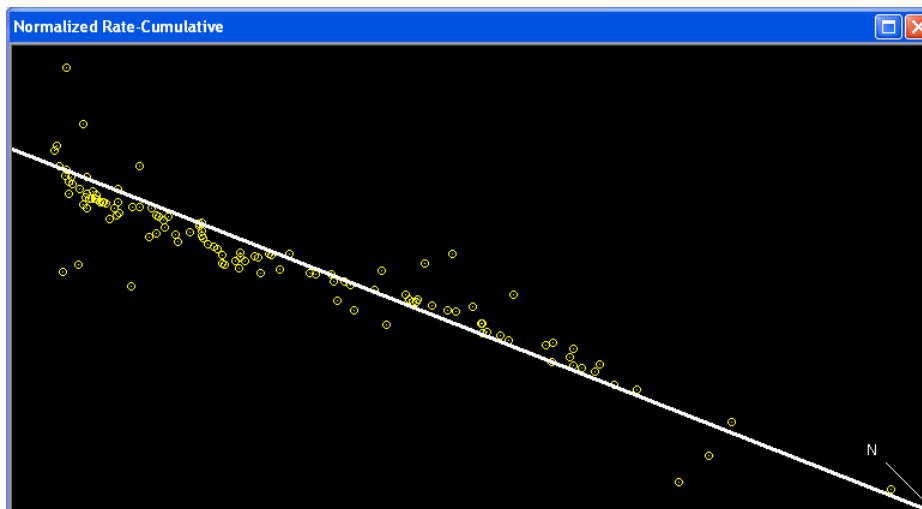


Рис. 4.С.6 – График материального баланса

Примечание: В случае постоянного динамического давления будет интересно нарисовать параллельную линию между графиком дебит - накопленная добыча, который используется в традиционном анализе кривых падения. Традиционные методы падения выдают скорее максимальный отбор, а не запасы флюида в пласте. Связь между двумя методами определяется с учетом коэффициента нефтеотдачи $RF = c_t(p_i - p_w)$.

Газ

Поток под влиянием границ подчиняется тому же уравнению:

$$q_D = \frac{1}{2\pi} - Q_{DA}$$

при условии, что безразмерный дебит и накопленная добыча задаются следующим образом:

$$q_D = \frac{1422.T.q}{kh(m(p_i) - m(p_w))} \quad \text{и} \quad Q_{DA} = \frac{4.50.T.z_i.G_i.[m(p_i) - m(\bar{p})]}{\phi hA.p_i.[m(p_i) - m(p_w)]}$$

Все уравнения приводятся в нефтяных единицах.

В отличие от задачи для фильтрации нефти, мы не можем найти простое выражение приведенной накопленной добычи, независимой от запасов флюида в пласте. Вот почему запасы газа в пласте вовлекаются в нелинейный закон в выражении безразмерной накопленной добычи. Однако, путем расширения с помощью предыдущего метода для фильтрации нефти мы можем выбирать для вычерчивания:

$$\frac{q}{m(p_i) - m(p_w)} \quad \text{от} \quad Q_{DA} = \frac{G_i.[m(p_i) - m(\bar{p})]}{[m(p_i) - m(p_w)]}$$

Значение X на отсекаемом отрезке:

$$\frac{G_i \cdot [m(p_i) - m(\bar{p})]}{[m(p_i) - m(p_w)]} @ Intercept = \frac{\phi \cdot h \cdot A \cdot 2 \cdot \pi \cdot p_i}{4.50 \cdot T \cdot z_i} = \frac{PV \cdot 2 \pi \cdot p_i}{4.50 \cdot T \cdot z_i} = \frac{PV \cdot 2 \pi \cdot p_i \cdot p_{sc} \cdot T}{4.50 \cdot T \cdot B_{gi} \cdot T_{sc} \cdot p_i} = \frac{PV}{B_{gi}} = G_i$$

Примечание: значение по оси X $Q_{DA} = \frac{G_i \cdot [m(p_i) - m(\bar{p})]}{[m(p_i) - m(p_w)]}$ зависит от значения запасов

газа в пласте G_i , поэтому изменение в коэффициентах прямой меняет отсекающий отрезок, и соответственно абсциссу данных; иными словами, перемещение прямой сдвигает частные значения, через которые мы ее вычерчиваем. И это превращается в метод итерации, который приводит к быстрой сходимости процесса.

4.С.4 График динамики

Для сложных случаев и зашумленных данных, когда на этих графиках диагностики не заметно никакого специфического поведения, главным инструментом становится линейный график зависимости давления и дебитов от времени. Это не настоящая диагностика, а просто процесс оптимизации. При этих условиях реально ожидать только предварительной оценки таких параметров, как коэффициент продуктивности, гидропроводности и площади дренирования, и не более. При отсутствии любой иной информации для моделирования зоны дренирования скважины обычно подходит простейшее аналитическое решение – однородный круговой коллектор. Использование более сложных моделей может быть допустимо, если из других источников доступна дополнительная информация, и сведено к минимуму число параметров, которые можно изменять в процессе оптимизации.

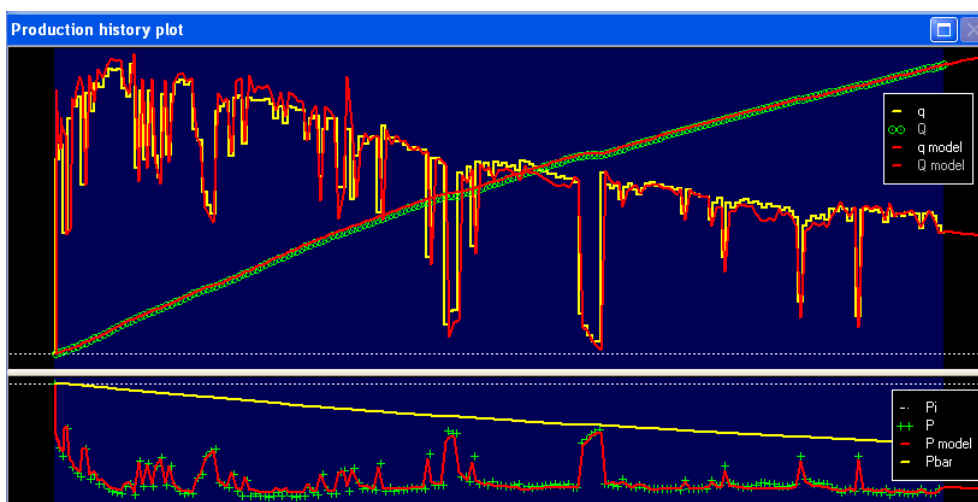


Рис. 4.С.7 – Адаптация динамики добычи

4.D Современная методология РА

Современный Анализ добычи основан на использовании программных продуктов РА на базе ПК. Ключом к любому современному программному обеспечению служит объединение удобства для пользователя и мощного технического ядра с аналитическими и численными возможностями. Что же касается методологии, центральным инструментом

для диагностики являются график Блэйсингейма и график в двойном логарифмическом масштабе, которые используются всегда, когда такая диагностика возможна. Однако, из-за весьма рассеянного характера данных о добыче, конечным инструментом для диагностики часто будет являться график изменений во времени (динамике), где последним средством диагностики для инженера по интерпретации будет сходимость модели и данных в контексте смоделированных давлений, дебитов и накопленной добычи.

Когда только начинается интерпретация и загружаются данные о добыче, первой задачей будет выделение интервала времени, по которому станет осуществляться анализ. Если нет данных о давлениях, то можно воспользоваться только «старыми» средствами. Если доступны и дебиты, и давления, то интерпретация выполняется с четырьмя основными инструментами для диагностики. Инженер по интерпретации может выбрать одну или несколько аналитических и (или) численных моделей-кандидатов, задать их параметры и сгенерировать эти модели для сравнения с фактическими данными. Для приемлемых моделей-кандидатов инженеры могут отшлифовать параметры, вручную, либо с помощью метода нелинейной регрессии.

Когда это выполнено, инженер может использовать модель или модели, чтобы спрогнозировать будущую добычу путем определения сценария изменения давлений в эксплуатируемых скважинах. Затем пользователь может запустить анализ чувствительности на выборке параметров модели.

Описанный путь устанавливается по умолчанию, когда все идет хорошо. В реальности, когда возникают сложные задачи, возможно придется идти методом проб и ошибок, когда инженеру по интерпретации надо принимать решение о возврате назад, при неудовлетворительном сегменте процесса, а потом уже двигаться вперед.

4.D.1 Подготовка проекта и загрузка данных

Процедура установки начальных условий (инициализация) в основном схожа с процедурой, применяемой для РТА. Инженер по интерпретации вводит данные о РVT (давлении, объеме и температуре), а также геометрические параметры скважины и коллектора.

Опция загрузки импортирует плоские файлы ASCII, позволяет вводить данные вручную и производить копирование-вставку из электронных таблиц; и все большая часть информации вводится через связи с базами данных или промежуточными репозиториями с применением передовых средств фильтрации.

После загрузки накопленная добыча определяется автоматически путем интегрирования исторических данных о добыче и отображается на графике изменения во времени вместе с дебитом. Далее на графике изменений во времени загружаются и отображаются давления.

Контроль качества здесь не так критичен, как в РТА, поскольку ВВС обычно не является доминантой, за исключением случаев, когда давление фиксируется на устье. В этом случае потенциально узким местом может оказаться проверка достоверности кривых приемистости скважины, которые используются для приведения давления к вскрытой поверхности забоя.

4.D.2 Редактирование данных

Загруженные данные могут быть результатом тщательной последующей обработки после сбора информации, и в этом случае редактирования много не требуется или не требуется вообще. Но очень часто интерпретатору приходится собирать данные неоднородного качества и из разных источников. Давления часто определяются в скважине в режиме реального времени или с помощью автономных цифровых манометров, или поступают от стационарных манометров (СГМ), в то время как дебиты в своей массе замеряются на поверхности, или иногда поступают из стационарных глубинных расходомеров.

За рамками стандартной отсортировки несущественной информации и устранения ошибок загрузки главная задача заключается в том, чтобы выйти в итоге с логически связанным синхронизированным набором данных о дебитах и давлениях. Чтобы добиться цели, инженеру приходится выполнять следующие задания:

- Синхронизировать все полученные в электронном виде данные к одной точке отсчета времени.
- Если дебиты еще не загружены с файла, графически изобразить динамику дебитов путем выявления сбросов давления и получить значения дебитов из распечатки отчета об исследовании.
- Отшлифовать динамику добычи, если временная выборка замеров дебитов слишком жесткая.
- С обратной стороны, если динамика добычи уходит в ненужные детали, упростить динамику дебита, чтобы уменьшить машинное процессорное время, необходимое для прогона моделей.

4.D.3 Выделение и диагностика

Как только данные синхронизированы и проверены на правильность, начинается непосредственно анализ. Задается интервал времени, по которому происходит выделение данных; и с помощью ПО (в дополнение к графику изменений во времени) строятся следующие графики:

- График Арпса
- График типовых кривых Фетковича
- График Фетковича
- График Блэйсингейма
- Диагностический (билогарифмический) график
- Приведенный график дебит – накопленная добыча

На этапе выделения можно выбрать опцию вызова заданной кривой подъемной силы или корреляции потока, чтобы пересчитать профиль давления с глубины замера к забойному.

Диагностический график используется для идентификации двух основных режимов фильтрации, присутствие которых ожидается в данных о добыче: бесконечный радиальный поток (IARF) и псевдоустановившийся режим (PSS). Совмещение данных по давлению привязывается к подстройке к стабилизации производной интеграла приведенного давления, а совмещение по времени привязывается к линии с единичным уклоном режима PSS на позднем этапе времени. На Рис. 4.D.1 регулировка совмещения данных производится методом щелчка кнопкой и

буксировки мыши. График в двойном логарифмическом масштабе связывается с графиками Блэйсингейма и Фетковича таким образом, чтобы любые изменения в билогарифмической кривой совмещения зеркально отображались на других. В случае высокого качества данных и достаточно высокой частоты выборки порой существует получить больше от неустановившегося режима IARF, тем самым расширяются диагностические возможности до достижения уровня ГДИС; и в результатах исследований можно распознать модели и скважины, и коллектора. Но такая ситуация возникает редко, и как правило в анализе добычи используются данные низкой частоты.

Если в загруженной динамике изменений давлений содержатся приличные КВД с данными о давлениями высокой частоты или связь с базой данных, позволяющая переселять эти данные фильтра, значит, интерпретатору повезло. Эти данные можно переносить на модуль РТА с целью определить все классические параметры, в том числе модельные, и их можно возвращать в пакет РА, и в конце концов начинать моделирование: внося поправки на параметры, которые как правило изменяются за более длительные интервалы времени в процессе анализа добычи (т.е. скин-фактор).

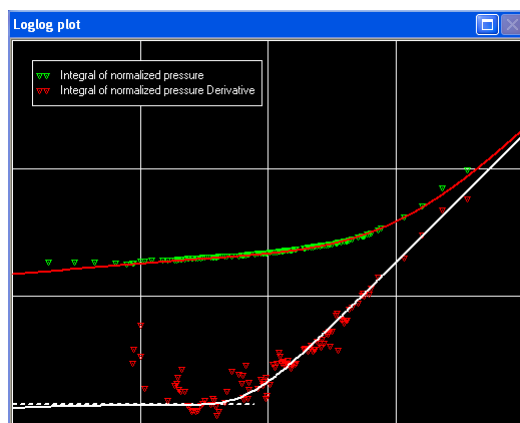


Рис. 4.D.1 – Совмещение в двойном логарифмическом масштабе

4.D.4 Построение модели

После диагностики выбираются модели-кандидаты - аналитические или численные, и делается попытка произвести увязку (совмещение) моделей с реальными данными на всех важных графиках, включая график изменений во времени. Чтобы получить совмещение, интерпретатор запускает в первом приближении модельные параметры, обычно получаемые путем построения модели по умолчанию или автоматической модели на базе первичной увязки, производимой на билогарифмическом графике, в соответствии с описанием в параграфе 4.D.3. По умолчанию принимается однородная модель с постоянным скин-фактором в замкнутом круге. Во время построения ПО автоматически производит первую приближенную оценку постоянного скин-фактора.

По результатам сравнения модели с данными в модельные параметры можно вносить соответствующие изменения, и можно наложить любую известную скважинную конфигурацию, такую как знания о том, что скважина вскрыта по горизонтали или несовершенная по степени вскрытия. В том случае, если на части данных о давлении выполнялся РТА, то использованную модель можно переносить на анализ добычи.

И, наконец, задача заключается в варьировании модельных параметров до получения приемлемого совмещения модели с данными на всех важных графиках, включая график изменений во времени.

4.D.5 Уточнение модели

Прежде чем брать подпрограмму вычисления нелинейной регрессии для оптимизации модельных параметров и совмещения, инженер должен вручную разобраться с грубыми ошибками в параметрах и вносить в значения изменения, пока модель и данные не сблизятся. Опытный аналитик, с хорошим пониманием чувствительности к различным модельным параметрам, должен уметь очень быстро получить согласование между моделью и данными путем изменения параметров вручную. Это увеличит шансы на успешную регрессию и более быструю сходимость.

Принцип нелинейной регрессии заключается в использовании числовой оптимизации для уточнения оценок значений параметров путем минимизации интеграла вероятности ошибок, как правило стандартного отклонения между смоделированными и реальными значениями на подобранных продолжительностях. Наиболее распространенный алгоритм оптимизации – алгоритм Левенберга – Марквардта, но здесь много вариантов. У инженера есть возможность прогонять некоторые или все ведущие параметры модели, а также зафиксировать верхние и нижние пределы допустимых отклонений параметров. Пользователем также могут регулироваться частные значения данных, на которых определяется интеграл вероятности ошибок. См. Рис. 4.D.2.

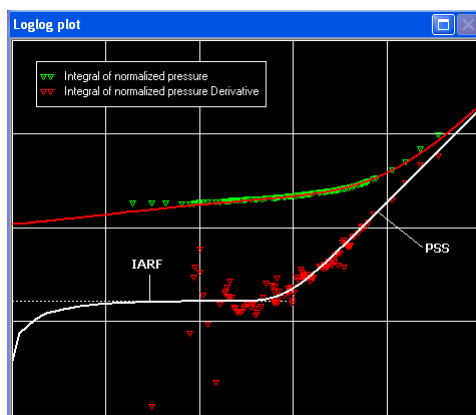


Рис. 4.D.2 – Окончательное совмещение после оптимизации

4.D.6 Прогноз

Как только выбрана модель, можно легко сделать прогноз добычи задавав сценарий изменения динамического (рабочего) давления. На Рис. 4.D.3 это показано с добычей при постоянном давлении в течение 100 суток.



Рис. 4.D.3 – Прогноз добычи при постоянном давлении в течение 100 суток

4.D.7 Изучение чувствительности

По окончании нелинейной регрессии также есть возможность восстановить некоторые доверительные области. Их можно использовать для оценки чувствительности к индивидуальным параметрам и конечным взаимным корреляциям параметров.

Другая возможность – запустить прогон и отобразить последовательность поколений моделей, соответствующих разным значениям заданного параметра, для того чтобы сравнить их по динамике изменений во времени.

См. Рис. 4.D.4.



Рис. 4.D.4 – Чувствительность к скин-эффекту

4.D.8 Рекомендации по отчетности

Типовой аналитический отчет делится на две составные части: «механическая» часть, в основном итоговые таблицы и графики, создаваемые, прямо или косвенно, программным пакетом для анализа данных добычи; и «словесная» часть, где инженер сообщает о целях, операциях, интерпретации, степени уверенности в уровне результатов и прогнозов, и прописывает возможные рекомендации по интенсификации, капитальному ремонту скважины, по продолжающимся или будущим измерениям и типу используемого оборудования.

Как правило, профессиональные аналитические отчеты создаются в двух возможных форматах:

- Заглавный документ из текстового редактора с некоторыми «скопированными и вставленными» графиками и результатами из программы РА, а большая часть механического отчета выдается в качестве приложения.
- Комплексный документ, как правило из текстового редактора, где некоторые графики и таблицы динамическим образом присоединяются к программе РА с помощью автоматизации OLE или COM. Преимущество такого решения заключается в возможности гораздо большего маневра. Когда определен модельный шаблон, процесс составления отчетности все сокращается от одного анализа к другому.

4.E Сравнение Анализа добычи с Анализом данных на неустановившихся режимах фильтрации

4.E.1 Общие инструменты

Методы РА и РТА пользуются одними и теми же исходными допущениями в отношении применения уравнения пьезопроводности и ограничивающих условий. Большинство разработанных в РТА аналитических и численных моделей можно использовать для РА с незначительными корректировками, такими как способность использовать давление в качестве исходных данных для моделирования дебитов методом суперпозиции.

Современные РА и РТА идут по аналогичному пути. После загрузки, синхронизации и выделения данных специалист сначала пробует запустить сеанс диагностики с помощью специализированных графиков и прямых. Затем прогоняется аналитическая или численная модель, а процесс оптимизации настраивает параметры, чтобы свести к минимуму разницу между откликом имитационной модели и наблюдаемыми данными.

4.E.2 Сравнение режимов PSS и IARF

В РТА главным объектом является бесконечно действующее радиальное течение (IARF). Главным образом нас интересует стабилизация производной Бурдэ. После обнаружения режима IARF специализированный анализ дает значение гидропроводности и суммарного эквивалентного скин-фактора. Эти значения можно уточнять и производить диагностику других поведений на скважинах, коллекторах и границах из различных частей отклика; однако отправной точкой всегда будет IARF.

В РА же главным объектом является псевдоустановившееся состояние (PSS). Главным образом нас интересует единичный наклон на графике в двойном логарифмическом

масштабе или графике Блэйсингейма. Специализированный анализ определяет размер области дренирования скважины из уклона, а отсекаемый отрезок становится функцией трех основных факторов: коэффициентов продуктивности скважины, гидропроводности и формы. Можно воспользоваться более сложными моделями, однако тогда возможно будет не хватать информации, чтобы определять дополнительные параметры. Но для этого можно использовать и результаты на неустановившихся режимах фильтрации.

4.Е.3 Диагностические возможности

В РТА одной из ключевых ступеней является диагностика, где на основе поведения производной инженер принимает решение, какая модель лучше всего подойдет для проведения анализа. Это становится возможным при четко выверенных данных и постоянной добыче, т.е. нулевой, во время КВД.

Динамика добычи может быть настолько рассеянной, что на отклики доминирующее влияние будут иметь неустановившиеся режимы фильтрации. В этом случае невозможно идентифицировать поведение псевдоустановившегося состояния. Такое может происходить, даже если скважина все еще находится в эксплуатации, а давление глобально падает.

Несмотря на отсутствие чистого поведения PSS, все равно возможно провести совмещение модельных данных по давлению и реальных, и получить достоверную оценку дренированной зоны и даже иногда разграничить коэффициенты гидропроводности, скин-эффекта и формы. Такое поведение не покажет ни один специализированный график. Поэтому использование моделей и оптимизации вероятно полностью изменят способ выполнения анализа добычи, даже более радикально, чем это произошло с анализом РТА.

4.Е.4 Проверка правильности гипотез РТА в Анализе добычи

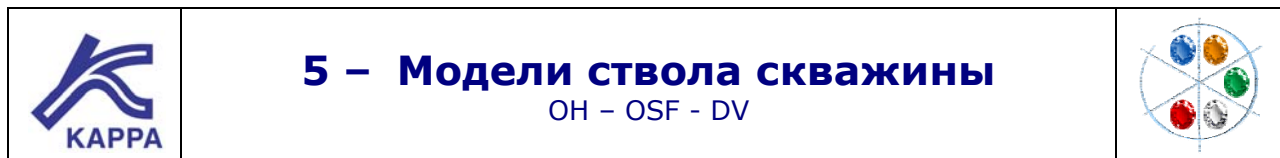
РТА может дать четкую фотографию того, что в данный момент времени представляет собой система скважина – коллектор. РА охватывает гораздо более широкие временные рамки; и некоторые исходные допущения, верные при одном исследовании отдельной скважины, не действуют в течение всей истории эксплуатации скважины. Три основных отличия имеют отношение к продуктивности скважины, площади дренирования и многофазной эксплуатации.

Модели РТА учитывают скин-фактор, обусловленный дебитом. Также известно, что скважина может очищаться на первоначальном этапе эксплуатации. Поэтому продуктивность скважины не остается постоянной во время периода исследований. Однако есть разумное допущение по отдельной КВД, и возможна оптимизация по отдельной модели механического поведения скин-фактора. В РА же это маловероятно. Продуктивность скважины действительно изменяется со временем, и никакой приемлемый процесс оптимизации невозможен за длительный промежуток времени без учета скин-фактора, обусловленного временем.

В РТА краевой эффект в принципе представляет собой материальные границы, даже если интерферирующие скважины могут оказывать то же влияние, что и границы. В РА мы рассматриваем зону дренирования скважины. За исключением тех случаев, когда есть всего одна добывающая скважина, границы зоны дренирования нематериальны – полностью или частично, в зависимости от состояния равновесия потока между соседними

скважинами. Площадь дренирования изменяется во времени, когда отбор ведется из новых скважин, или даже когда происходит ассиметричное изменение дебитов. Чтобы учесть эти изменения, может потребоваться аналитическое или численное моделирование на несколько скважин.

В РТА мы решаем многофазные задачи методом аппроксимации, используя псевдодавления или принимая насыщения за постоянные, и потоки можно моделировать с эквивалентным однофазным флюидом, как в методе Перрена. В РА существуют решения, которые подразумевают, что индивидуальные флюиды самостоятельно приходят к режиму PSS. Эти решения делают глобальную поправку на многофазную добычу, однако они не в состоянии прогнозировать прорывы. Есть точки, в которых объяснить многофазную добычу может только совмещение модельных и реальных данных.



Так называемой «полезной» информацией являются получаемые из анализов РТА и РА параметры скважин, коллекторов и границ. С другой стороны, влияние ствола скважины (ВСС) считается помехой, с которой нам приходится жить. Оно искажает сигнал и может отравлять нам жизнь. ВСС – это эффект, который нужно оперативно уменьшать, как правило, дорогой ценой, используя скважинные испытатели пластов, чтобы получить качественный и быстрый анализ. ВСС заставляет нас подвергать дорогостоящее оборудование воздействию условий вскрытой поверхности забоя и стенок, а не просто спокойно следить за давлением на устье. Иными словами, оценка ВСС не несет дополнительной ценности (что делать со значением объема ствола?), кроме того, что для избавления от него нам нужно выразить его качественно и количественно.

В специальных исследованиях существует заметное исключение, в которое ствол скважин делает активный вклад. Речь идет о ГДИС пробкового течения (slug tests) и испытания в закрытых камерах, где отклик давления соответствует реакции пласта на мгновенное истощение, с объемом ствола скважины. Эти специальные исследования будут описаны в поздней версии настоящей книги.

ВСС имеет важное значение в Анализе данных на неустановившихся режимах фильтрации, поскольку на билогарифмической шкале оно занимает большую часть в отклике на раннем этапе времени. С учетом шкалы времени в Анализе данных это играет гораздо меньшую роль. Теперь приведение давления к абсолютной отметке является обычным делом и может быть важным для обеих дисциплин, а достоверность такого приведения по времени еще более важна при проверке правильности задачи Анализа добычи.

При этом не следует забывать, что на практике лишь некоторые скважины проявляют длительные периоды накопления, и, до тех пор пока объем ствола величина постоянная, он имеет ценность при установлении временного согласования для моделирования. Таким образом, влияние ствола перестало считаться помехой, а является даже желательным.

Понятие объема ствола и ВСС уже вводилось в Главе 2, подраздел 2.D.1. В настоящей главе мы затронем тему постоянного (5.A) и переменного (5.B) объема ствола скважины. Мы разберем вопрос приведения давления к абсолютной отметке (5.C) и, наконец, опишем понятие фазового перераспределения (5.D). Ряд методов решения фазового перераспределения также затрагивается в Главе 3, подраздел 3.G.

5.A Постоянное влияние ствола

Постоянное значение влияния ствола предполагает, что разность между дебитом на стенке забоя и дебитом на устье пропорциональна скорости изменения давления.

Постоянное влияние ствола:

$$q_{sf} = qB + 24C \frac{\partial p_{wf}}{\partial t}$$

На Рис. 5.A.1 иллюстрируется поведение дебита на забое во время открытия и закрытия скважины.

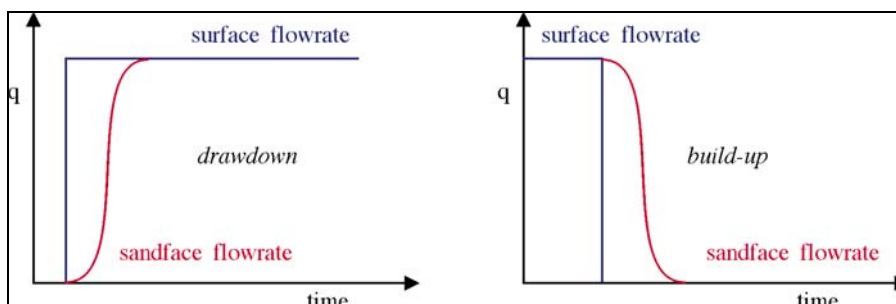


Рис. 5.A.1 – Объем ствола

На Рис. 5.A.2 иллюстрируется отклик с константами объема ствола скважины. Форма или ширина «горба» на кривой регулируется группой параметров Ce^{2S} , а положение кривых во времени регулируется коэффициентом объема (накопления) ствола C .

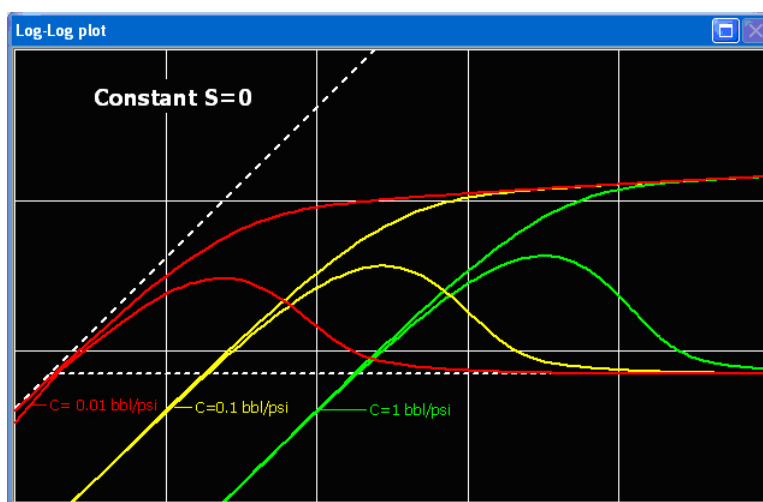


Рис. 5.A.2 – Объем ствола, билогарифмические отклики

В течение чистого влияния объема ствола существует линейность между изменением давления и временем счета, эквивалентная единичному уклону на графике в двойном логарифмическом масштабе. На Рис. 5.A.3 показан декартов график зависимости давления от времени. Прямая уклону m на раннем этапе времени связана с коэффициентом накопления C следующим образом:

$$C = \frac{qB}{24m}$$

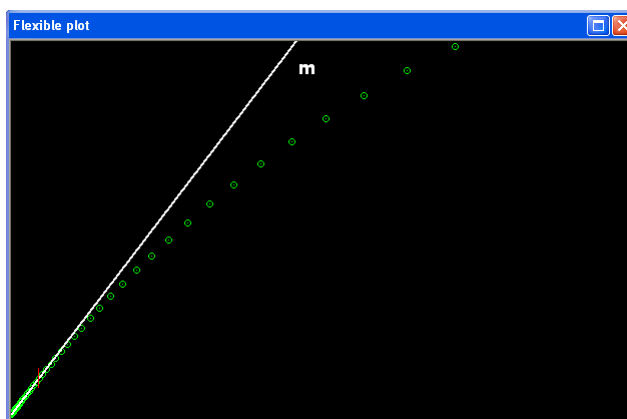


Рис. 5.А.3 – Декартов график зависимости давления от времени счета

5.В Переменное влияние ствола

Объем ствола может меняться. Это тот случай, когда во время операции исследования происходит разброс значений сжимаемостью флюида. Типичный случай – малопроницаемый газовый коллектор, где есть значительный перепад давлений в скважине, а значение сжимаемости изменяется и в период добычи, и в период закрытого состояния. В таком случае в течение анализируемого периода притока будет варьироваться и влияние ствола скважины.

На другом примере – нефтяная скважина работает выше состояния насыщения в коллекторе, можно видеть, как газ выходит из растворенного состояния в стволе ниже давления насыщения. Изначально доминирующее влияние оказывает сжимаемость нефти, и постепенно происходит переход к газовой фазе, поскольку в стволе скважины вырабатывается все больше и больше газа. Мы имеем дело с явлением увеличивающегося объема ствола скважины. Когда скважина закрыта, происходит обратное явление. Сперва доминирует газовая фаза, а затем контроль берет сжимаемость нефти. Отклик выражает уменьшение объема ствола.

На Рис. 5.В.1 и Рис. 5.В.2 иллюстрируется увеличение и уменьшение влияния объема ствола.

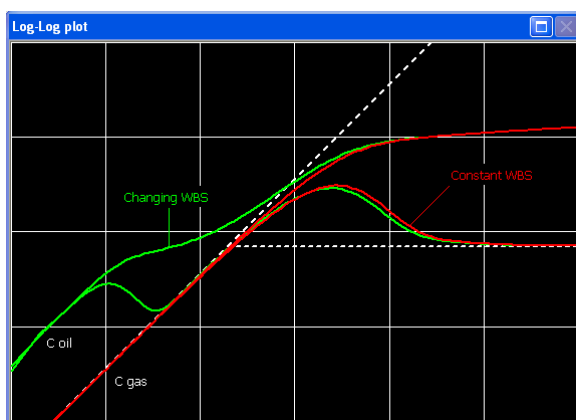


Рис. 5.В.1 – Добыча, увеличение объема ствола

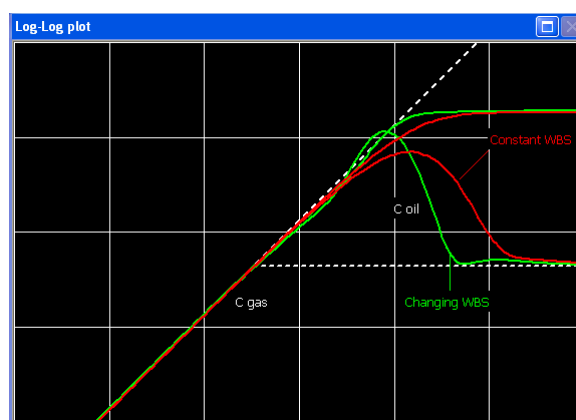


Рис. 5.В.2 – Восстановление давления, уменьшение объема

На переменное влияние ствола скважины действуют и другие условия:

- Падение уровня жидкости в нагнетательной скважине во время КПД (увеличение ВСС);
- PVT по газу, зависящему от давления, во время КВД (уменьшение) или эксплуатации (увеличение);
- Изменение диаметра в компоновке заканчивания скважины при повышении или падении уровня жидкости;
- Перераспределение фаз в многофазной добывающей скважине.

Некоторые аналитические формулировки переменного влияния ствола можно интегрировать в аналитические и даже численные модели. Две наиболее популярные формулировки дали Hегeman et al и Fair. Исходные допущения таковы, что объем ствола начинается с одного значения, а затем происходит переход ко второму значению, на котором ВСС остается постоянным. Вводятся показатель окончательного коэффициента влияния C_f , отношение начального коэффициента накопления к конечному (C_i/C_f) и безразмерное время (α) изменения объема. Отклик модели Хегемана уже был представлен на рис. Рис. 5.В.1 и Рис. 5.В.2.

Этими моделями следует пользоваться аккуратно, и вот почему:

- Модели служат лишь передаточными функциями, которые случайно хорошо подходят для согласования реальных данных. Никакого физического обоснования за этим не стоит. Они могут выходить на начальное, конечное накопление и время перехода, не несущие никакого физического смысла.
- Эти модели зависят от времени. Будет существовать ВСС на раннем этапе времени, и на позднем этапе времени. Это не правильно, когда нужна модель, зависящая от давления. В случае эксплуатации реальное ВСС на этапе раннего времени будет соответствовать ВСС на позднем этапе времени КВД, и наоборот. Таким образом, метод суперпозиции решения по времени не будет корректен для всех периодов притока, кроме того, на котором произошло совмещение модели. Неопытные инженеры по интерпретации очень часто упускают этот аспект из вида.
- Опасность этих моделей заключается в том, что они превосходно работают для совмещения «всех разладившихся данных» на раннем этапе времени, даже если использование переменного ВСС не обосновано.

5.В.1 Использование понятия псевдовремени

В малопроницаемом коллекторе возможны большие изменения давления, а допущение о том, что μc_t является постоянной величиной, приводит к искажению на раннем этапе времени из графика в двойном логарифмическом масштабе. Отклик можно в большинстве случаев увязывать с помощью описанной выше опции изменяющегося объема ствола скважины. Однако изменения значения μc_t также можно включать в уравнение пьезопроводности, а псевдовремя можно использовать при выделении подлежащего анализу периода.

Псевдовремя задается следующим образом:

$$\frac{dt_{ps}}{dt} = \frac{1}{\mu(p)c_t(p)} = I(p)$$

На Рис. 5.В.3 и Рис. 5.В.4 показан билогарифмический отклик до и после поправки по псевдовремени. Употребление псевдовремени подробно описывается в Главе 9, параграф 9.А.4.в.

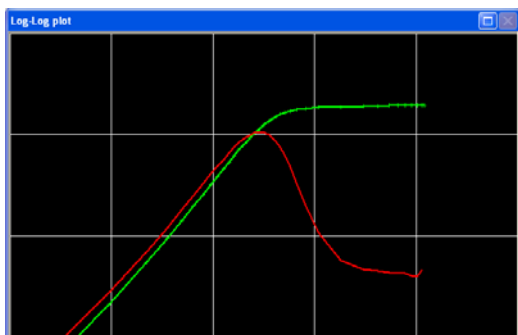


Рис. 5.В.3 – Без псевдвремени

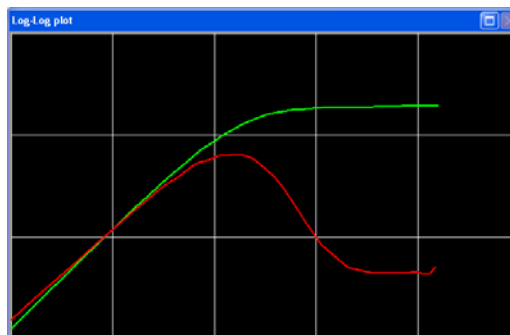


Рис. 5.В.4 – С псевдвременем

5.В.2 Численная модель ВСС по давлению

Принцип заключается в использовании модели ствола скважины, которая на любом этапе времени берет динамическое давление, чтобы определять параметры объема ствола. Для придания модели устойчивости объем ствола скважины должен косвенным образом вычисляться на каждом временном шаге. Когда задача нелинейна, это можно реализовать только с помощью нелинейной модели.

Это несомненно самый актуальный способ имитации объема ствола по давлению. Однако есть пара недостатков:

- Эта модель медленнее аналитической.
- Модель не отличается гибкостью: когда вы введете данные ДОТ и объем ствола, не существует параметра для контроля увязки (совмещения).

5.С Поправка на давление

Инженеры по интерпретации чаще всего недооценивают тот факт, что точки замеры манометров редко оказываются на уровне стенок забоя.

В классическом варианте поправка на статическое давление (p_i , p^* , p бар, давление на последнем восстановлении) производится следующим образом:

- С глубины манометра до стенки забоя с помощью статического градиента скважины в статике.
- От стенки забоя до эталонной абсолютной отметки коллектора с помощью пластового градиента, учитывая все изменения градиента, если нужно проходить через межфазовый контакт в коллекторе.

Такая поправка всегда делается вручную и в сущности определяет динамику пластовых давлений, их падения и скорости истощения.

Итоговые карты приведенных статических давлений можно использовать для того, чтобы:

- Изучать эффективность поддержания пластового давления искусственным или естественными способами.
- Можно также выявлять расчлененность коллекторов.

Это важная часть исследований материального баланса и моделирования всего месторождения.

Мало внимания уделяется поправке на гидродинамические давления и тому факту, что возвращаемый Анализом данных на неустановившихся режимах фильтрации расчет скин-эффекта фактически происходит на уровне манометра, поэтому сюда относятся потери давления на трение между стенкой забоя и манометром.

Таким образом, скин-эффект, и особенно обусловленный дебитом, может оказаться значительно переоцененным. Нас интересуют только значения на стенке забоя, однако до недавнего времени эти задача в основном игнорировалась в обществе инженеров-исследователей скважины.

Такие поправки (коррекции) входят в большинство программных оболочек для Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации. Это может быть коррекция модели для имитации давления на заданной глубине или для поправки на априорную динамику изменения давления от глубины установки манометра до стенки забоя.

5.С.1 Методы введения поправок

Необходимо оценивать профиль давления и кривую подъемной силы скважины в режимах работы и закрытия.

Определение профиля давления включает:

- Температурный профиль;
- Фильтрационную корреляцию или кривую подъемной силы;
- Определения значений PVT (ДОТ);
- Конфигурацию заканчивания, в т.ч. отклонение.

На Рис. 5.С.1 показана «кривая вертикальной приемистости»: зависимость давления от дебита на выбранной глубине скважины с использованием фиксированных значений газового фактора и обводненности.

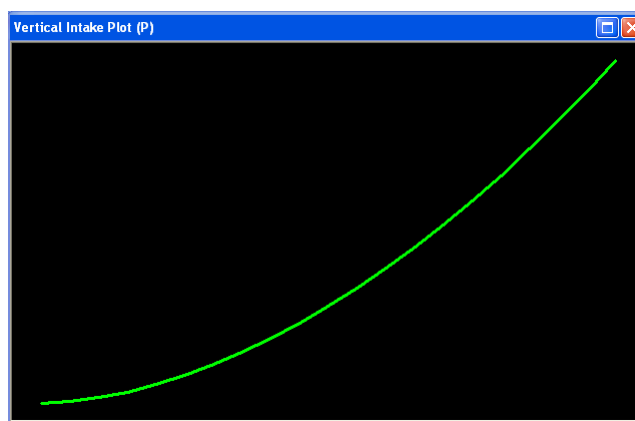


Рис. 5.С.1 – Кривая вертикальной приемистости, зависимость динамического давления от дебита

5.С.1.а Фильтрационные корреляции по нефти

Метод Duns-Ross: является результатом интенсивных лабораторных исследований с замерами удержанной жидкости и режимов потока. Использует карту режимов потока для определения корреляций скорости проскальзывания и последовательно удержанной жидкости и коэффициента трения. Этот метод рекомендуется для скважин, где высокие газожидкостные факторы и скорости фильтрации индуцировали поведение режима фильтрации.

Метод Orkiszewski: Разработан на основе трудов Duns and Ross и Hagedorn and Brown. Для пузырькового потока Orkiszewski выбрал метод Griffith and Wallis, предложил новую корреляцию для пробкового режима потока, а для переходного и аэрозольного режима взял метод Duns and Ros.

Метод Hagedorn-Brown: Основывается на данных, полученных на экспериментальной вертикальной скважине глубиной 15 000 футов с НКТ диаметром 1", 1,25" и 1,5". Метод широко применяется в отрасли и рекомендуется для скважин с минимальным эффектом режимов течения.

Метод Beggs-Brill: Основывается на данных, полученных на отрезках труб диаметром 1" и 1,5", которые наклоняли под разными углами. Корреляции были введены для наклонного течения. Метод рекомендуется для искривленных или горизонтальных скважин.

Метод Mukherjee-Brill: Основывается на данных, полученных на стальных трубах диаметром 1,5", которые наклоняли под разными углами. Метод рекомендуется для наклонных или горизонтальных скважин.

Метод Dukler-Eaton: Основывается на 2 600 лабораторных анализов и промысловых исследований для создания выражения для фрикционных потерь давлений по длине трубопроводов. Может использоваться для горизонтального потока.

5.С.1.б Фильтрационные корреляции по газу

Метод Cullender and Smith: Эта корреляция основывается на свойствах газа, задаваемых в соответствии с соотношением PVT, и общим коэффициенте трения, определяемом с помощью уравнения Colebrook and White. Обратите внимание, что при работе с задачей конденсату с эквивалентной плотностью газа и суммарными дебитами в методе Cullender and Smith применяются правильные градиент и дебиты, чтобы учитывать присутствие конденсата. Можно включить присутствие воды, исходя из постоянного отношения поступления воды к добыче газа.

5.С.1.с Кривые подъемной силы

Инженер по интерпретации может вводить кривые подъемной силы, созданные такими внешними программами как Amethyste, Eclipse и Prosper, к примеру. Кривые подъемной силы обычно импортируются в формате Eclipse.

Кривые подъемной силы дают перепад давлений между устьем скважины и глубиной кривой подъемной силы. Однако может случиться так, что они соответствуют падению давлений между заданной глубиной, отличной от устья скважины, и глубиной кривой подъемной силы.

Внешние кривые подъемной силы – это дискретные данные. При их использовании расчет падений давлений производится методом интерполяций по таблице кривых подъемной силы во всех нужных габаритных размерах. Отсюда рекомендуется предоставлять как можно больше кривых подъемной силы, чтобы охватить максимально больший диапазон ситуаций, таких как переменные дебиты, соотношения фаз и устьевые давления.

5.С.2 Общепринятый метод расчетов

В расчетах вертикальных многофазных потоков труба делится на маленькие шаги по глубине. Потеря давления в каждом шаге определяется в реитерационном процессе с помощью средних значений давлений и температур, чтобы вычислить фильтрационные свойства. Это необходимо, поскольку режимы потоков и вытекающие фильтрационные и реологические свойства постоянно изменяются по длине трубы. В результате практически некуда деться от машинного решения.

Многофазные задачи решаются с помощью корреляций многофазных потоков. В том случае, если интерпретатор выявил больше одного фазового дебита, то обычно берется метод Перрена, и соотношения фаз вычисляются на каждом шаге по загруженным замеренным многофазным дебитам и используются в калькуляторе приемистости для поправки на глубину давления.

Если берется нелинейная численная модель, численные выходные данные дадут фазовые дебиты на стенке забоя. Соотношения фаз вычисляются на каждом шаге из смоделированных многофазных дебитов и используются в калькуляторе приемистости для поправки на глубину давления.

Корреляции падений давлений достоверны только в динамическом режиме, не во время КВД или КПД. Для обеспечения непрерывности значений приведенного давления во время закрытий используется предел падения давления, когда дебит стремится к нулю. При фильтрационных корреляциях это сводится к разделению НКТ на отрезки, в каждом из которых содержатся фазовые дебиты, соответствующие величине, заданной мгновенным отношением PVT, и, стало быть, выведенным задержкам.

5.С.3 Зависимость поправки манометрических данных и поправки модели

Приведение данных: Когда задается модель давления на приеме, инженер по интерпретации во время выделения принимает решение скорректировать давление по нужной глубине. Есть опция создания нового манометра с приведенным давлением.

Приведение модели: С другой стороны, когда задается модель давления на приеме, инженер по интерпретации принимает решение, что во время построения модели ее отклик должен быть скорректирован по глубине манометра.

Модель вычисляет скважинные дебиты, которые тем самым включают влияние ствола скважины. Чтобы это обеспечить, при сильном трении, требуется целостность приведенной модели при изменении устьевого дебита.

Совмещение данных модели теперь вернет результаты на вскрытую поверхность забоя.

5.D Перераспределение фаз

Когда идет отбор разных фаз, перераспределение флюидов в стволе скважины на закрытии может происходить практически мгновенно, и получается так называемый 'gas humping' («образование газового горба»). Это также можно наблюдать в случае фаз «вода – нефть». На закрытии смесь флюидов разделяется, и в стволе скважины происходит полное замещение флюидов. Более тяжелый флюид устремляется к забою скважины, а более легкий - обычно это газ – собирается наверху. Это порождает «горб» (максимум) давления на закрытии, которое иногда превосходит пластовое давление. Только когда режим двух фаз стабилизируется, КВД возвращается к нормальной разности давлений, и можно производить анализ отклика.

На Рис. 5.D.1 иллюстрируется, как давление на стенке забоя на раннем этапе времени может фактически превзойти пластовое давление. Представьте себе скважину с устьевым давлением A . Верхняя часть скважины заполнена газожидкостной смесью определенной массы, а в нижней части скважины преобладает газ (допущение, следует признать, скорее теоретическое). Газовая фаза на забое принимается с состоянием невесомости (отсутствие массы). Посередине между двумя фазами находится идеальный поршень. Манометрическое давление на забое скважины отсюда - это устьевое давление плюс масса нефтяной смеси, $A + P$. Давайте предположим, что переворачиваем этот условный цилиндр вверх тормашками; устьевое давление при этом остается $A + P$, а забойное давление увеличивается до $A + 2P$. Это провоцирует аномальный рост забойного манометрического давления, которое может оказаться выше пластового давления.

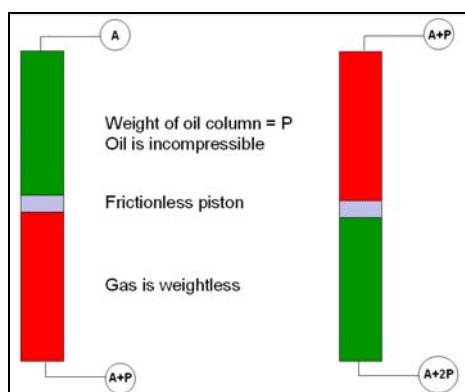


Рис. 5.D.1 – Gas humping (газовый горб)

На Рис. 5.D.2 дается иллюстрация «горба», вызванного данным феноменом. Это классическая характеристика Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации.

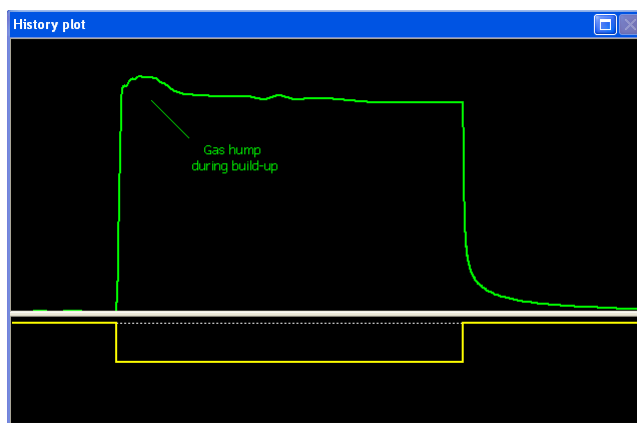


Рис. 5.D.2 – Gas humping (газовый горб)

Также см. в Главе 3, подраздел 3.G, дополнительные пояснения по явлениям в стволе скважины и тому, как выявлять отклики и проверять их качество.



Геометрия скважин как правило оценивается как первая часть отклика исследования скважины / добычи. Специфические режимы потока, связанные с геометрией скважины, могут позволить инженеру оценить скважинные параметры, иногда в дополнение к некоторым параметрам коллектора. Однако поведение скважины не всегда будет характерным признаком на раннем этапе времени. В случае очень больших скважинных комплексов, таких как горизонтальные скважины, отклик конкретной скважины может длиться все время исследований, и в конце концов периода исследования оказывается не достаточно для достижения режима IARF.

За рамками специфических режимов потока от динамической модели скважины остается глобальная продуктивность, и возможный прирост или потеря давления по сравнению со «стандартной» вертикальной скважиной. По достижении IARF эта продуктивность будет оцениваться с глобальным параметром - суммарным скин-эффектом. Этот скин-эффект является суммой геометрического скина, связанного с геометрией потока, и скин нарушения проницаемости в пристволенной части пласта, который можно рассматривать как скин-эффект, ликвидируемый такими видами интенсификации, как кислотная обработка или гидравлический разрыв.

Главный интерес с идентификации модели скважины и количественном выражении ее параметров заключается в проведении разграничения между различными составляющими продуктивности скважины, позволяющее нам увидеть, что потенциально можно улучшить. В случае с замерами с помощью стационарных глубинных манометров (см. Главу 12) также полезно изучить эволюцию зависимости скин-фактора от времени и ввести это в совмещение модельных и реальных данных. В-общем, анализ добычи не даст информацию для разбивки составляющих скин-эффекта. Данные же анализа на неустановившихся режимах фильтрации, напротив, будут браться как раз для этой цели.

Иногда поведение скважины дает информацию о самом коллекторе: Отклики вертикальных скважин и скважин с ограниченным забором также зависят от вертикальной анизотропии коллектора; а линейное течение в сторону трещины зависит от длины трещины и проницаемости коллектора.

6.А Вертикальная скважина, совершенная по степени вскрытия

6.А.1 Постоянный скин-эффект

Самой простой моделью является вертикальная скважина, совершенная по степени вскрытия продуктивного интервала пласта-коллектора. Это та модель, что используется для составления основных уравнений в Главе 2. Эту модель иногда называют моделью «объема ствола и скин-эффекта», по ссылке на оригинальные палеточные кривые 1970-х годов. Причина такого названия в том, что единственными двумя параметрами, влияющими на отклик графика в двойном логарифмическом режиме, являются влияние объема ствола и скин-фактор. Однако объем ствола есть влияние ствола скважины (ВСС), а скин-эффект используется в дополнение всех остальных моделей. Таким образом, мы будем придерживаться термина «вертикальная скважина», принимая по умолчанию ее

статус как «совершенная (по степени вскрытия)», в отличие от модели, именуемой «скважина с ограниченным входом» или «скважина с частичным вскрытием».

Поведение вертикальной скважины в однородном бесконечном коллекторе уже было представлено в предыдущих разделах и будет показано здесь для напоминания. На билогарифмическом и полулогарифмическом графиках ниже представлен отклик различных значений скин-фактора (S).

На графике в двойном логарифмическом масштабе форма отклика производной, а при гораздо более низкой чувствительности и форма отклика давления будет функцией фактора $C.e^{2S}$.

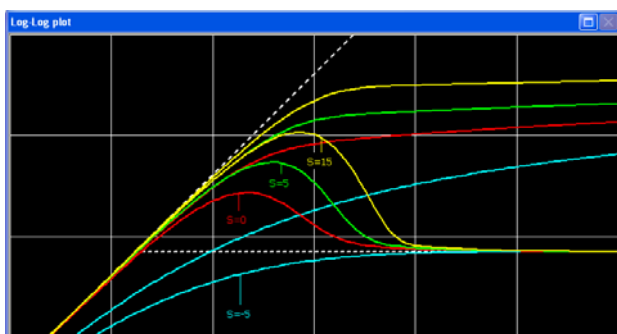


Рис. 6.А.1 – Билогарифмический график, скин

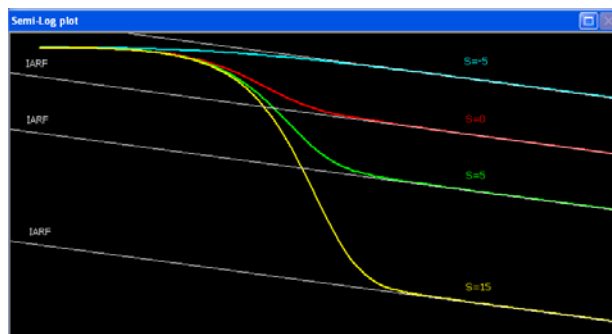


Рис. 6.А.2 – Полулогарифмический график, скин

Изменение скина в отношении времени и (или) дебита будет представлено в сочетании с описываемой в Разделе А моделью совершенной вертикальной скважины. Однако это применяется в сочетании со всеми скважинными моделями, описываемыми в настоящей главе.

6.А.2 Скин-эффект, зависящий от дебита

В высокодебитных скважинах, особенно в газовых, но не только, возможно достижение значительной скорости потока, а в некоторых случаях течение становится турбулентным. Когда такое происходит, закон Дарси больше не действует и заменяется уравнением Форшхаймера (Forscheimer).

Точная задача является нелинейной и может решаться численным способом, в соответствии с описанием в подразделе 11.Е.1. Однако ее можно упростить, и использовать аналитические модели с достаточной долей аппроксимации путем ввода в скин-фактор составляющей, обусловленной дебитом. При таких условиях эффективное значение скин-фактора S для заданного дебита q будет задаваться следующим образом:

$$S' = S_0 + Dq \quad \text{or} \quad S' = S_0 + \frac{dS}{dq} q$$

D есть фильтрационное сопротивление течения жидкости, не подчиняющегося закону Дарси.

Для того чтобы оценить зависимость от дебита, нужно найти скин для нескольких дебитов. При исследованиях газовых скважин, наиболее распространенный метод -- планирование изохронных или модифицированных изохронных исследований, но такой метод выбирается во многом по причинам фильтрационных свойств пластов. Технология

таких исследований включает в себя несколько КВД после разных периодов добычи, а затем инженер может «бесплатно» извлечь пользу из того факта, что КВД возможно анализировать на скин-эффект и определять зависимость от дебита. Затем, это можно использовать в модели.

На Рис. 6.A.3 дается иллюстрация типичного графика в двойном логарифмическом масштабе с четырьмя кривыми восстановления давления с разными скин-факторами, а на Рис. 6.A.4 – иллюстрация совмещения модельных данных с реальными с использованием скина в модели; можно заметить, что совмещение не стыкуется с данными измерений. На Рис. 6.A.5 приводится иллюстрация графика взаимосвязи S с дебитом, который используется для оценки зависимости от дебита и скин-эффекта, если турбулентность отсутствует, S_0 . И последний Рис. 6.A.6 иллюстрирует совмещение модельных данных с реальными с использованием модели с зависимостью от дебита, определяемой с помощью графика на Рис. 6.A.5.

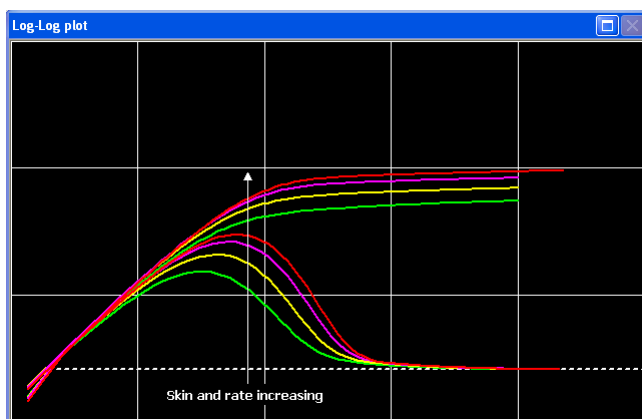


Рис. 6.A.3 – Билогарифмический график

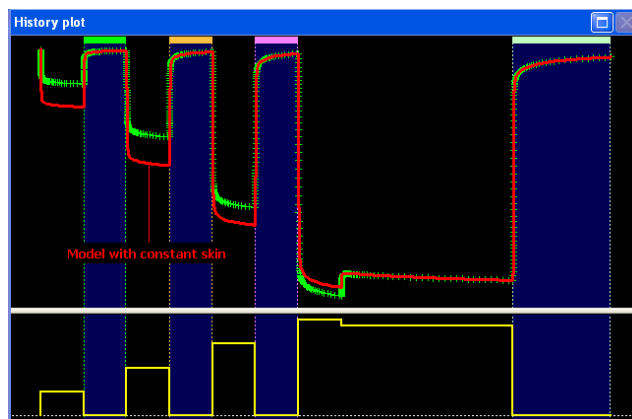


Рис. 6.A.4 – Совмещение данных, постоянный скин

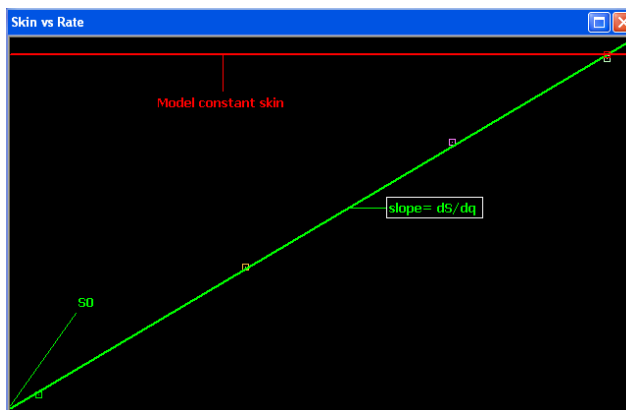


Рис. 6.A.5 – График зависимости скина от дебита

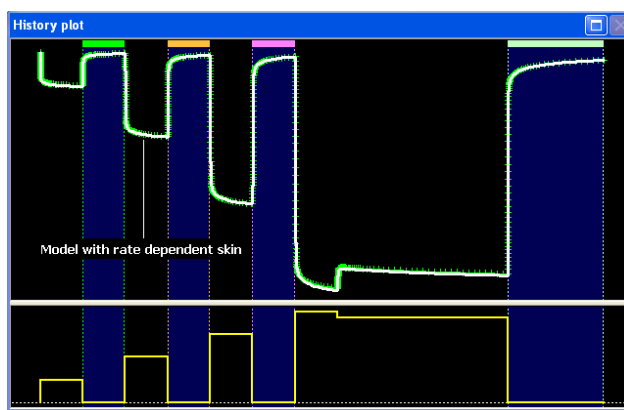


Рис. 6.A.6 – Совмещение данных, скин, обусловленный дебитом

6.A.3 Скин-эффект, зависящий от времени

Когда скважина очищается или, наоборот, постепенно повреждается в течение эксплуатации, то скин может меняться во времени. Это может идти совместно со скином, обусловленным временем: в дополнение к составляющей, зависящей от времени,

механическое загрязнение пласта при нулевом дебите может увеличиваться или уменьшаться в течение срока службы скважины.

Опция скин-эффекта, зависящего от времени, - это просто компонент изменяющейся модели скважины, где каждому изменению соответствует свой скин. На Рис. 6.А.7 показано совмещение двух моделей: с постоянным и изменяющимся скином с данными скважины, которая находилась в процессе самоочистки.

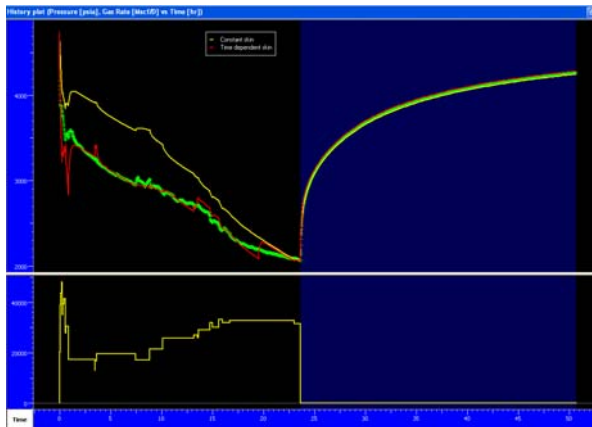


Рис. 6.А.7 – Очистка скважины

Этот же резон может распространить на скважины, изменяющиеся не только в отношении скина, но и в отношении состояния скважины и динамических моделей скважины, т.е. от стандартного состояния до состояния после гидроразрыва. Есть возможность строить численные модели, включающие различные статусы скважины для совмещения модельных и реальных данных за длительный период времени.

6.В Скважины с гидроразрывом

6.В.1 Трещины с высоким динамическим перепадом давления

Для улучшения продуктивности скважины существуют два основных вида воздействия: кислотная обработка или гидравлический разрыв пласта (ГРП). При выборе способа обработки учитывается множество факторов, но общее правило такое: высокая проницаемость – кислотная обработка; низкая проницаемость - ГРП.

Кислотная обработка требует наличия приемистости, чтобы флюид мог проникать в пласт без превышения максимальных давлений, обусловленных характером заканчивания. Гидроразрыв требует закачки жидкости против высокого гидродинамического сопротивления, чтобы забойное давление превысило градиент гидроразрыва пласта. Операция так же ограничена максимальным давлением, на которое рассчитана подвеска заканчивания. С началом образования трещины главное - поддерживать высокое забойное давления путем закачки на высокой скорости, чтобы распространение трещины шло в направлении, обратном пристволевой части скважины. Во время ГРП в состав жидкости разрыва вводится расклинивающий наполнитель («проппант»), такой как песок или керамические шарики, чтобы в случае выпадения расклинивающего агента поверхности искусственных трещин оставались открытыми.

Согласно механике горных пород, трещина всегда имеет симметричную «двукрылую» геометрическую форму. Исходное допущение в исследовании скважины о том, что крылья трещины представляют собой два идеальных прямоугольника, является чрезмерным допущением (Рис. 6.В.1).

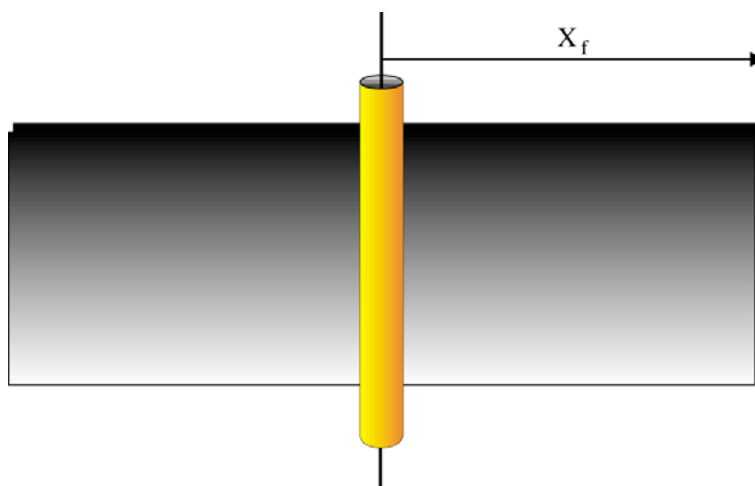


Рис. 6.В.1 – Схематическое изображение трещины

В анализе поведения трещины также делается допущение, что она внутреннее разрастается до постоянного размера, т.е. что ширина трещины не меняется с высотой или длиной. В настоящее время не существует способа определить, верно это или нет, но как и все математические модели, модели трещины практически можно решать аналитически, и они как правило довольно точно воспроизводят отклик давления от трещины.

Существует две модели трещины: с высокой или бесконечно высокой проводимостью (нулевым динамическим перепадом давления) и конечной проводимостью. При высокой проводимости мы принимаем, что динамическое падение давления внутри трещины является ничтожно малым. В случае низкой проводимости мы моделируем в пределах трещины пьезопроводность (движение).

Модель трещины с высокой проводимостью можно разделить на две подкатегории: модель бесконечно высокой проводимости исходит из нулевого динамического перепада давления в трещине. Модель однородного притока исходит из однородной добычи на единицу длины трещины.

Изначально модель однородного притока распространилась потому, что ее было достаточно легко просчитать.

Решение для трещины с бесконечно высокой проводимостью осуществлялось полуаналитическим способом (при высокой стоимости процессорного времени), но оказалось, что эквивалентный отклик можно получить путем расчета решения (быстрого) однородного потока в точке трещины со смещенным центром ($X=0.732 \cdot X_f$). И в большинстве программных оболочек построение двух моделей отличается только в точке, где вычисляется одно и то же решение для однородного потока.

Эти решения лишь чуть-чуть отличаются друг от друга при наложении на графике в двойном логарифмическом масштабе. Поборники чистоты экспериментов полагают, что решение для однородного потока является физически некорректным, и настаивают на использовании только решений для бесконечно высокой проводимости. В реальной жизни лучшее соответствие обычно дают именно неустановившиеся режимы однородного потока, и это можно объяснить тем фактом, что продуктивность трещины заданной длины с однородным потоком немного ниже, чем с бесконечно высокой проводимостью, поэтому, возможно, это лучше имитирует небольшие потери давления в трещине.

Если решения лишь чуть-чуть отличаются в плане отклика давления, то распределения дебита разнятся значительно. По определению профиль дебита в решении для

однородного потока остается постоянным и однородным. В случае с бесконечно высокой проводимостью дебит будет однороден на раннем этапе времени, однако в поздний период большая часть потока будет идти из крайней точки трещины. В физическом отношении это имеет смысл: Крайние части трещины направлены большей частью на объем коллектора.

Первые публикации с решениями для трещин не учитывали объем ствола скважины (коэффициент накопления) и скин-эффект. Не то чтобы их вычеркивали, но решение с двумя дополнительными параметрами (C и S) было слишком сложным, чтобы превратиться в удобочитаемые палочные кривые, особенно если влияние скина очень запутанное. Кроме того, частный интерес данного решения заключался в специфическом линейном течении, которое может выдавать такая конфигурация, и которое не зависит от ВСС и скин-эффекта. Однако сегодня большинство программ вмещает и ВСС, и скин-эффект. Фокус с моделированием скин-эффекта заключается в том, чтобы узнать, откуда он идет: из трещины или перфораций. Об этой проблеме упоминалось во многих публикациях. Поведения совпадают, но значения скин-фактора зависят от исходной длины: X_f для скина трещины и r_w для скина на забое.

Для обеих моделей, после окончания объема ствола скважины, если позволяет длина трещины, на поведение преимущественно влияют линейный и однородный поток из коллектора, в направлении трещины, под прямым углом к ее плоскости.

Поведение

Линейный поток характеризуется тем, что изменение давления пропорционально корню времени:

$$p = p_i - \frac{4.064qB}{h} \sqrt{\frac{\mu}{k\Phi c_t X_f^2}} \sqrt{\Delta t}$$

Тогда

$$\Delta p = A\sqrt{\Delta t} \Rightarrow \Delta p' \approx \Delta t \frac{d\Delta p}{d\Delta t} \approx \Delta t \frac{A}{2\sqrt{\Delta t}} = \frac{1}{2} A\sqrt{\Delta t}$$

На графике в двойном логарифмическом масштабе линейный поток характеризуется половинным единичным наклоном на кривых давления и производной. Линия производной меньше давления, это смещение соответствует коэффициенту 2 на линейной шкале. На Рис. 6.В.2 приводится иллюстрация поведения трещины с бесконечно высокой проводимостью при разных длинах трещины и объеме ствола скважины.

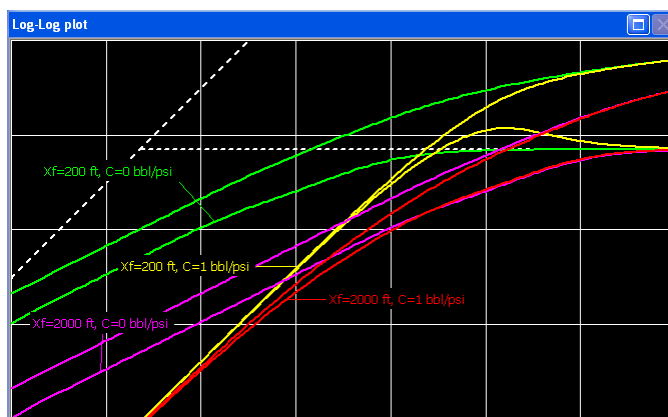


Рис. 6.В.2 – Поведение трещины с бесконечно высокой проводимостью

Специализированный анализ

При линейном течении прямая движется на графике зависимости Δp от $\sqrt{\Delta t}$, а X_f (половина длины трещины) получается из уклона m :

$$X_f = \frac{4.064qB}{mh} \sqrt{\frac{\mu}{k\Phi c_t}}$$

На Рис. 6.В.3 приводится график на основе квадратного корня.

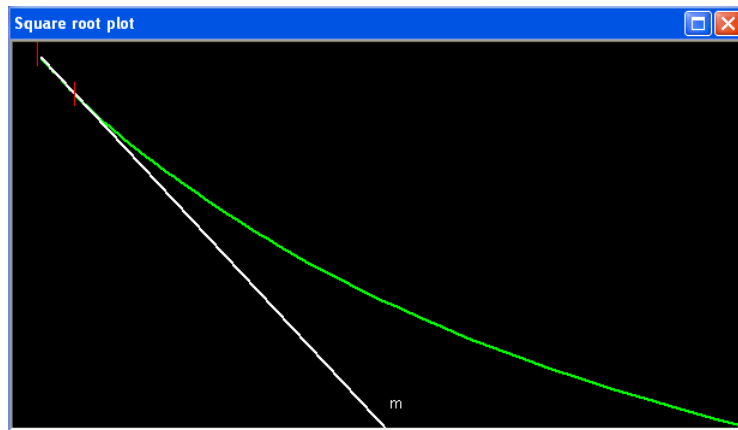


Рис. 6.В.3 – Трещина с бесконечно высокой проводимостью на графике квадратного корня

6.В.2 Трещина с конечной проводимостью

Геометрическая форма трещины совпадает с моделями высокой проницаемости, но сейчас предполагается наличие значительного градиента давления по трещине (см. Рис. 6.В.4).

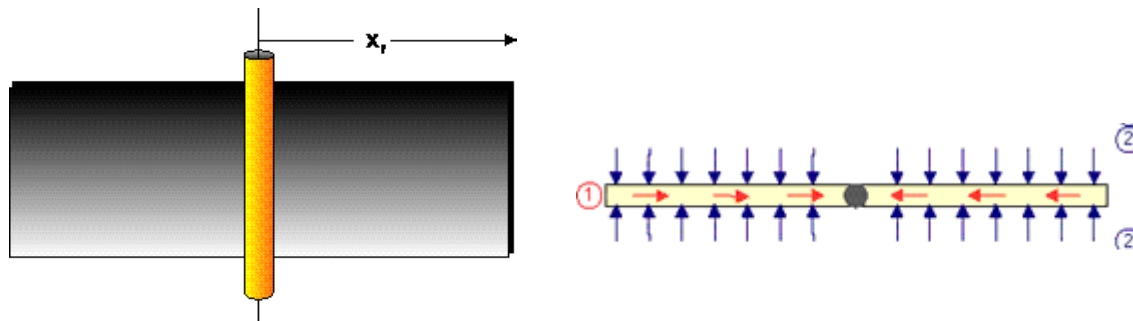


Рис. 6.В.4 – Трещина с конечной проводимостью

Поведение

В отсутствие влияния ствола скважины первым режимом потока будет линейное течение по оси трещины (красные стрелки на Рис. 6.В.4), одновременно искусственно вызывающее линейный поток по прямому углом к трещине (синие стрелки на Рис. 6.В.4), амплитуда которого меняется по длине трещины, т.е. в трещине присутствует неоднородный поток, в отличие от моделей высокой проводимости. Это режим билинейного потока, где линейный поток идет по двум осям, повышает отклик давления пропорционально корню времени четвертой степени. На графике производной и билогарифмическом представлен четвертичный уклон при билинейном течении. Билинейный поток сопровождается обычным линейным потоком, который характеризуется половинным единичным уклоном на двойной логарифмической шкале.

Режим билинейного потока обычно возникает на самом раннем этапе времени, и замечен не всегда. Он выражает этап времени, когда имеет место значительное падение давления по трещине, и в реальности это очень короткий срок. Даже когда нет ВСС, данные иногда не представляют четвертичный уклон и могут совмещаться напрямую с моделью трещины с высокой проводимостью. Однако общей моделью для разорванной скважины с искусственно образованной трещиной должна быть модель трещины с конечной проводимостью, поскольку по трещине обязательно должен быть перепад давления, сколь малым он бы ни был. Однако это не имеет значения в сравнении с линейным падением давления в коллекторе в трещину.

В этой модели нужно задавать еще два дополнительных параметра: ширину трещины (w) и проницаемость трещины (k_f), что фактически является проницаемостью пласта в заданной трещине ($k_f w$). На Рис. 6.В.5 показано билогарифмическое поведение модели.

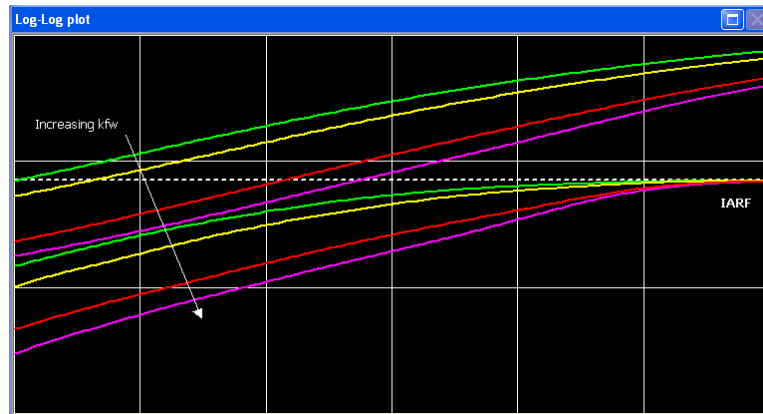


Рис. 6.В.5 – Трещина с конечной проводимостью

При очень высокой проводимости трещины модель достигает отклика бесконечно высокой проводимости, с тут же развивающимся половинным уклоном. С обратной стороны, при низком значении $k_f w$ перепад давлений по трещине значителен и может доходить до появления радиального течения (IARF).

Специализированный анализ

При билинейном потоке прямая движется на графике зависимости Δp vs. $\sqrt[4]{\Delta t}$, при уклоне m , связанном с произведением ширины трещины на проницаемость $k_f w$. На Рис. 6.В.6 приводится график корня в четвертой степени.

$$k_f w = 1944.8 \sqrt{\frac{1}{\Phi \mu c_t k} \left(\frac{q B \mu}{h m} \right)^2}$$

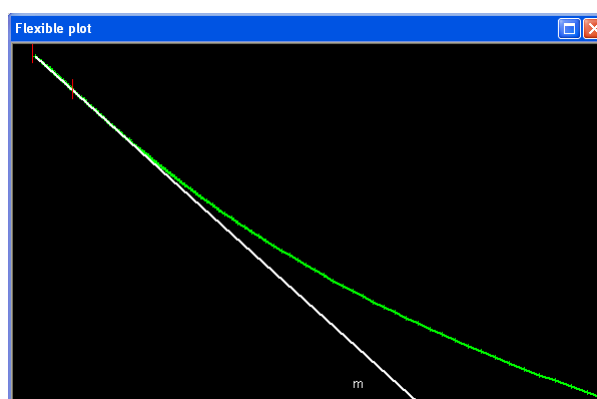


Рис. 6.В.6 – График корня в четвертой степени

6.С Скважина с частичным вскрытием

Данная модель исходит из допущения, что скважина эксплуатируется из перфорированного интервала, имеющего меньший размер, чем дренируемый интервал.

6.С.1 Поведение

В теории, после ВСС, начальный отклик может быть радиальным в перфорированном интервале h_w (Рис. 6.С.1), и представлен как '1' (Рис. 6.С.2). Это даст совмещение давления, приводящее к коэффициенту гидропроводности (подстрочный знак r означает «радиальный»), и можно представить себе, что при отсутствии вертикальной проницаемости это был бы единственный режим потока. На практике данный режим потока часто маскируется объемом ствола.

Рис. 6.С.2В режиме потока «2» (Рис. 6.С.2) есть вертикальная составляющая течения, и при достаточно малом интервале перфорации прямая уклона $-1/2$ (отрицательный половинный уклон) может развиться в производную Бурдэ, соответствующая сферическому или полусферическому течению.

И последнее, когда заметны верхние или нижние границы, режим потока снова приобретает радиальный характер, и гидропроводность теперь соответствует нормальному значению $k_r h$.

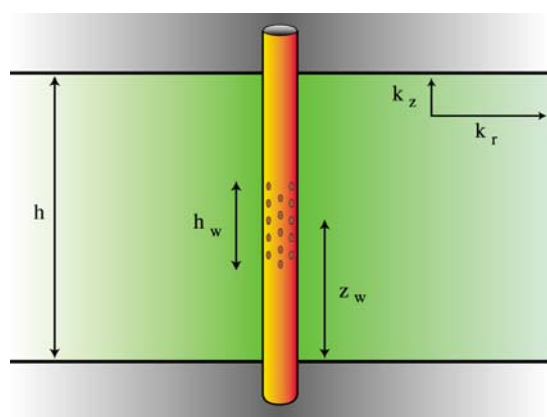


Рис. 6.С.1 – Схематическое представление ограниченного забора

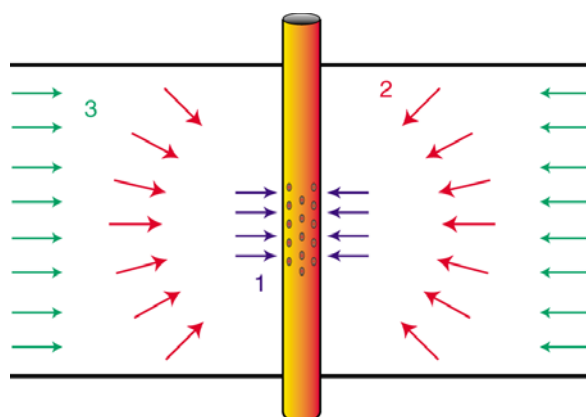


Рис. 6.С.2 – Режимы потока при ограниченном заборе

В любой модели, где есть вертикальная составляющая потока, также должен быть перепад давления в вертикальном направлении, и надо учитывать вертикальную проницаемость по радиальной проницаемости. Перепад давлений из-за сближения потоков (режим потока 2, сферическое течение) есть пластовый эффект в призабойной зоне скважины, вызванный анизотропией. Если в данных заметно сферическое значение, то есть возможность отделить компоненты «нарушения проницаемости» и «геометрического строения» в суммарном скин-эффекте, определяемом по второму периоду IARF.

$$S_T = S_D + S_{PP}$$

S_T – суммарный скин-эффект по второму периоду IARF, S_D – нарушение проницаемости, или механическое загрязнение пласта, S_{PP} – скин-эффект, вызванный геометрией несовершенного заканчивания или ограниченного забора.

На Рис. 6.С.3 дается иллюстрация чувствительности, вызванной анизотропией на производной Бурдэ в графике в двойном логарифмическом масштабе. На Рис. 6.С.4 представлена разность между сферическим и полусферическим течениями.

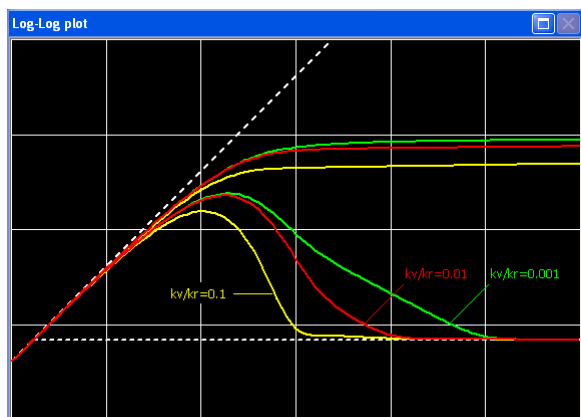


Рис. 6.С.3 – Чувствительность к анизотропии

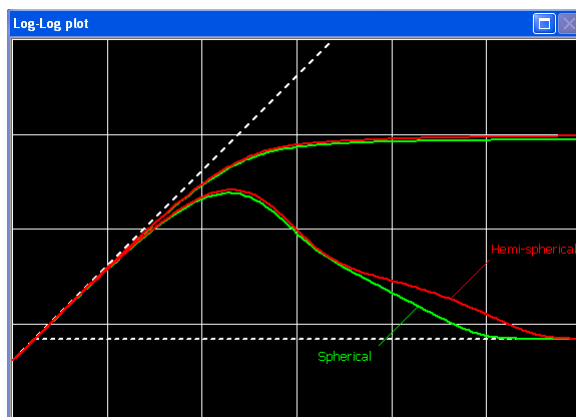


Рис. 6.С.4 – Сферическое и полусферическое течения

При достаточно высокой вертикальной проницаемости сферическое течение можно вообще не заметить, как видно по желтой кривой (Рис. 6.С.3), но это опять же зависит от соотношения h_w/h , деление перфорированного продуктивного интервала и, разумеется, объема ствола. С уменьшением k_v все более наглядной становится производная сферического течения с отрицательным половинным уклоном. Суммарный скин также увеличивается, что представлено разделением билогарифмической и производной кривых.

6.С.2 Специализированный анализ

В период сферического и полусферического течений линейность развивается на графике зависимости Δp от $\frac{1}{\sqrt{\Delta t}}$ с уклоном m , связанным со сферической проницаемостью

$$\sqrt[3]{k_x k_y k_v} .$$

$$k_s = \left(2452.9 q B \mu \frac{\sqrt{\Phi \mu c_t}}{m} \right)^{2/3} \quad \frac{k_v}{k_r} = \left(\frac{k_s}{k_r} \right)^3$$

На Рис. 6.С.5 дается иллюстрация одного графика временной зависимости по квадратному корню.

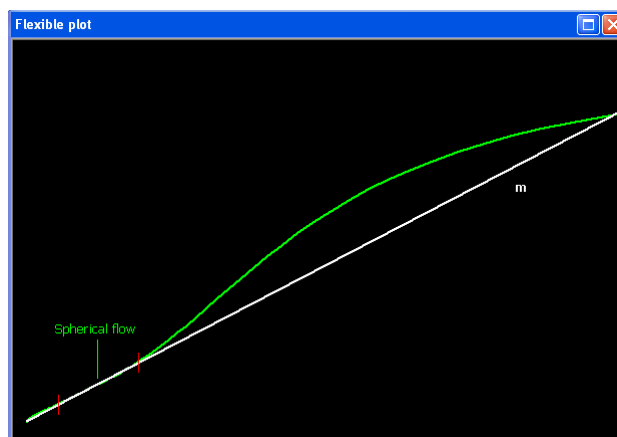


Рис. 6.С.5 – Специализированный график сферического течения

6.D Горизонтальные скважины

Горизонтальные скважины – это без сомнения мечта инженера-технолога. А для инженера, пытающегося провести анализ на неустановившихся режимах фильтрации по данным о горизонтальных скважинах они своего рода кошмар. Кошмар пошел в начале 1990-х годов, когда первые решения для горизонтальных скважин были интегрированы в программную оболочку РТА. Вскоре обнаружилось, что скважины, производящие заданный теорией хрестоматийный отклик, являют собой меньшинство.

Причина постфактум достаточно очевидна: реально гораздо сложнее моделирования. Имея дело с вертикальными скважинами, мы совершаем какие-то ошибки, но по вертикальным скважинам имеет место грандиозный и приятный эффект усреднения, поэтому отклик оказывается ближе к тому, что предсказывается теорией. Иными словами, нам с самого начала посчастливилось, когда мы взяли упрощенные модели и бесконечно действующее радиальное течение (IARF), и это сработало. С горизонтальными скважинами удача от нас отвернулась, поскольку отклик весьма чувствителен к нашим исходным допущениям, касается ли это однородности пласта, участка эффективной добычи горизонтальной скважины, геометрии скважины (первое правило горизонтальной скважины гласит - скважина не является горизонтальной) или поведения многофазного потока в стволе скважины.

Смысл данного предупреждения – да, модели горизонтальных скважин существуют, и они дают теоретическое поведение, описываемое в настоящем разделе главы. Вы найдете и хрестоматийные экспериментальные данные, но во многих случаях модели ниже будут почти бесполезными, а доминировать будет анализ качественный.

6.D.1 Исходные допущения и теоретическое поведение

Скважина принимается как строго горизонтальная, в однородном пласте, который также строго горизонтален однородной мощности h . Для начала допустим изотропность коллектора в горизонтальной плоскости, но предусмотрим и вертикальную анизотропию и другие параметры, как задаваемые для скважины с ограниченным забором (Рис. 6.D.1).

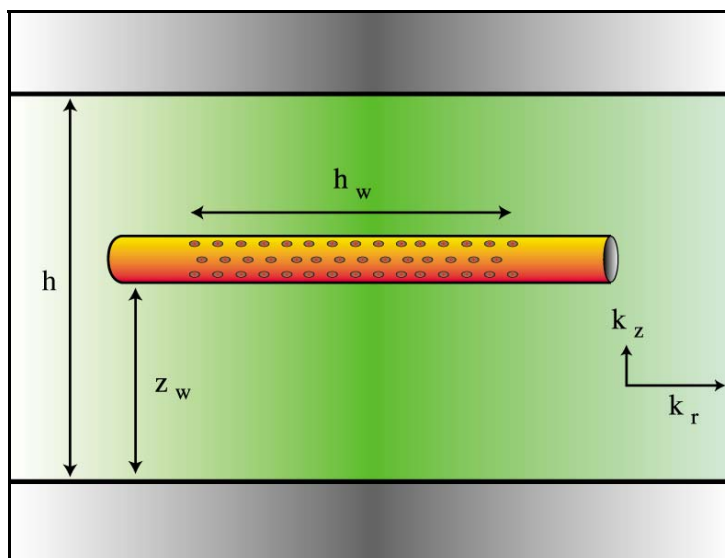


Рис. 6.D.1 – Геометрия горизонтальной скважины

Первый режим потока, часто скрытый за объемом ствола, это псевдорadiaльное течение в вертикальной плоскости, по аналогии с радиальным потоком в вертикальной скважине (Рис. 6.D.2). Средняя включает вертикальный и радиальный (горизонтальный) компонент с горизонтальной анизотропией. В большинстве случаев горизонтальная анизотропия игнорируется, и в проницаемость входят только вертикальная и радиальная составляющие. Мощность соответствует составляющей длине добывающей скважины. Уровень горизонтальной производной или уклон полулогарифмической прямой, следовательно, выглядит следующим образом:

$$(kh)_{early} = h_w \sqrt{k_z k_r}$$

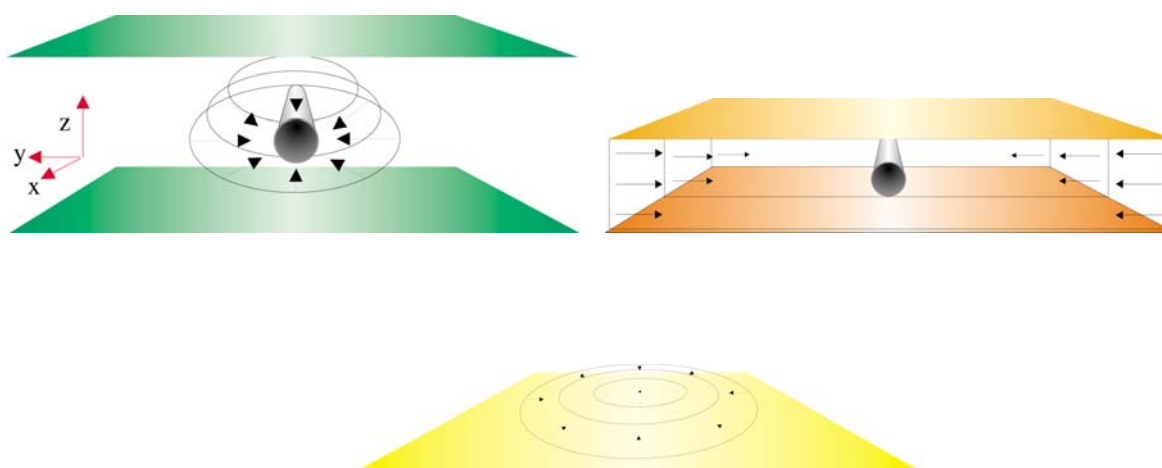


Рис. 6.D.2 – Основные режимы потока: Псевдорadiaльный, линейное течение и радиальный

При относительно высокой вертикальной проницаемости геометрический скин-фактор будет отрицательным, а вторым режимом потока будет линейное течение между верхней и нижней границами. Производные Бурдэ будут следовать половинному единичному уклону (Рис. 6.D.3).

При низкой вертикальной проницаемости геометрический скин-фактор оказывается положительными, а поведение второго режима потока будет аналогично тому, что наблюдается в скважинах с ограниченным забором (Рис. 6.D.6).

Последний режим потока – это радиальное течение, эквивалентное потоку в вертикальной скважине, при стабилизации второй производной, представляющей обычный kh , если коллектор считается изотропным.

$$(kh)_{late} = k_r h$$

Рис. 6.D.3 иллюстрирует типичное поведение горизонтальной скважины для горизонтального составляющего участка в 4 000 футов в эффективном дренированном интервале в 30 футов. Коллектор изотропен в горизонтальной плоскости, а k_v/k_r равен 0,01. Небольшое влияние ствола скважины (ВСС) позволяет наблюдать развитие раннего радиального течения.

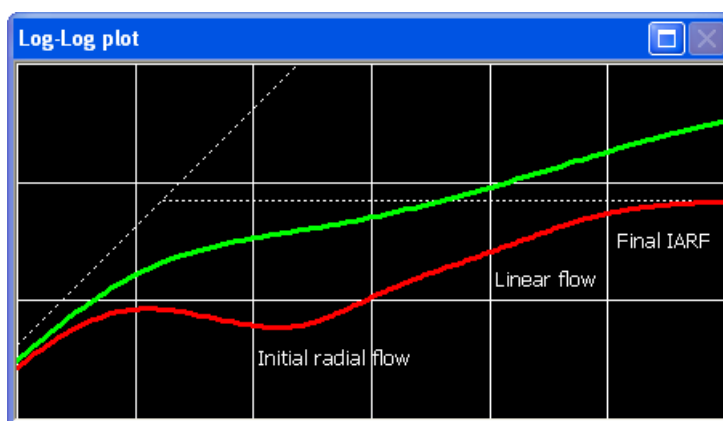


Рис. 6.D.3 – Поведение горизонтальной скважины

Смотреть «в лоб» горизонтальной скважины – эквивалентно тому, что смотреть «вниз» в вертикальную скважину. Первым режимом потока после ВСС в вертикальной скважине является радиальное течение, и горизонтальной скважины касается то же самое. Однако из-за анизотропии течение в пристволевой части скважины не носит характер круговорота, поскольку в вертикальном направлении движение как правило распространяется медленнее. Если бы коллектор был полностью изотропен во всех направлениях, тогда движение вокруг горизонтальной скважины было бы идеально радиальным.

Как только движение достигает верхней и нижней границ, течение становится линейным, эквивалентно геометрии параллельных сбросов в вертикальной скважине (если геометрический скин-фактор имеет отрицательную величину), но оно не может оставаться линейным из-за конечной длины горизонтального участка ствола. В конце концов, движение ушло достаточно далеко от ствола скважины, чтобы можно было не учитывать размеры горизонтального участка, и течение снова становится радиальным, эквивалентно нормальному радиальному потоку в вертикальной скважине.

6.D.2 Чувствительность к параметрам

В коллекторе без газовой шапки или водоносного горизонта скважина обычно располагается как можно ближе к центру между верхней и нижней границами. В этом случае границы будут видны одновременно, и будет четкий переход от радиального режима к линейному. На Рис. 6.D.4 приводится иллюстрация поведения с переменными составляющими горизонтальными участками (h_w).

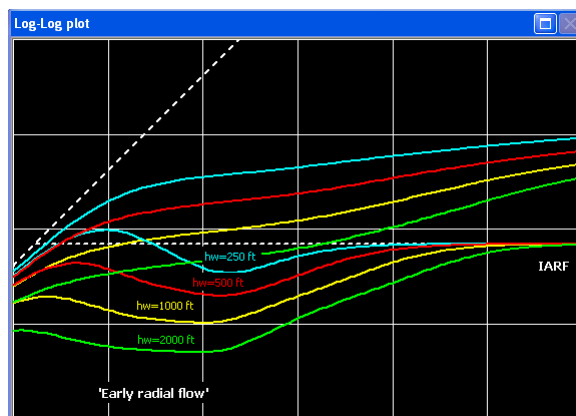


Рис. 6.D.4 – Билогарифмический отклик горизонтальной скважины, переменные горизонтальные зоны дренирования

Если скважина находится ближе к той или иной границе, то сначала произойдет удвоение производной, как если бы был виден сброс в вертикальной скважине, прежде чем вторая граница приведет к линейному течению. На Рис. 6.D.5 это иллюстрируется в виде 100 футов эффективной дренированной вертикальной мощности.

Если верхняя или нижняя граница представлена газовой шапкой или водоносным горизонтом, то скважина вероятно будет располагаться ближе к другой, непроницаемой (непроводящей) границе. В данном случае опять произойдет удвоение производной, аналогично отклику «сброса» в вертикальной скважине, после чего появится отклик постоянного давления. В каждом случае удвоение производной не обязательно проходит полный цикл развития до наступления следующего режима потока, будь то граница постоянного давления или линейного течения.

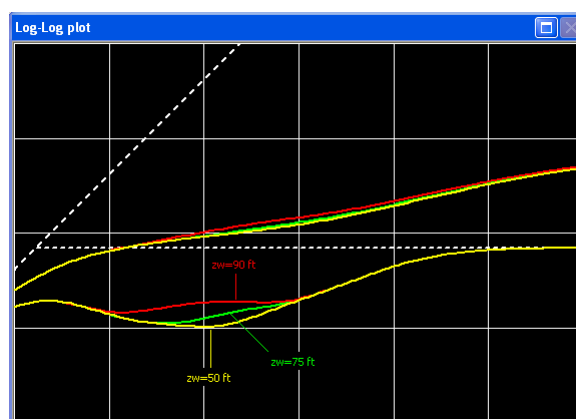


Рис. 6.D.5 – Билогарифмический отклик горизонтальной скважины, переменные размещения скважины

На Рис. 6.D.6 иллюстрируется поведение горизонтальной скважины для горизонтального составляющего участка в 1 000 футов в эффективном дренированном интервале в 100 футов. Коллектор изотропен в горизонтальной плоскости, а k_v/k_r варьируется от 0,4 до 0,001. Отсутствие влияния ствола скважины (ВСС) не позволяет наблюдать развитие раннего радиального течения.

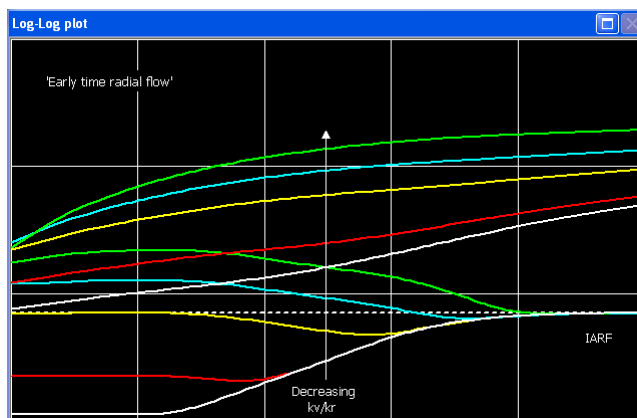


Рис. 6.D.6 – Билогарифмический отклик горизонтальной скважины, переменная вертикальная анизотропия

На Рис. 6.D.7 иллюстрируется поведение горизонтальной скважины для горизонтального составляющего участка в 3 000 футов. Коллектор изотропен, по вертикали $k_z/k_r = 0,01$, а по горизонтали k_x/k_y варьируется от 10 до 0,1. Четко показано, как самая эффективная горизонтальная конфигурация перпендикулярно пересекает направление высокой проницаемости.

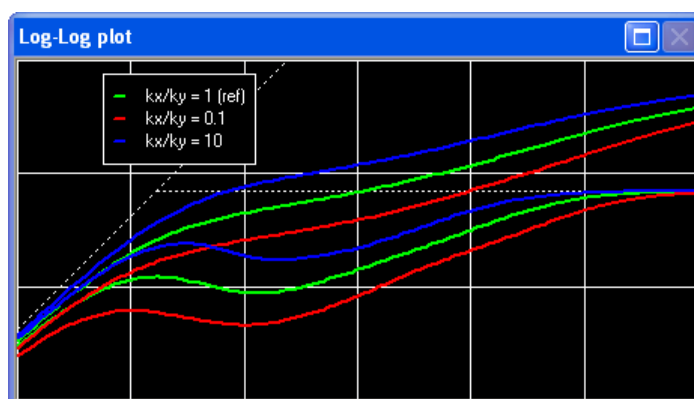


Рис. 6.D.7 – Билогарифмический отклик горизонтальной скважины, переменная горизонтальная анизотропия

6.D.3 Специализированный анализ

Затем по «раннему радиальному течению» или «позднему радиальному течению» можно провести анализ в полулогарифмическом масштабе:

- При раннем радиальном режиме с использованием длины дренирования h_w как h расчет вернет среднюю проницаемость: $k_{early} = \sqrt{k_z \cdot k_x}$

В этом случае график зависимости ΔP от $\sqrt{\Delta t}$ будет выражать линейность с уклоном m ,

$$\text{который вернет } h : h = \frac{8.128qB}{mh_w} \sqrt{\frac{\mu}{k\Phi c_t}}$$

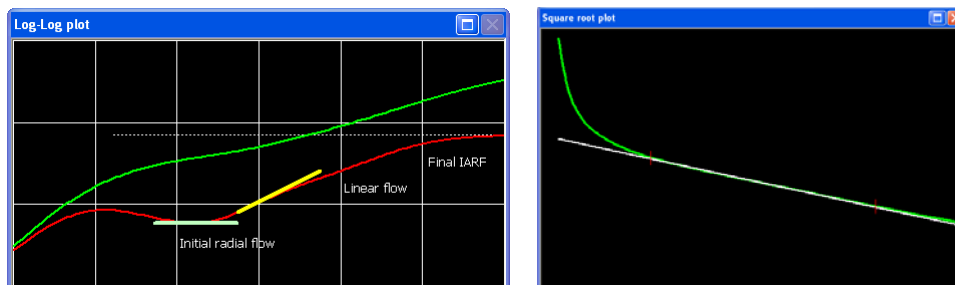


Рис. 6.D.8 – Анализ раннего радиального режима и график квадратного корня

- При позднем радиальном режиме с использованием эффективной мощности как h расчет вернет среднюю горизонтальную проницаемость: $k_{late} = \sqrt{kx.ky}$

В этом случае график зависимости ΔP от $\sqrt{\Delta t}$ вернет $h_w : h_w = \frac{8.128qB}{mh} \sqrt{\frac{\mu}{k\Phi c_t}}$

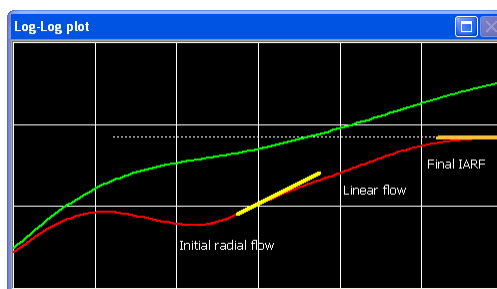


Рис. 6.D.9 – Анализ позднего режима IARF

6.D.4 Повышение степени достоверности результатов анализа

Чтобы укрепить уверенность в результатах, особенно если измеренный отклик не предусматривает позднее радиальное течение (а это, к сожалению, весьма распространенное явление), инженер может воспользоваться описанными ниже процедурами. На Рис. 6.D.10 представлены различные взаимозависимости разных режимов потока для типичной горизонтальной скважины с отрицательным геометрическим скин-эффектом.

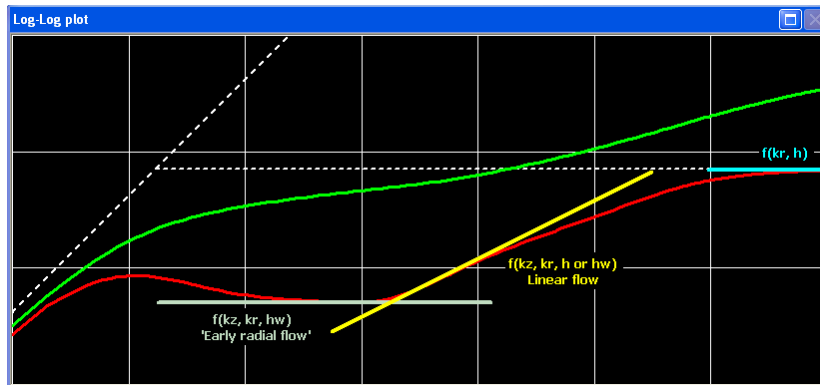


Рис. 6.D.10 – Взаимозависимости режимов потока в горизонтальной скважине

Совмещение по раннему радиальному течению возвращается из совмещения давлений $kh_{early} = h_w \sqrt{k_r k_z}$ при отсутствии горизонтальной анизотропии. Кроме того, если модель бесконечно радиального режима строится с установкой эффективной дренированной мощности, равной составляющей длине горизонтальной дренажной зоны, тогда фактическое нарушение проницаемости (механический скин-эффект), относящееся к эффективной дренированной вертикальной мощности, можно оценивать по

$$S(k_z, k_r, h_w) = S(h) \frac{h_w}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_r}} .$$

Если у программного обеспечения есть возможность сделать

проекцию прямых на билигарифмическом графике, то линия с проекцией в соответствии с Рис. 6.D.10 (раннее радиальное течение, серая линия) вернется к тем же параметрам.

Если однородная модель в канале строится с эффективной дренированной мощностью, равной составляющей длине горизонтального участка, это вернет эффективную дренированную мощность.

$$h = (L_1 + L_2) \sqrt{\frac{k_z}{k_r}} .$$

Кроме того, если совмещение производится по позднему радиальному течению, и ставится билигарифмическая прямая канала (отмеченная желтой линией на Рис. 6.D.10), то это вернет составляющую длину горизонтальной зоны дренирования, если для h использовалась эффективная мощность.

6.Е Горизонтальная скважина с гидроразрывом

Когда пласт содержит систему естественных параллельных вертикальных трещин, одним из решений оптимизации продуктивности является разбуривание горизонтальной скважины перпендикулярно направлению трещиноватости, чтобы обеспечить связь между трещинами для движения флюидов.

Данная система добычи также может стать результатом операций гидравлического разрыва пласта. В этом случае можно ожидать трещины более высокого качества.

Присутствие естественных или искусственных трещин очень часто логически связывают с малопроницаемой материнской породой, поэтому составляющая разбуренной горизонтальной зоны дренирования ничтожна по сравнению с составляющей трещины. Следовательно, коэффициент продуктивности будет менее чувствителен к нарушению проницаемости к зоне дренирования, чем к качеству трещин. Это будет продемонстрировано ниже.

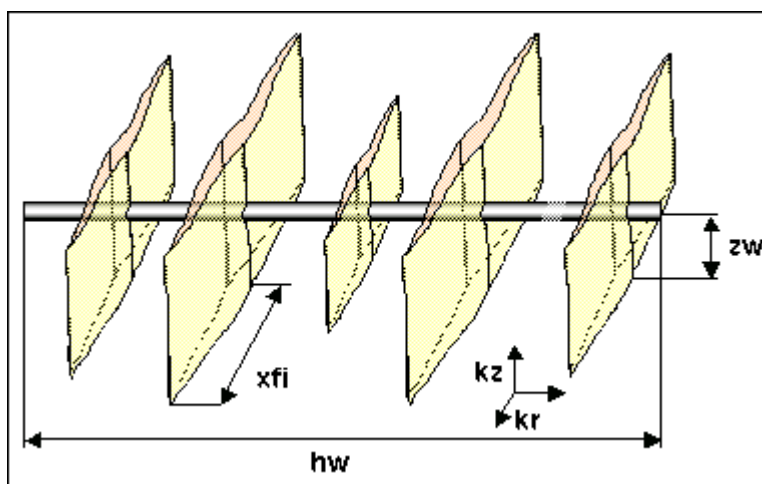


Рис. 6.Е.1 – Горизонтальная скважина с гидроразрывом

На Рис. 6.Е.2 иллюстрируется поведение с различными скважинными конфигурациями, с течением только через трещину, только через зону дренирования и оба варианта. Четко показано, что составляющая кривой зоны дренирования (разность между красным цветом и синим цветом) ничтожно мала.

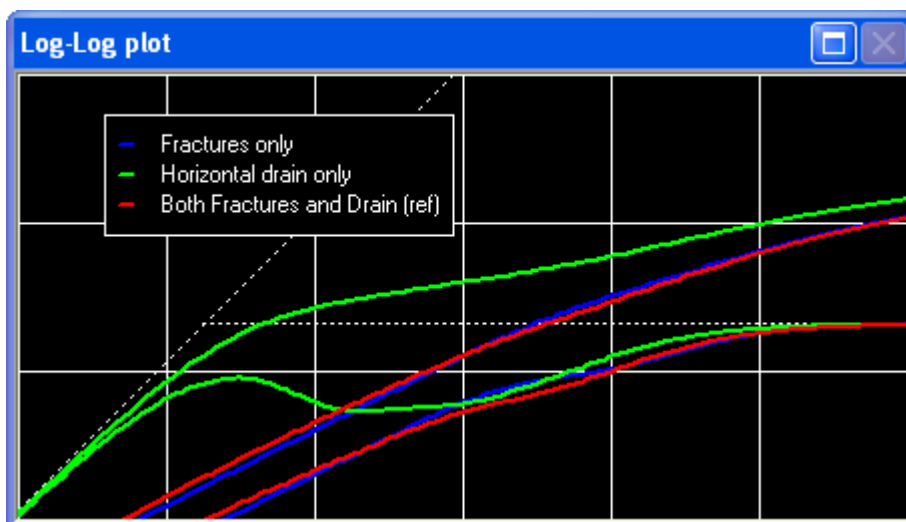


Рис. 6.Е.2 – Течение через трещины, зону дренирования или оба варианта

Поэтому на горизонтальные скважины с гидроразрывом доминирующее влияние оказывают такие факторы, как качество, длина, удельная проводимость и количество трещин. На Рис. 6.Е.3 представлены четыре варианта с двумя условиями трещин и двумя условиями нарушения проницаемости в зоне дренирования: чем выше удельная проводимость трещин, тем ниже влияние скина.

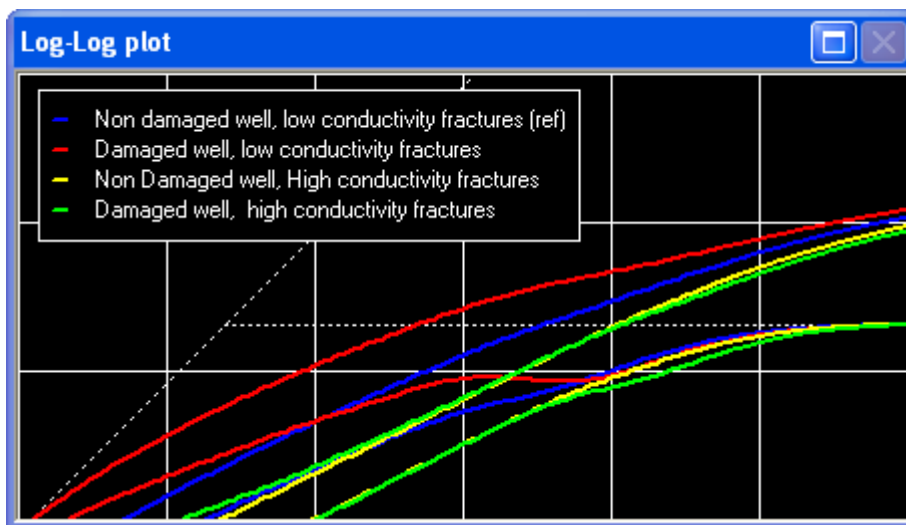


Рис. 6.Е.3 – Влияние скина в скважине

Влияние скина в скважине ничтожно мало для вариантов трещин с высокой проводимостью (желтый и зеленый цвета), и имеет эффект только на раннем этапе времени для трещин с низкой проводимостью (синий и красный цвета).

6.Е.1 Типичное поведение и диагностика

После ВСС вследствие трещин развивается поведение линейного или билинейного течения (единичный уклон в $1/2$ или $1/4$), затем отклик может соответствовать радиальному потоку в вертикальной плоскости под прямым углом к горизонтальной скважине, с анизотропной проницаемостью

$k = \sqrt{k_v k_r}$, этот режим виртуально маскируется на Рис. 6.Е.2 и Рис. 6.Е.3.

В ситуации непроводящих верхней и нижней границ отклик показывает поведение вертикальной скважины между два параллельными непроводящими сбросами, а производная должна следовать положительному половинному единичному уклону на этапе этого линейного режима; однако при этом нет простого способа определить, вызывается ли половинный уклон трещинами или горизонтальным стволом между верхней и нижней границами.

Наблюдаемая на более позднем этапе времени стабилизация производной соответствует бесконечно действующему радиальному течению (IARF) в горизонтальной плоскости относительно kh .

6.Е.2 Анализ и диагностика

Анализ наблюдаемого на раннем этапе времени линейного или билинейного потока приводит к приблизительной оценке длины и проводимости трещин.

Эта информация не позволяет нам вывести количество трещин. Доступна только суммарная длина трещин. Иными словами, две трещины длиной 500 футов дают вид, похожий на четыре трещины длиной по 250 футов или восемь трещин по 125 футов. Иллюстрация приводится на Рис. 6.Е.4.

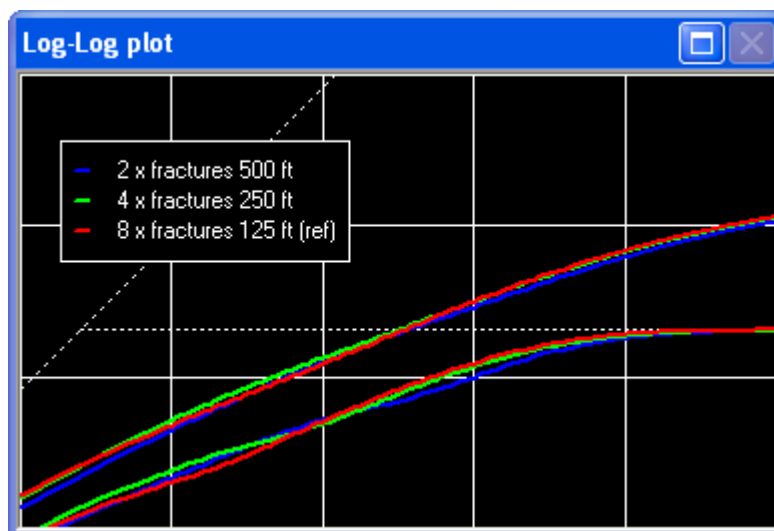


Рис. 6.Е.4 – Неоднозначное решение для количества трещин

Единственным решением будет получение дополнительной информации из внешних источников, таких как результаты геофизических исследований в действующих скважинах.

6.F Наклонно-направленные скважины

Как и горизонтальные скважины, наклонно-направленные предназначены для увеличения продуктивности путем максимального расширения контакта с пластом-коллектором.

Мы увидели, что горизонтальные скважины не очень эффективны в пластах с низкой вертикальной проницаемостью.

Ответом на эту проблему является наклонная скважина, которая максимально увеличивает длину взаимодействия с пластом в случае его полного пересечения. Даже пласты нулевой проницаемостью соединяются со скважиной по всей толще.

6.F.1 Диагностика

Создание аналитических решений для моделирования и изучения таких скважин – процесс довольно простой. Сложность заключается в выборе адекватной модели и в определении различных соответствующих параметров.

Вот общие вопросы: «Скважина у меня искривленная, считать ли ее наклонной?» или «Скважина у меня субгоризонтальная, ее надо интерпретировать как горизонтальную или как наклонную?». Дальше идут вопросы типа: «Какую мощность брать, если пласт не горизонтальный, надо брать глубину по стволу или глубину по вертикали?».

Ответы на эти вопросы упростятся, если мы поймем, что анализируем не геометрию пласта, а поведение давления, следовательно используемые нами параметры или критерии влияют именно на поведение давления. Выбор модели также будет диктоваться нашей диагностикой кривых давления, а не определенными геометрическими построениями.

Диагностика, разумеется, не сообщит вам, является скважина вертикальной, наклонной или горизонтальной. Подразумевается, что вы об этом уже и так знаете. Она сообщит вам, как скважина себя ведет и что с этим делать.

Ниже приводятся примеры типичных последовательностей режимов потока и поведений давления, характеризующих разные типы скважин, и что нужно знать для диагностики.

6.F.2 Общие замечания

Аналитические решения соблюдают некоторые исходные допущения, такие как ничтожность влияния силы тяжести на движение флюидов. Это означает, что аналитическая модель наклонной скважины описывает случаи наклонных скважин в горизонтальном пласте, а также вертикальных или горизонтальных скважин в наклонном пласте. Единственный параметр, который должен учитываться, это угол между скважиной и направлением главного потока.

Первая последовательность в такой геометрии описывается по h и h_w :

- h – это эффективная дренированная мощность, перпендикулярно направлению потока (а не постоянно глубине по вертикали или глубине по стволу)
- h_w – это расчетная длина добывающей скважины.

6.F.3 Наклонные скважины, несовершенные по степени вскрытия

Скважины вскрывают пласт под любым углом, где зона дренирования не достигает верхнего и нижнего пределов. Это затрагивает случаи от вертикальных скважин с ограниченным забором до горизонтальных скважин, как показано на Рис. 6.F.1.

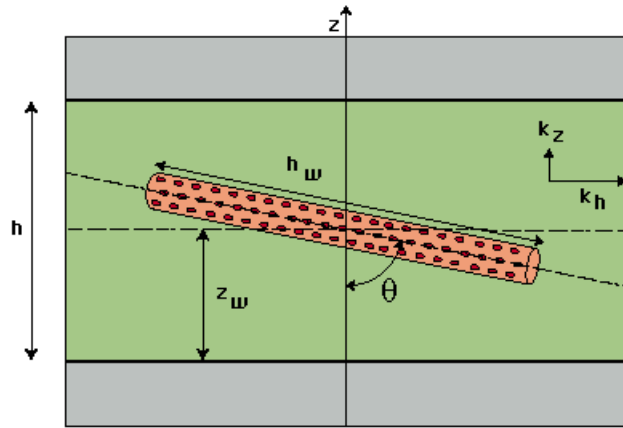


Рис. 6.F.1 - Обычная наклонная скважина (несовершенная)

На Рис. 6.F.2 иллюстрируется влияние угла на наклонной скважине с постоянным h_w в 100 футов в пласте мощностью 100 футов, при $k_z/k_r = 0,3$. Представленные примеры идут от совершенной скважины до горизонтальной скважины длиной 100 футов; влияние угла в этом случае ничтожно мало, потому что поведение диктуется эффективной дренированной мощностью. На самом деле наименьшей эффективностью отличается горизонтальная скважина.

Примечание: вариант с меньшим k_z/k_r даже еще хуже, Рис. 6.F.3 демонстрирует это с $k_z/k_r = 0,1$.

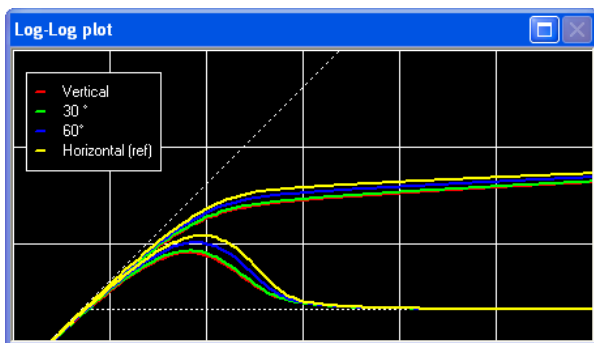


Рис. 6.F.2 - $k_z/k_r = 0,3$ и $h_w = h$

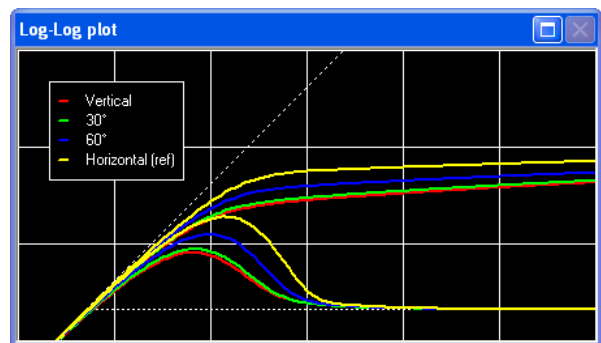


Рис. 6.F.3 - $k_z/k_r = 0,1$ и $h_w = h$

Рис. 6.F.4 показывает влияние угла отклонения при разных условиях: длина скважины $h_w = 1\ 000$ футов. Теперь у горизонтальных скважин появляется преимущество, потому что $k_z/k_r = 0,3$.

Рис. 6.F.5 демонстрирует, что соотношение $k_z/k_r = 0,01$ означает бесполезность всех преимуществ бурения горизонтальной скважины.

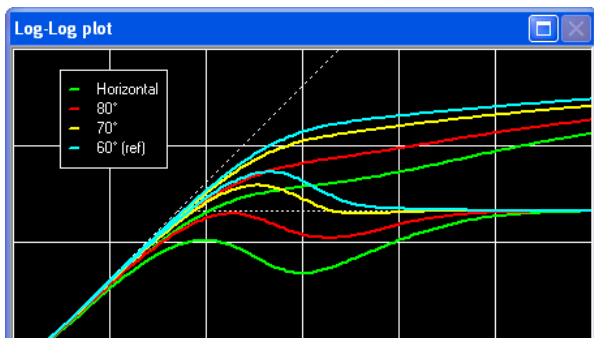


Рис. 6.F.4 - $k_z/k_r = 0,3$ и $h_w = 1\ 000$ футов

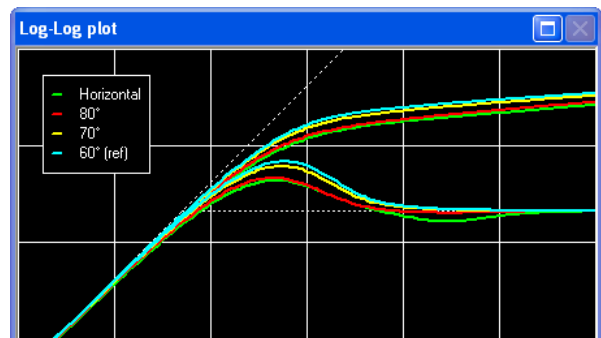


Рис. 6.F.5 - $k_z/k_r = 0,01$ и $h_w = 1\ 000$ футов

Рис. 6.F.6 показывает, что со вскрытием всего 10 футов (h_w), в породе с очень низкой вертикальной проницаемостью (в данном случае $k_z/k_r = 0,001$) вызывается сферический поток («частичное вскрытие») в поведении давления; и поведение давления в наклонной скважине близко к поведению в скважине с ограниченным забором. Можно опять же наблюдать, что чем выше отклонение, тем хуже эффективность скважины.

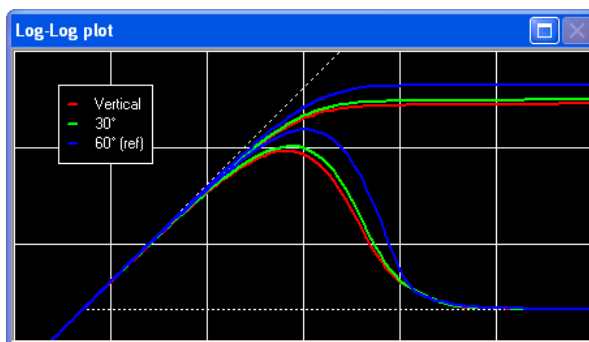


Рис. 6.F.6 – $k_z/k_r = 0,001$ и $h_w = 10$ футов

6.F.4 Наклонная скважина, совершенная по степени вскрытия

Этот случай касается скважины, разбуриваемой по всему объему пласта. Какими бы ни был угол, ее вертикальные предельные границы достигают подошвы и кровли пласта, как это представлено на Рис. 6.F.7.

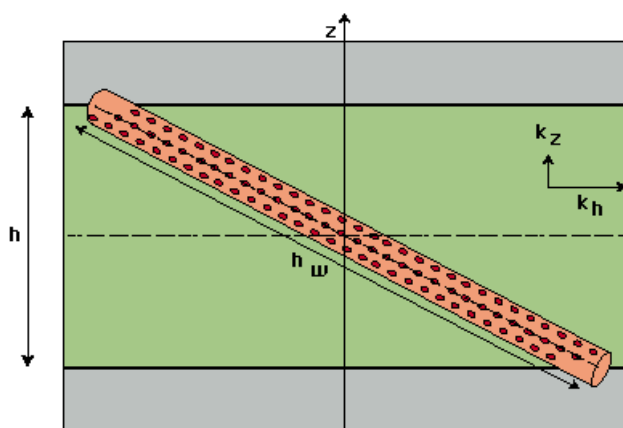


Рис. 6.F.7 – Совершенная наклонная скважина

Геометрию модели определяют только h_w и h , а поведение остается в рамках чисто наклонной скважин без предельных случаев и специфического режима потока на раннем этапе времени, т.е.:

- Нет возможности ограниченного забора, поэтому нет сферического течения
- Нет чисто горизонтальной скважины, поэтому нет раннего радиального режима

На Рис. 6.F.8 дается иллюстрация отклика с различными длинами скважин; k_v/k_r есть константа на уровне 0,5, $h = 100$ футов. Поведение скважины варьируется от стандартной вертикальной скважины ($h = h_w$) до стимулированной скважины, достигающей поведения горизонтальной.

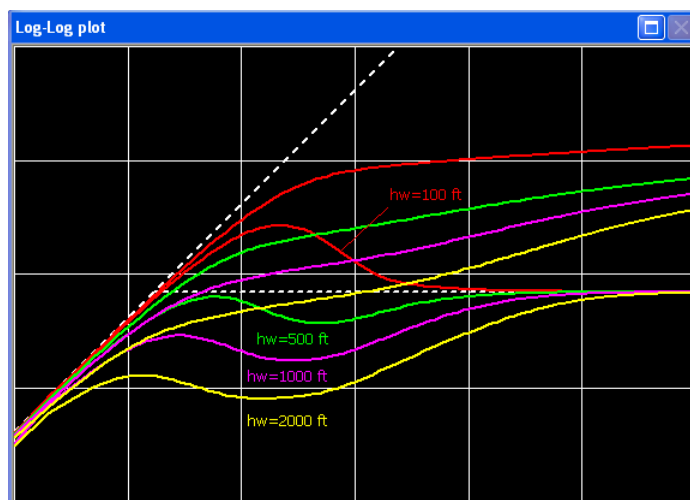


Рис. 6.F.8 – Совершенная наклонная скважина

6.G Многоствольные скважины

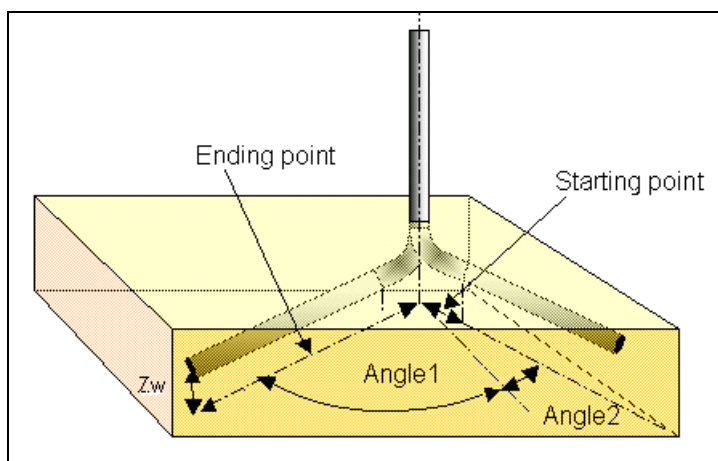


Рис. 6.G.1 – Многоствольная схема

Еще одним ответом в походе за лучшей продуктивностью и охватом являются многоствольные скважины с максимальным контактом с пластами-коллекторами. Они состоят из нескольких дренажных отводов ствола, и каждый отвод может быть нацелен на конкретный объект. Для этой цели дренажные отводы можно разбуривать на разных высотных отметках и направлениях.

Это мечта инженера-технолога и кошмар инженера-разработчика. Если не установлены подвески заканчивания типа «умная скважина», то доступно только суммарное скважинное давление, отражающее «среднее» поведение всех отводов / объектов. Поэтому с помощью одного источника информации невозможно определить характеристики индивидуального объекта.

Анализ и диагностику известных поведений могут дать специальные случаи. Например, поведение давления в двух горизонтальных (боковых) дренажных отводах под углом 180° аналогично поведению горизонтальной скважины длиной, равной сумме двух дренажных зон. Можно наблюдать классическую последовательность (см. Подраздел «Горизонтальные скважины»): бесконечно действующее радиальное течение в

вертикальной плоскости, затем линейное течение, а на позднем этапе времени – горизонтальное радиальное течение.

На Рис. 6.G.2 дается иллюстрация отклика трех разных многоствольных конфигураций, где каждый боковой ствол равен 1 000 футам.

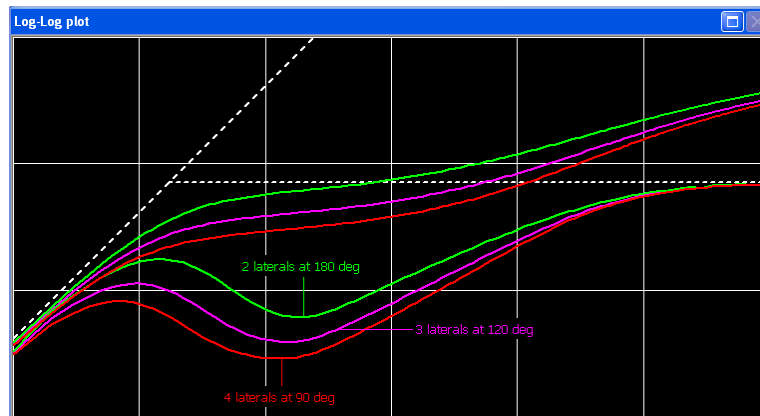


Рис. 6.G.2 – Отклики многоствольных скважин

На самом деле аналитическая модель для многоствольных скважин существует и идеально имитирует сумму поведения каждой дренажной зоны, однако она не допускает диагностику, которая могла бы быть полезна для понимания подробной характеристики дренажных зон.

Испытание боковых дренажных отводов по отдельности с помощью технологии «умных скважин» позволит определить индивидуальные свойства дренажных зон. Далее один из возможных подходов – собрать эту дискретную информацию в одно целое для моделирования глобального поведения.



7.А Введение

В Анализе данных на неустановившихся режимах фильтрации (РТА) коллекторские свойства обычно обнаруживаются после прекращения влияния ствола скважины (ВСС) и поведения скважины и до обнаружения влияния границ (вмещающей породы). Это то, что мы можем называть промежуточный отклик времени. В Анализе добычи (РА) поведение коллектора обнаруживается, когда изменение производственного цикла достаточно очевидно, чтобы выдать неустановившиеся режимы до достижения псевдоустановившегося состояния. Поэтому для инженера, выполняющего анализ добычи, поведение коллектора будет эффектом относительно раннего этапа времени, который можно заметить или не заметить.

Главный для нас искомый параметр – это гидропроводность флюида в коллекторе, k/μ . Когда существуют сомнения насчет работающей мощности пласта, рассчитывают параметр kh/μ . Когда известна вязкость флюида, принимаемая за постоянную величину, мы можем произвести операцию произведения проницаемости на мощность и получить kh . Какой бы вариант ни избран, и независимо от типа анализа - на неустановившихся режимах фильтрации или добычи, этот результат будет выражен в количественной форме путем совмещения данных о давлении на графиках в двойном логарифмическом масштабе и Блэйсингейма. Данный результат будет общим для всех описываемых ниже моделей, как однородных, так и разнородных.

В РТА некоторые скважинные конфигурации позволяют определять характеристики коллекторов даже на раннем этапе отклика давления. Поведение скважин с частичным вскрытием¹ на раннем этапе времени будет функцией эквивалентной сферической проницаемости, которая в свою очередь зависит от вертикальной анизотропии коллектора. Кроме того, отклик горизонтальной скважины на раннем этапе времени будет включать проницаемость в осях X-Z, которая в свою очередь также зависит от горизонтальной анизотропии коллектора. Поведение скважин после ГРП на раннем этапе зависит от длины трещин, коэффициента гидропроводности и так далее.

Вторым фактором будет коэффициент упругоэластичности пласта $\phi_c h$. Обычно этот параметр будет частью исходных данных, но в случае исследования на интерференцию (гидропрослушивания) он является результатом процесса интерпретации, где как правило выдается пористость, а два других фактора принимаются как допущения.

И последнее. Нужно классифицировать неоднородности коллекторов путем использования и совмещения (адаптации) неоднородных моделей. Такие неоднородности могут быть локальными, например, случай двойной пористости; вертикальными, как в слоистых коллекторах; или латеральными, в случае комплексных систем и их любых сочетаний.

¹ Limited entry well – скважина, у которой перфорационный интервал меньше продуктивной толщины пласта

Возможно, либо вводить в численную модель такие неоднородности, как карты пористости, проницаемости и мощности, либо строить и увеличивать в масштабе геостатическую модель. В данном случае количественное выражение неоднородностей будет полезно для корректировки наших оценок потенциала коллектора в долгосрочной перспективе.

7.В Однородный пласт

Однородный коллектор – это простейшая возможная модель, везде принимающая одинаковые пористость, проницаемость и мощность. Значит, все во всех направлениях.

Вот управляющие параметры:

kh Произведение проницаемости на мощность, задается совмещением данных о давлениях.

ϕc_t Коэффициент упругости пласта, часть исходных данных на определении начальных условий для стандартных исследований или как результат в исследованиях на интерференцию.

S Скин-фактор

На раннем этапе времени на отклик давления доминирующее влияние оказывают описанные в Главе 6 скважинные модели, и таким образом вот наиболее распространенные отклики на раннем этапе:

Объем ствола, линейное течение (трещина высокой проводимости), билинейное течение (трещина низкой проводимости), сферическое течение, горизонтальная скважина (линейность после радиального течения раннего этапа). Эти режимы сочетаются с «горбом», вызванным коэффициентом упругости пласта и скин-фактором.

Дополнительно мы имеем скважину линейного источника без скин-эффекта или ВСС, которая используется для анализа исследований на интерференцию.

Когда устанавливается бесконечно действующее радиальное течение (IARF), то производная Бурдэ стабилизируется и следует горизонтальной линии.

На Рис. 7.В.1 иллюстрируются различные однородные поведения на графике в двойном логарифмическом режиме, обычно наблюдаемые в анализе данных на неустановившихся режимах давления. Рис. 7.В.2 представляет решение для линейного источника. А Рис. 7.В.3 иллюстрирует полулогарифмическое поведение объема ствола и скин-эффекта в однородном коллекторе.

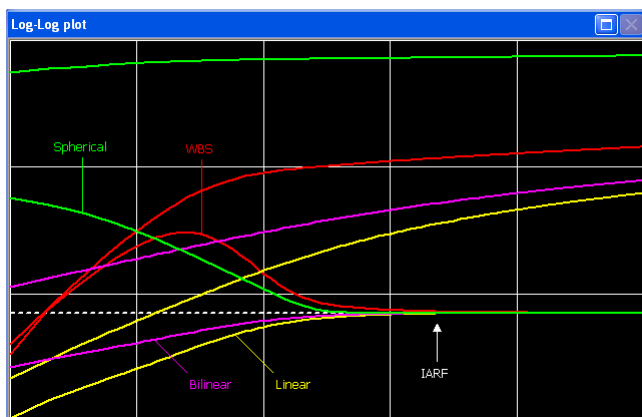


Рис. 7.В.1 – Однородные графики с двойном логарифмическом масштабе

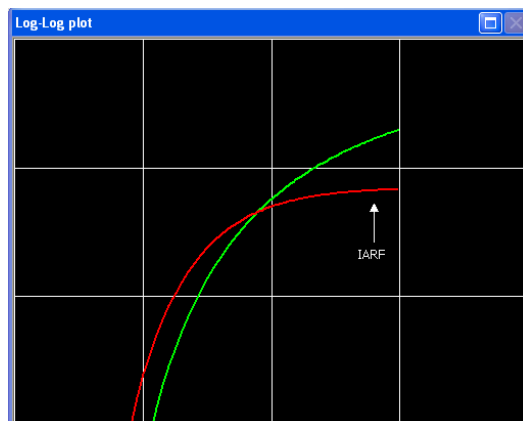


Рис. 7.В.2 – Линейный источник

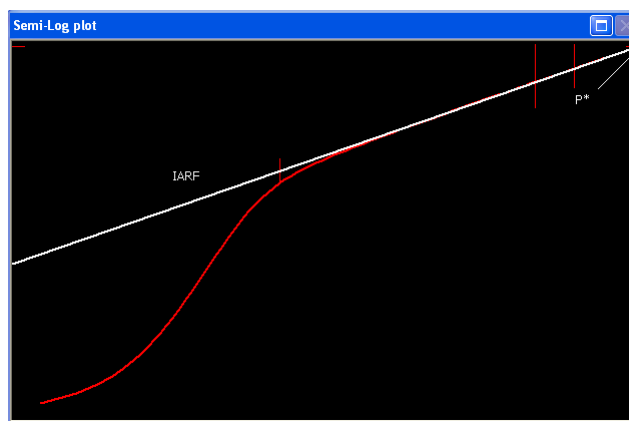


Рис. 7.В.3 – Однородный график в полулогарифмическом масштабе

7.С Пласт-коллектор с двойной пористостью

Модели с двойной пористостью (2Ф) исходят из того, что коллектор не однороден, но состоит из блоков материнской породы (матрицы) с высоким коэффициентом упругости пласта и низкой проницаемостью. Скважина соединяется естественными трещинами высокой упругости и низкой проницаемости. Матричные блоки не перетекают в скважину напрямую, поэтому даже если основная масса углеводородов хранится в матричных блоках, то для добычи углеводородам необходимо войти в систему трещин.

Кроме параметров, определяющих однородную модель, модель с двойной пористостью описывается еще двумя переменными: ω - это коэффициент упругости пласта и по сути доля флюидов, накопленных в системе трещин (например $\omega=0,05$ означает процентную долю 5%).

λ - это фильтрационное сопротивление межпоровых перетоков, которое характеризует способность матричных блоков перетекать в систему трещин. Оно обуславливается контрастом проницаемости «матрица – трещины», k_m/k_f .

Когда скважина вводится в эксплуатацию впервые, после любого поведения под влиянием скважины первым развивающимся режимом потока является радиальное течение из системы трещин, т.е. система трещин работает, как будто там кроме нее ничего нет, и внутри матричных блоков не происходит изменений давления.

Этот первый режим потока правило очень скоротечен, и часто маскируется объемом ствола. В противном случае он развивается как отклик IARF, и производная давления стабилизируется в горизонтальном направлении (Рис. 7.С.1).

Как только начала работать система трещин, между матричными блоками и трещинами устанавливается перепад давлений. Материнская порода все еще стоит на начальном давлении p_i , в то время как у системы трещин давление p_{wf} по стволу скважины. Затем матричные блоки начинают работать в систему трещин, эффективно обеспечивая поддержку давления, и кривая падения давления на короткий промежуток замедляется, поскольку эта дополнительная энергия стремится стабилизировать давление; и тем самым образуется переходный провал на производной (Рис. 7.С.2).

Когда теряет значимость какой-либо перепад давлений между матричными блоками и системой трещин, и наблюдается эквивалентный однородный отклик радиального течения, то устанавливается радиальный режим всей (комплексной) системы (IARF). Следовательно, после переходного провала (некоторые называют его впадиной

производной), развивается второй период стабилизации IARF в производной давления. По математическим законам это происходит, когда давление внутри матричных блоков совпадает с давлением в системе трещин, однако это не может быть истинным во всех точках коллектора, поскольку нет добычи в систему трещин.

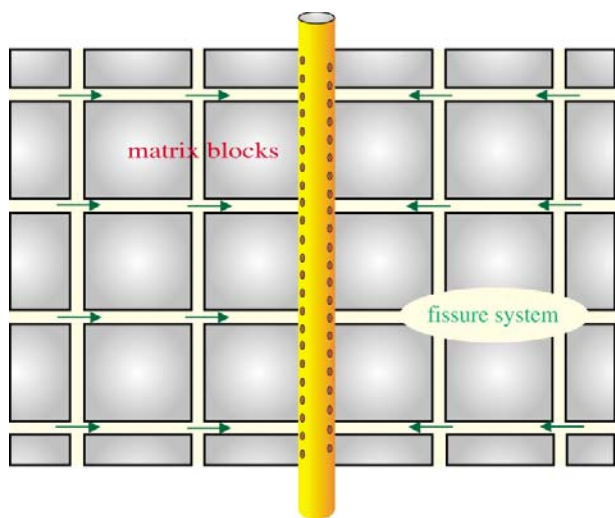


Рис. 7.С.1 - Работа системы трещин

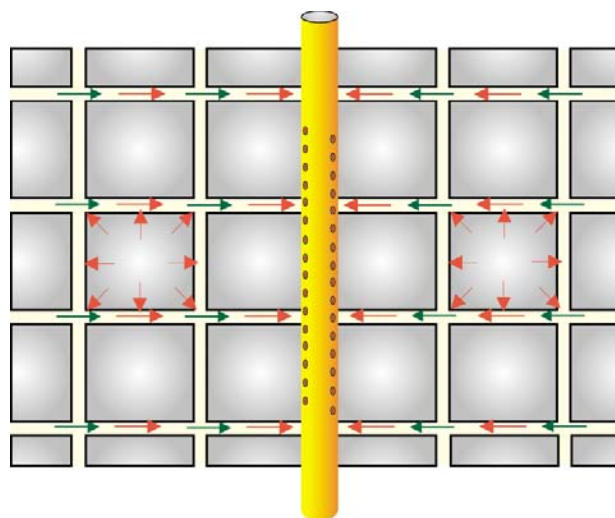


Рис. 7.С.2 - Работа комплексной системы

7.С.1 Межпоровые перегородки в режиме псевдоустановившегося состояния (PSS)

В этом случае допускается, что распределение давление в матричных блоках идет равномерно, т.е. внутри них нет перепада давлений. Возможное физическое объяснение такого явления в том, что матричные блоки имеют малый размер, так что падение давлений внутри них несущественно по сравнению с бародиффузией в коллекторе на удалении от ствола скважины. Все перепады давлений на поверхности блоков есть следствие скачков, и результирующий отклик давления выдает на переходе резкий провал. Иллюстрация этого приводится на Рис. 7.С.3 и Рис. 7.С.4. Как видно на данном примере, если константа объема ствола скважины (C) очень мала, то есть вероятность увидеть радиальное течение в системе трещин на раннем этапе времени. Однако при величине объема ствола всего 0,01 баррель/psi первый режим потока уже затемнен, и результирующая кривая типична той, что видна в настоящих исследованиях. Данные подхватывают переходное состояние с двойной пористостью сразу после исчезновения ВСС, и это создает потенциальную проблему единственности с массивом данных.

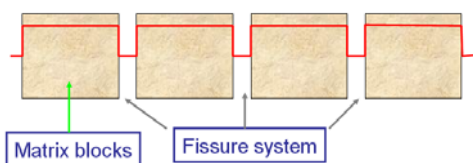


Рис. 7.С.3 - Давление в разрезе

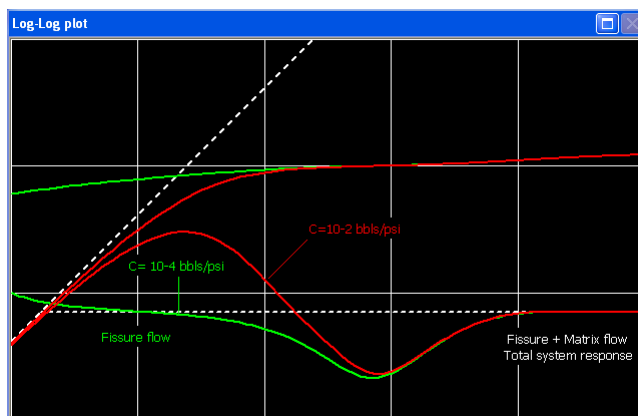


Рис. 7.С.4 - PSS график двойной пористости в двойном логарифмическом масштабе

Дополнительно к обычным однородным параметрам, поведение двойной пористости определяют еще два специфических параметра:

ω , коэффициент упругости пласта:

$$\omega = \frac{(V\Phi c_t)_f}{(V\Phi c_t)_m + (V\Phi c_t)_f}$$

λ , параметр межпоровых перетоков:

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f}$$

ω есть доля связанного порового объема, занятого трещинами. Она определяет глубину провала. Для низких значений small ω , соответствующих высокой доле углеводородов, запасенных в материнской породе, во время перехода будет оказываться большая поддержка, а провал глубже и длиннее (Рис. 7.С.5).

λ описывает возможность фильтрации из материнской породы в трещины, и это есть критерий размера и проницаемости матричных блоков. Она определяет время начала перехода и регулирует скорость реагирования материнской породы, и соответственно суммарное время перехода. Для высокого значения λ , проницаемость матрицы относительно высокая, поэтому она начнет отдавать свой флюид, как только заработает система трещин. С обратной стороны, низкой значение λ означает очень малопроницаемую матрицу, и в системе трещин необходимо установить большее падение давления, прежде чем матричные блоки начнут заметно отдавать флюид, и стадия перехода задержится (Рис. 7.С.6).

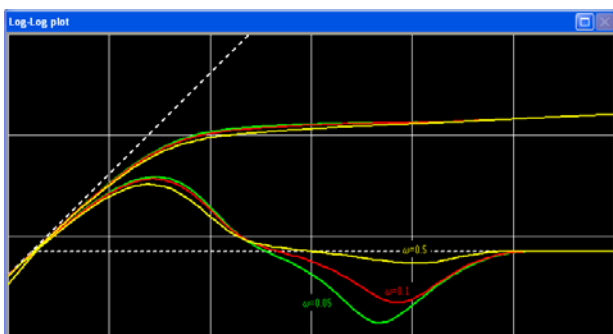


Рис. 7.С.5 – Влияние ω

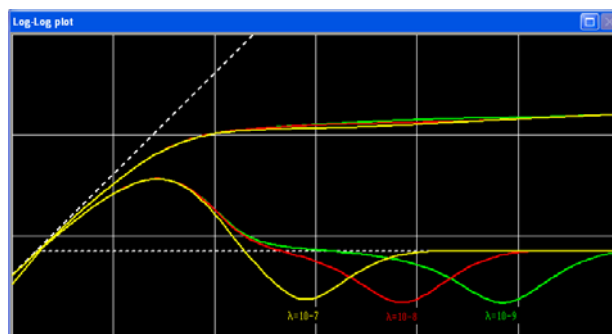


Рис. 7.С.6 – Влияние λ

Хотя теоретически на производной давления существуют две линии IARF, соответствующие двум параллельным прямым на графике в полулогарифмическом масштабе, первая из них почти неизменно затемняется объемом ствола скважины.

Если обе линии видны, то каждая соответствует $k_f h$, радиальному течению в системе трещин, как и в первом случае, только система трещин работает. Во втором случае, хотя работает вся система, любой перепад давлений между матричными блоками и системой трещин считается ничтожным; и падение давления в системе происходит только в трещинах, когда флюиды поступают в ствол скважины. Представьте себе каплю нефти в матричном блоке в 50 метрах от ствола скважины: она неторопливо проползает несколько сантиметров, чтобы войти в систему трещин, вытесняется ничтожно малым Δp , а затем проходит 50 метров через сеть трещин, ускоряясь по мере приближения к стволу скважины при повышении градиента давления и уменьшения площади сечения потока. И это именно градиент давления в системе трещин создает замеренный отклик ствола скважины.

В том случае, если на отклике *действительно* видны две прямые, специализированный полулогарифмический анализ тоже может выдать информацию о ω и λ . ω оценивается с помощью вертикального разделения двух прямых, а λ оценивается с помощью проложения прямой через переход. Пример такого рода анализа, легко осуществляемого с помощью программы Saphir, приводится на Рис. 7.C.7.

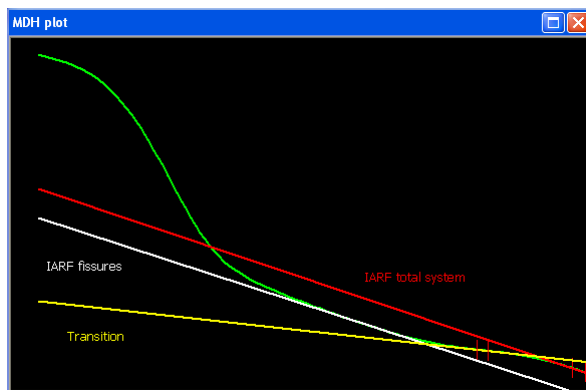


Рис. 7.C.7 – Полулогарифмический анализ PSS с двойной пористостью

На Рис. 7.C.8 иллюстрируется типичное совмещение данных модели PSS с двойной пористостью.

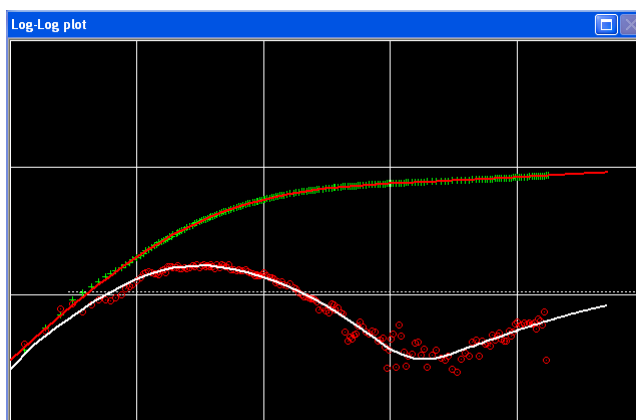


Рис. 7.C.8 – Совмещение данных модели PSS с двойной пористостью

7.C.2 Режим неустановившихся межпоровых перетоков

Эта модель исходит из того, что в матричных блоках есть градиент давления (Рис. 7.C.8) и, соответственно, пьезопроводность. Если профиль давления в блоках значительный, тогда нужно учитывать форму блоков, и по этой причине доступны 2 модели, каждая из которых соответствует разным геометрическим построениям матричных блоков (Рис. 7.C.9).

Модель «плиточной» геометрии исходит из прямоугольных матричных блоков, это то, что до сих пор рассматривалось (PSS) с моделями двойной пористости. «Сферические» модели, физически реалистичные либо нет, представляют другую простую геометрическую структуру, которой задаются граничные условия для математического решения. Сложно визуально представить коллектор, состоящий из сферических матричных блоков, но из-за движения флюидов за геологический период сеть трещин возможно станет кавернозной, и края матричных блоков закруглятся. Массив данных о двойной пористости иногда лучше всех производит совмещение «сферических» моделей. Как и раньше, наши математические модели могут не быть точным представлением характера в коллекторе, но показатели работы таких моделей очень близки к замеренным давлениям с этих скважин.

Два отклика очень похожи между собой.

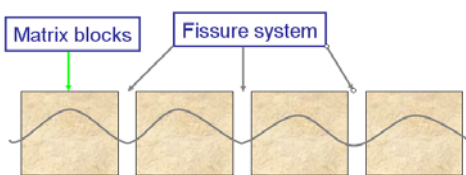


Рис. 7.С.9 – Давление в разрезе

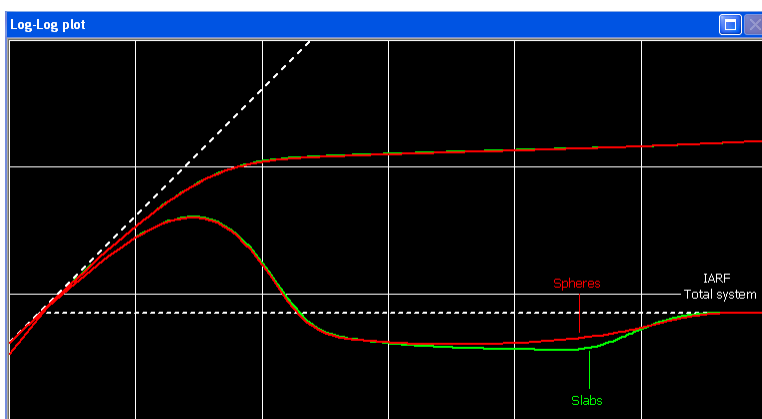


Рис. 7.С.10 – Неустановившийся режим с двойной пористостью, график в двойном логарифмическом масштабе

Как показано на графиках, Рис. 7.С.10, Рис. 7.С.11 и Рис. 7.С.12, радиальное течение в системе трещин очень недолговечно и на практике не видно. На стадии перехода значение полулогарифмического уклона / производной равно половине значения радиального течения всей системы. ω в данной модели оказывает на форму производной менее выраженный эффект, а λ задает время, за которое происходит переход отклика к режиму IARF всей системы.

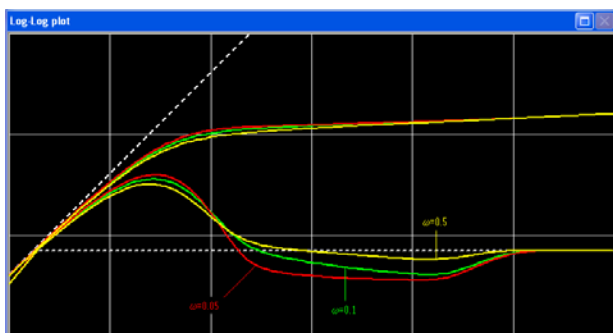


Рис. 7.С.11 – Влияние ω

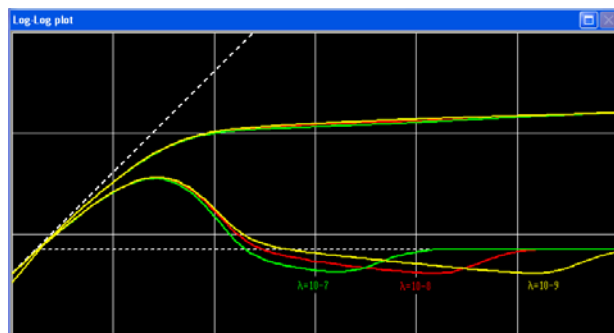


Рис. 7.С.12 – Влияние λ

На Рис. 7.С.13 иллюстрируется совмещение с плиточной моделью неустановившегося режима двойной пористости, где исследования вынужденно были остановлены на стадии перехода.

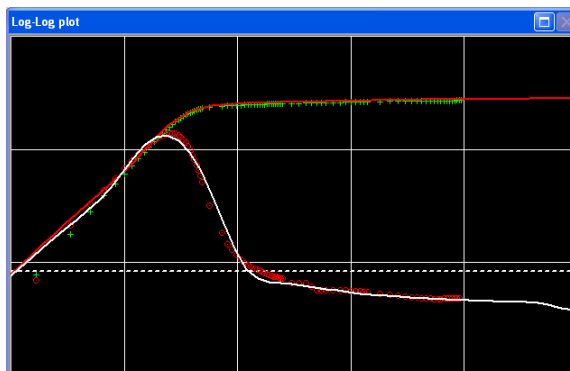


Рис. 7.С.13 – Совмещение данных с плиточной моделью неустановившегося режима с двойной пористостью

7.С.3 Расширение модели двойной пористости

Поведение двух семейств моделей двойной пористости очень сильно отличается друг от друга. Поведение псевдоустановившегося режима фильтрации начинается с чистого потока в трещинах, после чего происходит резкий переход от трещины к полному потоку, который характеризуется впадиной на отклике производной. Поведение неустановившегося режима фильтрации (плиточной или сферическое) незамедлительно идет к стадии перехода, который происходит сравнительно плавно. Во многих случаях поведение естественно трещиноватых пород, если оно заметно, будет промежуточной стадией между резкими и плавными версиями этих моделей. Вот поэтому делались несколько попыток сгладить модель PSS или заострить модели неустановившихся режимов.

В случае реализации в КАППА, эти варианты доступны в качестве внешних моделей *.

*Внешними называются модели, которые доступны отдельно из корневой библиотеки оболочки Ecrin.

7.С.3.а Псевдоустановившееся состояние с переменными пористостями

Расширение до модели двойной пористости PSS должно учитывать разные размеры матричных блоков. Самый базовый вариант – с двумя сериями размеров блоков, как показано на левой части Рис. 7.С.14.

ω сохраняет свое определение как критерий доли связанного порового объема, занятого трещинами. Теперь каждая серия матричных блоков имеет собственное значение λ (т.е. λ_1 и λ_2), соответствующее разной длительности переходов, и занимает разную долю порового пространства в материнской породе. Мы задаем δ_1 , долю порового пространства в материнской породе, занятого первой серией блоков, относительно суммарной упругости блоков:

$$\delta_1 = \frac{(\Phi V c_t)_1}{(\Phi V c_t)_{1+2}} \quad \text{и} \quad \delta_2 = 1 - \delta_1$$

На Рис. 7.С.14 показан типичный отклик на графике в двойном логарифмическом масштабе. Если сделан правильный выбор параметр и их соотношений, это позволит

наблюдать тройственное разнородное поведение. Первый провал на производной вызывается переходом от системы блоков минимального размера. Второй провал на производной виден только в том случае, если достаточно велик контраст фильтрационных сопротивлений межпоровых перетоков двухблочных систем.

При постоянном значении ω , чем ниже значение δ_1 , тем меньше первый провал и больше второй.

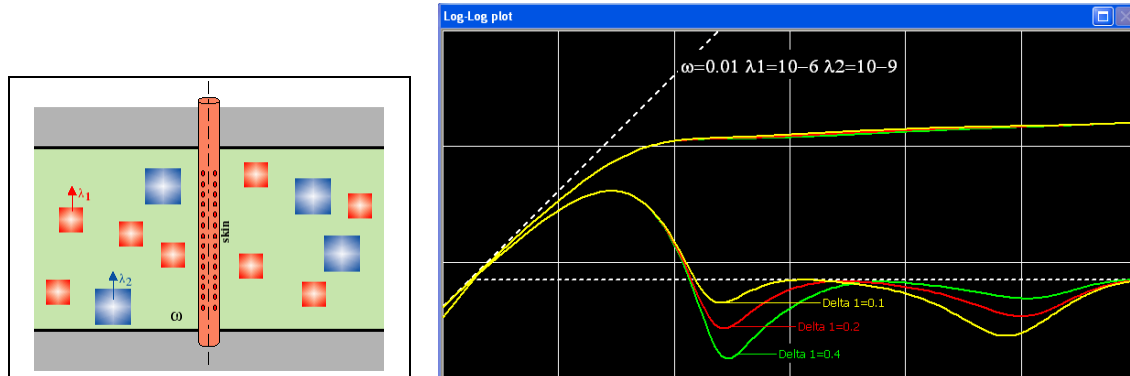


Рис. 7.С.14 – Режим PSS двойной пористости с двумя размерами блоков

На Рис. 7.С.15 показано поведение при близких значениях разных коэффициентов лямбды. Кривая давления может выразить простой отклик двойной проницаемости, даже если существует сильный контраст в коэффициенте упругоэластичности между двумя матричными блоками разных размеров.

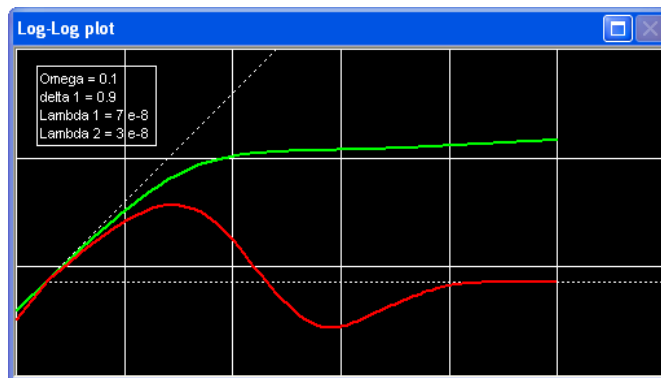


Рис. 7.С.15 – Близкие значения лямбды

7.С.3.б Неустановившийся режим с нарушенными матрицами

Расширение до модели неустановившегося режима фильтрации с двойной пористостью должно прибавить к плоскости матрицы скин-эффект. Понятие сфер и плит по-прежнему достоверно, а значения ω и λ имеют те же определения, что и раньше.

На Рис. 7.С.16 приводится иллюстрация, как путем приложения скин-эффекта к плоскости матрицы решение достигает отклика двойной пористости режима PSS.

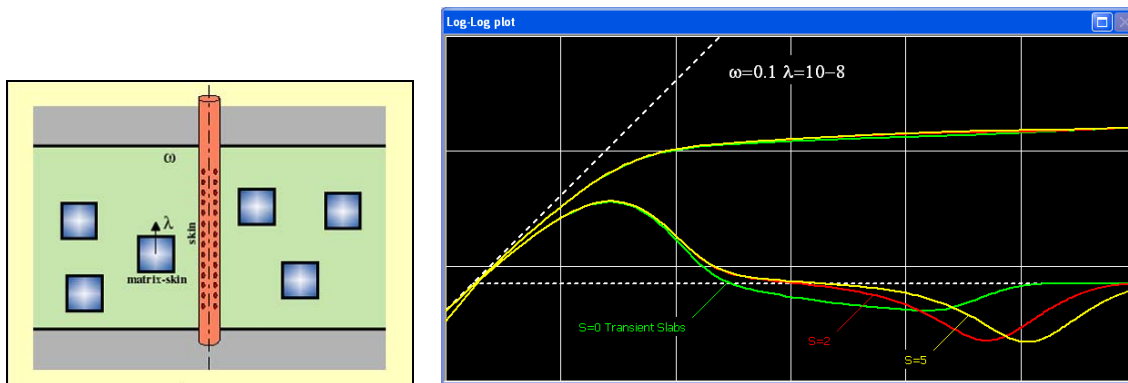


Рис. 7.C.16 – Неустановившийся режим двойной пористости со скин-эффектом матрицы

7.D Модели пластов с двойной проницаемостью

В каких случаях слоистый коллектор не является слоистым? Когда каждый слой обладает одинаковыми свойствами, в этом случае поведение системы будет эквивалентно поведению суммарного интервала.

В модели двойной проницаемости (2К) коллектор состоит из двух слоев с разной проницаемостью, возможно перфорированных, а может и нет. Перетоки между пластами пропорциональны разности давлений между ними.

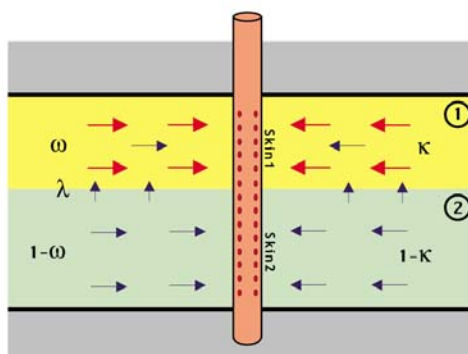


Рис. 7.D.1 – Коллектор с двойной проницаемостью

Существует еще один параметр, заметный на модели PSS с двойной пористостью. ω и λ имеют эквивалентные значения:

$$\omega = \frac{(V\Phi c_t)_1}{(V\Phi c_t)_1 + (V\Phi c_t)_2} \quad \lambda = \alpha r_w^2 \frac{(kh)_1}{(kh)_1 + (kh)_2}$$

ω, коэффициент упругости пласта (слоя), есть доля связанного порового пространства, занятого слоем 1, а λ, параметр течения в межслойном пространстве, описывает фильтрационные свойства между слоями. Дополнительно вводится еще один коэффициент: κ - есть отношение произведения проницаемости на мощность первого слоя к сумме обоих слоев:

$$\kappa = \frac{(kh)_1}{(kh)_1 + (kh)_2}$$

Обычно за слой 1 принимается слой с высокой проницаемостью, поэтому κ будет ближе 1. На раннем этапе времени нет разности давлений между слоями, и система ведет себя как 2 однородных слоя без перетоков, в режиме бесконечно действующего радиального течения, с суммарным kh двух слоев. Когда наиболее проницаемый слой начинает работать быстрее менее проницаемого слоя, между слоями развивается Δp , и образуются перетоки. В конечном итоге система снова начинает вести себя как однородный коллектор, с суммарным kh и коэффициентом упругоэластичности двух слоев.

Традиционный провал обуславливается значениями ω и λ , которые несут тот же эффект, что и в моделях с двойной пористостью, а κ , снижающий глубину провала с уменьшением κ . Если $\kappa=1$, тогда $\kappa_2=0$, и свойства слоя с низкой проницаемостью эквивалентны свойствам матричных блоков системы с двойной пористостью; и работа (добыча) возможно только от перетоков в сторону слоя с высокой проницаемостью, эквивалентно системе трещин в PSS модели с двойной пористостью.

На Рис. 7.D.2 приводится иллюстрация чувствительности к λ . На Рис. 7.D.3 иллюстрируется чувствительности к ω , а на Рис. 7.D.4 – к κ . $\kappa=1$ эквивалентно модели PSS с двойной пористостью.

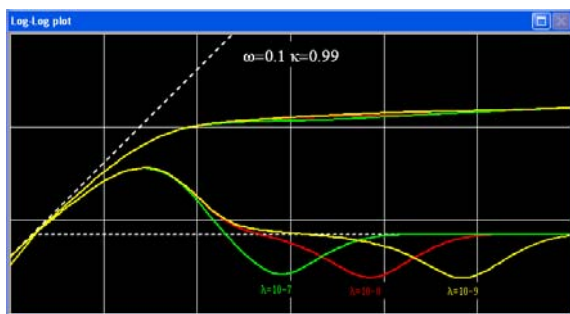


Рис. 7.D.2 – Чувствительность к λ

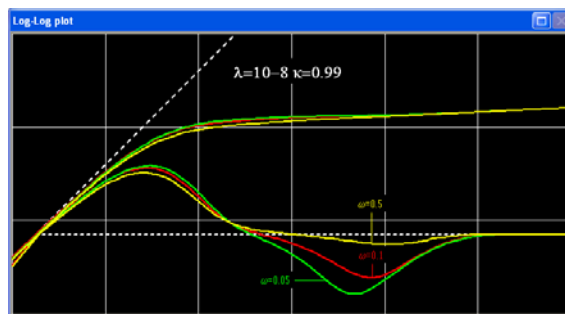


Рис. 7.D.3 – Чувствительность к ω

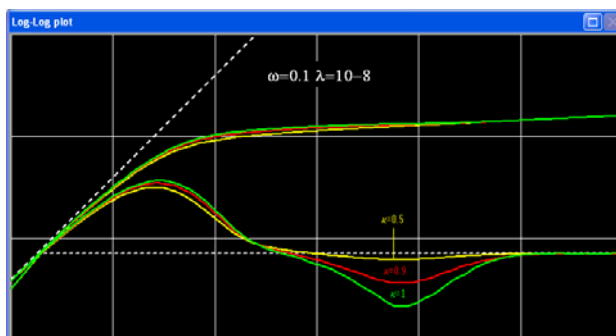
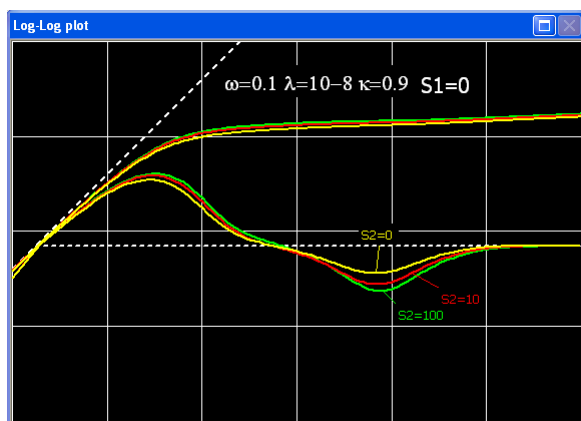
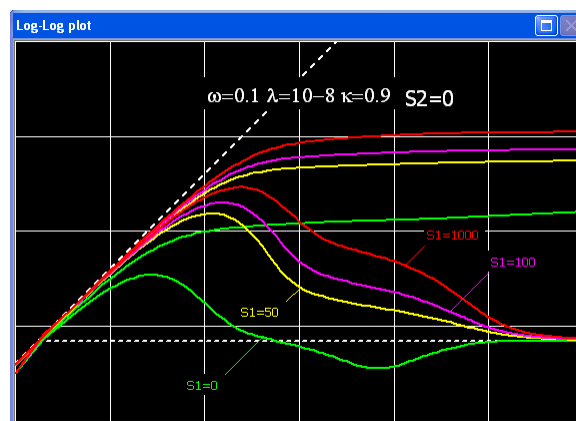


Рис. 7.D.4 – Чувствительность к κ

Изменение скин-фактора в слое 2 мало влияет на поведение модели, в соответствии с примером на Рис. 7.D.5. Однако изменение скин-фактора в слое высокой проницаемости задает абсолютно другой отклик и описывает другую скважинную конфигурацию с применением модели коллектора. Скважину можно перфорировать только в пласте с низкой проницаемостью, поскольку иначе пласт с высокой проницаемостью может закупориться в скважине от движения мелкодисперсных фракций, образования

отложений асфальтенов и (или) солей или скоплений окалины. Слой с высокой проницаемостью может способствовать добыче единственным способом – через пластовые перетоки в слой с пониженной проницаемостью. Это означает похожее развитие событий с ограниченным забором или частичным вскрытием, просто в этом случае не полностью развивается сферическое течение. Такую конфигурацию скважины и коллектора можно легко анализировать с помощью модели двойной проницаемости путем увеличения скин-фактора в слое 1, чтобы симитировать закупоривание или отсутствие перфорации в этом слое. На Рис. 7.D.6 иллюстрируется поведение модели при изменении скин-фактора в слое с высокой проницаемости.

Рис. 7.D.5 – Изменение S_2 Рис. 7.D.6 – Изменение S_1

На Рис. 7.D.7 приводится реальный пример совмещения данных (увязки) модели с классическим откликом двойной проницаемости. На Рис. 7.D.8 приводится другой реальный пример, где был закупорен слой с повышенной проницаемостью. Позднее этот диагноз был подтвержден промысловым каротажем, и приняты успешные корректирующие действия.

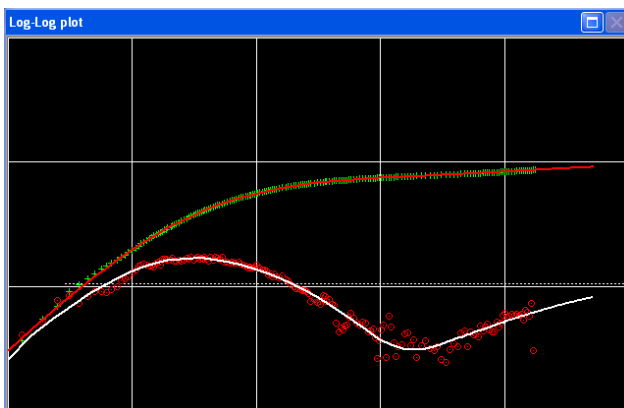


Рис. 7.D.7 – Классическая двойная проницаемость

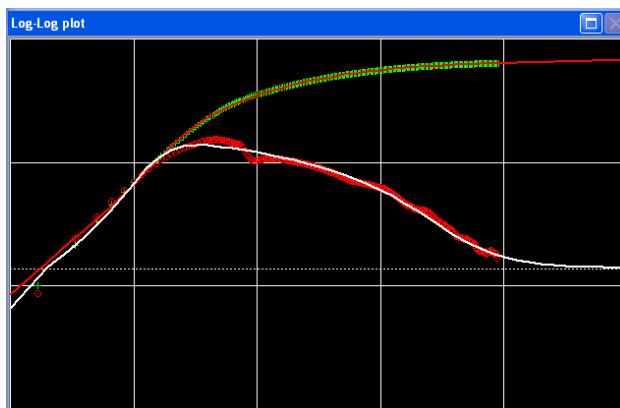


Рис. 7.D.8 – Слой 1 с двойной проницаемостью, закупорен

7.D.1 Расширение модели двойной проницаемости

7.D.1.a Несколько слоев

Двухслойную модель можно применять во многих случаях в той мере, что часто есть возможность разделить многослойный пласт на два набора слоев и решать его как эквивалентную двухслойную систему. Однако это может превратиться в чрезмерное упрощение, и тогда понадобится развертывание в модели большего количества слоев.

Тот же принцип в решении для двух слоев можно напрямую распространить на число слоев больше двух.

Уже заданные для задачи о двух слоях параметры превращаются в:

ω_i , коэффициент упругости слоя, есть доля связанного порового объема, занятого слоем (i) в сравнении с суммарным поровым объемом.

$$\omega_i = \frac{(V\Phi c_t)_i}{\sum_j (V\Phi c_t)_j}$$

λ_i , параметр межслойного течения, описывает фильтрационные свойства потока между слоем i и $i+1$:

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{(kh)_i}{(kh)_i + (kh)_{i+1}}$$

κ_i есть отношение произведения проницаемости на мощность слоя i к суммарному значению слоев kh :

$$\kappa_i = \frac{(kh)_i}{\sum_j kh_j}$$

В такого рода системе с переменной проницаемостью можно ожидать наблюдение многих разнородных откликов, ибо мы имеем двойственные системы. Это действует, пока обуславливающие разнородность параметры достаточно отличаются, чтобы не маскировать друг друга.

На Рис. 7.D.9 иллюстрируется поведение трехслойной модели с перетоком. На раннем этапе времени слои работают самостоятельно, а поведение соответствует эксплуатации трех слоев без перетока. Когда возникает первый межслойный переток (граница раздела с повышенным значением λ), наблюдается переходный период, представленный перегибом на отклике давления и впадиной на производной.

После этого первого перехода производная возвращается к своей стабилизации IARF, а затем представляет второй переход. После всех переходов коллектор действует как однородная среда с суммарными значениями kh и упругости.

В примере (Рис. 7.D.9) лишь один параметр ω_2 изменяет всю форму отклика, ибо увеличение ω_2 подразумевает уменьшение ω_3 , отсюда инверсия контраста.

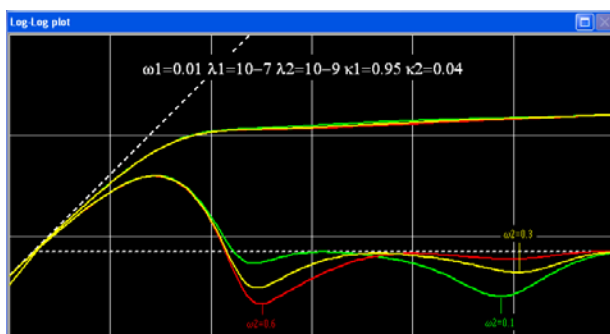


Рис. 7.D.9 – Три слоя

7.D.1.b Численные многослойные модели

Можно легко сконструировать многослойную численную модель, которая предусмотрит перетоки в коллекторе путем определения вертикальной проницаемости или скорее анизотропии k_v/k_r , управляющей потоком на границе раздела между всеми слоями. Заданная здесь анизотропия является не анизотропией слоев, а полупроницаемой стенкой между слоями. Слои остаются изотропными. Подробнее об использовании численных моделей для имитации комплексных слоистых пластов рассказывается в главе 11.

Вертикальная проницаемость k_v связана с параметром λ аналитических моделей.

Если в качестве исходного допущения берется полупроницаемая стенка, тогда:

$$k_v = (k_1 h_1 + k_2 h_2) \frac{\lambda}{r_w^2} h_{wall}$$

ω аналитической модели связан с $\Phi h c_t$ каждого слоя. Каждый слой может работать в скважину или быть полностью заблокированным, тем самым эксплуатация только посредством перетоков.

На Рис. 7.D.10 иллюстрируется отклик численного симулятора с двумя слоями при разных значениях k_v/k_r , а на Рис. 7.D.11 – отклик, когда слой высокой проницаемости был перекрыт со скважины (сравните отклик на Рис. 7.D.6).

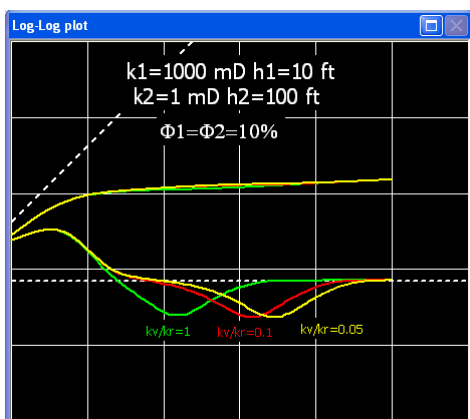


Рис. 7.D.10 – Численная, два слоя, оба работают в скважину

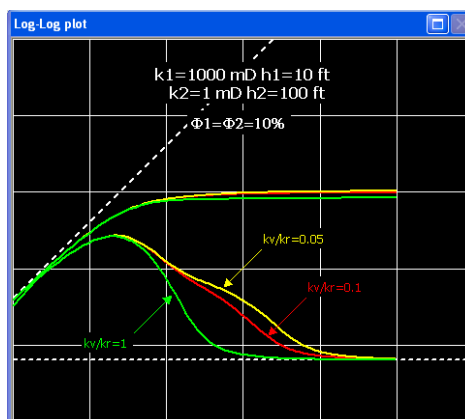


Рис. 7.D.11 – Численная, два слоя, слой высокой проницаемости перекрыт

7.Е Композитные модели пластов

До сего момента исходные допущения моделей были однородными с постоянными насыщенностью, гидропроводностью и эффективной проницаемостью. В большинстве случаев это допущение действительно в пределах временных рамок ГДИС и радиуса исследования. Однако в некоторых случаях необходимо учитывать отклонения гидропроводности в поперечном направлении.

Вот наиболее классические случаи с наблюдениями изменений гидропроводности в площади коллектора:

- Закачка флюида, отличного от пластового флюида
- Изменения насыщенности из-за водоносного горизонта
- Изменения насыщенности из-за газовой шапки
- Изменения латеральной насыщенности из-за эксплуатации ниже давления насыщения или точки росы
- Расчлененность (секционирование)
- Фактические изменения характеристик коллекторов (k , Φ)

Аналитические решения, моделирующие эти случаи, называются композитными (составными или комплексными) моделями. Их геометрия достаточно прямолинейна, и регулируются они двумя простыми параметрами.

Самые распространенные аналитические составные модели – это радиальная составная (Рис. 7.Е.1) и линейная составная (Рис. 7.Е.2). Радиальная составная геометрия располагается в центре скважины, а r_i – радиус внутреннего отсека.

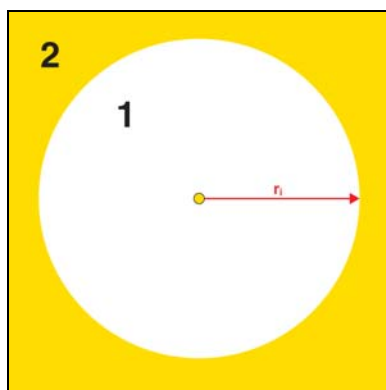


Рис. 7.Е.1 – Радиальный композитный коллектор

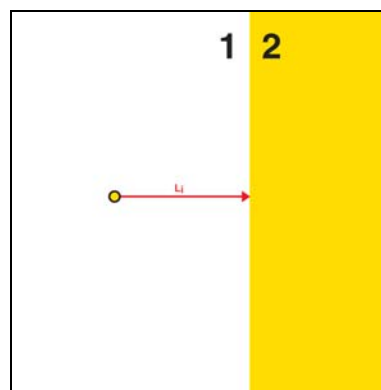


Рис. 7.Е.2 – Линейный композитный коллектор

Для линейного составного коллектора (бесконечной протяженности) соответствующим параметром будет L_i – расстояние от скважины до линейной составной границы.

Когда выбирается одно контрольное значение, свойства другого отсека вычисляются из первого с помощью двух параметров:

Коэффициента гидропроводности $M = (k/\mu)_1 / (k/\mu)_2$

Коэффициента пьезопроводности $D = (k/\Phi\mu c_t)_1 / (k/\Phi\mu c_t)_2$.

Есть интерес ввести соотношение $M/D = (\Phi c_t)_1 / (\Phi c_t)_2$.

Как мы видим, соотношение ratio M/D в принципе представляет собой коэффициент сжимаемости, который при первом приближении принимается равным 1, когда оба флюида находятся в одной фазе.

7.Е.1 Поведение (при $M=D$)

На Рис. 7.Е.3 и Рис. 7.Е.4 показано трехмерное представление профиля давления для радиального составного и линейного составного коллектора. На комплексной границе раздела будет не целостность давления, а изменения градиент давления. Приток с обеих сторон одинаков, но из-за разницы в гидропроводности по Закону Дарси получаются два разных градиента давления.

На раннем этапе времени давление поступает только в первый отсек, и поведение будет однородным. Когда обнаруживается составная граница, произойдут изменения условной гидропроводности и пьезопроводности.

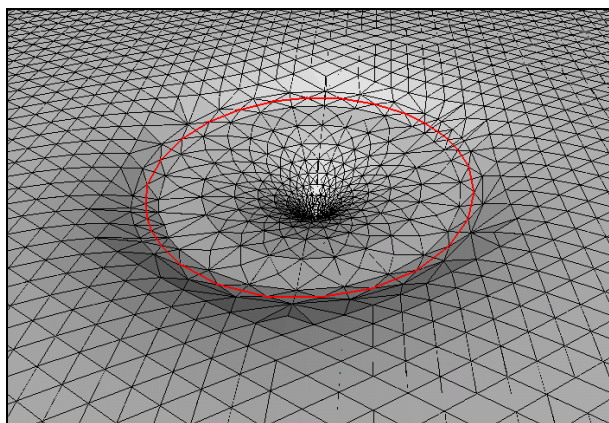


Рис. 7.Е.3 – Профиль радиального составного давления

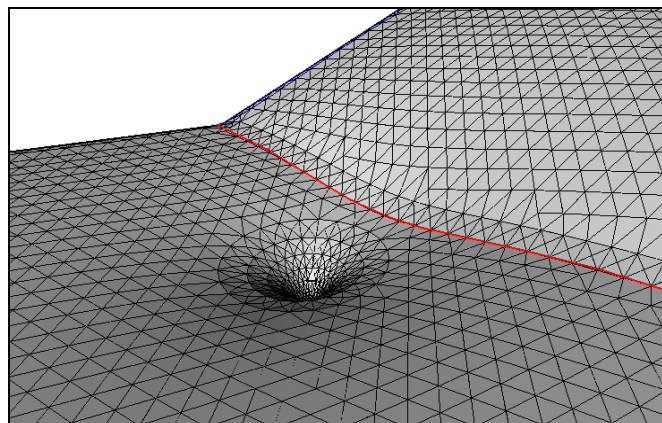


Рис. 7.Е.4 – Профиль линейного составного давления

В случае радиального составного коллектора условная гидропроводность и пьезопроводность перемещаются от внутренних значений (первый отсек) к внешним (второй отсек). Для линейного составного коллектор после перехода условные гидропроводности и пьезопроводности будут средним значением первого и второго отсеков.

7.Е.2 Билогарифмический анализ (при $M=D$)

На Рис. 7.Е.5 показан Билогарифмический отклик радиального составного коллектора для одинакового расстояния до границ и нескольких значений $M=D$. Время, за которое производная отклоняется от первоначального режима IARF (первый отсек) к конечному IARF (второй отсек) связывается с r_i той же самой взаимозависимостью, что и для непроницающей границы или контура постоянного давления, разумеется при условии, что эталонной (контрольной) является гидропроводность первого отсека. Соотношением

между конечным и начальным уровнем производной будет соотношение между начальной и конечной гидропроводностью, т.е. это будет M . Когда $M=D=1$, отклик, очевидно, однороден.

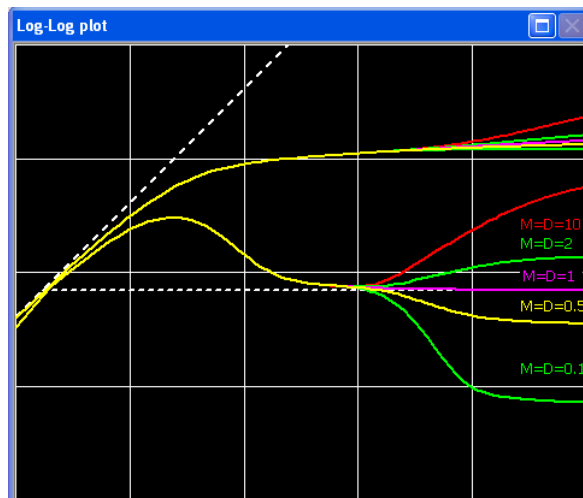


Рис. 7.Е.5 – Билогарифмический отклик, радиальная составная модель
Для $M = D = 0.1, 0.5, 1, 2$ и 10

На Рис. 7.Е.6 представлены билогарифмические отклики для тех же параметров, но в линейном составном коллекторе. Окончательная стабилизация соответствует среднему значению отсеков 1 и 2, переход более пологий, и легче показать, что соотношение между конечным и начальным уровнем производной будет $2M/(M+1)$.

Когда M стремится к бесконечности, т.е. проницаемость внешнего отсека стремится к нулю, то это соотношение будет стремиться к 2. Это соответствует частному случаю непроводящего сброса. Когда M стремится к нулю, проницаемость внешнего отсека стремится к бесконечности, и давление будет поддерживаться на начальном уровне у границы. Это частный случай линейного контура постоянного давления.

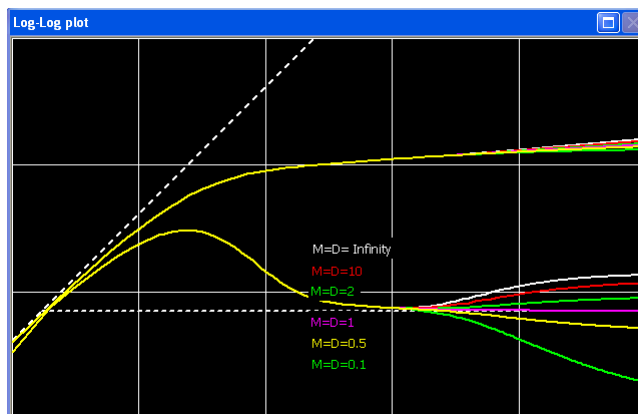


Рис. 7.Е.6 – Билогарифмический отклик, линейная составная модель
Для $M = D = 0.1, 0.5, 1, 2, 10$ и бесконечности

7.Е.3 Полулогарифмический анализ (при $M=D$)

Билогарифмический анализ, для $M=D$, будет аналогичен анализу для пересекающихся сбросов (Глава 8). Полулогарифмический график будет выражать две линейные части, первая соответствует отсеку 1, вторая соответствует отсеку 2 (радиальная составная модель) или среднему значению двух отсеков (линейная составная). Соотношение

уклонов даст M (радиальная) или $2M/(M+1)$ (линейная), а время пересечения двух отрезков даст расстояние до границы составной. Для кривых восстановления давления это отрезок второй прямой, который дает приближенную оценку начального пластового давления, в то время как скин-фактор задается анализом первой прямой.

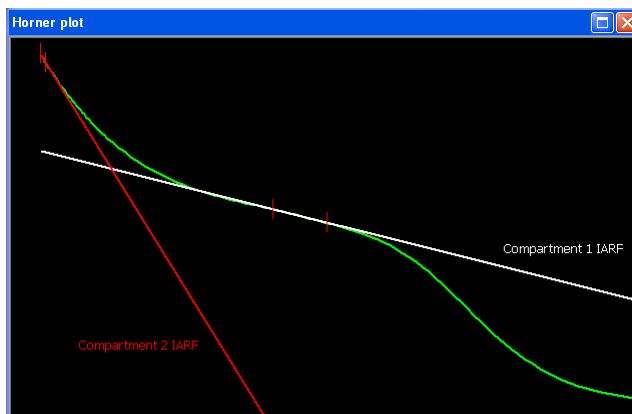


Рис. 7.Е.7 – График Хорнера, радиальная составная модель
Для $M = D = 10$

7.Е.4 Случай с $M=1$ и $D \neq 1$

Предыдущие отклики исходили из того, что M и D равны, т.е. гидропроводности разные, однако $\Phi_{сt}$ одинаковое в обоих отсеках. Теперь рассмотрим случай, где $M=1$ (гидропроводности одинаковые в обоих отсеках), а значение D любое, т.е. коэффициент упругости $\Phi_{сt}$ различный.

На Рис. 7.Е.8 показан отклик для разных значений D . В зависимости от значения D , производная отклоняется вверх ($D < 1$) или вниз ($D > 1$). Отклик с горбом вниз в качественном отношении близок к поведению с двойной пористостью. Разность в форме обуславливается тем фактом, что это изменение в коэффициенте упругости происходит только во втором отсеке, в то время как в модели двойной пористости оно происходит везде.

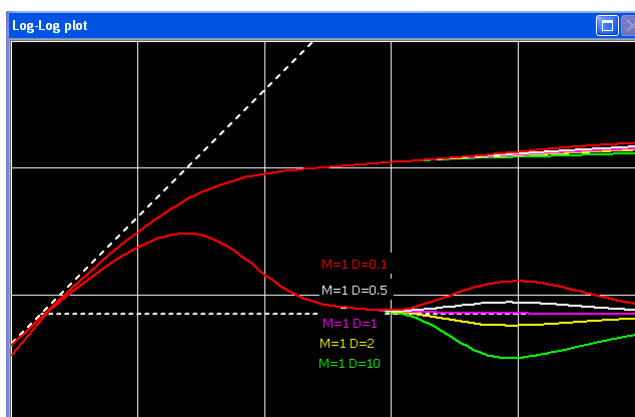


Рис. 7.Е.8 – График в двойном логарифмическом масштабе, радиальная составная модель
Для $M = 1, D = 10, 2, 1, 0.5, 0.1$

7.Е.5 Иные случаи с $M \neq D$

В общем случае, где M и D отличаются, производная пойдет от уровня IARF к конечному уровню, только при функции M , с переходом вверх ($D < M$) или вниз ($D > M$).

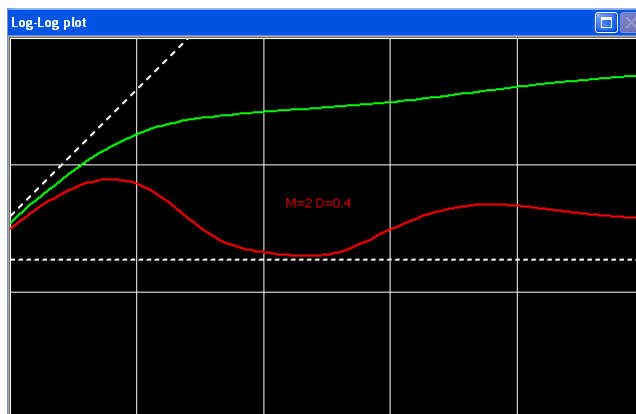


Рис. 7.Е.9 – График в двойном логарифмическом масштабе, радиальная составная модель
Для $M = 2$, $D = 0.4$

7.Е.6 Обобщение композитных моделей

Вышеуказанные составные модели используются в качестве упрощенных подходов для имитации разброса значений насыщенности флюидом. Этих методов может быть достаточно в простейших задачах, и когда принимается однозначность границы раздела фаз, решение получается устойчивым и быстрым.

В некоторых реальных случаях эти исходные допущения возможно считаются слишком упрощенными; например, когда добывающая скважина окружена двухфазным кольцевым пространством вследствие весьма специфических характеристик PVT (ДОТ), создающих газовые пробки или конденсатные валы. В этих случаях возле скважины могут происходить два изменения условий течения флюидов с требованием многоаспектной радиальной модели изменений.

7.Е.6.a Многозонная радиальная композитная модель

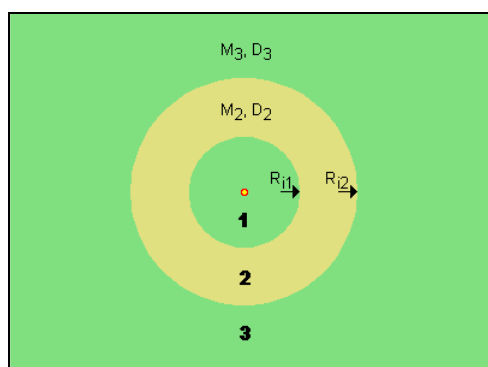


Рис. 7.Е.10 – Трехзонная радиальная составная

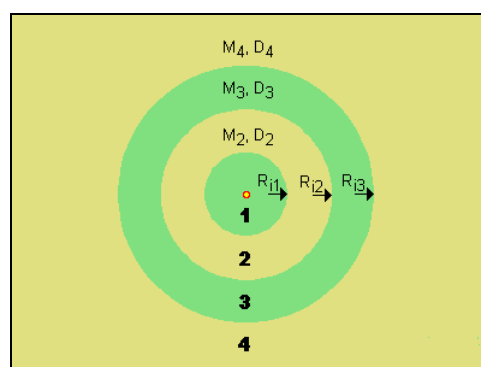


Рис. 7.Е.11 – Четырехзонная радиальная составная

Параметры M_i и D_i в модели имеют соответственно то же самое определение, что и в предыдущих моделях. Их влияния понятны без объяснений по Рис. 7.Е.10 и Рис. 7.Е.11.

На Рис. 7.Е.12 иллюстрируется возможный отклик, где для построения модели использовалась четырехзонная радиальная составная.

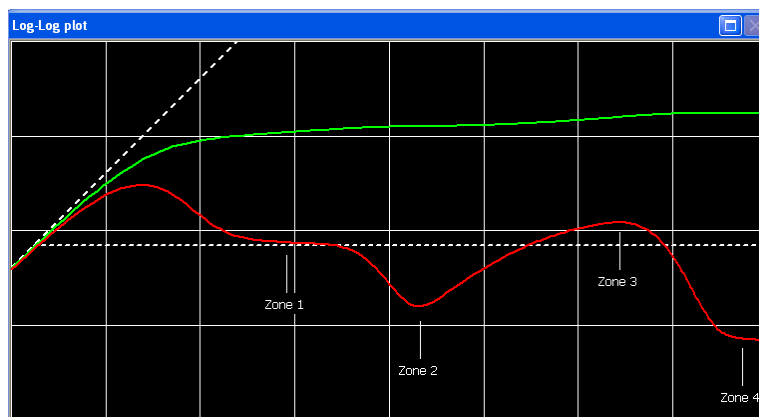


Рис. 7.Е.12 – Четырехзонная радиальная составная

Вопрос теперь звучит так: полезны ли реально эти модели? Перескакивая вперед и держа в уме параграф 7.Е.8, ответ будет положительным, однако не в руках неумелого интерпретатора. Эти модели наверняка не будут никем использованы в качестве последнего средства, просто чтобы произвести «насильственное» совмещение модельных данных условно сложного отклика, которое трудно объяснить в физическом мире.

Одним из недостатков, ставящих под сомнение ее полезность, является тот факт, что все теоретически обязано быть радиально, чего в реальной жизни явно не происходит. Однако мы должны понимать, что при использовании таких моделей, и коли на то пошло любых аналитических моделей, искомым будет эквивалентное поведение. Эти модели в частности полезны для описания изменений в валах флюидов возле скважины. Добыча может быть близка или ниже давления насыщения в газонасыщенном флюиде, а на отдалении от скважины газонасыщенность может радиально меняться. Таким образом, возможно существование зон с подвижным и неподвижным газом, регулируемых критической насыщенностью. Это может приводить к созданию различных зон с разной гидропроводностью и даже газовым пробкам.

В типе точки росы по флюиду вокруг скважины могут образовываться валы флюидов с разной насыщенностью, что опять же приводит к созданию колебаний значений гидропроводности.

На Рис. 7.Е.13 иллюстрируется изменчивая гидропроводность и «газовая пробка», совмещаемые с многозонной радиальной составной аналитической моделью, а на Рис. 7.Е.14 показано явление того же вида в газоконденсатной скважине, где конденсатный вал действует как переменное ограничение потока.

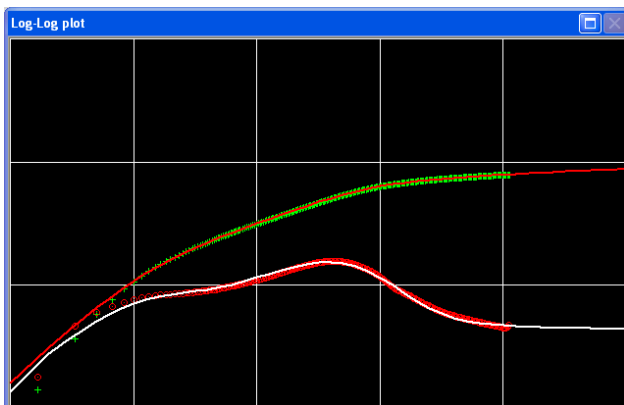


Рис. 7.Е.13 – Газовые пробки

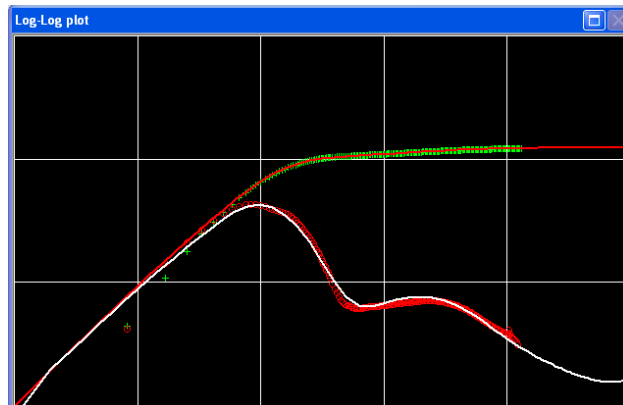


Рис. 7.Е.14 – Конденсатный вал

7.Е.6.в Численные модели

Составные численные модели легко строятся, и в большинстве случаев представляют реальную жизнь лучше аналитических. Для многих инженеров сам факт использования реальной модели звучит убедительнее применения составных аналитических моделей. Использование численных моделей для имитации сложных составных коллекторов подробно описывается в Главе 11.

На Рис. 7.Е.15 показана типичная численная модель неструктурированной сеткой Вороного. Цвет обозначает составные зоны, где можно задать коэффициент гидропроводности M и коэффициент пьезопроводности D . На Рис. 7.Е.16 иллюстрируется отклик модели, в соответствии с определением по Рис. 7.Е.15.

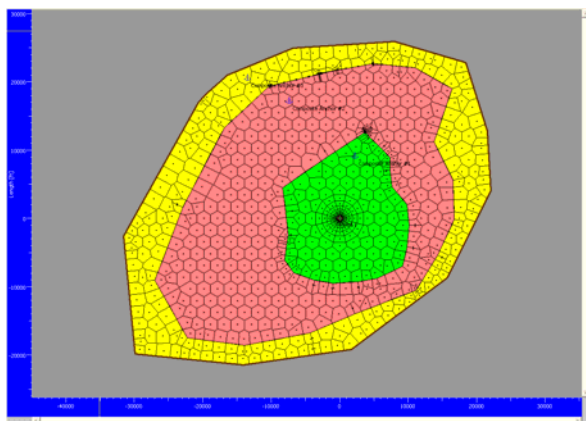


Рис. 7.Е.15 – Численная модель

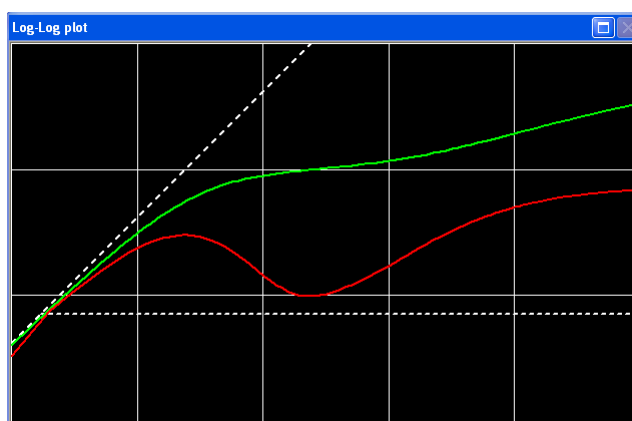


Рис. 7.Е.16 – Отклик

7.Е.7 Для чего использовать композитную модель?

7.Е.7.а Изменения коллекторских свойств

В этом случае основные физические изменения происходят с проницаемостью и пористостью. M становится коэффициентом проницаемости (отношением вертикальной проницаемости к горизонтальной), а с D рассчитывается коэффициент пористости. Предельным случаем такой модели является численная имитация геостатических фаций коллектора. Фактически, использование радиальной составной модели в таких случаях

немного сомнительно, если только вы не верите, что разбурили скважину точно в середине отсека коллектора.

7.Е.7.в Фронт флюидов

Это случай для водонагнетательных скважин. Когда скважина закрыта, и мы видим резкое падение, отклик давления покажет радиальное составное поведение, соответствующее движению сначала в воде, а затем в исходном пластовом флюиде. М и D затем приводятся к изменениям относительной эффективной проницаемости, вязкости и сжимаемости между водой (первый отсек) и исходным флюидом (второй отсек). Такая аппроксимация с радиальной составной моделью достоверна на стадии закрытия, когда фазовый фронт стабилен. На стадиях нагнетания фронт не стабилен, и поведение будет совершенно другим. В большинстве случаев, за исключением раннего этапа времени, отклик нагнетания ведет себя как однородный коллектор с одной водой, т.е. вытеснение фазового фронта заслоняет скважину от исходного пластового флюида.

7.Е.7.с Гравийные набивки и зона инфильтрации

Как составная модель используется для этого, то неправильно классифицировать ее как граничный эффект, поскольку в этом случае первый отсек соответствует зоне инфильтрации (проникновения) или гравийной набивке, а второй отсек представляет фактический коллектор. Переход происходит на раннем этапе времени, а внутренняя составная зона приводит к эквивалентному скин-эффекту.

7.Е.7.d Совмещение старого непонятого отклика

Это по настоящему плохая причина. Составные модели вероятно наиболее чрезмерно и неправильно используемые модели в отрасли. Вследствие своей универсальности в совмещении почти любых сигнатур производных радиальная составная модель, в сочетании с моделью переменного влияния ствола, служит крайним средством для избавления от любых сложных интерпретационных проблем путем построения идеального совмещения данных, которое удовлетворит всякого, кто знает мало или ничего о анализе данных на неустановившихся режимах фильтрации. Хуже того, многоаспектные составные модели, когда изменения в коэффициентах пьезопроводности и гидропроводности можно размещать на разных расстояниях, соответственно действуют в разные этапы времени, не ставя предела нашей возможности совмещения любых откликов. Но это подтасовка фактов. Это сводится только к совмещению данных только по коэффициенту продуктивности скважины на неустановившемся режиме фильтрации, и работает не лучше, чем с простым сплайном.

Составные модели имеют смысл только в том случае, если такие параметры, как точка границы раздела, изменение гидропроводности и изменение пьезопроводности находятся в пределах диапазонов приемлемых значений и могут быть объяснены. Решение использовать эти модели заключается в знании фактических реальных условий, где ожидаются составные отклики, а не в том, что данные невозможно совмещать с другими менее универсальными моделями.

Составные модели также могут использоваться для конструирования интерпретации путем установления связей между временем обнаружения характеристики и изучением результатов исследований. Если взять указанный ниже пример, это будет выглядеть так: за 1 час мы увидим условное значительное увеличение значения гидропроводности на множитель 8. Если учесть, что начальная стабилизация производной соответствует гидропроводности коллектора, это происходит на расстоянии X.

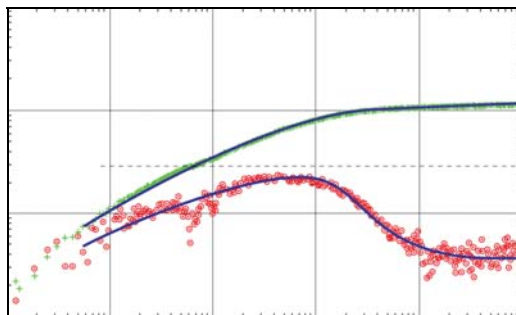


Рис. 7.E.17 – идеальное совмещение данных с радиальной составной моделью
Но имеет ли это смысл?

7.F Анизотропия в пласте

В прошлом анизотропия коллектора редко учитывалась в анализе данных на неустановившихся режимах фильтрации. Поскольку относительно просто включить эти ограничивающие эффекты в аналитическую модель, то у большинства современных аналитических программ есть опция включения как горизонтальной, так и вертикальной анизотропии для применяемых моделей.

В режиме бесконечно действующего радиального течения (IARF) уклон полулогарифмического график и уровень совмещения данных по давлению в билогарифмическом графике выдадут $h\sqrt{k_x k_y}$.

7.F.1 Вертикальная анизотропия

Вертикальная анизотропия как правило начинает действовать в горизонтальных скважинах и скважинах с частичным вскрытием. Вертикальная анизотропия также влияет на поведение многослойных систем с перетоком в коллекторе. На Рис. 7.F.1 иллюстрируется чувствительность к соотношению k_v/k_r в скважине с ограниченным забором или частичным вскрытием пласта-коллектора. На Рис. 7.F.2 иллюстрируется чувствительность поведения горизонтальной скважины к вертикальной анизотропии.

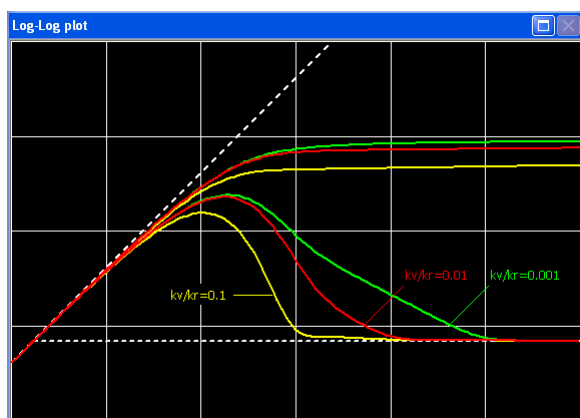


Рис. 7.F.1 – Скважина с частичным вскрытием

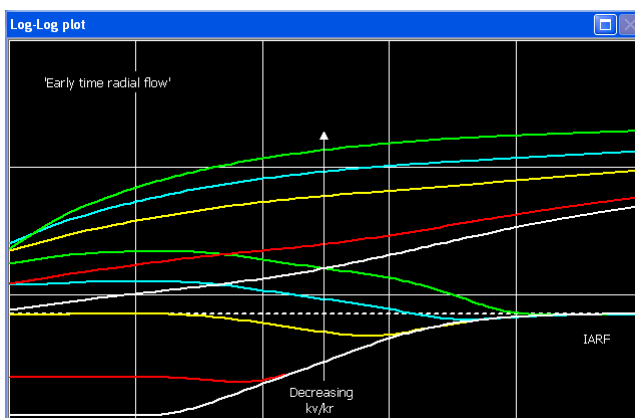


Рис. 7.F.2 – Горизонтальная скважина

7.F.2 Горизонтальная анизотропия

В несвязанной границами модели эффект горизонтальной анизотропии не обнаруживается. Если присутствуют границы, время наблюдения сброса будет зависеть от направленной проницаемости в сторону сброса. На Рис. 7.F.3 это иллюстрируется на примере, где скважина расположена в замкнутом прямоугольнике: четко видно, что при изменении соотношения k_x/k_y те же границы обнаруживаются на более поздних этапах времени.

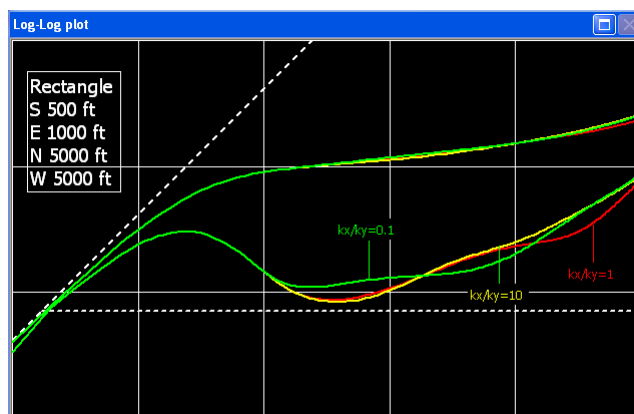


Рис. 7.F.3 – Отклик скважины с горизонтальной анизотропией

7.G Аналитические комбинации моделей пластов

Разнородные модели, по отдельности описанные в предыдущих подразделах, можно объединять в одинаковые аналитические модели. Не удивительно поэтому, что результирующее поведение будет сочетанием индивидуальных поведений, и происходить это может на абсолютно разных этапах времени, если того диктуют параметры.

В случае программных продуктов компании КАППА Saphir и Toraze, эти комбинации моделей реализовывались как внешние библиотеки DLL, которые могли подключаться к приложениям по мере необходимости. Вот основные причины для избрания такой опции:

- Это чувствительные модели, требующие осторожного обращения. У них так много параметров, что не уделяя внимание физическим свойствам, есть возможность совместить все что угодно. Выдавая их за внешнюю модель, заказчику дается возможность контролировать их распределение.
- Решения являются более сложными и реже используются и тестируются. Поэтому они менее стабильны, чем более простые модели, являющиеся частью встроенных средств приложений.

На Рис. 7.G.1 показаны схема и пример поведения по сочетанию слоистых и составных систем. Примером применения модели служит коллектор с двумя объектами, которые гидравлически разделены на уровне скважины, но связаны по расстоянию.

На Рис. 7.G.2 и Рис. 7.G.3 соответственно представлено введение поведения с двойной пористостью в слоистую и составную системы. Опять же они релевантны, только если нам известно, что, по меньшей мере, часть слоистых / составных систем является трещинной.

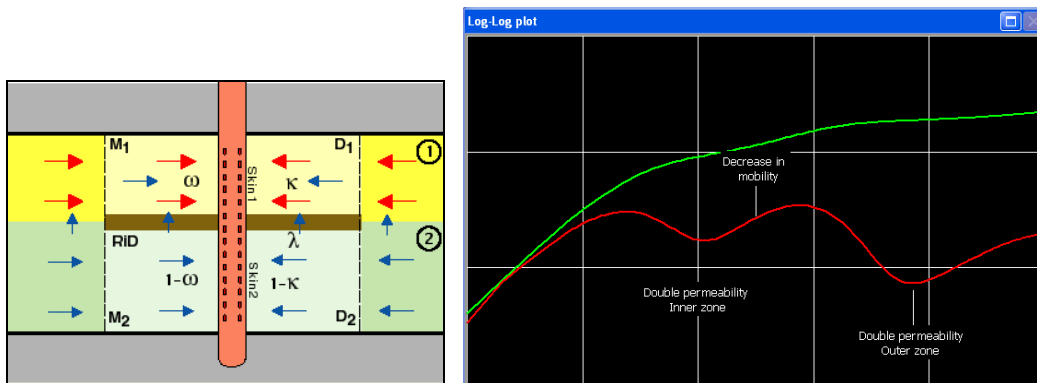


Рис. 7.G.1 – Коллектор двойной проницаемости с радиальными составными объектами

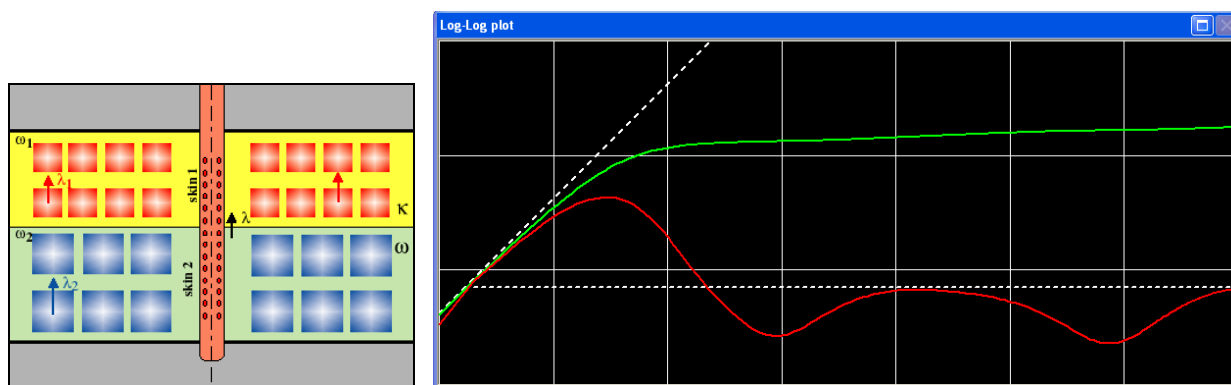


Рис. 7.G.2 – Коллектор двойной проницаемости со слоями двойной пористости

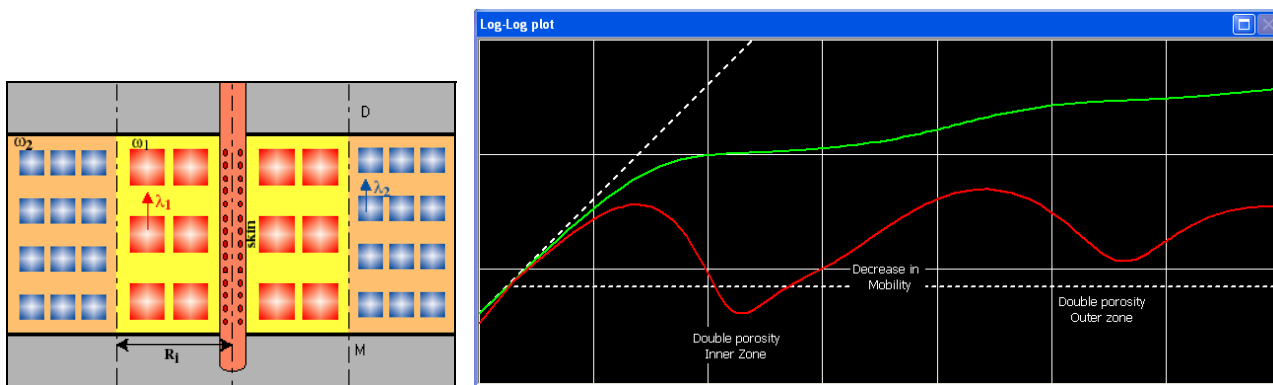
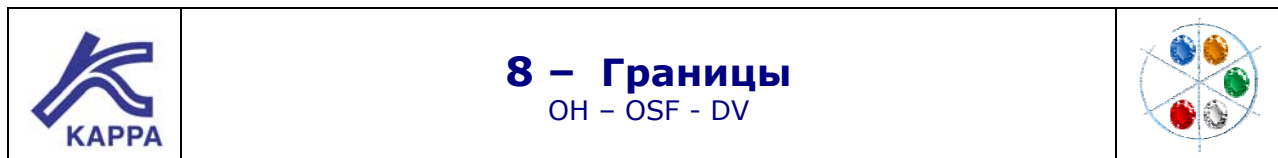


Рис. 7.G.3 – Радиальный составной коллектор с двойной пористостью

Такие модели ни в коем случае нельзя использовать в целях совмещения непонятно выглядящего отклика. Для обоснования такого варианта должны быть доказательства, и знания о пласте и флюидах. Также важно отметить, что надо думать о слишком большом количестве параметров, и всякого рода решение «обратной задачи» вскоре становится нерелевантным. Ряд параметров должно выводиться из других знаний, а не просто быть формой билогарифмического отклика.



8.А Введение и определения

8.А.1 Введение

В большинстве гидродинамических исследований скважин и при большинстве моделей в анализе данных на неустановившихся режимах фильтрации первая часть отклика давления целиком управляется влиянием ствола скважины (ВСС) и движением потока непосредственно вокруг скважины. Если скважина не совершенна по степени вскрытия пласта-коллектора, то на отклик на раннем этапе времени также будет влиять вертикальное течение из верхних и нижних участков продуктивного интервала. Затем, в большинстве случаев, но не всегда, отклик давления на среднем и (или) позднем этапах времени будет управляться бесконечно действующим радиальным течением (IARF), которое характеризуется стабилизацией производной Бурдэ, где можно оценивать среднюю гидропроводность коллектора (k/μ) и глобальную продуктивность скважины, суммарный условный скин-эффект. Во многих ГДИ анализ на этом прекращается, и последним обнаруженным поведением служит IARF.

Однако, если коллектор достаточно мал, и, если исследования идут достаточно долго, то во время них встречаются граничные (или краевые) эффекты. Их появление может быть случайным, преднамеренным, как при определении границ пласта (ОГП), или неизбежным в случае данных о добыче за длительный период времени.

В настоящей главе охватываются разные виды границ, их соответственные поведения по давлению и производным и методы анализа. В ней мы также покажем, как кажущиеся граничные эффекты оказываются на деле чем-то иным.

Будут рассматриваться только те границы, которые отклоняются от режима IARF, и не будут учитываться вертикальные пределы продуктивного интервала. С физической точки зрения это сомнительный выбор, поскольку вертикальные пределы тоже есть границы, однако для нашей методологии это допускается. Верхние и нижние границы как правило рассматриваются в скважинных моделях с привлечением вертикального потока, таких как горизонтальные скважины и скважины с частичным вскрытием, где отклик раннего этапа времени вовлекает вертикальное движение до достижения этих пределов. Парадоксально, но анализ с участием верхних и нижних границ связан со скважинными моделями и развернут в Главе 6.

8.А.2 Описание поведения на границе

Граница есть та поверхность Σ , расположенная на расстоянии от исследуемой скважины, где происходит изменение фильтрационных свойств. Типичный граничный эффект представлен на Рис. 8.А.1, где в качестве примера берется простой непроводящий разлом. Мы начнем с описания границ в условиях отсутствия потока.

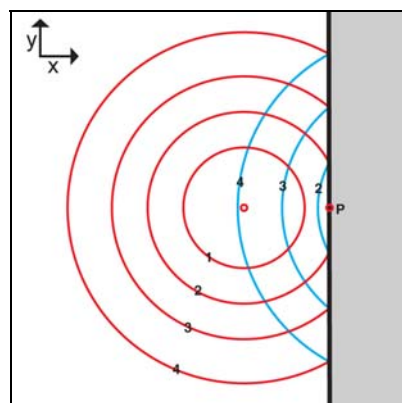


Рис. 8.А.1 – Представление в осях X-Y дополнительного падения давления (синим цветом) из-за границы (пример непроводящего разлома)

На этом рисунке показана не «синусоидальная волна», а точки, в которых падение давления достигает заданной величины (например, 1 psi) на разных этапах времени (1, 2, 3, 4). Красные круги обозначают влияние продукции самой скважины, как будто она работала в бесконечном коллекторе. Голубые круги обозначают дополнительное падение давления **из-за границы** за те же этапы времени.

Здесь нужно дать физическое объяснение: Работа скважины создает падение давления вокруг скважины, которое распространяется по коллектору. Пока влияние границ ничтожно мало, диффузия остается радиальной, а «радиус исследования» (красные круги) будет пропорционален корню квадратному времени.

Когда присутствует граница, за ее пределами не будет поддержки давления, а будет дополнительное падение давления по сравнению с бесконечной конфигурацией. Это падение давления (синие круги) будет оказывать воздействие на профиль давления и также распространяться.

В определенный момент времени величина этого дополнительного падения времени определится манометром в скважине, и обнаружится граница. Это происходит только в том случае, если исследование длится достаточно долго, а манометр обладает достаточно высокой чувствительностью, чтобы зафиксировать сигнал.

Производная давления отклоняется от режима IARF, когда становится заметным влияние ближайших границ. Затем производная принимает такую форму, которая будет зависеть от вида и формы границы, периода притока, если есть фильтрация или закрытие, а в некоторых случаях и от динамики работы скважины.

8.В Разные виды границ

Мы рассмотрим четыре вида границ и их типичное поведение, самостоятельное или в сочетании с другими границами. Это границы непроницаемые, с постоянным давлением, проницаемые и проводящие.

8.В.1 Непроницаемые границы

Через границу без потока Σ нет течения флюида ни в каком направлении. Математическая формулировка такого состояния задается законом Дарси, применяемом при нулевом дебите на границе, в направлении под прямым углом к этой границе:

$$\left[\frac{\partial p}{\partial \vec{n}} \right]_{\Sigma} = 0$$

Данное уравнение означает, что профиль давления при подходе к границе под прямым углом является плоским. На Рис. 8.В.1 показан вертикальный поперечный разрез профиля давления от скважины до границы.

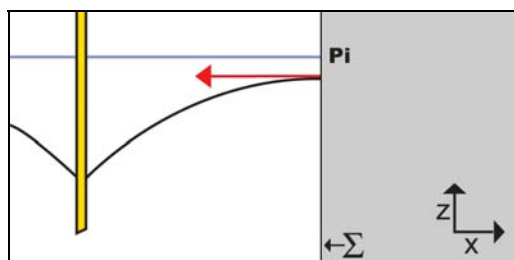


Рис. 8.В.1 – Профиль возле границы без потока

Рис. 8.В.2 есть трехмерное изображение профиля давления из-за того, что скважина работает возле границы с отсутствием потока. Здесь мы представляем двухмерную задачу, а по оси z представлено давление. Давление на границе распределяется не равномерно. В точке границы изменения давления больше, чем ближе всего к скважине. Но если смотреть на каждую линию под прямым углом к границе, характеристика давления на границе становится плоской. Это просто закон Дарси для отсутствия потока в одном направлении.

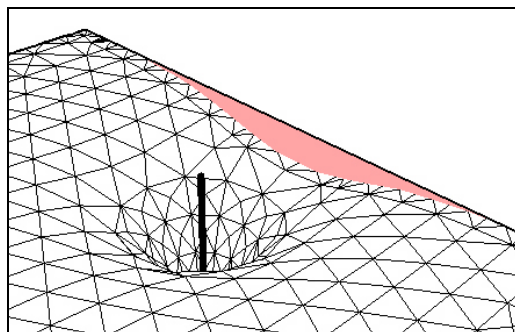


Рис. 8.В.2 – Трехмерное представление профиля давления. Между продуктивным интервалом и границей без потока. Давление по оси z есть функция x и y

8.В.2 Границы с постоянным давлением

Граница с постоянным давлением – это поверхность, за пределами которой есть достаточная поддержка давления, чтобы удерживать его постоянным на границе, обычно на уровне начального давления коллектора:

$$[p]_{\Sigma} = p_i$$

На Рис. 8.В.3 показан поперечный вертикальный разрез профиля давления от скважины до границы. Уклон на границе будет соответствовать притоку флюида, необходимому для поддержания давления на постоянном уровне.

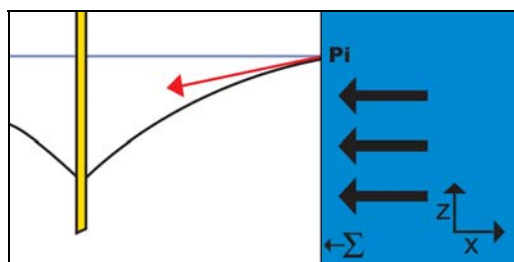


Рис. 8.В.3 – Профиль возле границы с постоянным давлением

8.В.3 Проницаемые границы

Проницаемой границей считается внутренняя граница коллектора, по которой происходит падение давления. Что касается скин-эффекта в стволе скважины, падение давления в некоей точке границы будет, как правило, пропорционально текущему разлому в этой точке. На Рис. 8.В.4 показан поперечный вертикальный разрез профиля давления от скважины до границы.

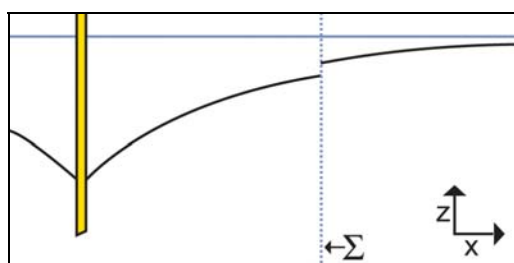


Рис. 8.В.4 – Профиль возле текущей границы

8.В.4 Проводящие границы

Проводящие разломы (границы) можно моделировать численным или аналитическим способом. В данном подразделе мы будем пользоваться аналитической моделью, которая является частью комплекта внешних моделей Saphir, чтобы дать пример ее применения и отклика давления.

Она определяет поведение давления у скважины возле непересекающегося разлома или трещины с конечной удельной проводимостью. Решение включает измененную зону вокруг разлома, по которой возможно вводить скин-эффект. Коллекторские свойства на любой из сторон разлома могут различаться.

На Рис. 8.В.5 дается схематичная иллюстрация модели.

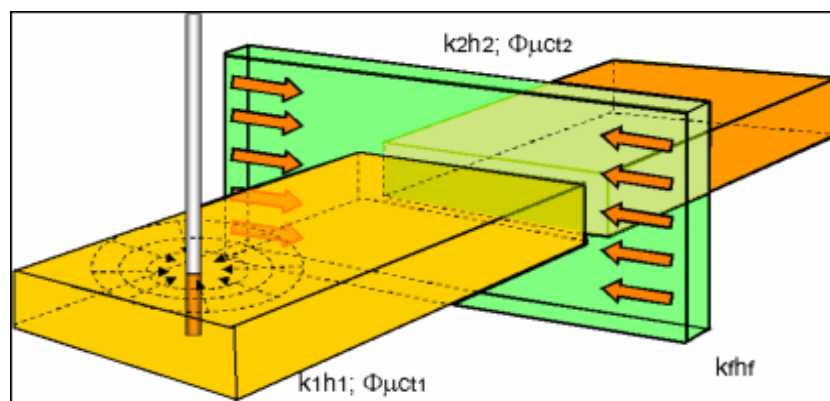


Рис. 8.В.5 – Проводящий разлом

8.С Простой непрoвoдящий разлом

Простейшей моделью границы без потока служит простой нелинейный непрoвoдящий разлом бесконечной протяженности. Этой базовой моделью мы будем пользоваться для иллюстрации механизмов, которые относятся ко всем границам без потока.

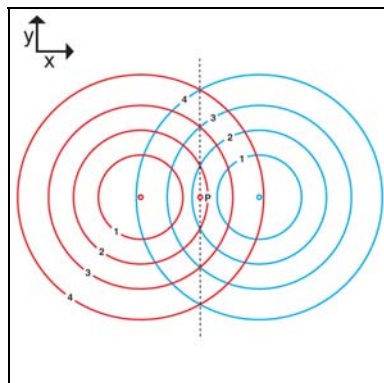


Рис. 8.С.1 – Представление в оси X-Y фиктивной скважины в системе зеркального отображения. Падение давления с фиксированной величиной указано в разные этапы времени. Фактическое падение давления есть сумма этих двух сигналов

Как уже описывалось в параграфе А, к типичному отклику будет относиться бесконечное поведение на раннем или среднем этапе времени. Это поведение как правило характеризуется режимом IARF и стабилизацией производной, а затем уходом от такой стабилизации после обнаружения границы.

Обнаружение простого непрoвoдящего разлома эквивалентно следующему положению: «Начиная с этого момента мы знаем, что для добычи того же объема флюида доступна только половина плоскости коллектора». Это приведет к перепаду давления, которое затем будет распространяться со скоростью, в два раза большей чем в бесконечном коллекторе. У скважины это будет характеризоваться удвоением скорости падения давления, отсюда удвоение уклона полулогарифмической прямой и удвоение билoгарифмической производной.

8.С.1 Поведение

Прежде чем будет видна граница, т.е. эффект границы на замеренном давлении зафиксирован манометром, отклики давления и производной относительно бесконечного коллектора одинаковы. После обнаружения границы производная отклоняется вверх. Через некоторый промежуток времени, в районе одного логарифмического цикла после первоначального отклонения, полулогарифмический уклон удваивается, а производная стабилизируется на уровне, в два раза превышающем исходный, т.е. к условному kh половины фактического kh .

8.С.2 Полулогарифмический анализ

Первоначальный IARF характеризуется условной линейностью на графике в двойном логарифмическом масштабе. Вычерчивание соответствующей полулогарифмической прямой даст значения и kh , и суммарного условного скина. Есть возможность вычертить вторую прямую, которая теоретически должна быть с двойным углом наклона. Время,

соответствующее точке пересечения двух прямых, в сочетании с определенным от линии IARF значением kh , дает расстояние до границы.

$$L = 0.01217 \sqrt{\frac{kt_{int}}{\phi \mu c_i}}$$

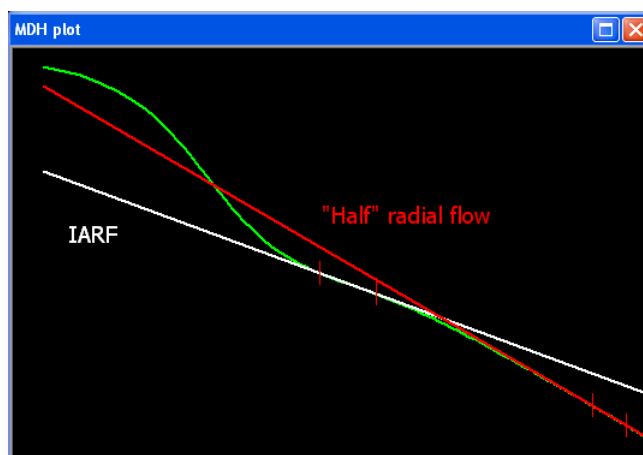


Рис. 8.С.2 – Отклик КПД для непроводящего разлома. График в полулогарифмическом масштабе зависимости P от $\log(\Delta t)$

8.С.3 Билогарифмический анализ

На графике в двойном логарифмическом масштабе простейший способ – это совместить первую часть отклика с бесконечным решением соответствующей модели скважины и коллектора. Инженер тогда перед оцениванием расстояния до границы будет знать значение kh и скважинные параметры, скин и прочее. Первая оптимизация на ВСС, kh и скважинных параметрах будет достоверна, если выбранные инженером точки регрессии не включают поведение на позднем этапе времени.

Затем инженер запустит первую модель, используя первоначальную оценку расстояния до границы из результата полулогарифмического анализа или путем указания на время, когда производная отклоняется от своей начальной стабилизации. Начальное совмещение может не получиться идеальным, но инженер потом сможет внести в расстояние до границы поправку. Полулогарифмическое уравнение показывает, что для заданной гидропроводности граничное время пропорционально квадрату расстояния. Если умножить расстояние до границы на 2, тем самым граничное время умножается на 4. Для небольших поправок, прибавление $X\%$ к расстоянию до границы прибавит $2 \cdot X\%$ к граничному времени.

Иначе говоря, для корректировки расстояния до границы инженер будет использовать нелинейную регрессию. Для близких разломов на границу будет воздействовать отклик до достижения режима IARF. В этом случае может понадобиться одновременная оптимизация всех модельных параметров.

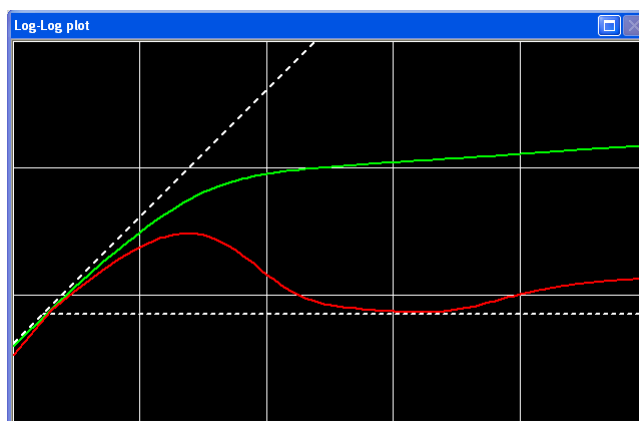


Рис. 8.С.3 – Билогарифмический отклик для непроводящего разлома
Зависимость $\text{Log}(\Delta P)$ и $\text{Log}(\Delta P')$ от $\text{Log}(\Delta t)$

8.С.4 Отклики КВД и переменных дебитов

Во многих случаях интерпретация будет производиться в течение периода закрытия следом за одним или несколькими периодами более-менее постоянной эксплуатации. Граничный эффект будет действовать тем же симметричным способом в отношении эксплуатации. Информация о том, что скважина закрыта, будет двигаться по коллектору. В реакции искажение отклика из-за границы будет распространяться и идти назад в скважину. На двойной логарифмической шкале такое поведение будет характеризоваться удвоением производной. На полулогарифмической шкале кривая Хорнера или время суперпозиции тоже будут выражать удвоение уклона. Для специализированного анализа начальная прямая даст значения kh и скина, но значение p^* , имитирующее давление на бесконечном времени с момента закрытия, будет задаваться с конечного поведения, т.е. отсекаемого отрезка второй прямой.

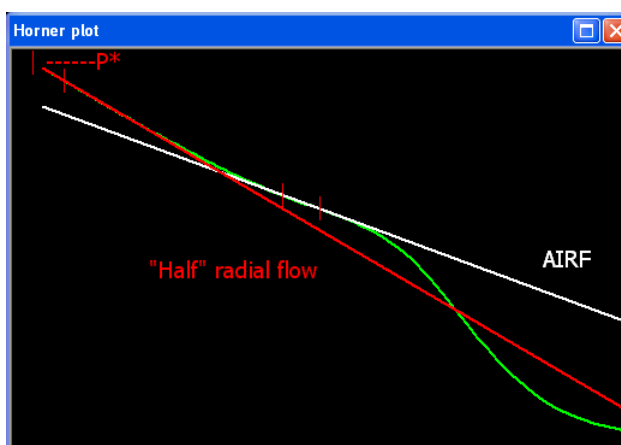


Рис. 8.С.4 – Непроводящий разлом по графику Хорнера
Зависимость P от времени Хорнера

8.С.5 Влияние расстояние до границы

На Рис. 8.С.5 показана чувствительность отклика к расстоянию до границы. Для любого радиального движения (диффузии) определяющей группой служит t/r^2 , т.е. удвоение расстояния до границы; и это будет соответствовать умножению на четыре будущего времени обнаружения границы. Эта взаимосвязь между расстоянием до границы и

временем ее обнаружения достоверна для всех граничных моделей, описываемых в настоящей главе.

Если до границы очень маленькое расстояние, то у режима IARF не будет времени, чтобы развиться, до обнаружения границы. Для очень близких границ отклик давления мог бы выглядеть как однородный бесконечный отклик с условным значением kh в половину от истинного kh коллектора. Например, $L = 100$ футов на Рис. 8.C.5).

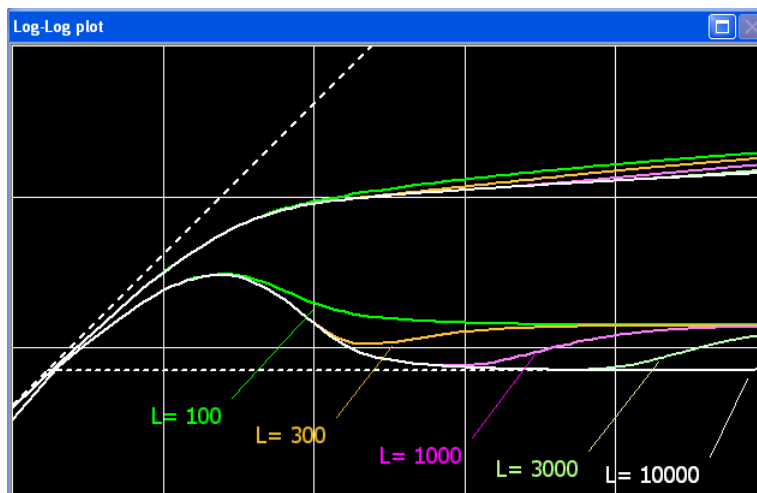


Рис. 8.C.5 – Влияние расстояния до границы
Зависимость P от $\text{Log}(\Delta t)$

8.C.6 Примечания к модели непроводящего разлома

Полное удвоение уклона на реальных данных фактически наблюдается крайне редко. Для этого требуется почти полтора логарифмических цикла по времени после первоначального отклонения от режима IARF, т.е. за период в 30 раз дольше, чем занимает первоначальное обнаружение границы. Вы скорее всего увидите другие границы, прежде чем произойдет удвоение уклона. Кроме того, исследования редко длятся достаточно долго, чтобы дать шанс возникнуть такому удвоению.

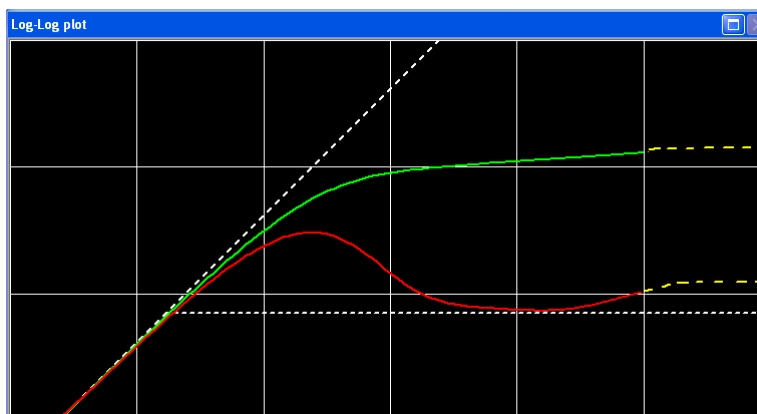


Рис. 8.C.6 – Билогарифмический отклик для непроводящего разлома. Неполный отклик без удвоения уклона

Модель простого разлома будет использоваться тогда, когда уклон меньше двойного уровня, потому что это простейшая модель, позволяющая связать время и расстояние. Если мы увидим отклонение от IARF, и если подумаем, что такое отклонение вызвано

границей, то модель непроводящего разлома даст достаточно точную первую оценку расстояния от скважины до такой границы. На основе этого расстояния мы примем решение, приемлемой ли является гипотеза о границе.

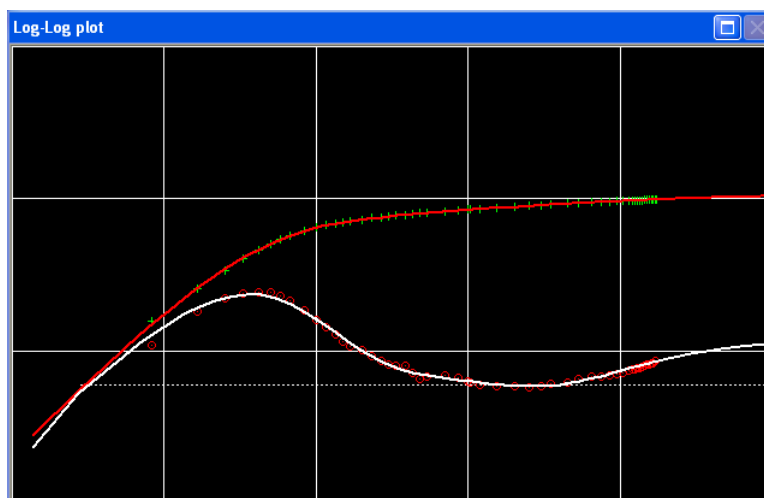


Рис. 8.С.7 – Пример совмещения непроводящего разлома

8.D Пересекающиеся разломы

Модель отдельного разлома, описанная в разделе D, является простейшим случаем, связывающим время обнаружения ближайшей границы с расстоянием между скважиной и этой границей. Как указано выше, редко можно наблюдать полное удвоение уклона, как после, за короткое время обнаруживается простой разлом или другие разломы. В конечном итоге видна вся протяженность коллектора: см. замкнутые системы в разделе F. Одна из основных аналитических моделей, используемых для имитации этих сложных, но все же открытых систем - это модель пересекающихся разломов, представленная на Рис. 8.D.1 ниже.

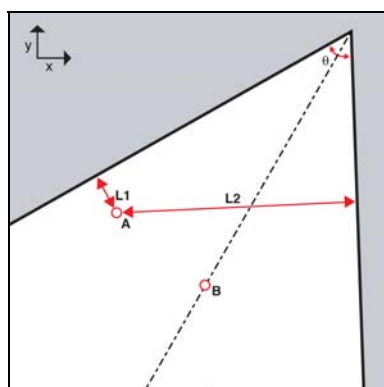


Рис. 8.D.1 – Схема пересекающихся разломов
Точка A ближе к одному разлому, с точкой B на биссектрисе

Скважина расположена между двумя пересекающимися линейными границами бесконечной протяженности. θ есть угол между разломами, $L1$ и $L2$ – ортогональные расстояния между скважиной и двумя разломами. Частный случай – когда скважина расположена на биссектрисе разломов ($L1=L2$).

8.D.1 Поведение

Если скважина значительно ближе к одной из границ (точка А), то начальное поведение совпадает с поведением для простого непроводящего разлома. Когда обнаруживается второй разлом, отклик входит в режим своего «конечного» поведения. Если скважина равноудалена от двух разломов, отклик идет прямо от режима IARF до «конечного» поведения.

«Конечное» поведение есть полурadiaльное течение, ограниченное квадрантом, разделенным двумя разломами. Если θ есть угол между двумя разломами, то фактический размер коллектора меньше бесконечного коллектора на множитель $2\pi/\theta$; отсюда падение давления на $2\pi/\theta$ больше, чтобы давать поступление того же флюида в скважину.

Мы пользуемся термином «конечное» в кавычках, потому что, очевидно, существует период времени, когда будут обнаруживаться дополнительные границы, если исследование продолжается.

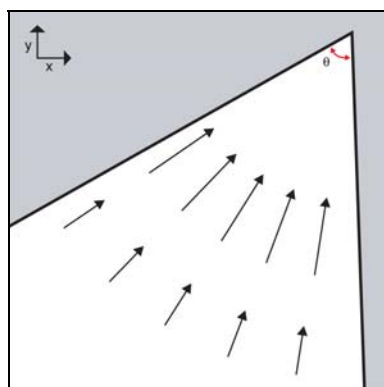


Рис. 8.D.2 – Схема пересекающихся разломов
Более широкий обзор, показывающий конечное полурadiaльное течение

8.D.2 Полулогарифмический анализ

На графике в полулогарифмическом масштабе / Хорнера, это будет характеризоваться второй прямой с уклоном на величину $2\pi/\theta$ выше начального угла наклона линии IARF. Что касается непроводящего разлома, kh и скин будут вычисляться из первой прямой, а случае закрытия экстраполированное давление будет вычисляться из конечной (последней) прямой. Угол θ между разломами будет $2\pi / (m_{\text{final}} / m_{\text{initial}})$.

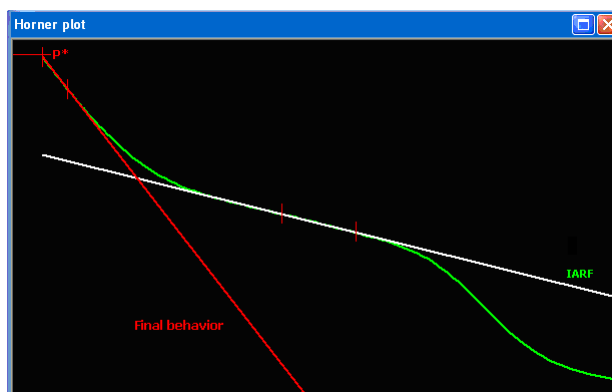


Рис. 8.D.3 – График Хорнера для пересекающихся разломов – точка В

8.D.3 Билогарифмический анализ

Для графике в двойном логарифмическом масштабе отклик будет характеризоваться конечной стабилизацией производной давления на уровне в $2\pi/\theta$ раз выше IARF. Иными словами, уровень стабилизации даст приближенную оценку углов разлома, в то время как этап, на котором производная выпрямляется от IARF и в конечном итоге (точка А) выпрямляется от линии непроводящего разлома, даст приближенную оценку расстояний до границ.

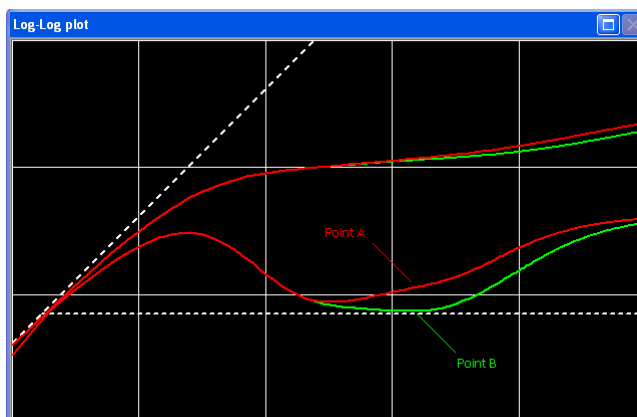


Рис. 8.D.4 – Билогарифмический график для пересекающихся разломов – точки А и В

8.D.4 Примечания к модели пересекающихся разломов

Простой (отдельный) непроводящий разлом есть частный случай пересекающихся разломов, где $L_1=L_2=L$, а $\theta=\pi$.

Когда пересекающиеся разломы строятся с помощью фиктивных скважин, интерпретатор должен выбирать угол θ только в пределах дискретного диапазона значений, соответствующего целой дроби π или 2π . Фиктивные скважины очень легко поддаются реализации, и их быстро можно рассчитать компьютере или калькуляторе. Однако геометрически они требуют, чтобы угол был целой дробью 2π , если скважина располагается на биссектрисе (точка В), и целой дробью π , если скважина располагается в другом месте (точка А). Главное ограничение заключается в том, что мы обычно не можем точно совмещать конечный уровень стабилизации, а θ не будет доступно как параметр нелинейной регрессии.

С обратной стороны, методы с использованием целочисленных решений имитируют отклик для любого угла при более высокой, но теперь уже приемлемой, стоимости машинной работы. Эти модели даже позволяют значению θ быть выше π , и доходить до 2π . Потом мы выйдем на половинный разлом, который можно будет описывать позднее как незавершенная граница. Целочисленные решение позволят выполнять регрессию на θ .

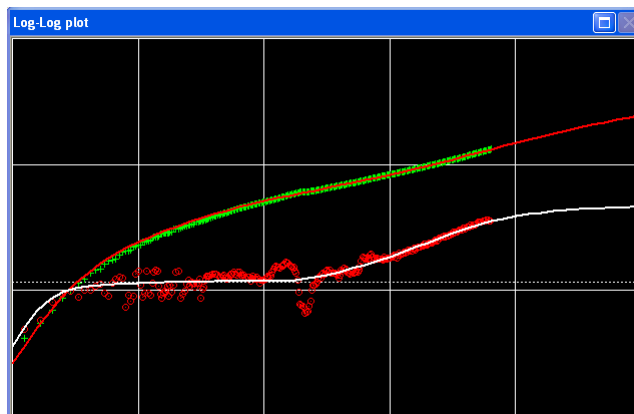


Рис. 8.D.5 – Пример совмещения пересекающихся разломов

8.E Два параллельных разлома

Такое решение также иногда называют каналным коллектором. Скважина размещается в канале, связанном двумя параллельными непроводящими разломами. Назовем L_1 и L_2 ортогональными расстояниями между скважиной и двумя границами. $L = L_1 + L_2$ – это ширина канала. Что касается случая по пересекающимся разломам, тут мы рассмотрим ситуации, когда скважина гораздо ближе к одной границе или к середине канала (Рис. 8.E.1).

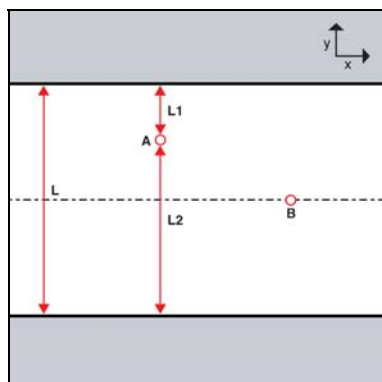


Рис. 8.E.1 – Схема параллельных разломов
Ближе к одному разлому с центром B

8.E.1 Поведение

Если скважина значительно ближе к одной из границ (точка A), то начальное поведение совпадает с откликом для простого непроводящего разлома. Когда обнаруживается второй разлом, отклик входит в режим своего «конечного» поведения. Если скважина равноудалена от двух разломов (точка B), отклик идет прямо от режима IARF до конечного поведения.

Конечным поведением является линейное течение вдоль канала. Опять же следует рассматривать термин «конечное» в кавычках, ибо, очевидно, придет этап времени, когда обнаружатся последние внешние границы, если ждать достаточно долго.

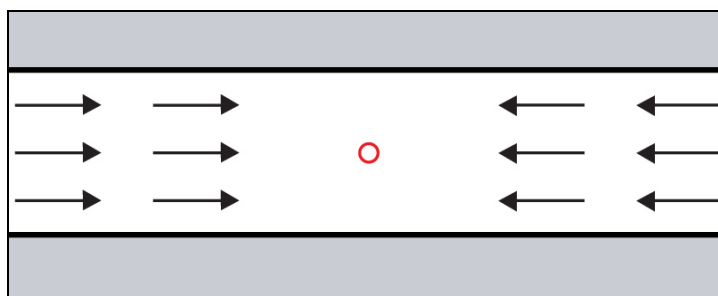


Рис. 8.Е.2 – Схема параллельных разломов
Более широкий обзор, показывающий «конечное» линейное течение

Линейное течение, или, в более общем смысле, поток флюида через постоянное поперечное сечение встречается в нескольких моделях гидродинамических исследований скважин, таких как трещины на раннем этапе времени, см. Главу 6, раздел В; после ВСС, горизонтальные скважины на промежуточных этапах времени, см. Главу 6, раздел D; после достижения верхних и нижних границ; и параллельные разломы на позднем этапе времени. В каждом случае течение характеризуется линейностью между изменением давления и корнем квадратным времени счета:

$$\Delta p = A\sqrt{\Delta t} + B$$

$$\Delta p' = \Delta t \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial \Delta t} = \frac{1}{2} A\sqrt{\Delta t}$$

8.Е.2 Полулогарифмический анализ

Графики в полулогарифмическом масштабе мало помогают в диагностике или количественном выражении параллельных разломов. После IARF отклик давления будет непрерывно изгибаться вверх.

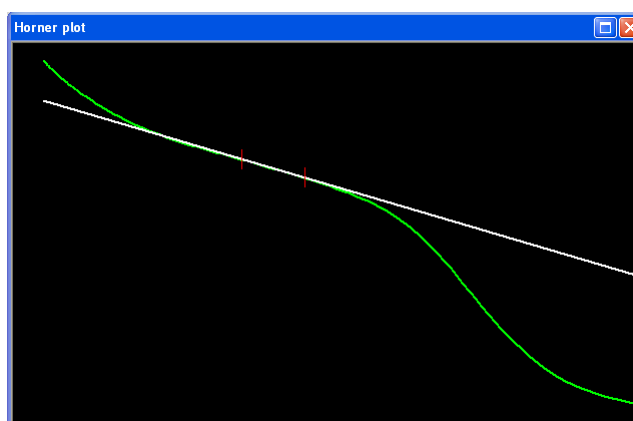


Рис. 8.Е.3 – График Хорнера для параллельных разломов – точка В

8.Е.3 Билогарифмический анализ

Сначала рассмотрим случай стадии эксплуатации. После возможного отклика простого разлома (точка А) отклик достигает линейного течения. Как только достигнуто линейное течение, производная давления начнет следовать половинному уклону на

билогарифмическом графике, в то время как изменение давления, из-за постоянного члена B уравнения, будет только склоняться к половинному уклону. Присутствует соотношение между линиями давления и производной с половинным уклоном (Рис. 8.Е.4).

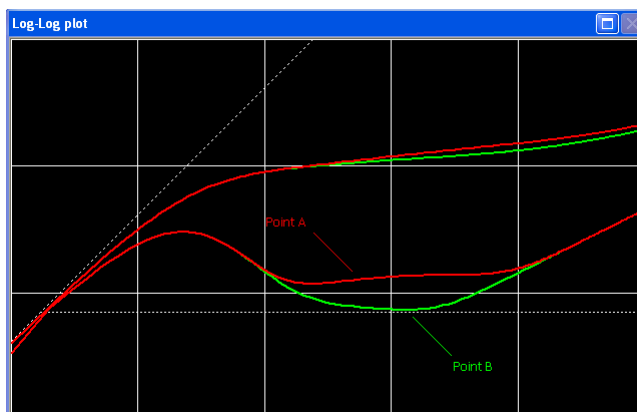


Рис. 8.Е.4 – Билогарифмический график для параллельных разломов
Точки А и В – только кривая падения давления

Поведение выше строго достоверно только для эксплуатации. В случае КВД или комплексной эксплуатации в теории нет гарантий, что на билогарифмическом графике возникнет конкретное поведение. В реальности, билогарифмический график также полезен для закрытий. На Рис. 8.Е.5 показаны билогарифмический отклик в точке В для эксплуатации, закрытие следом длительной эксплуатации и закрытие следом за краткосрочной эксплуатацией.

Строго говоря, следовать половинному уклону будет только производная периода эксплуатации. В практических целях, особенно принимая во внимание шумы в реальных данных, все периоды работы будут показывать производную с уклоном, колеблющимся в районе 0,5. Сам отклик давления будет клониться вниз при КВД, и не будет демонстрировать никакого специфического поведения.

На практике, инженеру по интерпретации потребуется программа для построения отклика давления от обычной взаимосвязи между гидропроводностью, временем отхода от режима IARF и расстоянием до границы. Модель будет строиться с учетом эксплуатации скважины. Любое отклонение от точного половинного уклона также будет имитироваться моделью. Затем нелинейная регрессия на расстояниях до границ исправит все начальные погрешности в оценке этих расстояний вследствие такого эффекта суперпозиции.

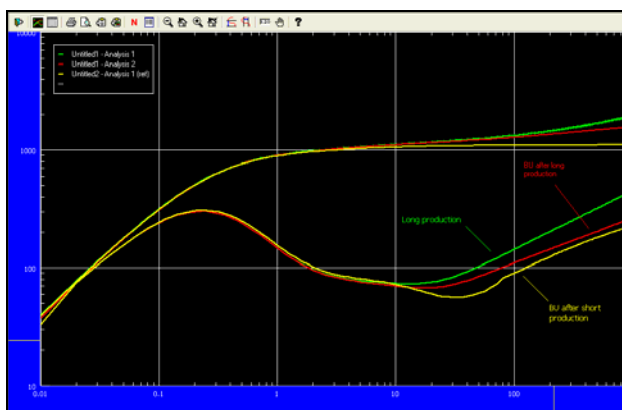


Рис. 8.Е.5 – Билогарифмический график для параллельных разломов – точка В
Отклики эксплуатации и двух КВД

8.Е.4 Специализированный анализ

В качестве альтернативы вышеуказанному методу оптимизации модели можно воспользоваться специализированным анализом, включающим в себя корень квадратный времени. Для КПД график зависимости Δp от $\sqrt{\Delta t}$ будет выражать линейность. Тот же график будет использоваться для анализ трещин раннего этапа времени (см. Главу 6, раздел В), горизонтальной скважины промежуточного этапа времени (см. Главу 6, раздел D) и откликов канала позднего этапа времени. Для параллельных разломов уклон обеспечит приближенную оценку $k.L^2$, а отсюда и L , если четко идентифицирован режим IARF.

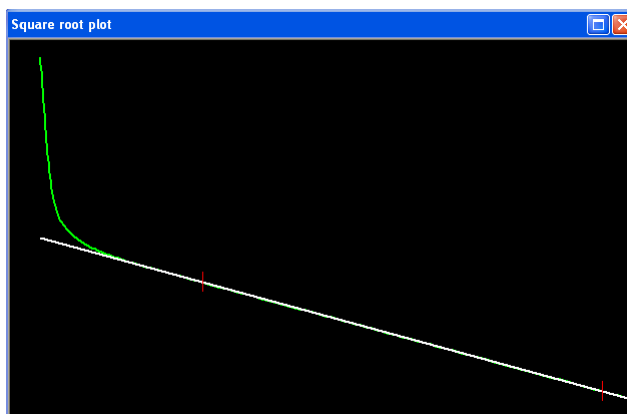


Рис. 8.Е.6 – График корня квадратного для параллельных разломов
Точка В – период эксплуатации

Для закрытий и комплексных динамик добычи трещины, горизонтальная скважина и параллельные разломы будут различаться в плане выбора функции суперпозиции. Поскольку линейное течение является «конечным» поведением отклика канала, если рассматриваемое закрытие достигло линейного течения, все используемые в суперпозиции компонентные функции будут находиться в линейном потоке, а применяемая шкала времени есть суперпозиция корня квадратного при переменном дебите.

Для простой КВД, следующей за однозначно определяемой добычей, будет браться сдвоенная функция квадратного корня $[\sqrt{(t_p+\Delta t)}-\sqrt{(\Delta t)}]$. Для более сложной эксплуатации применяется суперпозиция функции квадратного корня. Для закрытия правильной оценкой p^* будет экстраполированное давление, соответствующее бесконечному времени закрытия.

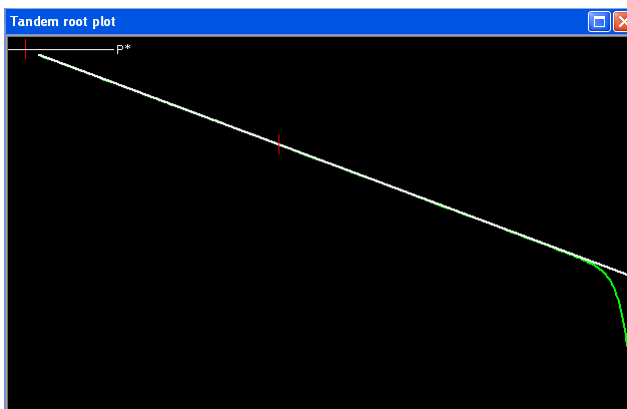


Рис. 8.Е.7 – График сдвоенного квадратного корня для параллельных разломов

8.Е.5 Подковообразный коллектор

Модель подковообразного (незамкнутого прямоугольного) коллектора, где параллельные разломы связаны на одной стороне, выражает на позднем этапе времени линейное поведение аналогично тому, что показано выше, только в этот раз лишь в одном направлении.

Неустановившийся режим на раннем этапе времени будет зависеть от расстояния между скважиной и тремя непроводящими разломами. В деталях здесь это обсуждаться не будет, мы только рассмотрим случай с точкой, равноотстоящей от трех границ. Решение сравнивается с решением для параллельного разлома, т.е. в отсутствии третьей границы.

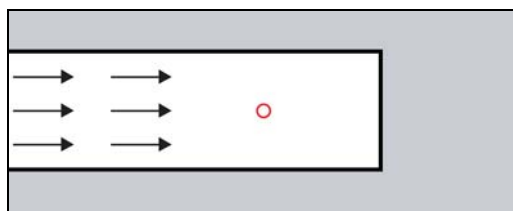


Рис. 8.Е.8 – Схема подковообразного коллектора
Широкий обзор, показывающий «конечное» линейное течение

Два отклика похожи, и подковообразный коллектор дает половинный уклон на позднем этапе времени. По сравнению с решением для параллельного разлома, последнее поведение сдвигается вверх на множитель два по графику в двойном логарифмическом масштабе. Этот сдвиг когерентен с тем фактом, что подковообразный коллектор составляет половину размера соответствующего полного канала.

Специализированный анализ также будет давать приближенную оценку $k.L^2$. Программе теперь нужно знать, что это подковообразный коллектор для того, чтобы внести поправку на два в линейном вычислении.

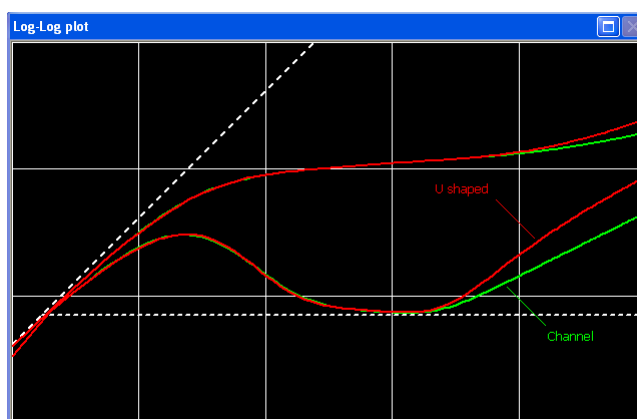


Рис. 8.Е.9 – Зависимость параллельных разломов от подковообразной формы – билогарифмический график

8.Е.6 Примечания к модели параллельных разломов

Отклик модели параллельных разломов не связан с тем фактом, что границы являются прямыми линиями. Рис. 8.Е.11. Коллектор каналобразного типа (шнурковая залежь и пр.) любой формы, но постоянной ширины, будет иметь строго такой отклик, как показано на Рис. 8.Е.11. Вот почему это решение также называется каналным коллектором.

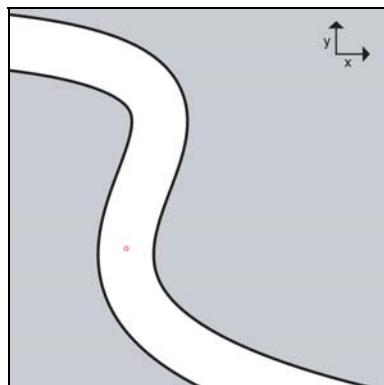


Рис. 8.E.10 – Каналообразный коллектор

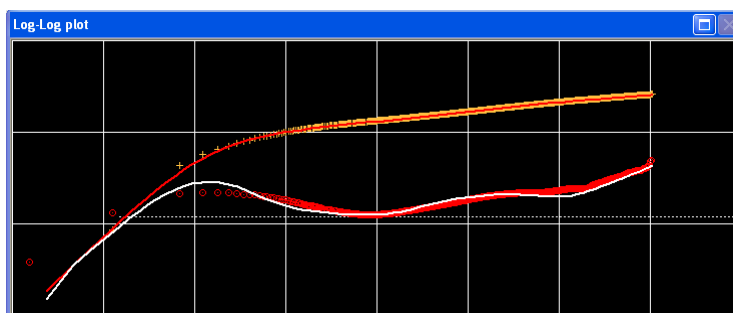


Рис. 8.E.11 – Пример совмещения параллельных разломов

8.F Замкнутые системы

В предыдущих параграфах коллектор по-прежнему рассматривался как имеющий «бесконечный объем». Это означает то, что – по меньшей мере в одном направлении – общая протяженность не была обнаружена во время замера давления. Как результат, давление вернется к начальному давлению во время бесконечного закрытия.

С обратной стороны, замкнутая система будет моделироваться, когда исследования длятся достаточно долго, чтобы обнаружить целую протяженность коллектора. Это будет характеризоваться по крайней мере одним из следующих уравнений: (1) при эксплуатации мы увидим линейное истощение, (2) при закрытии давление стабилизируется на уровне ниже начального давления коллектора.

Наиболее распространенный и удобный способ моделирования замкнутой системы служит круговая модель. Здесь мы исходим из того, что испытываемая скважина находится в центре коллектора круглой формы.

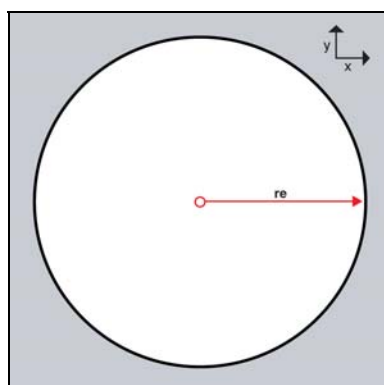


Рис. 8.F.1 – Круговой коллектор

Эта модель вряд ли будет отражать точную геометрию коллектора и местоположение скважины. Тем не менее она полезная и быстрая, когда обнаруживается истощение. Однако геометрия неизвестна, а отклик не выражает никакое промежуточное граничное поведение.

Второй наиболее популярной моделью замкнутой системы служит прямоугольный коллектор. С помощью принципа фиктивных скважин это решение позволяет нам определять аспектное отношение между коллектором и положением скважины в любой точке на прямоугольнике. С точки зрения скважины это означает, что четыре границы могут располагаться на любом расстоянии. Когда все четыре расстояния равны, скважина расположена в центре квадрата, который практически идентичен круговому решению той же площади.

Еще одним достоинством данной модели является то, что ее можно легко наложить на многоскважинные решения, где можно добавить способствующие факторы интерферирующих скважин. Такая возможность очень важна для правильного решения вопросов материального баланса.

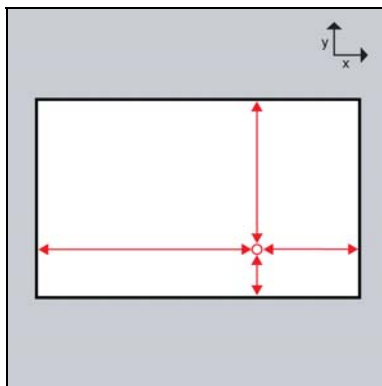


Рис. 8.F.2 – Прямоугольный коллектор

Опубликованы и применяются многочисленные прочие модели замкнутых систем. С помощью граничных элементов или численных моделей можно моделировать сложные фигуры, и это также можно распространять на задачи с несколькими скважинами.

8.F.1 Поведение

На иллюстрациях ниже мы покажем отклик кругового коллектора и прямоугольник. Форма коллектора и положение скважины даются в иллюстрации на Рис. 8.F.2. Прямоугольник и круг будут одинаковой площади.

В отличие от описанных в предыдущих подразделах открытых систем, поведение замкнутых систем радикально разнится по периодам эксплуатации (или нагнетания) и закрытия.

При эксплуатации или нагнетании информация по давлению рассеивается и достигает границ последовательно. Когда достигается последняя граница, профиль давления стабилизируется, а затем равномерно падает. Эта частная фаза режима потока называется псевдоустановившимся состоянием (PSS, см. раздел F2). Она характеризуется линейностью между падением давления и временем.

$$\Delta p = A \cdot \Delta t + B$$

$$\Delta p' = \Delta t \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial \Delta t} = A \cdot \Delta t$$

Для круга отклик пойдет по прямой от IARF до PSS. Для прямоугольника раньше обнаруживаются более близкие границы.

Когда скважина закрывается, будет происходить перетекание флюида обратно в зону скважину, до тех пор, пока давление снова не стабилизируется до среднего пластового давления.

8.F.2 Билогарифмический анализ

На стадии эксплуатации или нагнетания режим PSS будет характеризоваться единичным уклоном раннего этапа времени, сначала на производной, затем в конечном итоге на отклике давления.

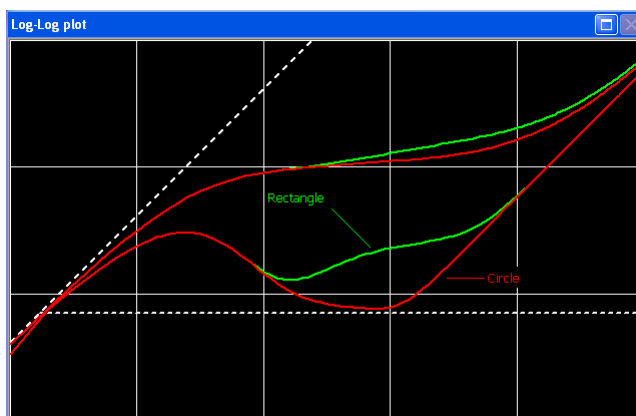


Рис. 8.F.3 – Решения для круга и прямоугольника
Период эксплуатации, билогарифмический график

Для состояния закрытия давление стабилизируется на среднем пластовом уровне, а производная совершит «пикирование» в сторону нуля. Для прямоугольной модели или любой модели с близкими границами будут обнаруживаться промежуточные граничные эффекты, при этом производная уйдет наверх, а затем совершить последнее пикирование.

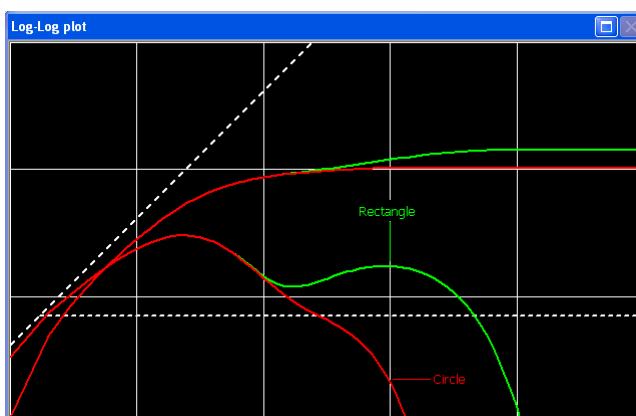


Рис. 8.F.4 – Решения для круга и прямоугольника
Период закрытия, билогарифмический график

8.F.3 Полулогарифмический анализ

Что касается параллельных разломов, полулогарифмический график не будет действовать как инструмент качественного выражения граничных эффектов. При эксплуатации

полулогарифмический график будет отклоняться от режима IARF и стремиться к бесконечному уклону. Для закрытия отклик давления пойдет горизонтально, стабилизируясь на среднем пластовом давлении.

На Рис. 8.F.5 и Рис. 8.F.6 это иллюстрируется, при этом модель представляет собой замкнутый круг.



Рис. 8.F.5 – Полулогарифмический график эксплуатации, круговой коллектор

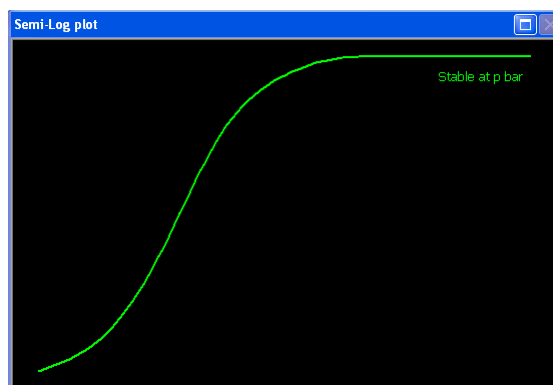


Рис. 8.F.6 – Полулогарифмический график, круговой коллектор

8.F.4 Специализированный анализ

Отклик PSS будет следовать прямой на линейном графике. Уклон m даст размер коллектора. Отсекаемый отрезок будет суммарным эффектом повреждения скважины, т.е.: скин-фактора и дополнительного падения давления из-за состояния перехода между режимами IARF и PSS. Это падение давления, связанное с формой коллектора и положением скважины, как правило привязывается к параметру под названием коэффициент формы, CA . Чем выше коэффициент формы, тем меньше перепад давления. Модель с максимальным коэффициентом формы есть круг, поскольку происходит прямой переход между режимами IARF и PSS.

Сегодня составляющая коэффициента формы в падении давления на PSS в неявном виде вычисляется моделью

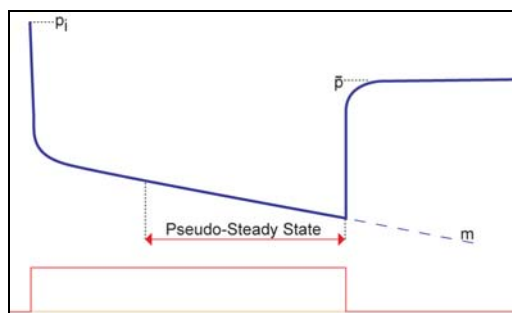


Рис. 8.F.7 – Линейный график отклика замкнутой системы

8.F.5 Замкнутая система относительно площади дренирования

Это предмет постоянной путаницы. На эксплуатируемом месторождении, при стабильной добыче, площадью дренирования скважины будет зона, в которой течение флюида идет в сторону этой скважины, а не соседней. Это не физическая, а математическая граница,

которая строится из равновесия уровня добычи между скважинами. При отсутствии нагнетательных скважин каждая зона дренирования будет ограничена пределами кривой, где профиль давления плоский. Когда дебит скважины изменяется, пределы будут двигаться, а площади дренирования меняться.

Это совершенно верно, за период эксплуатации, чтобы действовать, как будто площадь дренирования была пределом небольшого коллектора всего с одной скважиной (Рис. 8.F.8). Это то, на что рассчитано вычисление среднего давления, кривых АОФ (максимально возможного дебита) и IPR (продуктивности). Однако предел площади дренирования ни коим образом не является гидравлической границей как те, что описываются в настоящей главе, и аналогия прекращается, как только мы начинаем иметь дело с восстановлением давления. Когда скважина закрывается (Рис. 8.F.9), зона дренирования очень быстро сужается, ее забирают близлежащие скважины. В конечном счете стабилизируется очередной набор дренажных площадей (Рис. 8.F.10). Итак, модель замкнутой системы НЕЛЬЗЯ использовать в период КВД.

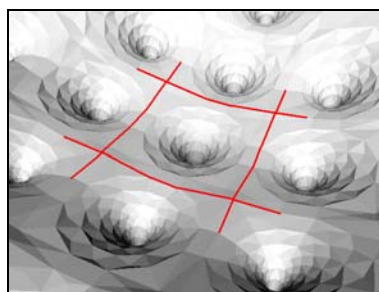


Рис. 8.F.8

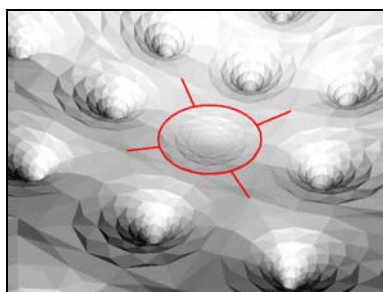


Рис. 8.F.9

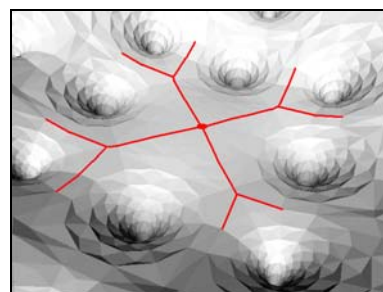


Рис. 8.F.10

Площадь дренирования: эволюция при закрытой скважине

8.F.6 Прочие примечания к замкнутым системам

Одна из типичных ошибок новичков-интерпретаторов состоит в их ожидании того, что отклик КВД в замкнутой системе будет следовать единичному уклону на производной. А это не так, ибо означало бы, что давление потенциально возвращается к бесконечности. Но напрашивается вопрос: почему отклики КВД так отличаются друг от друга, если остальные модели демонстрируют эквивалентные поведения производных для них обоих?

Вообще говоря удивительно то, что большинство других моделей в самом деле демонстрируют эквивалентные поведения производных во время эксплуатации и закрытия. Мы уже отмечали, что это не абсолютно истинно для параллельных разломов, хотя достаточно близко. Производная исчисляется относительно времени суперпозиции, которая сама была разработана для работы всего с одним поведением: IARF. Расчеты производились для того, чтобы производная суперпозиции стабилизировалась, когда все компоненты динамики добычи достигают режима IARF. Поразительно то, что производная в самом деле несет сигнатуру многочисленных скважинных, пластовых и граничных моделей, и в большинстве случаев такие сигнатуры выдерживают процедуру суперпозиции.

Однако это не удивляет в случае с отдельными простыми и пересекающимися разломами, ибо долгосрочное поведение есть IARF, помноженный на постоянный коэффициент. Просто вышло так, что в численном выражении, когда модели имеют бесконечную протяженность, т.е. давление возвращается к начальному давлению на этапе бесконечного закрытия, на поведение производной суперпозиция влияет только в самой малой степени.

Однако по замкнутым системам дело обстоит не так. Когда достигается режим PSS, мы больше не находимся в обычном диффузном процессе (движения). Поведение коллектора похоже на опорожнение сосуда, и все, что остается от движения - это профиль установившегося давления. Когда скважина закрывается, диффузный процесс будет восстанавливать свою территорию, пока, опять же, не достигнуты все границы. Поскольку коллектор работает как сосуд, так как больше нет добычи, давление остается постоянным и однородным на уровне среднего пластового давления. Вот почему поведения так разнятся. В крупном масштабе времени мы имеем прямое поведение материального баланса, которое нарушается только нестационарными диффузионными эффектами при изменениях дебитов.

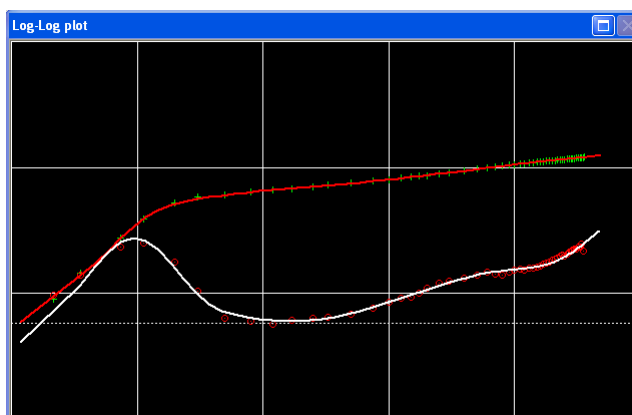


Рис. 8.F.11 – Замкнутая система, эксплуатация
Достижение псевдоустановившегося состояния

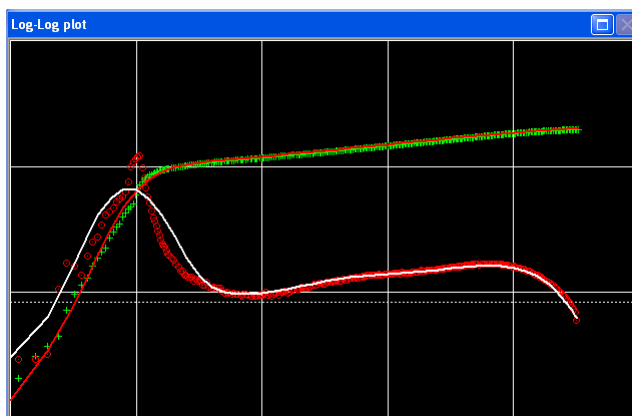


Рис. 8.F.12 – Замкнутая система, закрытие
Стабилизация до среднего пластового давления

8.G Границы постоянного давления

Границы постоянного давления могут быть единственным граничным эффектом в модели, либо могут дополняться непроводящими границами. Большинство решений с участием границ учитывают непроводящие границы или границы постоянного давления, и любое сочетание, когда применимо.

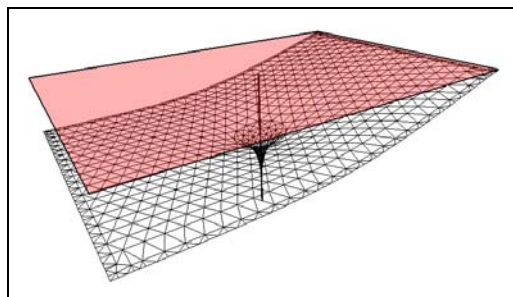


Рис. 8.G.1 – Профиль потока в прямоугольнике с тремя сторонами непроводящей границы и одной на постоянном давлении

Сочетания потенциально не ограничены, но мы продемонстрируем поведение постоянного давления двумя простейшими чистыми границами с помощью трех примеров. Это модели линейная, т.е. эквивалент постоянного давления непроводящего разлома; круговая, эквивалент постоянного давления замкнутого круга; и прямоугольная, где одна сторона находится на постоянном давлении. Возьмем геометрическое построение Рис. 8.G.2 и примем за постоянное давление западную границу.

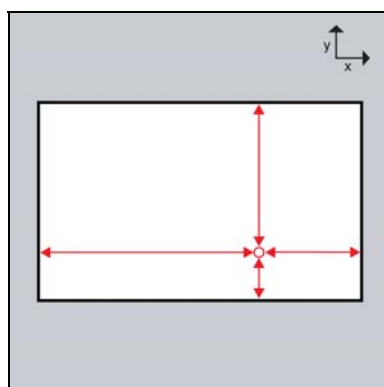
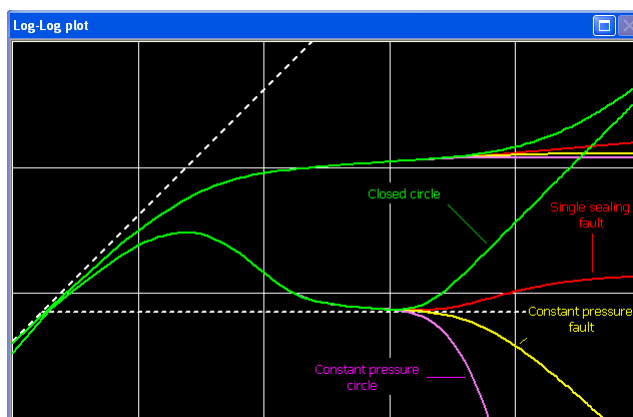


Рис. 8.G.2 – Прямоугольный коллектор

8.G.1 Поведение

Как только достигается граница постоянного давления, это дает необходимый объем флюида для поднятия граничного давления до его исходной величины для создания потока в коллектор. Давление стабилизируется, а производная совершит пикирование. Скорость этого пикирования будет зависеть от геометрии границы.

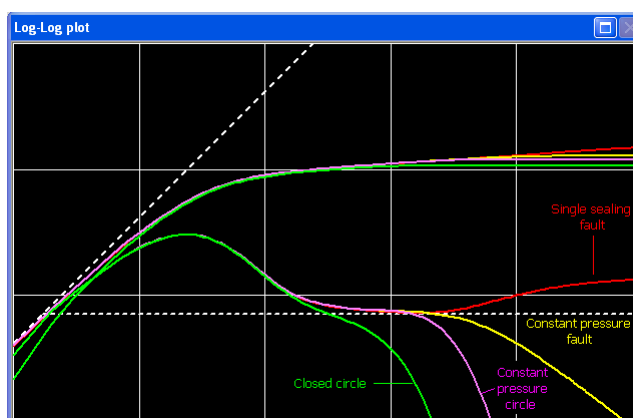
На Рис. 8.G.3 отклик линейной и круговой границ постоянного давления для КПД отображается и сравнивается с их непроводящим аналогом. Отклик производной круговой границы будет резко снижаться по экспоненте, а отклик для линейной границы будет резко снижаться с отрицательным единичным уклоном.



*Рис. 8.G.3 – Постоянное динамическое давление
Линейная и круговая границы
Сравнение с непроводящими эквивалентами*

На Рис. 8.G.4 те же отклики показаны и сравниваются по КВД. На данном примере обе модели постоянного давления ведут себя так же, как и на стадии добычи. Дело не всегда будет обстоять так, если время добычи очень короткое, а границы не видны во время КВД. Тогда при КВД будут наблюдаться переходные эффекты.

Также возможно небольшое различие в форме отклика, из-за того факта, что для вычисления производной берется время суперпозиции. В случае границ постоянного давления предпочтительнее пользоваться производной падения давления, а не производной суперпозиции, чтобы отклик производной точно соответствовал форме кривой падения давления. Но различие, в любом случае, не значительное. И если производная модели вычисляется тем же способом, что и для данных, то любой вариант в расчете производной выдаст надежные и эквивалентные результаты после нелинейной регрессии.



*Рис. 8.G.4 – Постоянное давление, закрытие
Линейная и круговая границы
Сравнение с непроводящими эквивалентами*

На Рис. 8.G.5 мы наблюдаем отклик прямоугольной модели при КВД, с западной границей постоянного давления и без нее. Оба отклика совпадают, пока не появится эта последняя граница. В этот момент замкнутая система достигнет режима PSS, отображая единичный уклон производной, в то время как прямоугольник с границей постоянного давления пойдет вниз, а давление стабилизируется.

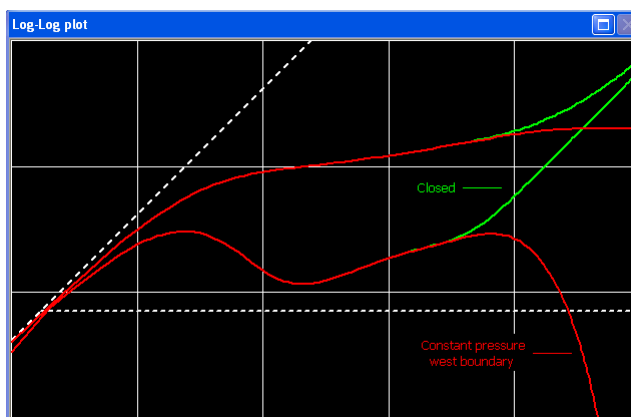


Рис. 8.G.5 – Прямоугольник, эксплуатация
Последняя граница – непроводящая или постоянного давления

На Рис. 8.G.6 те же прямоугольные отклики сравниваются для состояния закрытия. Отклик производной замкнутой системы переворачивает свое поведение и резко пикирует, в то время как смешанный граничный отклик демонстрирует весьма похожее поведение. Опять таки, это не будет абсолютно истинно при очень коротком времени эксплуатации.

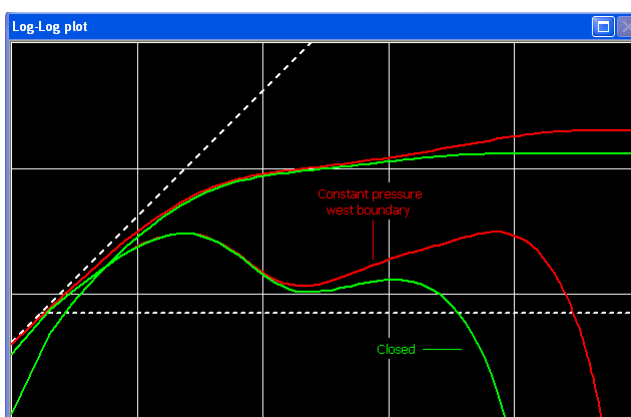


Рис. 8.G.6 – Прямоугольник, закрытие
Последняя граница – непроводящая или постоянного давления

На Рис. 8.G.7 представлен промысловый пример, где крутая производная интерпретируется как граница постоянного давления. Такой же пример иллюстрируется на Рис. 8.F.12.

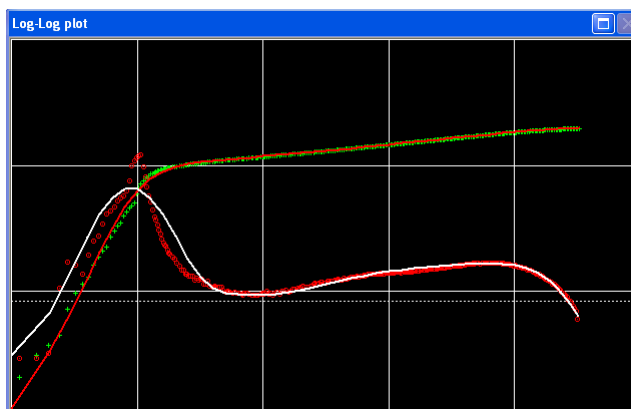


Рис. 8.G.7 – Замкнутая система, закрытие
Интерпретация с границей постоянного давления

8.G.2 Постоянное давление относительно замкнутой системы

По откликам эксплуатации существует четкая разница между непроводящими границами, которые будут вырабатывать подъем производной, и границы постоянного давления, которые будут вырабатывать стабилизацию давления, отсюда падение производной. К сожалению, для откликов закрытия замкнутые системы и границы постоянного давления будет показывать падение производной давления. В качестве иллюстрации Рис. 8.F.12 и Рис. 8.G.7 показывают отличные совмещения тех же данных с данными двух очень разных моделей.

На Рис. 8.G.8 представлено сравнение этого массива данных с двумя прямоугольными решениями: одно только с непроводящими разломами, одно с комбинациями границ непроводящих и постоянного давления. Опять же, качество совмещения отличное, а небольшие различия не позволят нам проводить разграничение между выбором моделей.

Нет ответа на вопрос – все, что у нас есть, это отклик КВД. Но в принципе, степень неуверенности будет повышаться, если смотреть на остальные исследования скважины, и в частности на давление запуска. Когда привлекается граница постоянного давления, конечное давление закрытия неизменно будет возвращаться к начальному давлению.

Для замкнутой системы последним давлением закрытия будет среднее пластовое давление, производное от начального давления с прямым расчетом материального баланса. Поэтому отправная точка моделирования будет сильно отличаться от модели к модели.

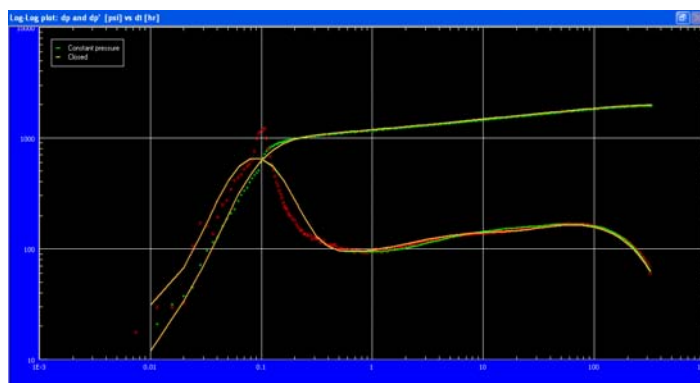


Рис. 8.G.8 – Билогарифмическое совмещение закрытия
С постоянным давлением и замкнутой системой

На Рис. 8.G.9 показано сравнение между двумя вариантами по всей динамике добычи, представляя, что модель системы с постоянным давлением есть совершенное не реальный вариант, даже если она идеально совмещается с откликом КВД. К сожалению, выбор не всегда так прост.

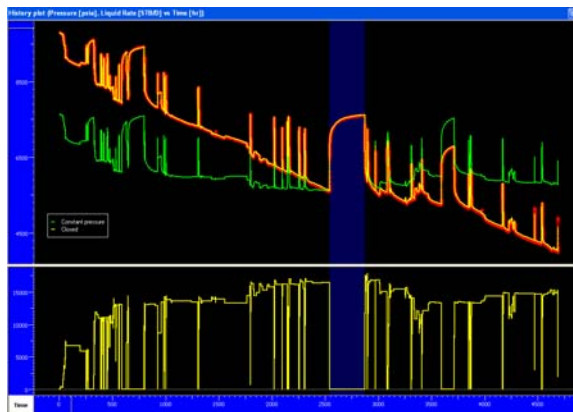


Рис. 8.G.9 – Совмещение реальным данным с модельными
При постоянном давлении и замкнутой системе

8.H Проницаемые и неполные границы

Поведение проницаемых и несовершенных границ похожи друг на друга, даже при различии их исходных допущений. На первой границе (8.H.1 – *Трехмерный профиль давления с текучим разломом* коэффициент фильтрации (проницаемости разлома) позволяет части потока проходить через разлом. Во втором случае (Рис. 8.H.2) поток движется вокруг разлома. В обоих случаях это есть преграда, все такие позволяющая части коллектора за границей способствовать притоку. Модели будут характеризоваться отклонением от режима IARF, с поступательным возвращением производной на тот же уровень.

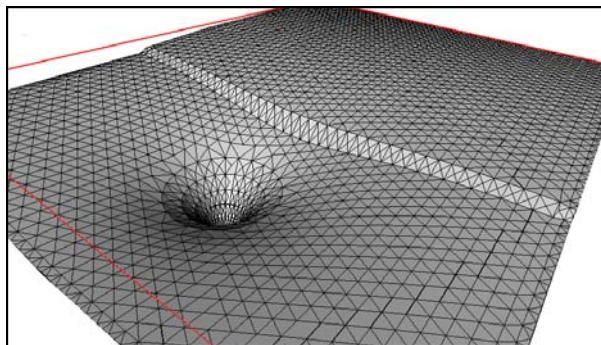


Рис. 8.H.1 – Трехмерный профиль давления с текучим разломом
Красные линии соответствуют уровню p_i

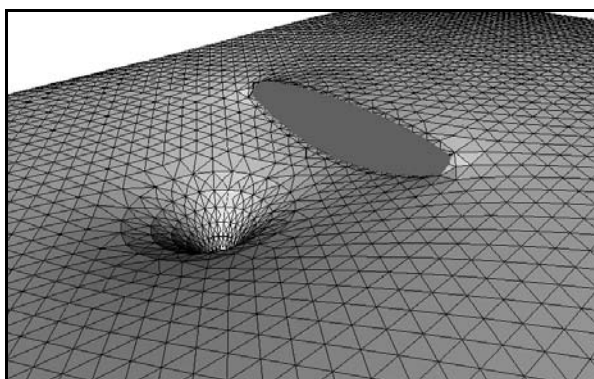


Рис. 8.H.2 – Трехмерный профиль давления с несовершенным разломом

8.Н.1 Проводящий разлом – поведение и билогарифмический анализ

Проницаемые границы можно моделировать численным или аналитическим способом. Поведение текучих границ мы будем иллюстрировать с помощью простейшей аналитической модели, т.е. одиночной текучей линейной границы бесконечной протяженности (Рис. 8.Н.3). Отсек на другой стороне границы может обладать отличающимися свойствами. Ниже мы будем исходить из того, что это тот же самый коллектор. В противном случае описываемое ниже поведение придется совмещать с линейным составным откликом.

Граница задается коэффициентом фильтрации α , который также называется коэффициентом водопроводимости. $\alpha=0$ будет соответствовать непроводящему разлому, а $\alpha=1$ - бесконечному коллектору, т.е. с отсутствием границ.

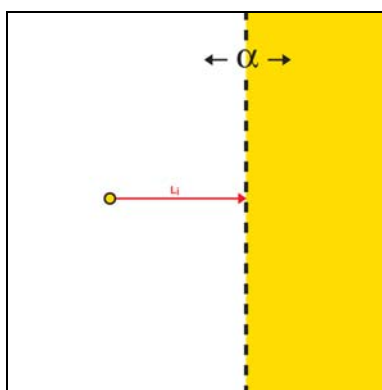


Рис. 8.Н.3 – Схематическое изображение текучего разлома

На Рис. 8.Н.4 показан билогарифмический отклик для нескольких значений α . Когда обнаруживается разлом, производная отклоняется от режима IARF как для непроводящего разлома, хотя и более плавным поведением, в зависимости от значения α . Затем падение давления по текучему разлому начнет стабилизироваться, а производная постепенно вернется к режиму IARF, при условии, что коллектор обладает такой же характеристикой и на другой стороне разлома.

Это не означает, что когда производная вернулась к режиму IARF, эффект разлома сошел на нет. Фактически это не IARF, а существует кумулятивное действие на отклик давления (Рис. 8.Н.4), в соответствии со стабилизированным падением давления по разлому, согласно иллюстрации на 8.Н.1 – *Трехмерный профиль давления с текучим разломом*

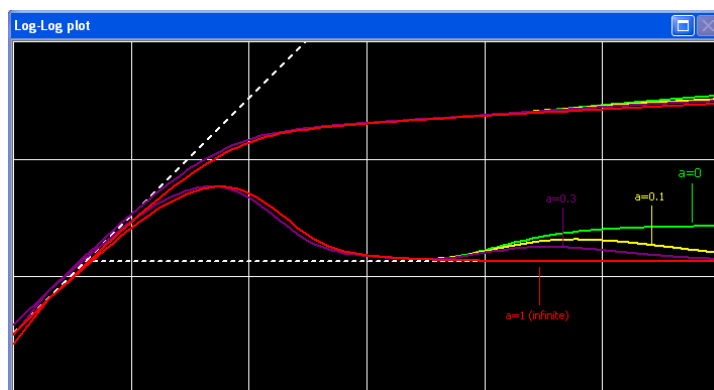


Рис. 8.Н.4 – Билогарифмический график, текучий разлом, однородный коллектор

8.Н.2 Неполная граница – поведение и бипологарифмический анализ

Несовершенную границу можно легко моделировать численным способом. Однако для иллюстрации поведения мы опять будем пользоваться простой аналитической моделью, состоящей из пересекающихся разломов с углом 2π . Таким образом, мы рассматриваем разлом бесконечной протяженности с одной стороны.

В соответствии с описанием на Рис. 8.Н.5, мы рассмотрим несколько расположений скважины относительно границы разлома (точки А, В, С, D и E).

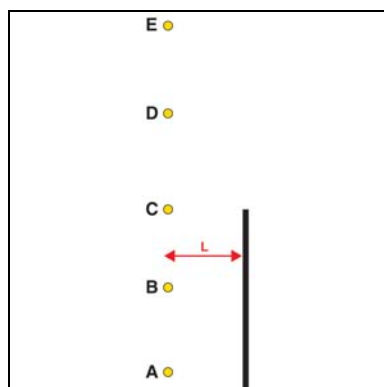


Рис. 8.Н.5 – Половинный разлом

На Рис. 8.Н.6 показано бипологарифмическое поведение для этих разных точек. Отклик в точке D уже близок к бесконечному поведению, а в точке E показывает полное отсутствие граничного эффекта.

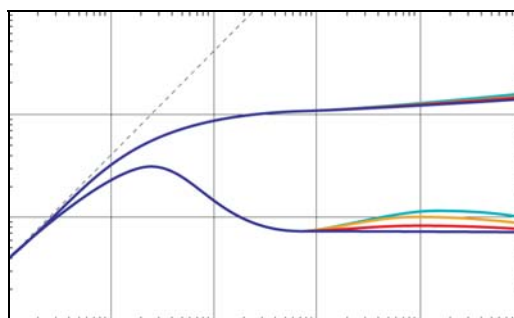


Рис. 8.Н.6 – Половинный разлом – Точки А, В, С и D

8.I Проводящие разломы

Проводящие разломы можно моделировать как численным, так и аналитическим способами. В данном подразделе мы будем пользоваться аналитической моделью, являющейся частью внешних моделей Saphir, чтобы проиллюстрировать ее применение и отклик давления.

Эта модель находит поведение давления на скважине рядом с непересекающимся разломом или трещиной конечной проводимости. Решение предусматривает изменение зоны вокруг разлома с потенциалом прибавления его скина. Коллекторские свойства на любой стороне разлома могут различаться.

Рис. 8.I.1 иллюстрирует модель в схематичном виде.

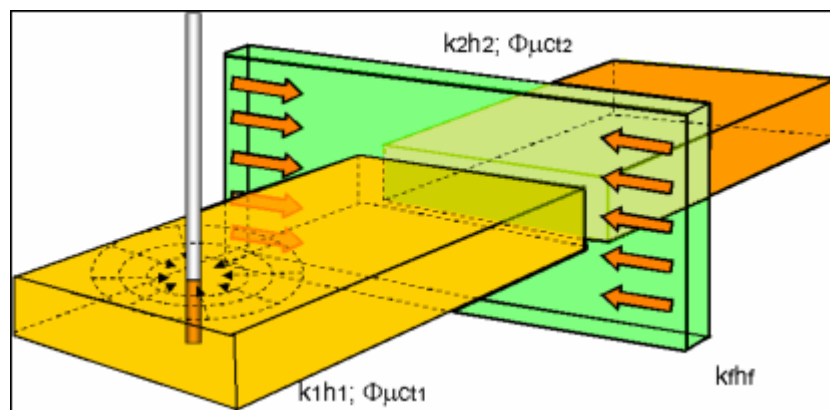


Рис. 8.I.1 – Проводящий разлом

Модели требуются следующие параметры:

kh и скин-фактор со стороны скважины, расстояние до разлома или трещины, проводимость и скин разлома или трещины, и соотношения гидропроводности M и пьезопроводности D , задаваемые как коэффициент параметров со стороны скважины, разделенный на параметр коллектора с другой стороны разлома или трещины.

Коэффициент гидропроводности, M : $(k/\mu)_{\text{сторона скважины}} / (k/\mu)_{\text{другая сторона}}$

Коэффициент пьезопроводности, D : $(k/\Phi\mu c_e)_{\text{сторона скважины}} / (k/\Phi\mu c_e)_{\text{другая сторона}}$

8.I.1 Поведение

После периода влияния объема ствола следующим режимом, как правило, является IARF, отражающий проницаемость и скин-эффект коллектора вокруг скважины. За этим последует влияние разлома, наблюдаемое как увеличение гидропроводности. Таким образом, производная будет падать до развития билинейно-линейного или линейного потока в разломе (трещины), после чего производная будет следовать положительному уклону в $1/4$ / $1/2$ или $1/2$. Уклон $1/4$, или билинейный поток, является доказательством конечной проводимости разлома или трещины, а один уклон $1/2$ (линейный поток) есть признак бесконечной проводимости.

И, наконец, должно наблюдаться однородное глобальное поведение, при стабилизации IARF на уровне, определяемом коэффициентом гидропроводности M (окончательная стабилизация = первая стабилизация $\times 2/(1+1/M)$).

На Рис. 8.I.2 иллюстрируется влияние расстояния на разлом или трещину с низкой проводимостью (100 мДфт). Можно видеть, как переход через излом кончается уклоном $1/4$ (билинейный поток), прежде чем достигнуть второй стабилизации IARF (M и $D = 1$).

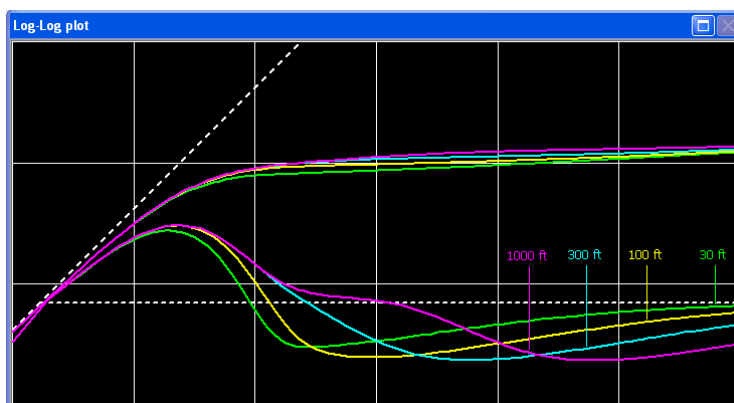


Рис. 8.1.2 – Влияние расстояния на разлом

На Рис. 8.1.3 иллюстрируется влияние расстояния на разлом с высокой проводимостью (100 000 мДфт). В этом случае переход через разлом гораздо глубже и кончается уклоном $\frac{1}{2}$ (линейный поток), прежде чем достигнуть второй стабилизации IARF (M и $D = 1$).

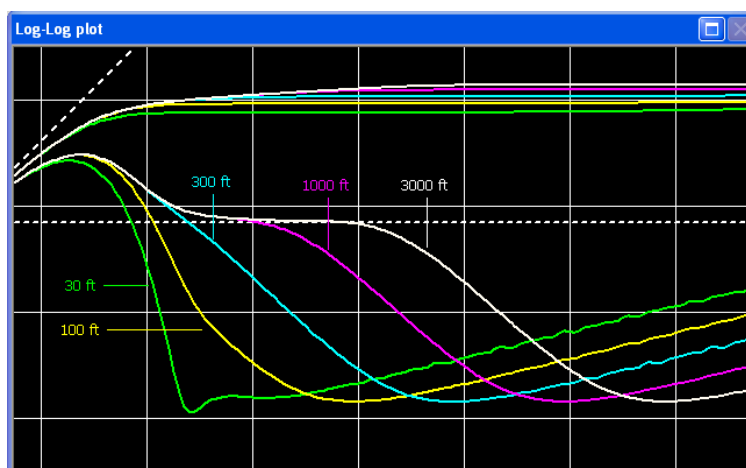


Рис. 8.1.3 – Влияние расстояния на разлом

На Рис. 8.1.4 иллюстрируется эффект изменения скина разлома. Повреждение на разломе создает «горб» на производной, и с ростом скин-фактора переход через разлом происходит в более поздний период. Расстояние до разлома составляет 1 000 футов, а значение проводимости разлома – $1,е5$ мДфт, M и $D = 1$.

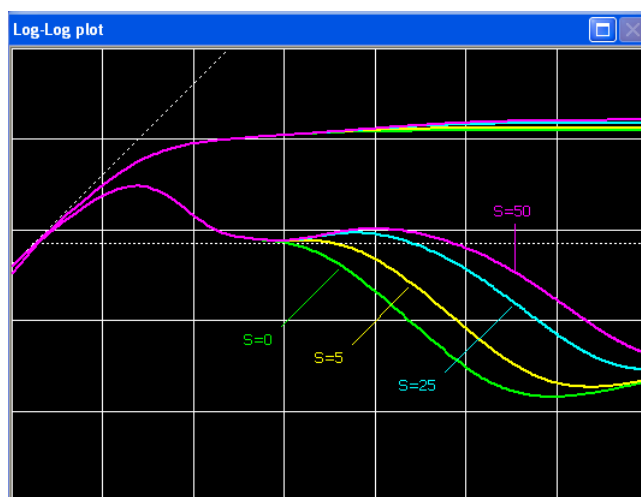


Рис. 8.1.4 – Скин-эффект разлома

На Рис. 8.I.5 показано влияние изменения гидропроводности. Проводящий разлом имеет произведение проницаемости на мощность в 1 000 мДфт, расстояние до разлома равно 1 000 футам, а скин-фактор разлома равен нулю, при этом произведение проницаемости на мощность со скважинной стороны коллектора равно 100 мДфт.

На что важно обратить внимание, так на то, при возрастании гидропроводности в значительной степени маскируется сигнализатор билинейного и линейного течения.

Коэффициент гидропроводности меняет второй уровень IARF (окончательная стабилизация = первая стабилизация $\times 2 / (1 + 1/ M)$).

Обратите внимание, что когда M стремится к бесконечности (т.е. состоянию отсутствия проводимости «на другой стороне разлома»), вторая стабилизация в два раза больше первого уровня IARF, что эквивалентно простому непроводящему разлому. В равной степени, когда M стремится к нулю, отклик эквивалентен разлому с постоянным давлением. Это согласуется с откликом линейном составной модели коллектора. Тем не менее, для промежуточных увеличений и уменьшений гидропроводности модель проводящего разлома скорее сохраняет диагностирующий признак присутствия разлома или трещины, чем используемое в линейной составной модели коллектора исходное допущение о линейной границе раздела. Это иллюстрируется на Рис. 8.I.6.

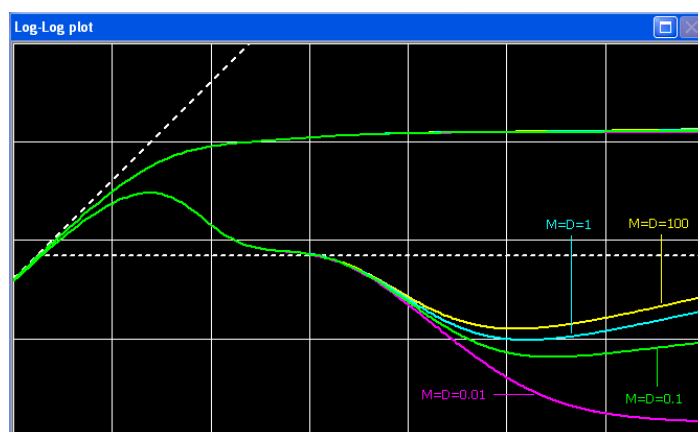


Рис. 8.I.5 – Эффект изменений гидропроводности

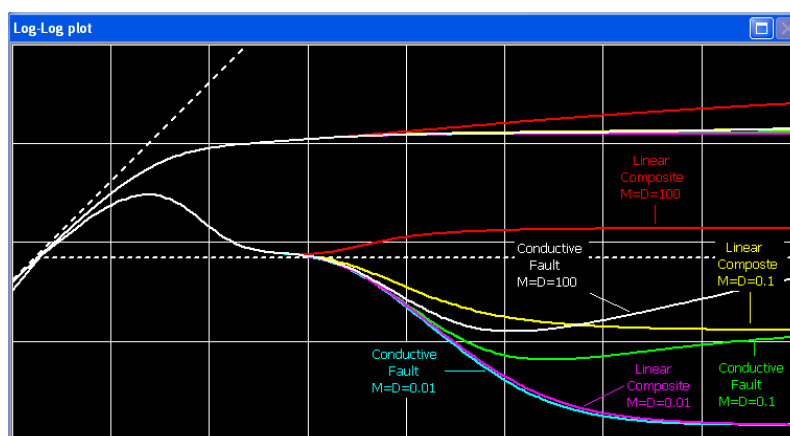


Рис. 8.I.6 – Сравнение проводящего разлома и линейной составной

8.1 Комбинация с другими моделями коллекторов и скважин

Все описанные выше модели границ были представлены с исходным допущением вертикальной скважины, совершенной по степени вскрытия, с постоянным объемом ствола и скином, в однородном коллекторе. В реально жизни нам приходится сочетать модели ствола, скважины, коллектора и границы, и каждая при этом несет собственную сигнатуру.

В идеальном мире одно поведение следует за другим, а логика диктует, чтобы мы наблюдали сначала период влияния ствола скважины, затем геометрию скважины, затем IARF и (или) неоднородности коллектора, а потом в конце концов граничные эффекты. На Рис. 8.1.1 представлена такая симитированная комбинация. В данном случае выделение отличительных признаков всех поведений потребует шести логарифмических циклов, при условии таких параметров, когда одно поведение «стартует» непосредственно за окончанием предыдущего. В случае на Рис. 8.1.1, когда спустя один час появляется режим IARF, это означает продолжительность исследования в 10 000 часов. В реальной жизни такое невозможно, и эти разные поведения чаще будут возникать одновременно. Иногда, и это еще усугубляет ситуацию, они будут возникать не в логической последовательности, а период неоднородности коллектора, к примеру, может начаться после появления первой границы.

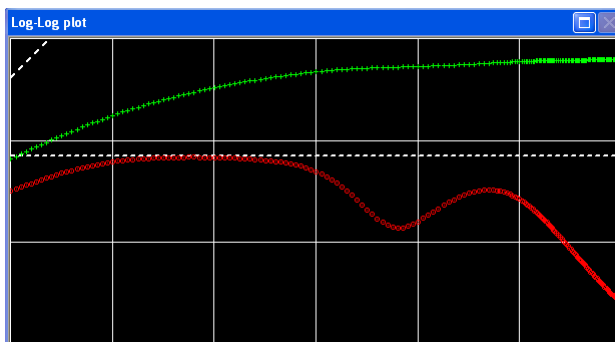


Рис. 8.1.1 – Трещина в коллекторе с двойной пористостью и линейная граница с постоянным давлением, аналитическое моделирование по шести логарифмическим циклам

Тут все дело в здравом смысле. В принципе, эти поведения будут собираться вместе или замещать друг друга. Если инженер хорошо знает, как индивидуальные характеристики будут проявляться на производной, он легко вычислит, по крайней мере в качественном выражении, как может выглядеть итоговая комбинация. Однако возможны «числовые» сюрпризы, и подтверждение этой догадки идет только после построения модели.

Выше приведен общий комментарий. Что касается конкретно границ, они возникают на позднем этапе времени и в численном плане даже более чувствительны к ошибкам и остаточным поведением.

8.2 Оценка граничных эффектов

В предыдущих разделах мы описывали, как будут вести себя разные модели границ. Исходя из того, что граница есть последнее поведение в отклике производной, принцип будет заключаться сначала в совмещении поведения на раннем и среднем этапах времени с правильной моделью ствола / скважины / коллектора; либо как вариант, в ситуации, где

данные видны плохого качества, в постижении того, почему невозможно совмещать данные на раннем этапе времени и по крайней мере получить объективную оценку гидропроводности, т.е. совмещение данных по давлению, чтобы получить реальную взаимосвязь между расстоянием до границы и этапом времени, на котором оно обнаруживается.

Если это проделано, то можно относительно легко вывести начальное приближение граничных параметров. Гидропроводность и определение времени отклонения от IARF дадут значения расстояния, а различные специализированные анализы или интерактивные опции выбора позволят нам оценивать другие параметры. Например, угол между пересекающимися разломами выводится указанием уровня второй стабилизации производной путем щелчка мыши.

После построения исходной модели и допущения о ее правильности принцип будет заключаться в корректировке граничных параметров. Это производится вручную и (или) по методу нелинейной регрессии.

С помощью ручных корректировок можно очень эффективно исправлять серьезные начальные ошибки, поскольку практические эмпирические правила достаточно просты. Что касается расстояний, основное правило состоит в том, что для заданной гидропроводности определяющей группой служит t/r^2 . Иными словами, если мы видим, как модель демонстрирует граничное поведение на «неправильном» этапе времени, то умножение расстояние до границы на два приводит к умножению времени наступления события на четыре. Выражаясь более реальными терминами, для низких множителей $(1+\varepsilon)$, где малое значение ε это означает время наступления события на $x\%$ дольше, и нам нужно поставить расстояние до границы дальше $(x/2)\%$. Также существуют программные «штучки», корректирующие расстояние до границы путем сдвигания совмещения данных, однако здесь мы на них останавливаться не будем.

Использование метода нелинейной регрессии для улучшения граничных параметров потребует чуть больше осторожности и внимания. Поскольку граничные эффекты есть поведение на позднем этапе времени, выявленное на относительно малом изменении давления, совмещение данных будет отличаться повышенной чувствительностью, если неправильно совмещено раннее время отклика. Если запускается оптимизация всех параметров: kh , скина и расстояние до границы, при этом старт дан с исходной модели с не совмещенным бесконечно действующим режимом, то значение расстояния до границы будет «диким». Процесс улучшается с помощью новых программных возможностей, таких как генетический алгоритмы, однако в них на самом деле нет необходимости, если инженер знает, что он делает.

Рекомендуемая процедура – получить сначала совмещение по ранней части отклика. Это выполняется, например, с помощью бесконечной модели и оптимизации всех параметров на части отклика, на которую не оказывал влияния граничный эффект. Затем добавляется граница, и обычно остальная работа решается методом регрессии по граничным параметрам, при этом остальные параметры, особенно гидропроводность, остаются постоянными. Иногда добавление границы будет немного влиять на совмещение данных, и возможно необходимо позволять гидропроводности изменяться или вносить некоторые поправки в гидропроводность перед запуском процесса регрессии.

Вышеуказанное достоверно только в том случае, если достижимо хорошее совмещение данных на раннем этапе времени. Иногда это будет не так из-за путаницы в данных на раннем этапе или простого отсутствия сочетания моделей ствола / скважины / коллектора / границы. Все равно будет возможно применять оптимизацию на расстоянии до границы, если соблюдать правило ниже: «Как бы страшно ни выглядело совмещение данных на раннем этапе времени, важно, чтобы безошибочно точным было симитированное

давление на том этапе времени, когда производная отклоняется от режима IARF». Этого можно добиться, выполнив первую оптимизацию только на скине, при этом целью является этот частный момент времени, при котором происходит отклонение от IARF. Тогда это сработает, если мы сохраним постоянными все не связанные с границей параметры, включая скин, и если оптимизация производится только на точках после периода IARF.

И последнее по порядку, но не по степени важности, о граничных эффектах есть информация, которую можно получить за рамками сигнатуры производной кривой восстановления давления. Это уже было представлено в подразделе Н, где совмещение реальных данных с модельными могло провести разграничение между границей отсутствия потока и границей с постоянным давлением. Это то, что мы называем «отсутствующая граница». Если рассматривать замкнутую систему, мы можем оценивать всего одно или два расстояния от отклика КВД. Принцип тогда будет заключаться в добавлении отсутствующих границ на расстоянии, достаточно большом, чтобы быть незамеченным в период КВД, а затем в запуске процесса нелинейной регрессии на динамике суммарной добычи, сохраняя постоянными все параметры, которые обеспечивают качество совмещения данных о восстановлении давления, для того чтобы усовершенствовать целевую функцию. Это не всегда будет работать, но если в период эксплуатации наблюдалось истощение, то совмещение данных по начальному давлению по крайней мере даст приближенную оценку размера коллектора, даже если не вычислены индивидуальные границы.

8.L Радиус исследования относительно минимальных запасов

Радиус исследования является одним из самых неправильно используемых результатов интерпретации данных исследования скважины. Сам по себе радиус есть безобидная взаимосвязь между временем и расстоянием для заданной гидропроводности. Общепринятое определение радиуса исследования связывают с площадью круга, где поток достигает режима PSS в заданное время:

$$r_D = 0.029 \sqrt{\frac{kt}{\Phi \mu c_t}}$$

Такое определение безобидно, пока оно не используется. А проблемы начинаются тогда, когда некто без опыта исследования скважин берет это число, вычисляет соответственный поровый объем, присваивает коэффициент извлекаемости и использует эту цифру для оценки минимальных достоверных запасов. Все это в корне неверно по нескольким причинам:

1. Такое определение исходит из радиальности и однородности потока. Такое определение теряет свой смысл, когда мы сталкиваемся со сложными конфигурациями, к которым могут относиться трещины, горизонтальные скважины, поперечные границы, составные зоны и разнородные формации. Поэтому следует говорить о площади исследования, а еще лучше об объеме исследования.
2. Такое определение не учитывает такие параметры, как разрешение манометров и общее качество и шумы отклика давления, способные воспрепятствовать обнаружению граничного эффекта.

3. О каком этапе времени идет речь? В случае периода КВД это продолжительность состояния закрытия или продолжительность исследования? В конце концов, как показано в предыдущем подразделе, есть возможность извлечь какую-то информацию из совмещения реальных и модельных данных во времени.

Действительно возможно получить приличную оценку минимальных запасов, но конечно же без использования радиуса исследования. Этого можно добиться с помощью граничных моделей следующим образом:

1. Если вы сделали диагностику замкнутой системы и сумели идентифицировать все пределы, задача решена, и оценки запасов будут соответствовать поровому объему вашего коллектора, умноженному на коэффициент извлекаемости.
2. Если вы не сделали диагностику замкнутой системы, даже если вы брали только бесконечную модель, то принцип состоит в определении минимального размера коллектор, совпадающего с вашим откликом исследований скважины. Если вы сделали диагностику бесконечного коллектора, вы берете ту же модель и начинаете с произвольно большого коллектора в виде круга или квадрата. Идентифицировав некоторые, но не все границы, вы комплектуете и закрываете (замыкаете) систему дополнительными произвольно дальними границами. Далее, в обоих случаях, вы максимально «сжимаете» модель коллектора, чтобы выйти на момент, когда (если коллектор был невелик) вы обнаружили и продиагностировали дополнительные границы во время исследования. Конечно, это гораздо более субъективный подход по сравнению с простым уравнением первой степени, однако с инженерной точки зрения только он один имеет смысл.

8.М Эффекты суперпозиции

Можем ли мы наблюдать разлом в период КВД, а не КПД?

Теоретически нам ничего не мешает обнаруживать отражение граничного сигнала давления после закрытия скважины, даже если он не был обнаружен в период падения давления. На практике это вопрос амплитуды сигнала, разрешения манометров и фоновых шумов. В более общем смысле, если мы рассматриваем данный период эксплуатации, состояние закрытия является интерпретируемым, пока амплитуда сигнала остаточного давления остается в рамках возможностей манометров, а фоновые шумы не завивают этот остаточный сигнал. В таких условиях начальная продолжительность периода эксплуатации не является абсолютным пределом для продолжительности интерпретируемого периода КВД. Поэтому возможно, и регулярно случается так, что мы исследуем во время КВД большую площадь по сравнению с наблюдаемой во время КПД. Эмпирические правила, связывающие время эксплуатации со временем закрытия, были установлены тогда, когда качество замеров было гораздо хуже. При все том они не такие уж плохие и подлежат замене только после аккуратного составления программы исследований.

В исключительных ситуациях можно наблюдать даже предельное поведение. В случае короткого времени эксплуатации отражение добычной информации на границе может не достигнуть границы перед закрытием скважины. Поэтому эта информация достигается после закрытия скважины, и за этим следует отражение самого закрытия. Когда отражение периода эксплуатации достигает скважины, производная пойдет вниз, затем снова вверх, когда обратно отразится информация периода закрытия. Затем производная будет выглядеть так, как показано ниже. Ей требуется исключительно хороший сигнал и манометр, но время от времени она видна. Наличие легкой впадины на производной,

разумеется, нельзя систематически интерпретировать как таковой эффект, ибо амплитуда сигнала давления очень мала. Однако в случае короткого времени эксплуатации, если модель также выражает такое переходное поведение, которое станет объяснением и, фактически, признаков очень высокого качества данных.

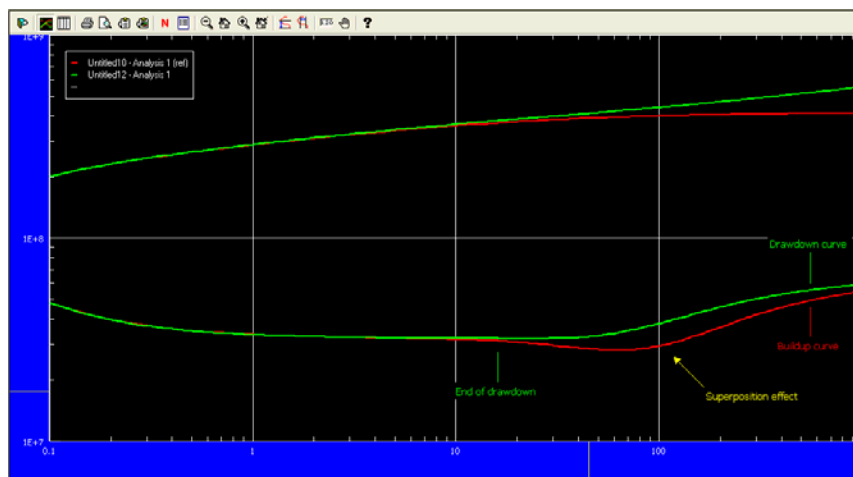


Рис. 8.М.1 – Билогарифмический отклик для непроводящего разлома
Зависимость отклика КПД от закрытия для короткого времени эксплуатации

8.N Типичные ошибки диагностики граничного эффекта

Диагностики граничных эффектов как правило ведется от общего направления развития (тенденции) производной в конце периода КВД, когда давление приближается к стабилизации. Производная есть увеличительное стекло, и большое значение придаетс сигналу с очень малой амплитудой. Производная может зафиксировать сигнал, ничего не имеющий с границами, либо ошибки в других местах могут сказаться на давлении или на времени суперпозиции, из которого вычисляется производная. Все это способно привести к неправильной диагностике граничного эффекта. Ниже мы приведем наиболее распространенные ошибки:

8.N.1 Неправильные данные о добыче

Это конечно наиболее известная проблема, но она же служит главным источником неверных интерпретаций. Вычисление производной корректирует шкалу давления, чтобы включить подробную информацию о динамике добычи скважины. Если эта динамика учитывается на этапе суперпозиции, то поведение IARF приведет к стабилизированной производной. С обратной стороны, если не учитывать некоторые важные дебиты, или их неправильно оценить, это приведет к искусственному направлению производной на позднем этапе времени. Рассмотрев описанный выше широкий спектр моделей и поведений, не составит труда найти несколько граничных моделей для совмещения данных по такому общему направлению.

На Рис. 8.N.1 мы использовали бесконечную однородную модель, чтобы симитировать период эксплуатации длительностью 10 часов, период закрытия в 10 часов, эксплуатацию 10 часов и последнее закрытие 100 часов. Затем мы извлекли последний период КВД. Итоговая кривая восстановления давления представлена с надписью 'exact production' («точная добыча»).

Затем мы извлекли те же данные, но с учетом только второго периода эксплуатации, т.е. игнорируя начальную добычу. Результирующая кривая обозначена 'production time underestimated' (время добычи недооценено), с поведением как бы границы без потока.

И наконец, мы извлекли те же данные, но исходя из непрерывной эксплуатации в течение 30 часов, т.е. игнорируя промежуточный период закрытия. Результирующая кривая с надписью 'production time over-estimated' (время добычи переоценено) не показывает на самом деле граничный эффект, но условная гидропроводность будет переоценена. В других случаях отклик отображает искусственную границу с постоянным давлением.

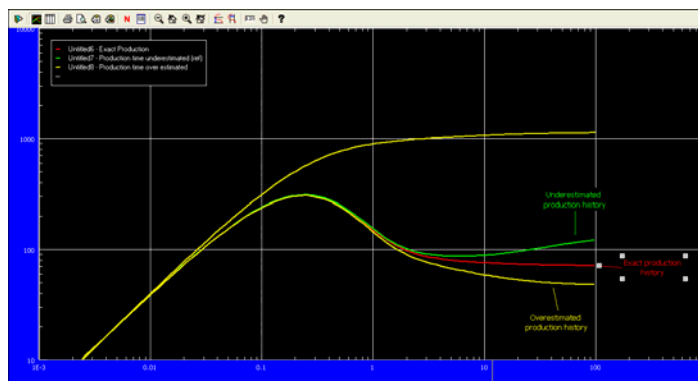


Рис. 8.N.1 – Билогарифмический отклик с IARF, но неверные данные о добычи

В общих чертах, это эмпирическое правило действует: когда вы недооцениваете свое время эксплуатации, вы недооцениваете свой коллектор, т.е. ваш kh будет слишком низким, либо вы увидите несуществующую границу отсутствия потока. Когда вы переоцениваете свое время эксплуатации, вы переоцениваете свой коллектор, т.е. ваш kh будет слишком высоким, либо вы увидите несуществующую границу с постоянным давлением.

8.N.2 Конечный результат в вычислении производной

Производная, которая есть уклон полулогарифмического графика на билогарифмическом графике, определяется численным расчетом из данных. В заданный момент производная обычно идет из трехточечного центрального вычислительного процесса. Центральной точкой считается рассматриваемая точка давления, выбор левой и правой точек будет зависеть от сглаживания.

Большинство алгоритмов берут интервал времени суперпозиции вокруг рассматриваемой точки, при это сглаживание есть расстояние между точкой и каждым временным пределом. Затем программы выбирает – слева и справа – первые точки за пределами интервала и с этими двумя дополнительными точками производит трехточечный центральный расчет уклона.

В середине отклика давления здесь проблем нет. Но ближе к концу отклика последняя точка будет систематически использоваться как правая точка в расчетах производной по всем данным в пределах интервала сглаживания. Если эта последняя точка неверна, а это может даже не отобразиться на билогарифмическом графике, то это вызовет тенденцию сглаживания, которую можно перепутать с граничным эффектом.

Даже если способ вычисления производной другой, неправильная конечная точка обычно также приводит к такого рода ошибке.

Лучше средство избежать такой проблемы – правильно задавать и синхронизировать динамики дебитов и давлений. Но если это упустить, то единственный способ проверки такого рода задачи - изменить сглаживание производной. Если на позднем этапе времени похожее на границу поведение изменяется по мере сглаживания, то инженеру придется искать вероятную ошибочную точку.

8.N.3 Дрейф показаний прибора

Если есть дрейф манометра, он также будет добавлять искусственную функцию времени к отклику давления, систематически создавая псевдограничный эффект, как только уклон такого дрейфа становится ничтожным по сравнению с эффективным изменением давления. Дрейф повлияет на целый отклик давления, но только на форму производной в конце отклика, тем самым создавая этот условный граничный отклик.

Когда спускается несколько манометров, то если осуществляется надлежащий контроль и проверка качества, легко выявить манометры с дрейфом показаний. Если спускается всего один манометр, то надо выбирать такой его вид, который не должен давать дрейф в течение ожидаемого периода исследований.

8.N.4 Динамика коллектора

Тренды давления в коллекторе будут иметь тот же эффект, что и дрейф. Работающий коллектор может иметь определенный тренд давления. Например, если этап закачки начался недавно, тенденция может быть направлена к повышению. И наоборот, коллектор может иметь тенденцию к падению. Проводя исследование скважины, мы создаем возмущение и наблюдаем за реакцией на это возмущение. Когда тренд в поведении давления в пласте не имеет никакого отношения к этому возмущению, это идеальное обоснование для внесения поправки в отклик давления на наблюдаемый тренд. Принцип состоит в том, чтобы спустить манометр и некоторое время понаблюдать за откликом давления, прежде чем приступить к каким-либо действиям, имеющим отношение к исследованию скважины. Для корректировки данных о давлении можно затем использовать уклон этой тенденции. Тогда мы будем интерпретировать не отклик давления, а приведенное давление, т.е. давление, которое наблюдалось бы, если бы тенденции в коллекторе не было.

8.N.5 Интерференция от других скважин

Если граничные эффекты можно моделировать с помощью виртуальных фиктивных скважин, можно догадаться, что интерференция настоящих скважин способна провоцировать виртуальные границы. Лучший пример виртуальной границы – это предел зоны дренирования, описанный в подразделе G6.

В добывающей скважине, когда вы ее закрываете и ничего в последнее время не предпринимали на соседних скважинах, то остаточным неустановившимся сигналом от этих скважин на период исследования можно пренебречь из-за его ничтожности. Однако для долговременных исследований, или если изменилась эксплуатация соседних скважин, они способны спровоцировать ложные граничные эффекты.

Автор вспоминает интерпретацию, которую он выполнял на добывающей скважине, где проводился простой замер КВД. Отклик показал границу с постоянным давлением, которая была абсолютно бессмысленна. Спустя (очень) много времени автор обнаружил, что для обеспечения постоянной эксплуатации путем накопления закрытием

кратковременно увеличили добычу ближайшей скважины, тем самым образовалась фиктивная скважина с обратным зеркальным отображением, и на половине расстояния между двумя скважинами появилась граница-призрак.

Когда у инженера есть сомнения по поводу влияния соседних скважин, то лучше всего проводить первую интерпретацию без скважин, а затем прогнать вторую модель, добавив интерференцию соседних скважин. Если разница между двумя моделями ничтожно мала, инженер может вернуться к более простой интерпретации и отбросить эффект интерференции.

8.0 Деконволюция

Деконволюция в Анализе данных на неустановившихся режимах давления была в прошлом темой множества публикаций. Деконволюцию можно экспериментально использовать: во-первых, для снятия эффектов ВСС и тем самым раньше прийти к бесконечно действующему радиальному течению; во-вторых, для превращения комплексной искаженной динамики добычи в идеальную кривую падения давления, готовую к интерпретации; в-третьих, для подтверждения запасов путем нахождения границ, когда на кривой восстановления давления ничего нельзя разглядеть. Однако методы деконволюции отличались нестабильностью и не имели практической целесообразности.

Однако в результате самых последних исследований и разработок, проводимых разными сторонами, деконволюция была признана полезным инструментом в определенных обстоятельствах; в частности, для обнаружения граничных эффектов в контрольном сигнале, когда периоды индивидуальных режимов фильтрации были слишком короткими и не могли обнаруживать искомые границы.

Подробно об этом подходе рассказывается в Приложении 1 к данной книге.

8.Р Вывод

Нельзя сказать, что граничные эффекты систематически обнаруживаются во время исследований скважин. Вместе с тем идентификация границ – один из главнейших результатов Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации. Такая идентификация дает ценную информацию о доказанных объемах и геометрии коллектора.

Даже отсутствие граничных эффектов есть само по себе информация. Самая малая замкнутая система, способная создать выглядящий бесконечно или только частично непроницаемый отклик, даст гораздо более надежную оценку минимального размера коллектора, чем при использовании уравнения «радиуса исследования».

Пределы зоны дренирования скважины могут быть границами коллектора или «виртуальными» границами, происходящими от состояния равновесия добычи с другими скважинами. Они могут встречаться на рабочей фазе очень длительных исследований, либо при использовании данных стационарных глубинных манометров (СГМ). Хорошим кандидатом для интерпретации таких данных также является Анализ добычи.

При анализе КВД границы обычно обнаруживаются в конце исследования путем выявления отклонений производной Бурдэ от бесконечно действующего радиального течения. Значительное отклонение производной может соответствовать очень малому отклонению исходного сигнала давления. Отклик граничного эффекта могут неверно симулировать многочисленные разнообразные причины, не связанные с границами пласта:

например, неправильные данные о дебите, дрейф показаний манометра, тенденции в коллекторе и интерференция от других скважин.

Прежде чем непродуманно устремляться к диагностике границы пласта, аналитик данных на неустановившихся режимах фильтрации должен убедиться, что нет никакого другого объяснения. Особо важный момент, который необходимо учитывать - это чувствительность к динамике добычи скважины и ее интеграция в расчете производной Бурдэ. Расстояния до границ также должны быть совместимы с предварительными знаниями о коллекторе. Приобретайте уверенность в диагностике границ из обсуждений с геологами.



Методы, изначально разработанные в Анализе динамических потоков, брали исходное допущение об однофазном слабо сжимаемом флюиде, для которого уравнения пьезопроводности можно считать линейными.

К сожалению, газ, будучи однофазным флюидом, не является слабо сжимаемым, а его пьезопроводность (движение) не есть линейный процесс. Чтобы подобраться поближе к линейной задаче, были разработаны псевдофункции. К другим вопросам относятся материальный баланс, поправка данных (при переходе к другой системе координат), течение жидкости, не подчиняющееся закону Дарси и скин-фактор, зависящий от дебита. Для фильтрации газа также были разработаны специальные технологии и методы исследований. Хотя со всеми этими понятиями можно встретиться в некоторых случаях с легкой нефтью, при фильтрации газа их надо решать на систематической основе.

Существует еще аспект по фильтрации газа, когда он добывается и (или) движется в сочетании с другими фазами, самостоятельно, с водой или в состоянии термодинамического фазового равновесия, с нефтью, конденсатом. Это может потребовать простой рекомбинации фаз, выносимых на поверхность в виде эквивалентного однофазного флюида в скважинных условиях (метод Перрена), либо более сложных методов, когда необходимо учитывать многофазную эксплуатацию в пласте или до ствола.

9.A Сухой природный газ

9.A.1 Соотношения PVT неидеального сухого газа

Когда задача перестает быть линейной, метод суперпозиции решений для КПД заменяется более сложными полуаналитическими моделями либо, численными моделями, последнее предпочтительнее. Хотя использовавшиеся для качественного и количественного выражения режимов потока функции времени суперпозиции больше не будут строго достоверными, их обычно оставляют в качестве инструмента для диагностики, несмотря на то, что специализированный анализ будет некорректен, и эффективной опцией будет только совмещение данных с нелинейными моделями.

Однако существует вариант нелинейной диффузии, где мы попытаемся воспользоваться принципом суперпозиции с подменой давления, а в некоторых случаях и времени, функцией давления, которая придает уравнению немного более линейный характер. Эта задача нелинейной диффузии есть движения сухого газа, а подставляемые функции называются псевдодавлением и псевдовременем.

Проблема диффузии (пьезопроводности), которой мы занимаемся, исходит из допущения, что пластовый флюид отличается малой сжимаемостью, и что вязкой и сжимаемость не зависят от давления. Для газов это допущение не действует.

В отношении сжимаемости соотношение давление-объем-температура (PVT) задается так:

Идеальный газ: $PV = nRT$

Закон неидеального газа: $PV = ZnRT$

Что касается пьезопроводности, по закону Дарси вязкость газа также есть функция давления и температуры. Коэффициент Z и вязкость можно вводить из таблиц при заданной температуре, либо можно воспользоваться корреляциями. Корреляции для коэффициента Z (Beggs и Brill, Dranchuk et al, Hall и Yarborough) и для вязкости (Lee et al, Carr et al) также можно совмещать с помощью мгновенных контрольных данных. Из табличного / корреляционного коэффициента Z затем можно вычислить объемный коэффициент и корреляции сжимаемости.

На двух рисунках ниже представлена типичная взаимосвязь между Z и μ в качестве функции p при заданной T :

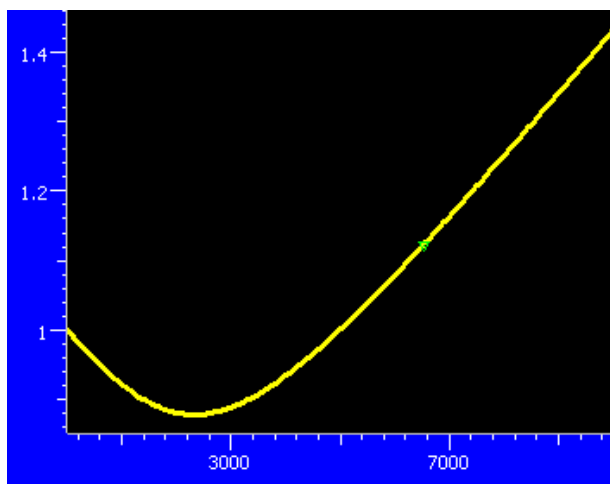


Рис. 9.А.1 – Зависимость коэффициента Z от p [psia]

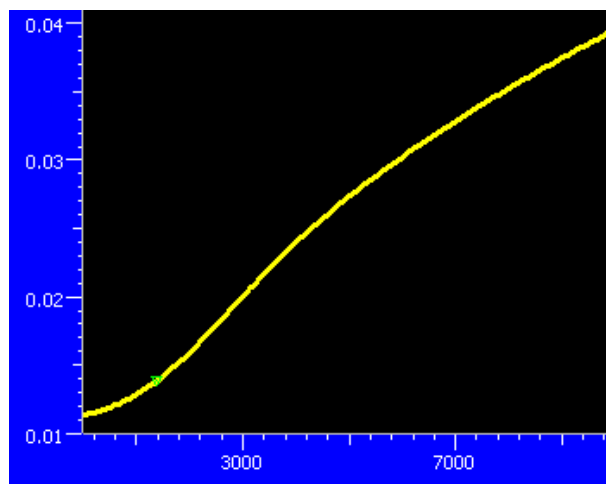


Рис. 9.А.2 – Зависимость μ_g [cp] от p [psia]

Затем из коэффициента Z вычисляются объемный коэффициент и сжимаемость.

Объемный коэффициент и сжимаемость:

$$B_g = \frac{Z p_{sc} T}{p T_{sc}}$$

$$c_g = -\frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dp} = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp}$$

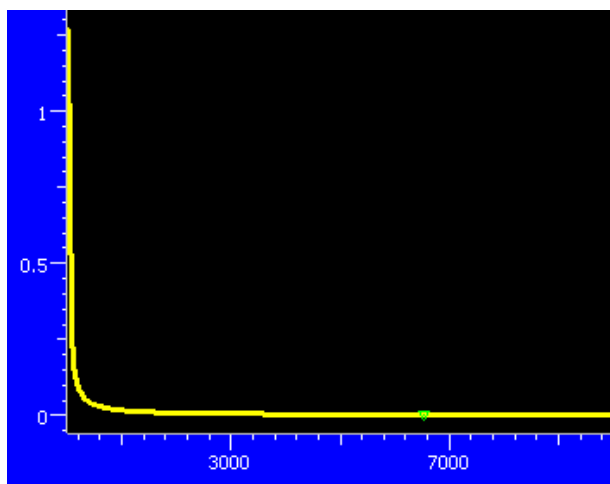


Рис. 9.А.3 – Зависимость B_g [SCF/RCF] от p [psia]

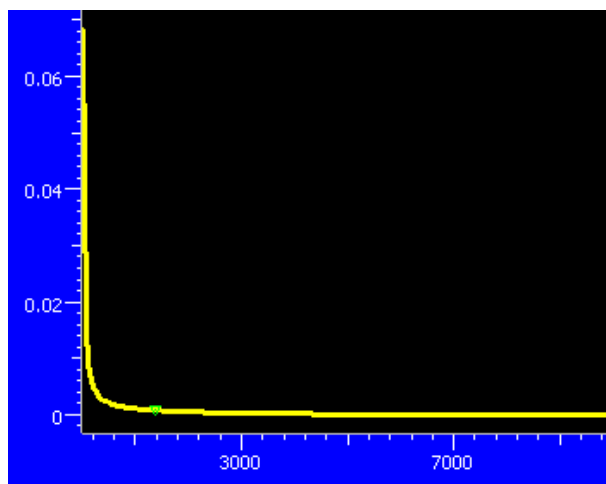


Рис. 9.А.4 – Зависимость c_g [psi⁻¹] от p [psia]

Сегодня существует возможность принимать элементы соотношения PVT такими, какие они есть, вводить их в численный имитатор и строить решение, которое можно совмещать с данными. Однако такая возможность появилась недавно, и если просто начать вслепую моделировать и совмещать, у нас был бы дефицит диагностических графиков. Следовательно, идея в том, чтобы перегруппировать уравнения путем изменения переменных для того, чтобы получить уравнение пьезопроводности газа, которое выглядело бы как уравнение слабосжимаемого флюида, и тем самым распространить разработанные для линейного процесса методологию и диагностические графики на нелинейный процесс пьезопроводности газа. Это было сделано посредством внедрения понятия псевдодавление.

В следующем параграфе представлена факультативная производная уравнения пьезопроводности газа:

9.А.2 уравнения пьезопроводности неидеального сухого газа

Мы начнем деривацию с того момента, где делали исходное допущения для слабосжимаемого флюида:

Уравнение приближенной пьезопроводности:

$$0.0002637k_x \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right] = \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}$$

Закон неидеального газа дает:

$$PV = ZnRT \quad \text{где} \quad n = \frac{m}{M}$$

Это дает плотность газа:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{M}{RT} \frac{p}{Z}$$

Уравнение пьезопроводности принимает вид:

$$0.0002637k_x \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{M}{RT} \frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{M}{RT} \frac{p}{Z} \phi \right]$$

В упрощенном виде:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{p}{Z} \phi \right] = 0.0002637k_x \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x} \right]$$

Первый член разворачивается следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{p}{Z} \phi \right] = \phi \frac{p}{Z} \left[\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{Z}{p} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{Z} \right)_T \right] \frac{\partial p}{\partial t}$$

Сжимаемость газа записывается как:

$$c_g = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T = \frac{RTZ}{Mp} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{Mp}{RTZ} \right)_T = \frac{Z}{p} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{Z} \right)_T$$

Таким образом:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{p}{Z} \phi \right] = \phi \frac{p}{Z} (c_f + c_g) \frac{\partial p}{\partial t} = \phi c_t \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t}$$

И уравнение пьезопроводности принимает вид:

$$\phi c_t \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637k_x \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x} \right]$$

Или:

$$\frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k_x}{\phi c_t} \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x} \right]$$

Добавляем вязкость μ с обеих сторон уравнения, чтобы прийти к уравнению пьезопроводности для слабосжимаемого флюида:

Уравнение пьезопроводности газа:
$$\frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k_x}{\phi \mu c_t} \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x} \right]$$

Мы вводим понятие псевдодавления как средство для исключения дополнительных членов в уравнении пьезопроводности газа. Существует исторически сложившийся коэффициент 2 к этому уравнению, но умножение на константу несколько бы не изменило картину:

Псевдодавление газа:
$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu Z} dp$$

Берем частную производную:
$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{2p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial t}$$

И, аналогично:
$$\frac{\partial m(p)}{\partial x} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{2p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x}$$

Уравнение пьезопроводности газа принимает вид:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k_x}{\phi \mu c_t} \frac{\partial^2 m(p)}{\partial x^2}$$

Распространяем в направлениях x, y, z :
$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \nabla^2 m(p)$$

Теперь мы пришли к той же формулировке, что и в случае слабосжимаемого флюида.

9.А.3 Пьезопроводность неидеального сухого газа

9.А.3.а Стандартные псевдодавления

Для того, чтобы распространить методологию Анализа динамических потоков на задачи для фильтрации газа, вводится функция давления под названием псевдодавление. Она задается так:

Псевдодавление газа:
$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu Z} dp$$

Промысловая единица измерения для псевдодавления – psi²/ср. Ниже показан типичный отклик псевдодавления как функции давления и для заданной температуры. Относительно поведения этой функции существует эмпирическое правило:

- Ниже 2000 psia, μZ почти постоянно, а $m(p)$ ведет себя как p^2
- Выше 3000 psia, μZ почти линейно, а $m(p)$ ведет себя как p

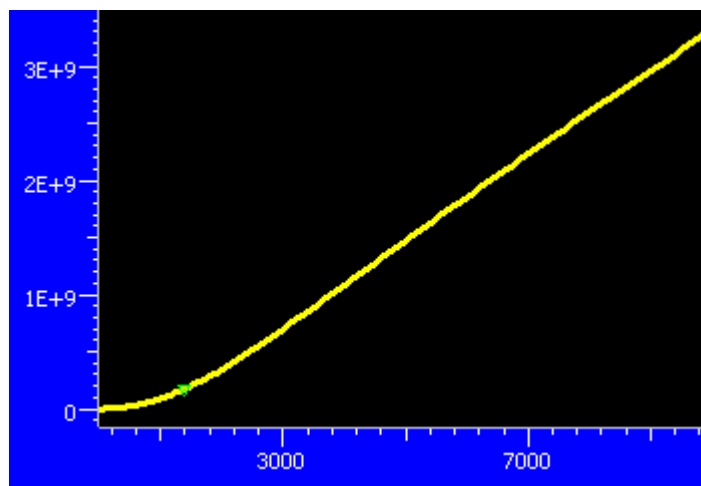


Рис. 9.А.5 – Зависимость псевдодавления от давления

Уравнение пьезопроводности газа:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \nabla^2 m(p)$$

Принцип традиционного анализа неидеального газа заключается в замене давления псевдодавлением и в интерпретации данных, как будто флюид является слабосжимаемым.

Однако у данного метода есть один существенный недостаток. Хотя уравнение выглядит таким же, оно остается линейным, только пока мы принимаем член пьезопроводности $k/\Phi \mu c_t$ за константу. Это достоверно, пока среднее пластовое давление не начинает сильно уменьшаться, что есть обоснованное допущение для стандартного, относительно короткого, исследования скважины. В случае расширенных исследований типа определения границ пласта (ОГП) или испытания на приток дела обстоят не так.

9.А.3.в Нормализованные псевдодавления

Уравнение пьезопроводности газа останется достоверным, если умножить псевдодавления на постоянное число. Поскольку единица и порядок значения стандартных псевдодавлений не являются интуитивно-понятными, одна из возможностей – использовать нормализованные (приведенные) псевдодавления путем выбора эталонного давления p_{ref} , с условием:

Нормализованные псевдодавления:

$$m_{Norm}(p) = p_{ref} \frac{m(p)}{m(p_{ref})}$$

Нормализованные псевдодавления при p_{ref} :

$$m_{Norm}(p_{ref}) = p_{ref}$$

Нормализованные псевдодавления характеризуются размерностью и единицей давления, следуя тому уже уравнению пьезопроводности и совпадая с давлением на p_{ref} :

Нормализованные псевдодавления:

$$\frac{\partial m_{Norm}(p)}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \nabla^2 m_{Norm}(p)$$

9.А.4 Взаимосвязь сухого газа и давления с изменяющимся объемом ствола скважины

Для газового анализа влияние ствола скважины есть функция сжимаемости газа и объема ствола скважины. Поэтому существует коэффициент по давлению, вряд ли постоянный, особенно в случае с малопроницаемыми коллекторами, где в стволе скважины вероятно будут высокие перепады давления:

Влияния ствола скважины в газовом анализе: $C = c_g \cdot V_{wellbore}$

В случае КВД в малопроницаемом газовом коллекторе производная отклика давления (и псевдодавления) не будет иметь обычной горбообразной формы. «Горб» будет очень узким и высоким, характерная форма падения влияния объема ствола.

Есть несколько способов решения этой проблемы: псевдowремя, изменение ВСС аналитической моделью, или ВСС по давлению в численной модели.

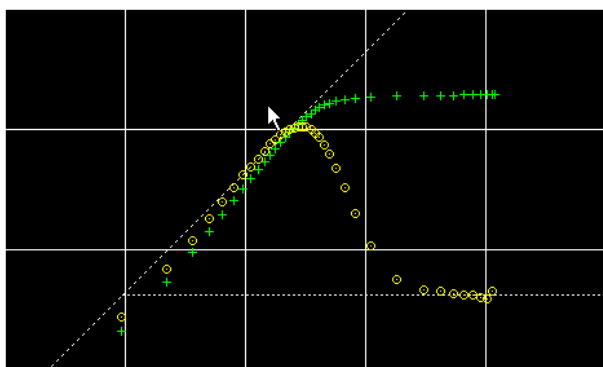


Рис. 9.А.6 – Изменение данных ВСС

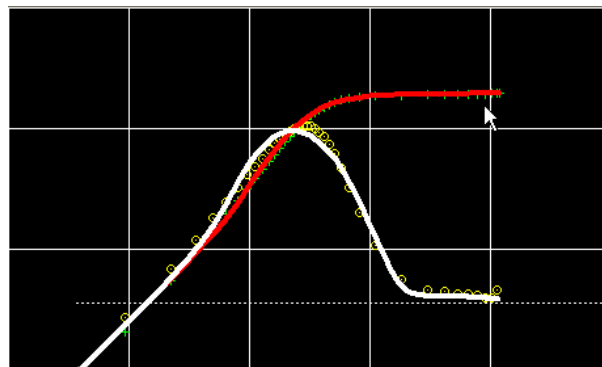


Рис. 9.А.7 – Совмещение с помощью аналитической модели

9.А.4.а Использование аналитической модели с изменяющимся объемом ствола скважины

Простейший способ совмещения таких данных – использование аналитической модели с изменяющимся объемом ствола скважины. В случае выше это опция с падением ВСС. В использовании любых программ принцип будет состоять в том, чтобы позиционировать раннее ВСС и время, когда происходит переход (в нашем случае, положения «горба» на отклике производной). Построение начальной модели может быть приблизительным, но нелинейная регрессия обычно выдает хорошее соответствие.

В отрасли применяются две основные модели. Это модели Fair и Hegeman et al. Вторая более современна и скорее произведет совмещения такого рода отклика.

Однако этими моделями следует пользоваться аккуратно, по трем причинам:

- Модели служат лишь передаточными функциями (в Лапласовом пространстве), которые случайно хорошо подходят на согласовании реальных данных. Никакого физического обоснования за этим не стоит. Они могут выходить на начальное, конечное накопление (ВСС) и время перехода, не несущие никакого физического смысла.
- Эти модели зависят от времени. Будет существовать ВСС на раннем этапе времени и на позднем этапе времени. Это не корректно, когда нужно моделировать ВСС по давлению. В случае эксплуатации реальное ВСС на раннем этапе времени будет

соответствовать ВСС на позднем этапе времени КВД, и наоборот. Таким образом, метод суперпозиции решения по времени будет не корректен для всех периодов притока, кроме того, на котором произошло совмещение модели. Неопытные инженеры по интерпретации очень часто упускают этот аспект из внимания.

- Опасность этих моделей в том плане, что они превосходно работают для совмещения всех разладившихся данных на раннем этапе времени. Это истинно даже в том случае, если реальное поведение никак не связано с обоснованным изменяющимся ВСС.

В заключение нужно сказать, что эти аналитические модели удобны, но должны применяться с осторожностью.

9.А.4.в Использование псевдовремени

Исторически сложилось, что эта переменная стала первым решением, использовавшимся для видоизменения данных для учета изменяющегося объема ствола скважины и для преобразования отклика данных, который затем можно было совмещать с моделью постоянного объема ствола скважины или палеточной кривой. Принцип состоял в том, что модель не совмещает данных, а скорее наоборот, данные совмещают модель. При использовании псевдовремени и принятии уравнения пьезопроводности идея заключалась в том, чтобы вводить в функцию времени часть, связанную с давлением, т.е. произведение вязкости на сжимаемость. Тогда уравнение пьезопроводности газа можно переписать так:

Видоизмененное уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi} \nabla^2 m(p)$$

μc_t

Вводим псевдодавление: $t_{ps}(t) = \int_0^t I(p_{wf}(\tau)) d\tau$ где $I(p) = \frac{1}{\mu c_t}$

или, лучше, нормализованная версия: $t_{ps}(t) = \int_0^t I(p_{wf}(\tau)) d\tau$ где $I(p) = \frac{(\mu c_t)_{ref}}{\mu c_t}$

Где уравнение пьезопроводности принимает вид:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t_{ps}} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi(\mu c_t)_{ref}} \nabla^2 m(p)$$

Хотя это и не идеально решение, уравнение становится ближе к вещественному линейному уравнению пьезопроводности. Кроме того, функция времени фактически зависит от сжимаемости газа, и псевдо время таким образом будет главным образом компенсировать изменение влияния объема ствола во времени.

Подстановка вместо времени псевдовремени на графике в двойном логарифмическом масштабе соответственно будет сжимать масштаб времени, который, на логарифмической шкале, будет означать распространение оси X на правую часть на раннем этапе времени. В результате сжатая форма отклика производной для объема ствола скважины становится ближе к решению для постоянного объема ствола.

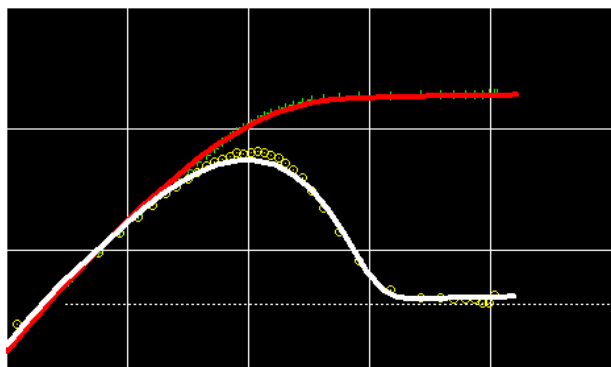


Рис. 9.А.8 – Совмещение с помощью функции псевдодавления

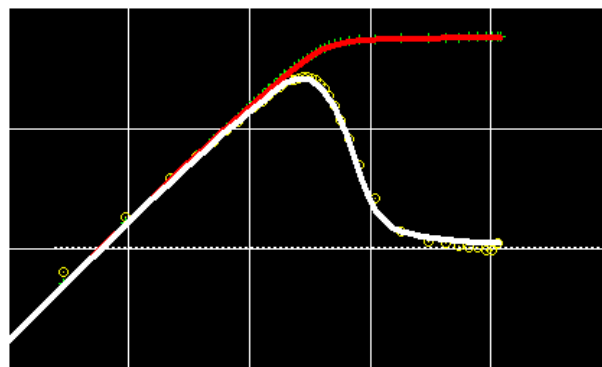


Рис. 9.А.9 – Совмещение с помощью численной модели

У этого подхода есть два недостатка:

- Этот метод раз и навсегда видоизменяет данные для совмещения модели, а не наоборот. Это исключает, например, возможность сравнения нескольких моделей PVT по тем же данным. Это был единственный доступный метод на этапе согласования (совмещения) палеточных кривых, где модели были привязаны к семейству фиксированных палеточных кривых падения давления.
- Для того, чтобы вычислить функцию псевдовремени, нужна полная картина динамики изменения давления. Когда в данных присутствуют «дыры», или если данные о давлении собираются только во время закрытия, то невозможно вычислять псевдовремя из полученного давления. Тут существует обходной маневр: брать давления, симитированные моделью, а не фактические давления. Это эквивалентно тому же, когда модель совмещала данные, и «дыры» нет. Однако тут немного сложнее вести расчеты, поскольку давление в рассматриваемый этап времени требует функции псевдовремени, и наоборот.

9.А.4.с Использование численной модели

Принцип заключается в том, чтобы использовать модель ствола, на любом этапе времени, берет динамическое давление для определения параметра влияния ствола скважины. Для того, чтобы обеспечить стабильность модели, ВСС нужно вычислять в неявном виде на каждом временном шаге. Когда задача нелинейна, это можно сделать только с помощью программы Saphir NonLinear (Saphir NL).

Это, несомненно, оптимальный способ моделирования влияния ствола скважины по давлению. Однако здесь есть пара недостатков:

- Модель работает медленнее аналитической модели или изменения функции времени.
- Она не отличается гибкостью: после ввода соотношения давление-объем-температура и объема ствола скважины больше нет параметра для контроля совмещения. Модель и работает, и не работает.

9.А.5 Материальный баланс при фильтрации газа

Вопрос материального баланса в пьезопроводности газа в последние годы приобретал все большую важность по мере распространения стационарных манометров. Источник такой же, как для изменяющегося объема ствола скважины. Даже при использовании псевдодавлений, уравнение пьезопроводности можно рассматривать линейным, пока остаются постоянными члены пьезопроводности, стоящие за рамками переменных функций

времени и давления. В этот раз мы сталкиваемся не с проблемами изменяющегося влияния объема ствола, этот процесс привязывается только к давлению в стволе, а с целым диффузным процессом по всему коллектору.

Уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \nabla^2 m(p)$$

Как только мы получаем градиент давления в коллекторе, члены пьезопроводности, а особенно произведение μc_t , становятся отличными от одного блока коллектора к другому.

Хотя можно принять, что такое бывает и во время любых исследований скважин, это становится особенно важным, когда среднее пластовое давление падает в коллекторе и (или) площади дренирования скважины. Поэтому необходимо скорректировать модели или данные.

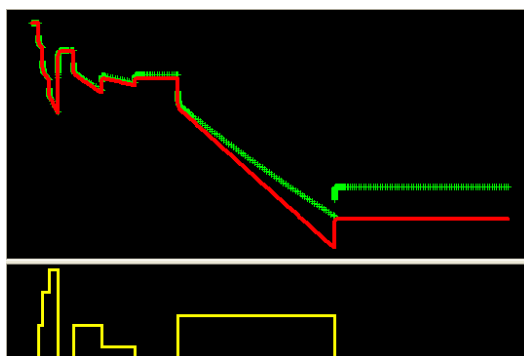


Рис. 9.А.10 – Совмещение без поправки на материальный баланс

Если посмотреть на моделирование неидеального газа для долгосрочного ОГП или определения дебита с помощью стационарных манометров, и использовать это для совмещения с аналитической моделью, где пьезопроводность бралась при начальном давлении, то можно увидеть расхождение между симитированным давлением и замеренными данными, несмотря на то, что используемые геометрические построения и соотношения PVT точно совпадают.

Есть три способа решения этой проблемы:

9.А.5.а Использование функций псевдовремени

Это тот же принцип, что и для изменяющегося объема ствола скважины, только в этот раз давление, из которого вычисляется функция псевдовремени, будет давление в коллекторе, в площади дренирования или среднее:

- Процесс начинается с первоначальной оценки начального давления и объема в коллекторе. Два этих параметра требуются для вычисления начальных геологических запасов нефти G_i .
- На каждом временном шаге из начальных геологических запасов нефти вычисляется и вычитается суммарная добыча. Стандартное вычисление p/Z используется для приближенной оценки среднего пластового давления на этом этапе времени, которое берется для вычисления подинтегрального выражения псевдовремени, а затем самого псевдовремени. Это псевдовремя используется на графике в двойном логарифмическом масштабе, а данные соответственно распространяются в правую часть, давая совмещение с классической палеточной кривой замкнутой системы.

Этот метод был полезен в те времена, когда в качестве моделей имелись только палеточные кривые. Современные компьютеры могут делать это гораздо лучше и быстрее. Главный недостаток заключался в том, что начальное приближение объема и исходного давления производилось до того, как выполнялось совмещение модели. Модель давала величину начального давления и объема, которые не обязательно совпадали с первичной догадкой, следовательно требовались дополнительное видоизменение данных, еще одно совмещение и т.п. Процесс, однако, быстро сходился в одной точке.

9.А.5.в Интегрирование поправки на материальный баланс в аналитической модели

Теория в поддержку этого решения такая же, но использование модели делает процесс более простым и когерентным. К модели относятся размер коллектора и начальное давление. Таким образом, начальные геологические запасы газа можно вычислять как составной элемент модели. На каждом временном шаге алгоритм вычисляет среднее давление из накопленной добычи с помощью p/Z и замещает вязкость и общую сжимаемость в методе суперпозиции на значения, производные от среднего давления. Таким образом, на этом временном шаге симитированное давление когерентно материальному балансу модели. Ниже представлен факультативный дериват:

Мы рассматриваем суммарные геологические запасы газа при начальном давлении. V_{res} есть поровый объем, занятый газом. T_{res} есть температура флюида в пластовых условиях. G_i есть начальные геологические запасы газа в стандартных условиях.

Уравнение для фильтрации неидеального газа при начальном давлении:

$$p_i V_{res} = Z_i n R T_{res}$$

То же количество флюида в стандартных условиях: $p_{sc} G_i = n R T_{sc}$

Таким образом мы получаем G_i :

$$G_i = \frac{p_i}{Z_i} \cdot \frac{V_{res} T_{sc}}{p_{sc} T_{res}}$$

Теперь мы рассматриваем, во времени t , ту же ситуацию после суммарной накопленной добычи $Q(t)$. Теперь нам нужно вычислить среднее пластовое давление:

Уравнение для фильтрации неидеального газа при начальном давлении:

$$\bar{p} V_{res} = \bar{Z} n(t) R T_{res}$$

То же количество флюида в стандартных условиях: $p_{sc} (G_i - Q(t)) = n(t) R T_{sc}$

Таким образом мы получаем G_i :

$$G_i - Q(t) = \frac{\bar{p}}{\bar{Z}} \cdot \frac{V_{res} T_{sc}}{p_{sc} T_{res}}$$

Вычисляем среднее давление из:

$$\frac{\bar{p}}{\bar{Z}} = \frac{p_{sc} T_{res}}{V_{res} T_{sc}} (G_i - Q(t))$$

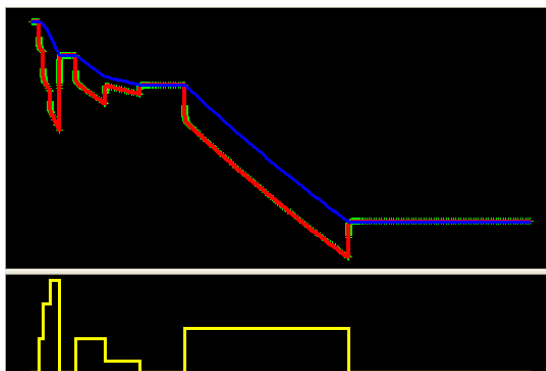


Рис. 9.А.11 – Совмещение с поправкой на материальный баланс

9.А.5.с Использование численной модели

Пользоваться численной модели по существу даже проще. Когда уравнение газа вводится на уровне каждой ячейки, материальный баланс автоматически соблюдается не только глобально, как выше, но и на уровне каждой ячейки. Несомненно, наиболее строгим подходом является решение задачи численным способом.

Когда задача нелинейна, это требует программы Saphir NL и использования нелинейного решающего устройства, но в случае одного газа редко когда понадобится больше одной итерации. Модель такого рода для относительно простых геометрических построений будет работать и быстро, и точно.

Для информации представленный выше случай есть фактическое моделирование с помощью Saphir NL.

9.А.6 Течение, не подчиняющееся закону Дарси

Уравнение пьезопроводности, используемое как базис методологии в Анализе динамических потоков, основано на трех компонентах: закон сохранения массы, уравнения соотношения давление-объем-температура и закон Дарси. Выше мы увидели, что соотношение давление-объем-температура газа требует определенных корректировок в уравнениях и методе: псевдодавления, изменяющийся объем ствола, материальный баланс. Кроме того, есть несколько случаев, и особенно для газа, где исходное допущение о течении, подчиняющемся закону Дарси, недостоверно. Участки коллектора, обычно ближе к скважине, будут работать на такой скорости течения, на которой происходит турбулентность, и иметь сильное влияние на отклик скважины. Теперь нужно добавить компонент турбулентности к уравнению течения, заменяя закон Дарси уравнением второй степени, таким как уравнение Форшхаймера (Forchheimer).

Закон Дарси, выраженный в функции скорости, в единицах СИ:
$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\mu}{k} \cdot u$$

Уравнение Форшхаймера, те же эталонные значения и единицы:
$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\mu}{k} \cdot u + \beta \cdot \rho \cdot u^2$$

β называется коэффициентом турбулентности. Есть два основных варианта решения течения, не подчиняющегося закону Дарси:

- Первый - сфокусироваться на влиянии течения, не подчиняющегося закону Дарси, на продуктивность скважины. Это то, что исторически выполнялось с использованием скин-фактора, зависящего от дебита. Используется обычная пьезопроводность, но вводится дополнительный компонент скина, обусловленного давлением.

- Второй способ – численное моделирование течения, не подчиняющегося закону Дарси, путем интегрирования уравнения Форшхаймера в модели.

На рисунке ниже представлена схема двух вариантов:

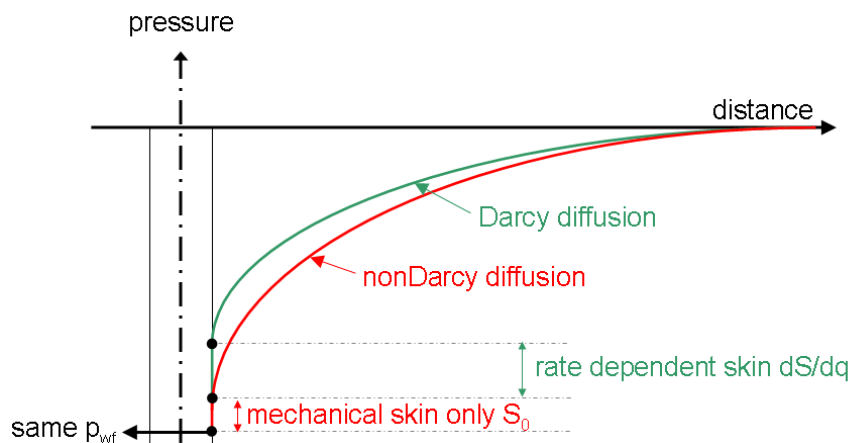


Рис. 9.А.12 – Два способа моделировать течение, не подчиняющееся закону Дарси

9.А.6.а Моделирование потока, не подчиняющегося закону Дарси, с помощью модели скина, зависящего от дебита.

Существует два взаимодополняющих подхода определения зависимости по дебиту вследствие высоких скоростей потока и турбулентности с использованием упрощенного допущения о линейности связи. В аналитической модели фактор течения не Дарси имитируется дополнительным скином с использованием линейной функции дебита.

$$S_{total} = S_0 + ds/dq \quad ds/dq = Dq$$

Это иллюстрируется на рисунке выше. D есть (линейный) коэффициент фильтрационного сопротивления течения, не подчиняющегося закону Дарси.

Для того, чтобы оценить зависимость по дебиту, необходимо провести многоступенчатое гидродинамическое испытание скважины, такие исследования описаны в подразделе А.7.б.

Классический способ определения зависимости скин – дебит – это воспользоваться полулогарифмическим анализом каждого периода притока, если такой анализ достоверен. Затем вычертить график итогового скина относительно соответствующего дебита, как это иллюстрируется на рисунке ниже. Возвращаемся к скин-фактору без турбулентности, т.е.: механическому нарушению проницаемости, отсекаемому отрезку допущенной прямой, S_0 и зависимости от дебита D , выведенной из уклона. Здесь важно не забывать, что исследование на приток / после притока всего с одним периодом закрытия может не дать необходимых результатов из-за невозможности проведения полулогарифмического анализа периода эксплуатации вследствие присущих колебаний дебита, маскирующих отклик давления там, где полулогарифмический анализ достоверен.

Поэтому рекомендуется такой вид исследования, при котором имеются промежуточные периоды закрытия, изохронные или видоизмененные изохронные, где у нас лучше шансы получить скин из анализа этих состояний закрытия. График зависимости скина от дебита

рисуеться автоматически в программе Saphir. Затем результаты можно автоматически преобразовывать, и строить модель с регрессией, чтобы при необходимости улучшить совмещение данных с моделью.

Если график отношения скина к дебиту не выходит из-за недостоверности полулогарифмического анализа, параметры зависимости от дебита все равно еще можно задавать в диалоговом окне модели с помощью вектора начального приближения. Затем совмещение с моделью можно отшлифовать методом регрессии.

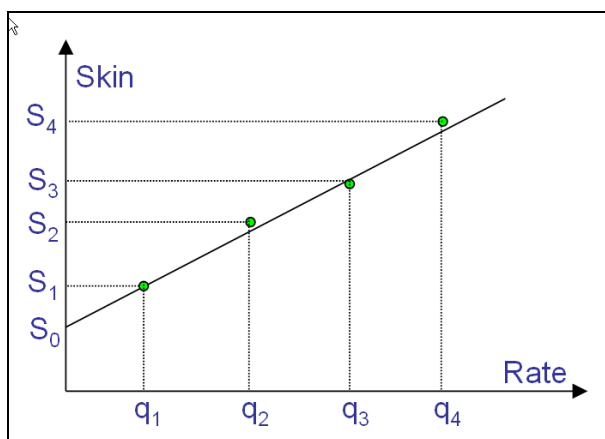


Рис. 9.А.13 – График зависимости скина от дебита

9.А.6.б Моделирование потока, не подчиняющегося закону Дарси, с помощью численной модели

В численной модели в уравнение течения включается (нелинейное) влияние потока не Дарси. Производится это посредством значения (нелинейного) коэффициента фильтрационного сопротивления течения, не подчиняющегося закону Дарси β . Этот коэффициент появляется в уравнении Форшхаймера:

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\mu}{k} \cdot u + \beta \cdot \rho \cdot u^2$$

Его можно оценивать из описанного выше линейного допущения с помощью ds/dq так:

$$\beta \approx ds/dq \cdot \frac{2\pi r_w \cdot h \cdot \mu}{k}$$

или по эмпирической формуле:

$$\beta = \frac{0.005}{[\Phi \cdot (1 - S_w)]^{5.5} \cdot k^{0.5}}$$

9.А.7 IPR и AOF для фильтрации газа

Цель индикаторной диаграммы (IPR) заключается в том, чтобы установить взаимосвязь между забойным давлением в скважине и её общим дебитом. Абсолютно свободный дебит

(AOF) использует эту индикаторную диаграмму, чтобы оценивать максимально возможный дебит, когда динамическое давление как можно более низкое, т.е. при атмосферном давлении.

Возражение: Излишне говорить, что идея IPR и AOF есть проклятие для поборников чистоты Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации. Каждый знает, что даже в оптимистичном варианте бесконечного коллектора давление будет продолжать падение при постоянном дебите, а дебит будет продолжать падение при постоянном динамическом давлении. Таким образом, с точки зрения исследований скважины, это несет мало смысла как понятие коэффициента продуктивности.

Ответ на возражение: Разумеется, такое возражение не вполне корректно. Существует режим, при котором такая взаимосвязь присутствует, это псевдоустановившееся состояние (PSS). Когда достигается PSS, форма профиля давления стабилизируется и направляется вниз. Можно установить взаимосвязь между добычей и разницей между средним давлением и динамическим давлением.

Возражение к ответу на возражение: К сожалению, обычно мы не дожидаемся режима PSS перед выполнении индикаторной диаграммы IPR, а состояние, при которой идет сбора данных, обычно является неустановившимся. Поэтому искомыми являются изменения, достаточно малые, чтобы ими можно было пренебречь. Поэтому весь процесс нельзя назвать строго корректным.

Ответ на возражение к ответу на возражение: Это не будет слишком оторвано от жизни, и, в любом случае, процесс доказал свою относительно неплохую работоспособность в прошлом, особенно для газовых коллекторов. Кроме того, индикаторные диаграммы от моделей PSS – это самое лучшее, что у нас есть для имитации добычных сетей и ввода в имитаторы пластов, где нет так важны подробности о неустановившихся откликах. IPR / AOF полезны, ибо дают точное представление о технологических показателях скважин, и они на самом деле являются меньшим из зол при оптимизации эксплуатационных характеристик коллектора.

9.A.7.a Принцип

Любой доступный метод основывается на уравнении, связывающем значения дебита и падения динамического давления.

К примеру:

Уравнение IPR Роулинса и Шелхардта (Rawlins и Shellhardt):

$$q = C(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n$$

Где:

C – это коэффициент продуктивности

n – экспонента турбулентного течения, равная 0,5 для полного турбулентного потока и 1 для ламинарного потока.

Уравнение LIT IPR, выведенное из уравнения Гуперта (Houpeurt) или Форшхаймера (Forchheimer):

$$m(\bar{p}) - m(p) = aq + bq^2$$

Где:

a = коэффициент фильтрационного сопротивления ламинарного течения

b = коэффициент фильтрационного сопротивления турбулентного течения

Метод заключается в получении из многоступенчатого исследования скважины с переменными дебитами значения давлений, соответствующие дебиту, и в графическом оформлении значений коэффициентов уравнения, соответственно C или a и b , а затем в вычислении максимально возможного дебита.

Другой подход состоит в оценке значений a и b из эмпирических уравнений, где в качестве исходных данных используются параметры скважины и пласта-коллектора (т.е. метод Джонса).

9.А.7.в Разные виды исследований

Уравнения IPR исходят из установившихся состояний дебита и динамического давления. Самая базовая программа исследования на переменных дебитах – это исследование скважины методом противодавления, которое также именуется исследованием на приток / после, которое есть последовательность периодов притока, достаточно долгих, чтобы достигать установившихся режимов, впервые предложенных Rawlins et al в 1936 году.



Рис. 9.А.14 – Исследование скважины методом противодавления

Второй подход основывается на том факте, что только ламинарный коэффициент уравнений зависит от продолжительности притока; при этом коэффициент течения, не подчиняющегося закону Дарси, остается независимым.

Программа исследований предусматривает короткие периоды притока равной продолжительности, не обязательно в установившемся режиме фильтрации, при разных дебитах. За притоком следуют периоды закрытия равной продолжительности до состояния стабилизации, не обязательно такой же продолжительности, как периоды падения давления. Итоговые значения используются для определения коэффициента фильтрационного сопротивления течения, не подчиняющегося закону Дарси.

Продленный период притока до стабилизации позволяет определять правильный ламинарный коэффициент.

Такое изохронное исследование предложил Каллендер (Cullender) в 1955 году.

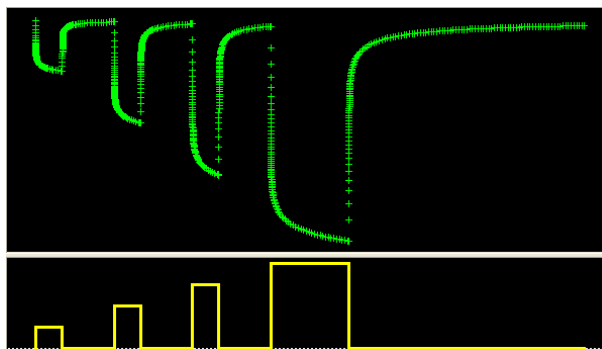


Рис. 9.А.15 – Изохронное исследование

Значения падения динамического давления вычисляются из начального среднего давления.

Видоизмененное изохронное исследование, предложенное Катцем и др. (Katz) в 1959 году, характеризуется короткими периодами закрытия между периодами эксплуатации, равной продолжительности, при этом не обязательно стабилизировать ни один из периодов. За последним потоком до стабилизации следует последнее долгое закрытие.

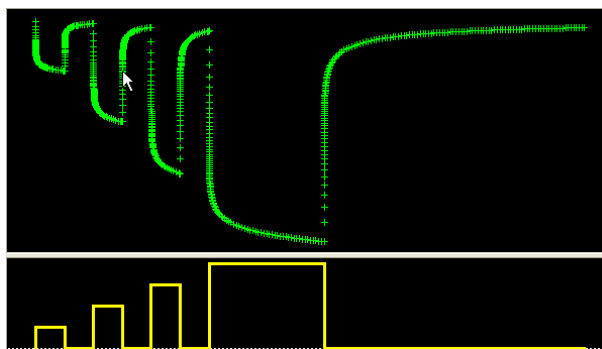


Рис. 9.А.16 – Видоизмененное изохронное исследование

Значения падения динамического давления вычисляются из последнего предыдущего давления в закрытой скважине.

9.А.7.с Разные виды IPR / AOF

9.А.7.с.і Метод Ролинса и Шеллхардта (Rawlins и Shellhardt) (C&n)

Он может брать либо p^2 :

$$q = C(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n$$

либо псевдадавление $m(p)$

$$q = C(m(\bar{p}) - m(p_{wf}))^n$$

Данные о давлениях и дебитах рисуются на графике в двойном логарифмическом масштабе:

$$\log(m(\bar{p}) - m(p_{wf})) \text{ versus } \log(q)$$

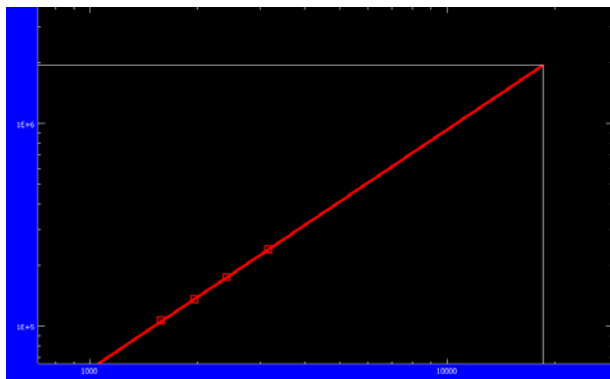


Рис. 9.А.17 – Исследование скважины методом противодействия

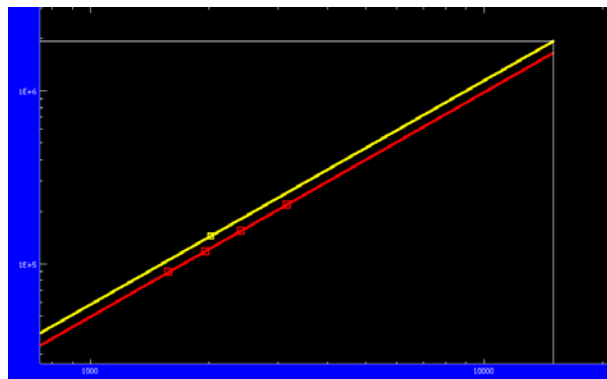


Рис. 9.А.18 – Изохронное исследование

Значение n вычисляется из уклона, а C по методу пересекающихся линий.

$$\text{Тогда: } AOF = C(m(\bar{p}) - m(14.7))^n$$

9.А.7.с.ii Метод LIT

Метод исходит из уравнения:

$$m(\bar{p}) - m(p) = aq + bq^2$$

Данные о давлениях и дебитах рисуются так:

$$\frac{m(\bar{p}) - m(p_{wf})}{q} \text{ versus } (q)$$

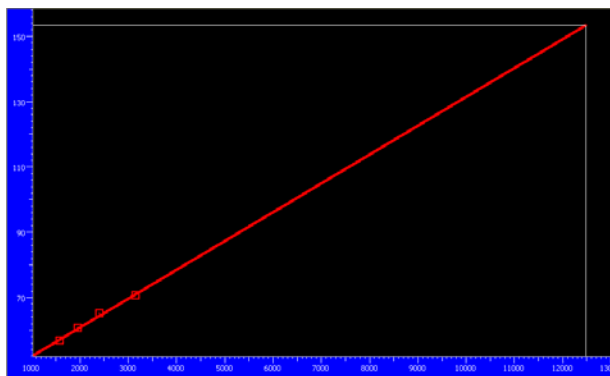


Рис. 9.А.19 – Исследование скважины методом противодействия

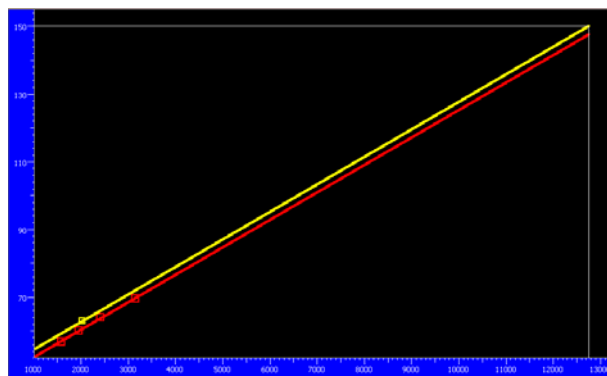


Рис. 9.А.20 – Изохронное исследование

Значение b вычисляется по методу уклона линий, а значение a – по методу пересекающихся:

Тогда значение AOF:

$$AOF = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(\bar{p}) - m(14.7)]}}{2b}$$

9.A.7.c.iii Метод Джонса

Этот метод также основывается на уравнении IPR:

$$m(\bar{p}) - m(p) = aq + bq^2$$

Но параметры a и b оцениваются из эмпирических уравнений:

$$a = \frac{1495.6T \left(\log \frac{A}{r_w^2} + \log \left[\frac{2.2458}{C_A} \right] - 0.87s \right)}{kh}$$

$$b = \frac{1299.15TD}{kh}$$

$$D = \frac{0.00003gg}{\mu hr_w k^{0.333}}$$

Где:

- Ca коэффициент формы Дитца (Dietz)
- D коэффициент турбулентности (1/фут)
- k проницаемость
- hw интервал перфорации
- h эффективная дренированная мощность пласта
- A площадь дренирования
- rw радиус ствола скважины
- gg абсолютная плотность газа
- S скин-фактор
- m вязкость
- T температура коллектора (град. R)

Существуют и другие сходные методы, разница заключается в эмпирических уравнениях.

9.A.8 Приведение давления к забойному

Обычно из-за механических ограничений в подвеске манометр не спускается до вскрытой поверхности забоя. Соответственно, получаемые из анализа на неустановившихся режимах фильтрации результаты находятся на уровне манометра, а не стенок забоя. И в единицах давления (P_i) и скин-фактора (S) не отражаются истинные забойные условия.

Сначала нужно определить вертикальный профиль давления в скважине. Для этого можно использовать собственные фильтрационные корреляции потоков программ Saphir/Topaze или кривую фактической подъемной силы, построенную какой-нибудь внешней программой.

Доступной корреляцией для фильтрации газа являются внешняя кривая подъемной силы или метод внутреннего вычисления Каллендера и Смита (Cullender & Smith), но с двумя преобразованиями для фильтрации воды и конденсата.

Корреляция основывается на свойствах газа, заданных в соотношениях PVT, а общий коэффициент трения вычисляется с помощью уравнения Коулбрука и Уайта (Colebrook и White). Обратите внимание, что когда вы имеете дело с задачей по конденсату с эквивалентной плотностью газа и суммарными дебитами, то в корреляции для учета присутствия конденсата используются собственные градиенты и дебиты. Присутствие воды можно учитывать за счет постоянного газовойдяного фактора добываемой продукции.

Решение, выбранное в программе Saphir, должно включать и гидростатические потери и потери давления на трение в модели и приводить построенный модельный отклик к фактической глубине манометра, а затем возвращать все результаты на стенке забоя.

В сущности, манометрическое давление не преобразуется и не корректируется, таким образом это модель, приведенная к уровню манометра.

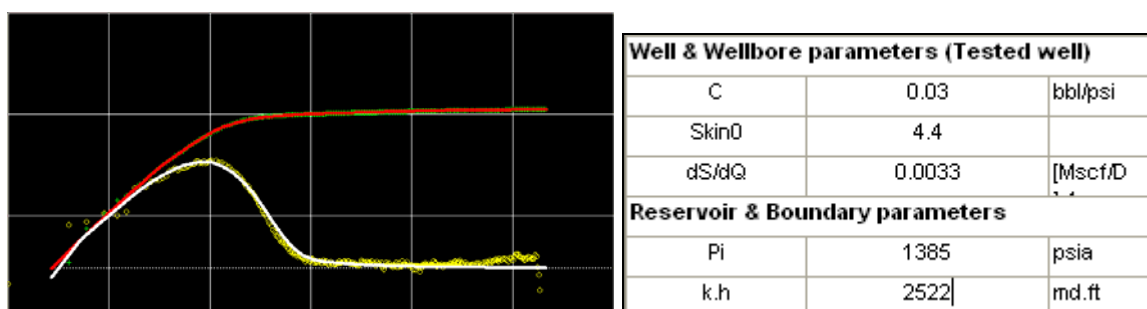


Рис. 9.A.21 – Анализ на уровне манометра

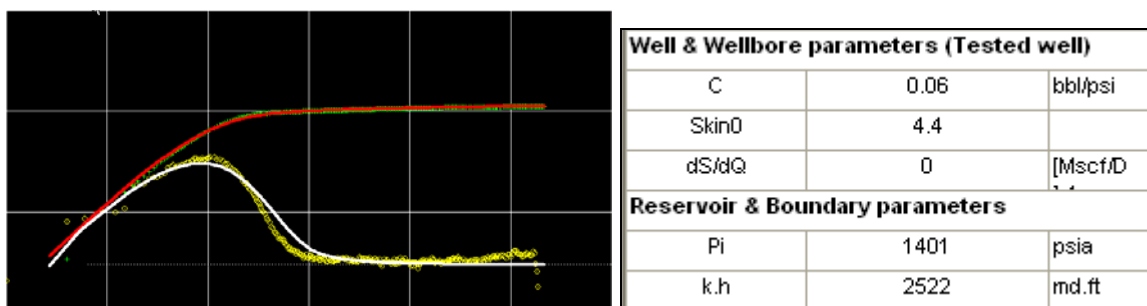
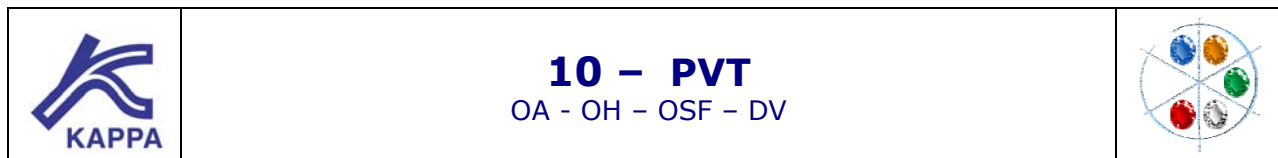


Рис. 9.A.22 – Анализ после приведения модели к уровню манометра

Можно наблюдать, как результаты (P_i и скин) теперь возвращаются к забoю, и как относящийся к пласту скин, зависимый от дебита, теперь становится намного меньше и должен теперь относиться к потере давления через, в данном случае, 500 футов НКТ проходного отверстия 1,5".

Как только параметры на стенках забoе вернулись методом совмещения с моделью, давление на забoе можно собственно привести к общей глубинной точке через знание градиента давления флюида в коллекторе.

Решение, выбранное для программы Toraze, заключается в приведении манометрических данных к глубине забoя и стенок.



10.A Введение

Тест соотношения давление (**P**ressure), объём (**V**olume) и температура (**T**emperature) – PVT, это изучение физического поведения промысловых систем углеводородов. Информация о таких параметрах флюида, как объемы и фазы, и то, как они изменяются с температурой и давлением, необходима для многих аспектов Анализа на неустановившихся режимах фильтрации.

Невозможно переоценить важность наличия достоверных данных для PVT. Основной целью любого исследования должен быть отбор проб пластового флюида, особенно во время опробования испытателем пластов на бурительной колонне (ИПТ), поскольку анализ параметров PVT следует проводить на как можно раннем временном этапе эксплуатации месторождения. Как только начинается фаза добычи, больше никогда не будет возможности получить пробу исходного пластового флюида: ведь впоследствии его характеристики будут непрерывно изменяться.

Для инженера по интерпретации результатов РТА и РА тест PVT будет использоваться для следующих целей:

- Определить, какие фазы флюидов присутствуют на забое и на устье.
- Вычислить состояния равновесия фаз флюидов и сжимаемость фаз, чтобы привести добытые объемы с устья к забою.
- Вычислить состояния равновесия фаз флюидов и плотности фаз, чтобы привести давления к эталонному уровню.
- Вычислить вязкость флюида, чтобы получить значения от гидропроводности до проницаемости.
- Вычислить псевдодавления и псевдовремя, чтобы линеаризовать уравнения для возможности использования аналитических моделей.
- Ввести параметры давления, объема, температуры в численную модель.

Целью настоящей книги не является обучение тесту PVT, это самостоятельная область. Однако достоверность диагностики и результатов РТА и РА в значительной степени зависят от знаний параметров PVT флюидов. Сложно определить, как надо начинать изложение этого предмета. Поэтому мы не будем делать исходных допущений, а начнем с азов, принося смиренные извинения тем, кто читал такое сотни раз.

10.B Фазовое равновесие

10.B.1 Однофазные флюиды

Углеводородные флюиды могут существовать в двух или нескольких отдельных фазах, обычно газообразной и жидкой, при этом они обладают разными свойствами. В

коллекторе в виде отдельной фазы может присутствовать и вода. Типы коллекторов классифицируются по их фазовому поведению, которое зависит от состава, давления и температуры. Именно фазовое поведение определяет в большинстве случаев экономическую целесообразность добычи, поэтому сложно брать отборы проб флюидов, и что порой затрудняет проведение Анализа динамических потоков.

Простейший вид фазового поведения – это чистая субстанция типа метана или воды. Его можно представить в виде простой двумерной диаграммы зависимости давления от температуры на Рис. 10.В.1 ниже:

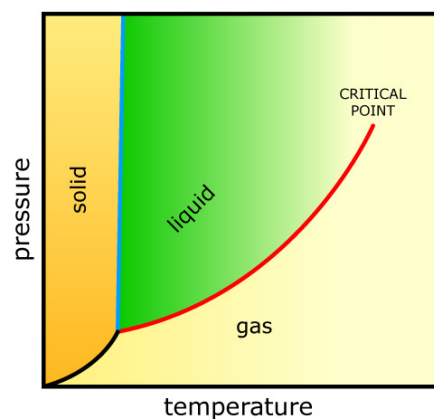


Рис. 10.В.1 – Чистое поведение компонента P-T

Линии границ между твердой, жидкой и газообразной фазами выражают величины давления и температуры, при которых две фазы могут существовать в состоянии равновесия. Пересечение кривой жидкость – газ слева направо при постоянном давлении по росту температуры соответствует нагреванию жидкости до критической точки и ее вскипанию в виде газа или паров.

Если же газ охлаждается в обратном процессе, он конденсируется при той же температуре. На линии равновесия между твердой и жидкой фазами верхнего предела нет, однако линия жидкость - газ или кривая упругости пара заканчивается в **критической точке**. При давлениях или температурах выше этой точки может существовать только одна фаза, которая именуется флюидом только по той причине, что обладает близко к критической точке свойствами, похожими и на газ, и на жидкость.

Для чистого компонента выше показано типичное поведение кривой давление – объем при постоянной температуре. Начиная с состояния однофазной жидкости, происходит увеличение объема, что вызывает резкое снижение давления из-за низкой сжимаемости жидкости. Точка, при которой происходит появление пузырьков газа, называется **точкой (давлением) насыщения**. Когда объем продолжает расти, а давление остается неизменным вплоть до исчезновения последней капли жидкости, это называется **точкой росы**. Дальше этой точки существует только газа, а поскольку объем растет, то давление снижается. Для сравнения отметим, что это происходит не так быстро, как с однофазной жидкостью, вследствие более высокого уровня сжимаемости. Рис. 10.В.3 сводит поведения P-V и P-T в трехмерную поверхность.

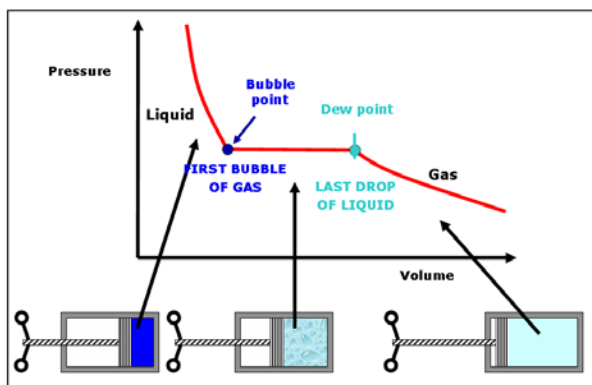


Рис. 10.В.2 – Однофазное поведение P-V

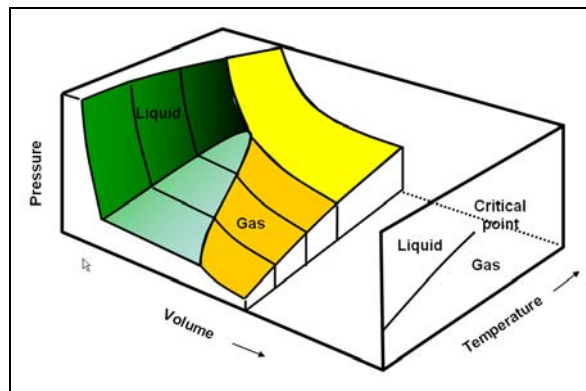


Рис. 10.В.3 – Однофазное поведение P-V-T

10.В.2 Многофазные флюиды

Как только рассматривается смесь по меньшей мере двух компонентов, межфазные границы превращаются из линий в области, в результате объединения физических свойств двух компонентов разного состава.

Вместо одиночной кривой упругости давления это отдельные линии, представляющие точки насыщения и точки росы у смеси. Граница между двумя фазами в системе может уйти за пределы критической точки, т.е. выше критического давления или критической температуры. Критическая точка лежит на пересечении кривых точки насыщения и точки росы и больше не служит для определения начала области одной фазы.

Для большинства систем коллекторов нормой является концентрирование исключительно на равновесном поведении жидкость - газ, хотя некоторые углеводороды действительно отличаются твердыми фазами, такими как выпадение парафина (твердое тело – жидкость) и образование гидратов (твердое тело – газ). В природных углеводородных флюидах могут содержаться сотни различных химически чистых субстанций, а многократные взаимодействия способны приводить к большому количеству фазовых контуров, где жидкие и газообразные фазы могут существовать в состоянии равновесия в широком диапазоне давлений и температур.

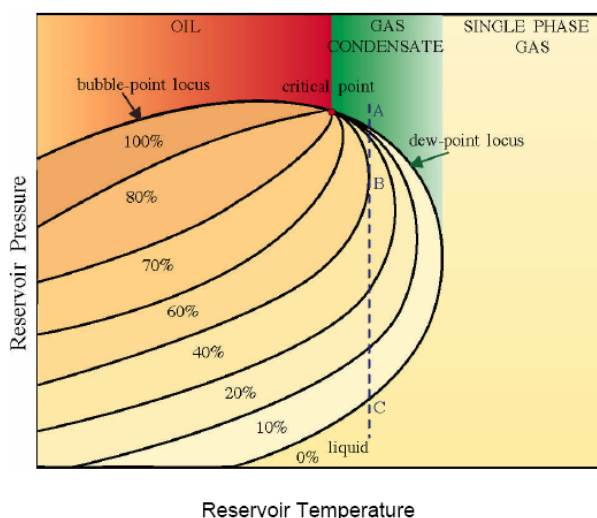


Рис. 10.В.4 – Обобщенная фазовая диаграмма

Поведение нефтяного коллектора с падающим давлением будет выглядеть следующим образом: При пластовых температурах ниже критической точки вход в область двух фаз производится через точку насыщения, где изначально на 100% жидкость. Когда давление начинает снижаться, начинается выделение свободного газа, и система достигает линии 20% газа -80% жидкости, и т.д.

В состоянии выше точки насыщения говорят, что нефть **недонасыщена газом**. В точке насыщения или в любом другом месте области двух фаз говорят, что нефть **насыщена газом**.

Для флюида выше критической точки в «А» снижение давления пройдет через точку росы с изначальным содержанием жидкости 0%. Продолжающееся уменьшение давления конденсирует больше жидкости по кривым на 10% и 20%. Именно это «обратное» поведение, от снижения давления с конденсированием газа в жидкость, привело к появлению термина ретроградности. Ниже максимального процента жидкости, в точке «В», начинается повторное испарение (обычное поведение газ – конденсат), и система может проходить через вторую точку росы в «С», если не поменялся исходный состав флюида.

10.С Классификация пластовых флюидов

Фазовая диаграмма есть только функция состава пластовых флюидов. Поведение пластовых флюидов определяется по форме фазовой диаграммы, в частности, положением критической точки и относительным положением температуры коллектора. Вообще-то возможно иметь один и тот же флюид в двух разных коллекторах, и в одном случае это будет нефть, а во втором - при более высоких температурах - это будет газ. В редких случаях это может происходить даже в пределах одного коллектора, если он близок к критической температуре и несет значительный температурный градиент. Вот основные типы флюидов:

- **Нефти:** Когда температура коллектора ниже критической точки, флюид ведет себя как нефть и показывает точку насыщения.
- **Ретроградный газоконденсат:** Между критической температурой и верхним температурным пределом области двух фаз флюид будет в виде ретроградного газоконденсата и выражать точку росы.
- **Однофазный газ:** Если температура коллектор превышает верхний температурный предел области двух фаз, то флюидом будет однофазный газ.

Три основных типа флюидов можно дальше разбить следующим образом:

- Нефтяные коллекторы можно классифицировать как **летучие** (с высокой усадкой) или **нелетучие** (с низкой усадкой).
- Ретроградный газоконденсат может быть **насыщенным** или **бедным (тощим)**.
- Однофазные газовые коллекторы могут быть с **сухим газом** или **жирным газом**, в зависимости от того, ведется ли сбор жидкостей в наземное оборудование для сепарации.

Между подвидами нет четкого определения границ разделения, кроме случая однофазного газа, но они обычно дают хорошее представление о поведении флюида.

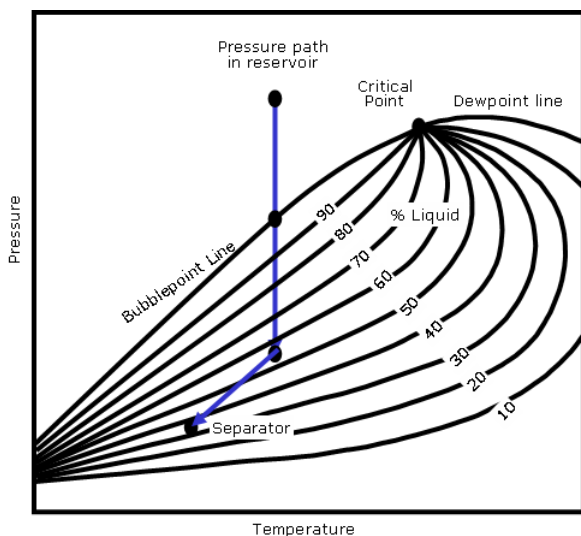


Рис. 10.С.1 – Нелетучая нефть

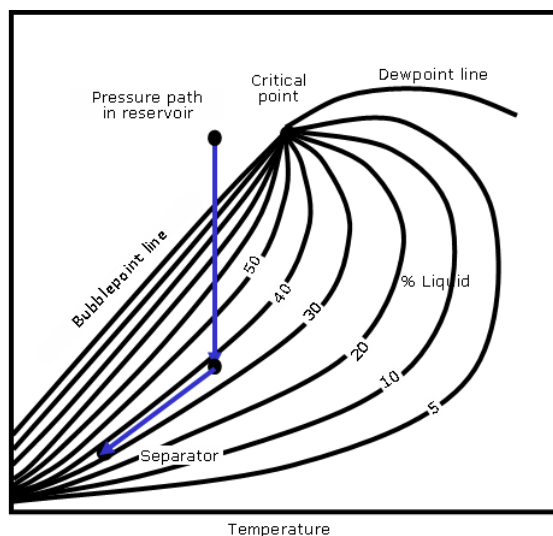
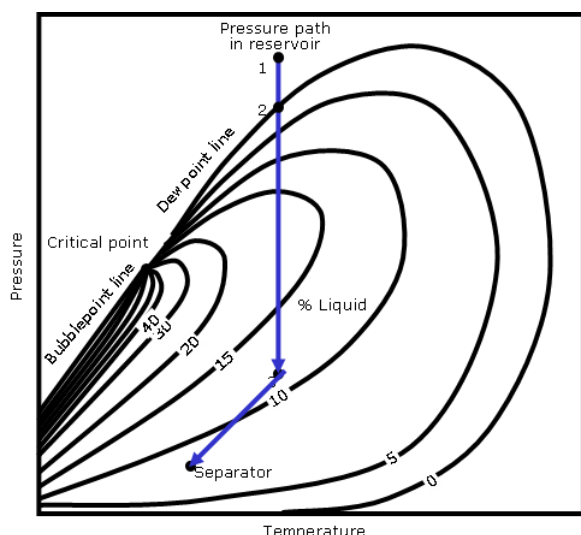
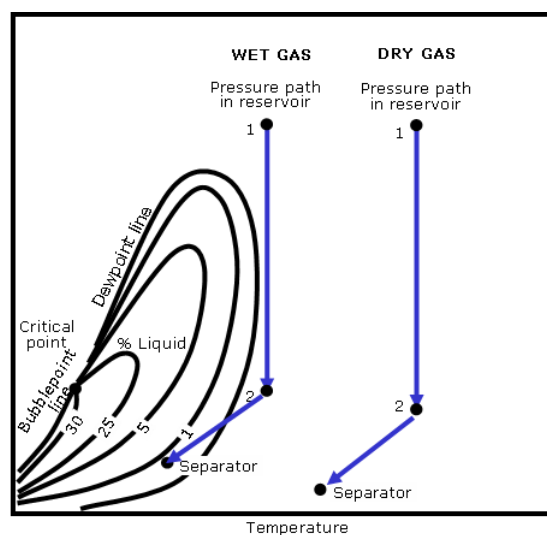


Рис. 10.С.2 – Летучая нефть



Ретроградный газоконденсат



Сухой и жирный газы

Рис. 10.С.3 – Пять типов пластовых флюидов

Промысловую классификацию можно основывать на нескольких величинах:

- Начальный эксплуатационный ГЖФ = начальный эксплуатационный газожидкостный фактор, приведенный к устьевым условиям
- Начальная плотность нефти в градусах АНИ; $^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o(60^{\circ}F)} - 131.5$
- Усадка при P_b = уменьшение объема жидкости от точки насыщения до поверхности

	Нелетучая нефть	Летучая нефть	Конденсат	Жирный газ	Сухой газ
Начальный эксплуатационный ГЖФ, scf/stb	< 2000	2000–3300	3300–50,000	> 50,000	> 100,000
Начальная плотность нефти в градусах АНИ	< 40	40-50	50-70	60-70	Нет жидкости
Цвет	Темноокрашенная	Окрашенная	Светлоокрашенная	-	-
Усадка при P_b	< 2	> 2	-	-	-

10.D Описание фаз

10.D.1 Формулировка нефти – классической тяжелой нефти

Основное исходное допущение для формулировки тяжелой нефти, иногда называемой β -формулировкой, заключается в том, что пластовый флюид состоит из двух поверхностных компонентов, вытекающих из производственного процесса: товарная нефть и общий поверхностный газ. Дальше идет исходное допущение о том, что свойства поверхностного газа и товарной нефти не меняются во время истощения коллектора. Традиционные свойства тяжелых нефтей характеризуют объемное поведение и распределение поверхностных компонентов как функцию давления.

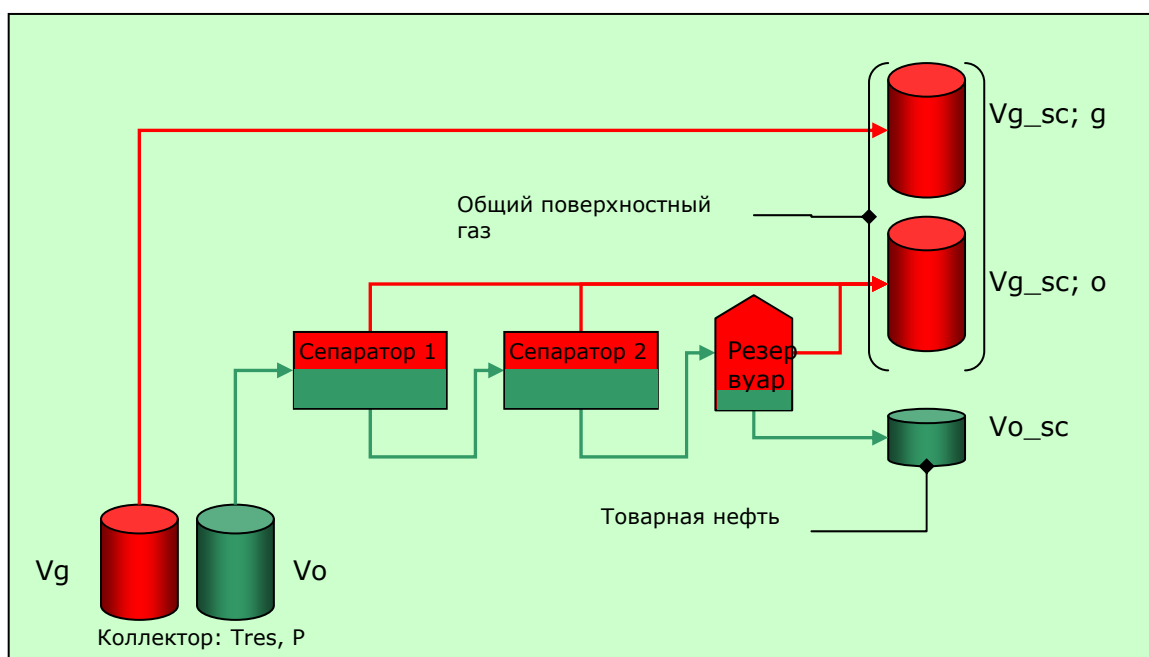


Рис. 10.D.1 – Определение объема тяжелой нефти

Мы рассматриваем описанную выше ситуацию, когда пластовые газ и нефть при некотором давлении P поднимаются на поверхность. Нефть проходит через последовательность ступеней сепарации. Объемы обозначаются следующим образом:

- V_g = объем газа в пластовых условиях
- V_o = объем нефти в пластовых условиях
- $V_{g_sc;g}$ = объем поверхностного газа, полученного из пластового газа
- $V_{g_sc;o}$ = объем поверхностного газа, полученного из пластовой нефти
- V_{o_sc} = объем товарной нефти

Предполагается, что когда газ поднимается на поверхность, из него не выделяется никакая жидкость; *видоизмененная формулировка тяжелой нефти учитывает эту ситуацию – см. следующий параграф 10.D.2.*

С вышеуказанными определениями и исходными допущениями обычные свойства тяжелой нефти даются так:

- Газовый фактор при растворённом газе R_s :
$$R_s = \frac{V_{g_sc;o}}{V_{o_sc}}$$
- Коэффициент пластового объёма нефти, B_o :
$$B_o = \frac{V_o}{V_{o_sc}}$$
- Коэффициент пластового объёма газа, B_g :
$$B_g = \frac{V_g}{V_{g_sc;g}}$$

Вызывая следующую взаимосвязь между поверхностными и скважинными объемами:

$$V_{o_sc} = \frac{V_o}{B_o}; \quad V_{g_sc} = \frac{R_s \times V_o}{B_o} + \frac{V_g}{B_g}$$

B_o , B_g и R_s – это функции давления и температуры. Их можно получить из корреляций (см. 10.H) или лабораторных исследований (см. 10.G).

Мы записываем $R_{sb} = R_s(P_b)$, $B_{ob} = B_o(P_b)$. Если мы рассматриваем сепарационный процесс, то важно понимать, что R_{sb} и B_{ob} действительно зависят от сепарационных условий. Ниже показано обычное поведение с изменяющимся давлением в сепараторе.

Выбранный сепараторный процесс должен выдавать минимальное значение R_{sb} .

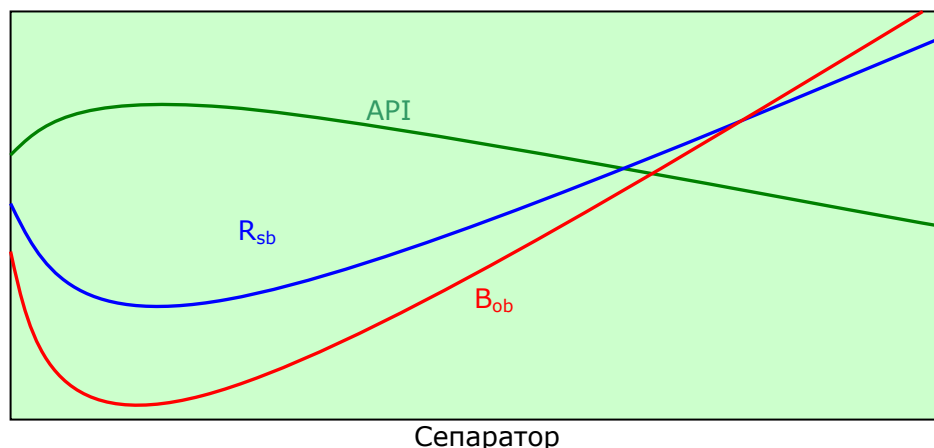


Рис. 10.D.2 – Влияние давление сепарации

10.D.2 Жирный газ

При работе с жирным газом обычно вычисляют плотность пластового газа из выходящих поверхностных потоков. Мы исходим из того, что перед товарными условиями есть одна ступень сепарации, см. рис. ниже:

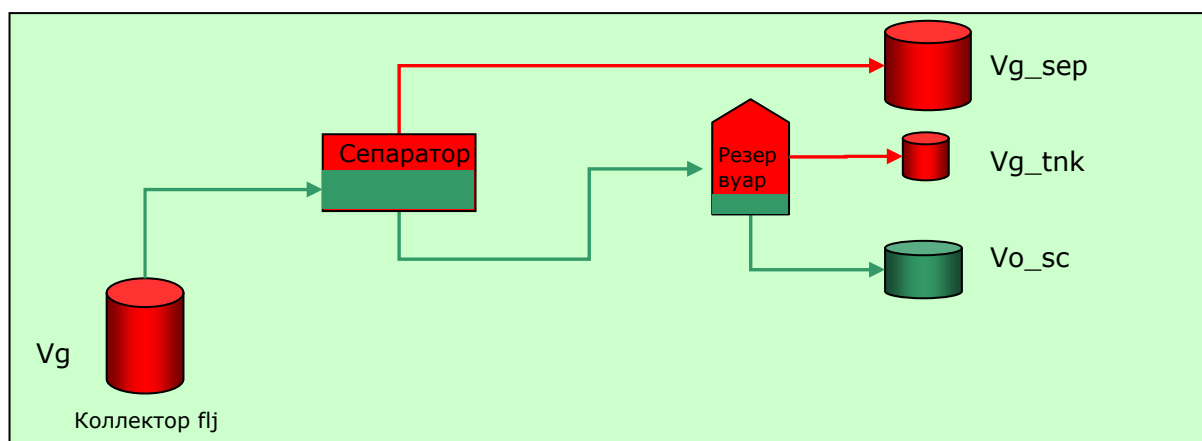


Рис. 10.D.3 – Производство жирного газа

Измеряются объем, при нормальных условиях, и удельная плотность газа, производимого на сепараторе и в резервуаре. Соответствующие газонефтяные факторы, приводимые к объему товарной нефти, вычисляются так:

$$R_{sep} = \frac{V_{g_sep}}{V_{o_sc}} ; \quad R_{tnk} = \frac{V_{g_tnk}}{V_{o_sc}} ; \quad \text{и суммарный газовый фактор: } R = R_{sep} + R_{tnk}$$

10.D.3 Видоизмененная формулировка PVT тяжелой нефти (МВО)

Видоизмененная формулировка учитывает конденсацию жидкости из газа. Свойства определяются из объемов по следующей схеме.

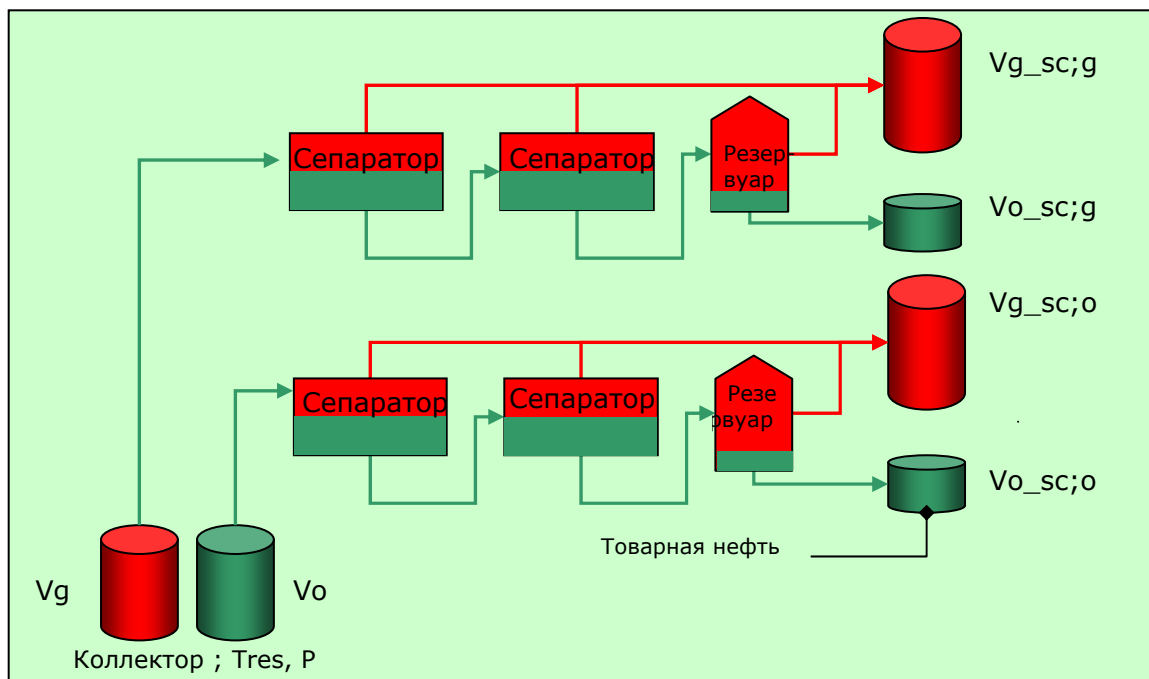


Рис. 10.D.4 – Видоизмененная формулировка тяжелой нефти: определение объема

Объемы обозначаются следующим образом:

- V_g = объем газа в пластовых условиях
- V_o = объем нефти в пластовых условиях
- $V_{g_sc;g}$ = объем поверхностного газа, полученного из пластового газа
- $V_{g_sc;o}$ = объем поверхностного газа, полученного из пластовой нефти
- $V_{o_sc;g}$ = объем поверхностной нефти, полученной из пластового газа
- $V_{o_sc;o}$ = объем поверхностной нефти, полученной из пластовой нефти

Обычные параметры видоизменяются следующим образом:

- Газовый фактор при растворенном газе R_s :
$$R_s = \frac{V_{g_sc;o}}{V_{o_sc;o}}$$
- Коэффициент пластового объема нефти, B_o :
$$B_o = \frac{V_o}{V_{o_sc;o}}$$
- Коэффициент пластового объема сухого газа, B_g :
$$B_g = \frac{V_g}{V_{g_sc;g}}$$

Новый параметр прибавляется к количеству нефти, полученной из газа:

- Газовый фактор при растворённом газе r_s :

$$r_s = \frac{V_{o-sc};g}{V_{g-sc};g}$$

Таким образом, взаимосвязь между пластовым и поверхностным объемами выражается так:

$$V_{o-sc} = \frac{V_o}{B_o} + \frac{V_g \times r_s}{B_g}; \quad V_{g-sc} = \frac{R_s \times V_o}{B_o} + \frac{V_g}{B_g}$$

Большинство формулировок МВО исходят из того, что все поверхностные нефти одинаковы. Иными словами, плотность нефти, полученной из пластовой нефти, и плотность нефти, полученной из пластового газа, принимаются за одинаковые величины. Аналогичное исходное допущение делается и для поверхностных газов.

10.D.4 Поступление воды

В том случае, если в пластовой продукции содержится вода, выполняется расширение вышеуказанных определений, включая коэффициент пластового объема воды B_w , и возможно коэффициент растворимости газа в воде, R_{sw} :

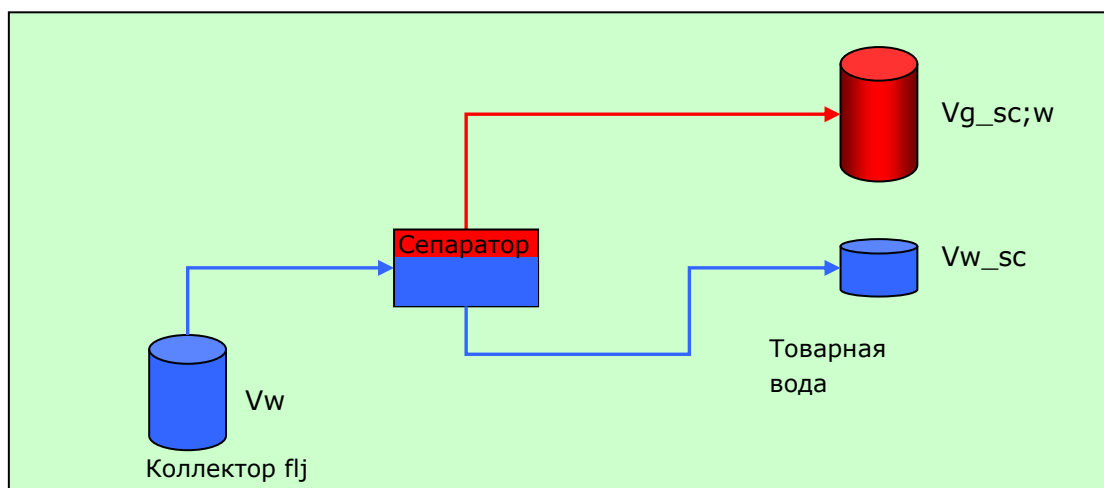


Рис. 10.D.5 – Определения свойств тяжелой нефти для воды

- $V_{g-sc};w$ = поверхностный газ, полученный из пластовой воды
- V_{w-sc} = поверхностная вода (полученная из пластовой воды)

- Коэффициент растворимости газа в воде, R_{sw} :

$$R_{sw} = \frac{V_{g-sc};w}{V_{w-sc}}$$

- Коэффициент пластового объема воды, B_w :

$$B_w = \frac{V_w}{V_{w-sc}}$$

10.E Свойства флюидов

В дополнение к параметрам тяжелой нефти из параграфа 10.D. для Анализа динамических потоков интерес представляют следующие свойства: плотность, коэффициент изотермической сжимаемости, вязкость, коэффициент сжимаемости газа. В этих подразделах они подробно рассматриваются для каждой фазы. Корреляции соотношений PVT и уравнения состояния обсуждаются далее в Главе в подразделах 10.G и 10.H.

10.E.1 Свойства газа

Для сухого природного газа

Удельный вес: Отношение плотности газа в нормальных условиях к плотности воздуха в нормальных условиях.

$$\gamma_g = \frac{(\rho_g)_{sc}}{(\rho_{air})_{sc}}$$

Коэффициент Z: путем определения закона неидеального газа $PV = ZnRT$

Можно получить из корреляции или анализа PVT, либо из B_g , если выводится из анализа PVT.

Объемный коэффициент пласта: связывает объем в коллекторе с объемом в нормальных условиях; задается величиной Z.

$$B_g = \frac{V_{res}}{V_{sc}} = \frac{Zp_{sc}T}{pT_{sc}}$$

Коэффициент изотермической сжимаемости: относительное изменение объема с давлением; задается величиной Z.

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T = -\frac{1}{B_g} \left(\frac{dB_g}{dp} \right)_T = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{dZ}{dp} \right)_T$$

Вязкость газа: мера гидравлического сопротивления потоку. Трудно выводить из измерения, обычно определяется по корреляциям

Плотность газа: задается величиной Z.

$$\rho_g = (\rho_{air})_{sc} \times V_{sc} \times \frac{p\gamma_g}{ZRT}$$

где V_{sc} = объем одного моля газа в нормальных условиях: 379,4 станд. куб. футов

На графиках ниже представлены некоторые типичные поведения.

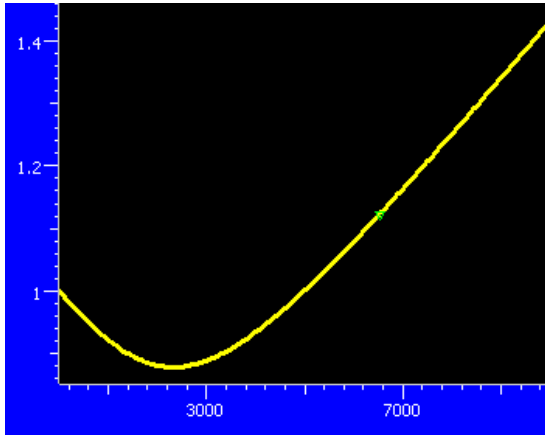


Рис. 10.Е.1 - Зависимость Z-фактора от p [psia]

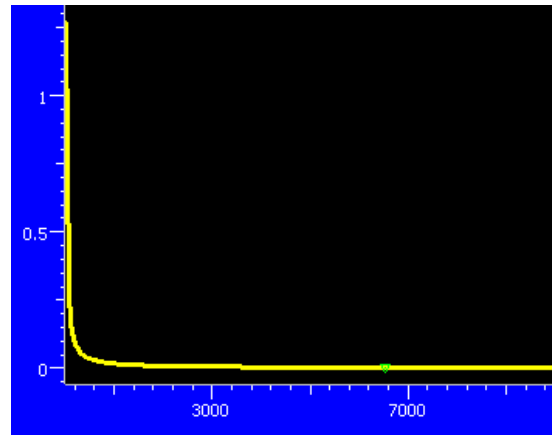


Рис. 10.Е.2 - Зависимость B_g [scf/rcf] от p [psia]

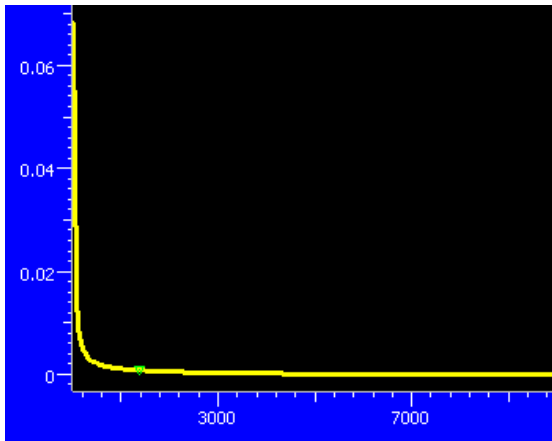


Рис. 10.Е.3 - Зависимость c_g [psi⁻¹] от p [psia]

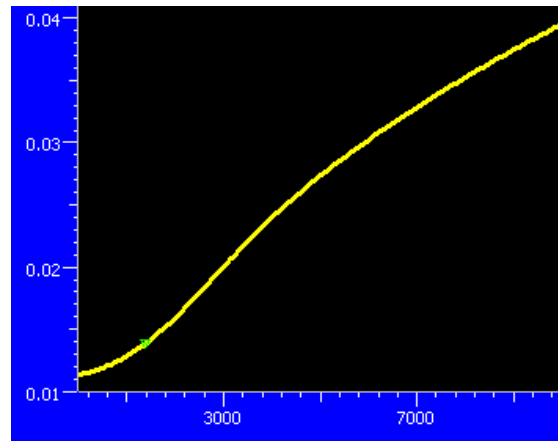


Рис. 10.Е.4 - Зависимость μ_g [ср] от p [psia]

Для жирного газа

С измерением двух удельных весов γ_{g_sep} и γ_{g_tnk} мы определяем средний удельный вес поверхностного газа следующим образом:

$$\gamma_g = \frac{R_{sep} \times \gamma_{g_sep} + R_{mk} \times \gamma_{g_tnk}}{R}$$

А удельный вес пластового газа тогда задается так (R в scf/STB¹):

$$\gamma_{gr} = \frac{R \times \gamma_g + 4,600 \times \gamma_o}{R + 133,300 \frac{\gamma_o}{M}}$$

При γ_o , относительный вес товарной нефти, M_o молекулярная масса конденсата.

Это можно вычислить из:

$$M_o = \frac{42.43}{1.008 - \gamma_o}$$

Все свойства пластового газа тогда оцениваются с помощью относительного удельного веса пластового газа.

10.E.2 Свойства нефти

Удельный вес:
$$\gamma_o = \frac{(\rho_o)_{sc}}{(\rho_{water})_{sc}}$$

Также вспомним определение плотности в градусах АНИ, заданной формулой

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o(60^{\circ}F)} - 131.5$$

Объемный коэффициент пласта: Отношение пластовая нефть / поверхностная нефть. Получается из лабораторных исследований или из корреляции.

Коэффициент изотермической сжимаемости: Вычисляется из V_o и R_s .

¹ scf/STB = стандартный кубический фут на баррель

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T ;$$

$$\text{Выше } P_b: c_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{dB_o}{dp} \right)_T ; \text{ Ниже } P_b: c_o = -\frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{dB_o}{dp} \right)_T - B_g \left(\frac{dR_s}{dp} \right)_T \right]$$

Газовый фактор при растворённом газе: растворенный в нефти газ; результат лабораторных исследований или из корреляции.

Вязкость: замерная или из корреляции.

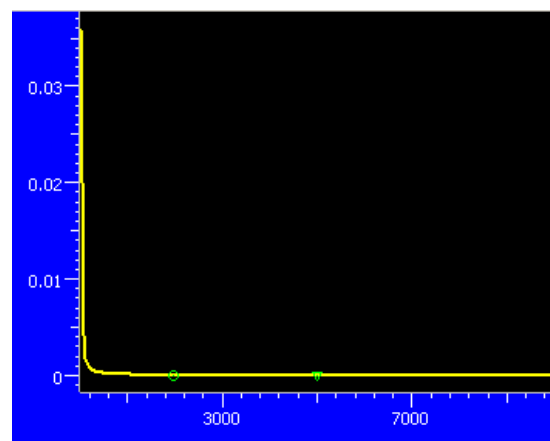
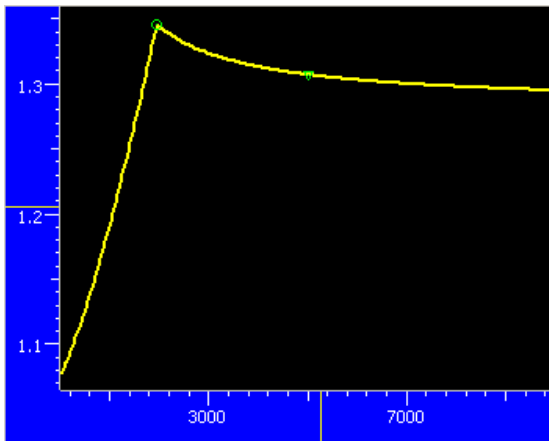


Рис. 10.E.5 – Зависимость B_o [rb/STB] от p [psia] Рис. 10.E.6 – Зависимость c_o [psi-1] от p [psia]

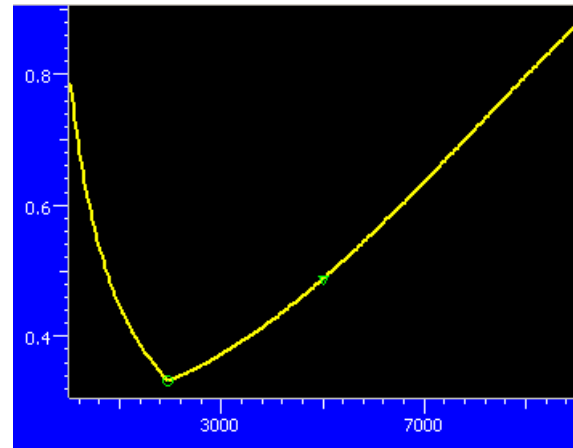
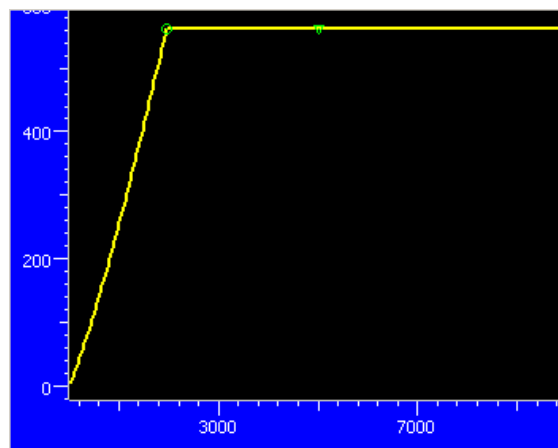


Рис. 10.E.7 – Зависимость R_s [scf/STB] от p [psia] Рис. 10.E.8 – Зависимость μ_o [cp] от p [psia]

Плотность нефти: расчетная

$$\rho_o = \frac{(\rho_w)_{sc} \cdot \gamma_o + (\rho_{air})_{sc} \cdot \gamma_g \cdot R_s}{B_o}$$

10.Е.3 Свойства воды

Вся пластовая вода содержит растворенные твердые вещества, главным образом хлористый натрий, NaCl. По этой причине пластовая вода часто называется рассолом или соленой (минерализованной) водой. Объем растворенных твердых веществ обычно выражается в единицах ppm: частей на миллион = грамм вещества на миллион грамм рассола. Это называется минерализацией воды и является ключевым исходным значением для оценки свойств воды.

Кроме того, если присутствует газ, он может растворяться в воде, приводя учитываемый коэффициент растворимости газа R_{sw} .

Удельный вес: Это обычно оценивается из замеренной минерализации:

$$\gamma_w = 1 + 7.8216 \times 10^{-6} \times \text{Salinity}_{ppm}$$

Плотность: Плотность при любых условиях получается методом деления плотности при нормальных условиях на B_w . Влияние растворенного газа на плотность обычно игнорируется.

$$\rho_w = \frac{(\rho_w)_{sc}}{B_w}$$

Объемный коэффициент пласта: Отношение пластовая воды / поверхностная вода. Задействованы несколько эффектов: выделение растворенного газа из рассола как изменение P и T, усадка рассола. Получается из корреляции.

Растворимость газа: корреляционное значение.

Коэффициент изотермической сжимаемости: вычисляется из B_w и R_{sw} .

$$c_w = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T$$

$$\text{Выше } P_b: c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{dB_w}{dp} \right)_T; \text{ Ниже } P_b: c_w = -\frac{1}{B_w} \left[\left(\frac{dB_w}{dp} \right)_T - B_g \left(\frac{dR_{sw}}{dp} \right)_T \right]$$

Вязкость: корреляционное значение.

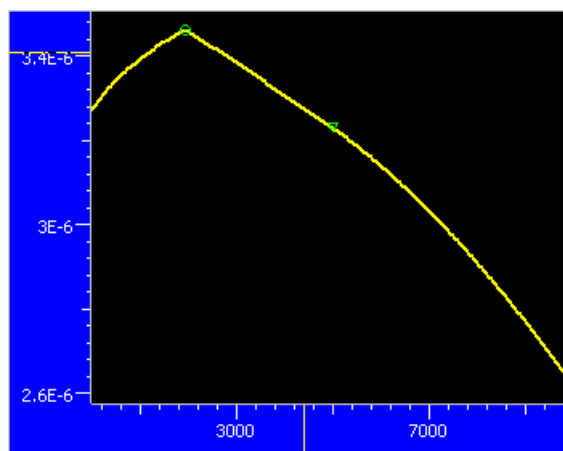
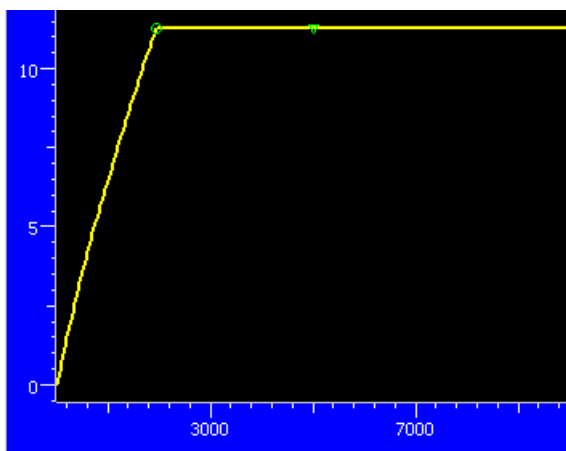


Рис. 10.Е.9 – Зависимость R_{sw} [scf/STB] от p [psia] Рис. 10.Е.10 – Зависимость c_w [psi-1] от p [psia]

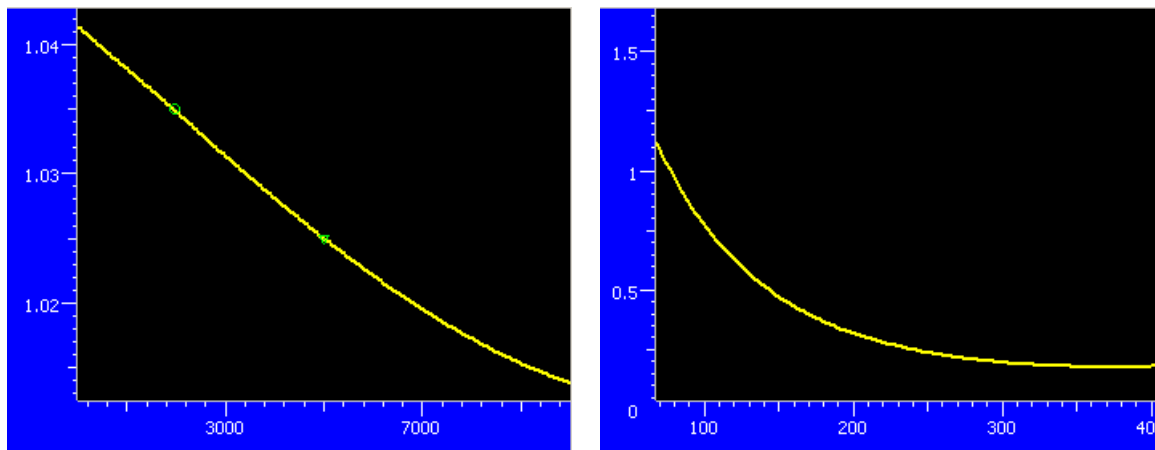


Рис. 10.E.11 – Зависимость B_w [rb/STB] от p [psia] Рис. 10.E.12 – Зависимость μ_w [cp] от T [deg F]

10.F Использование данных PVT в Анализе динамических потоков

По историческим и практическим причинам значительная часть Анализа динамических потоков (АДП) опирается на использование аналитических решений в отношении линеаризованного уравнения пьезопроводности. Чтобы добиться необходимой линейности, свойства PVT иногда принятые константы, а иногда заключены в оболочку псевдофункции, которая адекватно преобразует задачу. Здесь описываются различные случаи. Альтернатива данному подходу – решение задачи численным способом. Затем требуется полное поведение PVT, а нелинейности можно обрабатывать напрямую. Многофазный симулятор может пользоваться формулировкой Тяжелой нефти или композиционное соотношение PVT. В первом случае мы увидим по подразделу 10.I, как задачу можно формулировать в понятиях массовой доли поверхностной нефти и газа, для того чтобы учитывать изменчивую точку насыщения.

В полностью композиционном симуляторе будут рассматриваться массовые доли индивидуальных компонентов, таких как метан, этан и др., а свойства PVT оцениваются с помощью уравнений состояния.

Несмотря на то, что задача не отличается от той, что выполняется на других месторождениях, как то моделирование пласта-коллектора по всему месторождению; численная модель оказывается недостаточной для имитации коротких неустановившихся режимов в системе точки росы или точки насыщения. Это не связано с представлением PVT, а скорее со способом оценки гидропроводности из средних значений насыщения в ячейках. В настоящей Главе этот аспект не охватывается. Вместо этого мы сосредоточимся на классических аналитических подходах.

10.F.1 Когда эталонной фазой является нефть

Обработку нефтяных коллекторов в АДП можно выполнять разными способами: однофазная нефть, метод Перрена, или с помощью псевдодавления нефти. Мы анализируем эти методы по очереди, с исходными допущениями и необходимыми исходными данными из соотношений давление-объем-температура.

10.F.1.a Однофазная нефть

Исходное допущение – на поверхность выходит только нефть, а пластовое давление выше точки насыщения. Введенное в Главе 2 уравнение пьезопроводности задействует два параметра соотношения PVT: общая сжимаемость c_t , и вязкость нефти. Кроме того, поверхностные объемы нужно переводить в забойные условия, и для этого надо знать коэффициент пластового объема нефти B_o .

Общая сжимаемость задается так:

$$c_t = c_f + S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g$$

При допущении отсутствия газа в коллектор последний член можно убрать. Можно рассматривать влияние реликтовых вод.

В простейшей ситуации АДП принимает три параметра c_t , μ_o и B_o за константы. Они оцениваются при пластовой температуре и заданном пластовом давлении.

10.F.1.b Метод Перрена

Метод Перрена рассматривает многофазный поток с использованием простой смеси скважинного флюида и принимает этот флюид за жидкостный аналог. Задействованные параметры PVT (объемный коэффициент пласта – ОКП, газовый фактор при растворённом газе и др.) оцениваются раз и навсегда для пластовой температуры и заданного пластового давления.

Суммарный забойный дебит вычисляется из поверхностных дебитов так:

$$q_o \times B_o + q_w \times B_w + (q_g - q_o \times R_s) \times B_g$$

Внутри можно использовать эквивалент поверхностной нефти, задаваемый как вышеуказанное выражение, поделенное на B_o .

$$q_t = \frac{q_o B_o + q_w B_w + (q_g - q_o R_s) B_g}{B_o}$$

Именно дебит поверхностной нефти дает тот же суммарный забойный дебит.

Для того, чтобы определить общую сжимаемость, нужны значения флюидонасыщенности в коллекторе, и они принимаются за константы.

Общая сжимаемость вычисляется из:

$$c_t = c_f + S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g$$

Затем проводится анализ однофазной жидкости, на основе общей гидропроводности:

$$\lambda_t = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g}$$

В оболочке Ecrin определяется эквивалентная проницаемость нефти k_{o_equ} , которая есть общая гидропроводность, умноженная на вязкость нефти:

$$k_{o_equ} = \lambda_t \times \mu_o$$

Главное исходное допущение для метода Перрена заключается в том, что соотношение гидропроводностей флюидов равно соотношению скважинной продуктивности: Это можно использовать для выражения эффективных фазовых проницаемостей следующим образом:

$$\frac{k_o}{\mu_o} = \lambda_t \times \frac{q_o B_o}{q_t B_o} \quad ; \quad \frac{k_w}{\mu_w} = \lambda_t \times \frac{q_w B_w}{q_t B_o} \quad ; \quad \frac{k_g}{\mu_g} = \lambda_t \times \frac{(q_g - R_s q_o) B_g}{q_t B_o}$$

Если известна относительная фазовая проницаемость, то значение абсолютной проницаемости можно вычислить так:

$$k = \frac{k_o}{k_{ro}} = \frac{k_w}{k_{rw}} = \frac{k_g}{k_{rg}}$$

Два серьезных допущения для подхода Перрена: (1) значения насыщенности коллекторов есть константы; (2) соотношения гидропроводностей равны соотношениям скважинной продуктивности. В комбинации эти допущения должны приводить к заключению, что соотношения продуктивности также есть константы. Фактически метод Перрена обычно применяется на заданной КВД, и учитываются только последние дебиты перед этим периодом КВД. Реализация в оболочке Ecrin есть расширение, которым следует пользоваться аккуратно в том случае, когда сильно изменяются соотношения продуктивности.

10.F.1.c Псевдодавления однофазной нефти

Альтернативой допущения, что свойства PVT постоянны с давлением, является замена P псевдодавлением, которое задается так:

$$m(P) = (B_o \mu_o)_{res} \int_0^P \frac{dP}{B_o \mu_o}$$

Интегрирование вязкости и объёмного коэффициента пласта в псевдодавление позволяет осуществлять постоянный анализ, где давление и тем самым свойства PVT значительно варьируются с течением времени. Это при условии, что рассматриваются периоды, когда давления выше точки насыщения. Как правило серия КВД за длительный исторический период, каждая на уровне давления выше точки насыщения, выдаст последовательные значения kh. Однако обратите внимание, что если ОКП и вязкость принимаются за изменчивые, то изменение сжимаемости не отражается в псевдодавлении, поэтому псевдодавление применимо только для получения адекватной проницаемости. Приближенные оценки размеров и расстояний до границ с изменчивыми PVT будут ненадежны.

10.F.1.d Многофазное псевдодавление

Для того, чтобы дальше линеаризировать в случае многофазного потока, псевдофункции были предложены в представленном ниже виде, для режима растворенного газа, а также для газоконденсатных коллекторов:

$$m(p) = \int_0^p \left(\frac{k_{ro} \rho_o}{\mu_o} + \frac{k_{rg} \rho_g}{\mu_g} + \frac{k_{rw} \rho_w}{\mu_w} \right) dp$$

Чтобы оценить это выражение, необходимо сформулировать взаимосвязь между давлением и насыщением. Общее допущение заключается в наличии установившегося состояния, прогнозирующего, что забойные насыщения можно вычислять с использованием соотношения продуктивности. Точнее говоря, здесь можно записать исходное допущение об установившемся режиме фильтрации для нефти / газа:

$$\frac{k_{ro}}{k_{rg}} = \frac{\rho_g \mu_o L}{\rho_o \mu_g V}$$

Где L и V – молярные доли жидкости и пара соответственно.

Если нам известны относительные значения проницаемости как функция насыщений, и если у нас есть или мы можем вычислить количество L и V из PVT, тогда можно получить насыщение, соответствующее заданному давлению и полное значение $m(p)$.

У такого подхода существует несколько потенциальных проблем. Относительные фазовые проницаемости должны быть известны, а будут оказывать непосредственное и важное влияние на форму псевдодавлений, и таким образом на диагностику, осуществляемую, отталкиваясь от отклика в понятиях $m(p)$. Необходимая взаимосвязь между насыщением и давлением как правило основана на поведении призабойной зоны скважины, и это может не действовать в остальных частях коллектора. В частности, для замкнутых систем показано, что псевдодавление не даст аналогии со случаем для фильтрации жидкости в псевдоустановившемся состоянии. И наконец, в случаях, когда давление в коллекторе значительно варьируется, также необходимо заботиться об изменениях общей сжимаемости. Можно рассматривать функции псевдовремени, однако опять же насыщения являются частью уравнений, и этот подход (как с $m(p)$) опирается на исходное допущение некоторой взаимосвязи между давлением и насыщениями, с теми же потенциальными опасностями.

10.F.2 Когда эталонной фазой является газ

Фильтрация газа была описана в Главе 9. Как продемонстрировано, традиционный подход заключается в попытке линеаризации уравнения пьезопроводности и решении задачи для фильтрации газа как жидкостного аналога. Это делается подменой давления и возможно времени псевдофункциями.

10.F.2.a Сухой природный газ

Только движение газа происходит до поверхности и внутри коллектора. Обычный подход заменяет давление на псевдодавление газа – см. 9.A.3.a.

$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu Z} dp$$

Использование одного псевдодавления предполагает, что произведение вязкость – сжимаемость есть константа. Когда это допущение не достоверно, время можно заменить на псевдовремя – см. 9.A.4.b.

(Приведенная версия) $t_{ps}(t) = \int_0^t I(p_{wf}(\tau)) d\tau$ где $I(p) = \frac{(\mu c_t)_{ref}}{\mu c_t}$

В Главе 9 мы также видели, что можно задавать эквивалентную функцию для поправки на материальный баланс – см. параграф 9.A.5.a.

10.F.2.b Однофазный аналог жирного газа и конденсата

Подход похож на фильтрацию сухого газа с использованием удельного веса пластового газа и приведением дебитов. Напоминание из параграфа 10.E.1.a.ii о том, что удельный вес пластового газа определяется по формуле:

$$\gamma_{gr} = \frac{R \times \gamma_g + 4,600 \times \gamma_o}{R + 133,300 \gamma_o / M}$$

Приведенные дебиты q_t используются в анализе и задаются так: $q_t \gamma_{gr} = q_g \gamma_g$

При работе с газоконденсатом зачастую берется тот же подход, даже если однофазное значение $m(p)$ не применимо точно в пределах коллектора. Образование конденсата в коллекторе приводит к изменяющимся насыщениям и соответственно гидропроводностям. Это может проявляться на неустановившихся откликах в виде радиальных составных коллекторов и анализироваться соответственно. В некоторых трудах выдвигается предположение, что ближе к скважине скорость флюида более эффективно вытесняет конденсат, тем самым вызывая образование зон с тремя гидропроводностями. Для такой ситуации разработаны специфические модели.

10.F.2.c Многофазные псевдодавления для конденсата

В общем виде это совпадает с тем, что задавалось выше для фильтрации нефти:

$$m(p) = \int_0^p \left(\frac{k_{ro} \rho_o}{\mu_o} + \frac{k_{rg} \rho_g}{\mu_g} + \frac{k_{rw} \rho_w}{\mu_w} \right) dP$$

И обычно делается то же исходное допущение об установившемся режиме фильтрации, связанное с продуктивностью и насыщениями:

$$\frac{k_{ro}}{k_{rg}} = \frac{\rho_g \mu_o L}{\rho_o \mu_g V}$$

Как отмечалось выше, у такого подхода существует несколько потенциальных проблем, начиная с достоверности допущения об установившемся режиме фильтрации. Псевдодавление показывает два четких участка выше и ниже точки росы с двумя четкими уклонами. Это изменение уклона, которое должно корректировать искажения из-за присутствия конденсата и его влияния на гидропроводность, может выдавать такие корректировки, реально приводящие к ошибочным откликам.

Как и в случае фильтрации нефти, псевдодавления могут работать за счет получения значения kh из полулогарифмического анализа за заданный период притока. За этими рамками их использование ограничено и опасно.

10.G Выведение свойств из анализов соотношений PVT

В данном подразделе мы намереваемся описать основные виды анализов и в частности рассмотреть взаимосвязь их результатов с обычными свойствам тяжелой нефти. Кроме композиционного анализа, изучены три основных эксперимента:

- Метод постоянного состава – параграф 10.G.1
- Метод дифференциального дегазирования – параграф 10.G.2
- Исследования на сепараторе – параграф 10.G.3

Лаборатории PVT не только замеряют физические свойства пластового флюида, но и определяют химический состав. Все индивидуальные компоненты идентифицировать невозможно по причине огромности их количества в большинстве углеводородов, поэтому похожие компоненты приходится раскладывать по группам. Как правило, индивидуальные измерения делаются для неуглеводородных компонентов: азота, углекислого газа и сероводорода, и для углеводородных групп парафинового ряда, от метанов до бутанов. Затем по группам раскладываются более тяжелые углеводороды по числу атомов углерода, а последняя фракция группирует все неидентифицированные тяжелые компоненты.

10.G.1 Метод постоянного состава (CCE)

Также именуется методом однократного испарения

В эксперименте CCE пластовая проба помещается в элементарную ячейку (камеру) под давлением больше или равным пластовому давлению, при пластовой температуре. Давление постепенно снижают путем видоизменения объема ячейки. Записывается общий объем углеводородов V_t и строится график зависимости этого объема от давления.

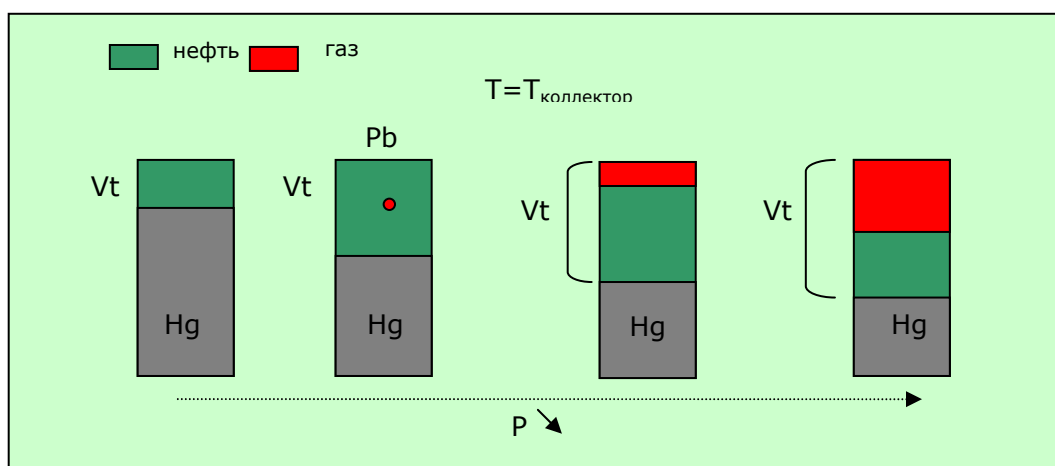


Рис. 10.G.1 – Схема метода CCE

Когда флюид демонстрирует поведение при точке насыщения, присутствует резкое изменение уклона с образованием первых пузырьков газа, а на двухфазное поведение основное влияние оказывает сжимаемость газовой фазы.

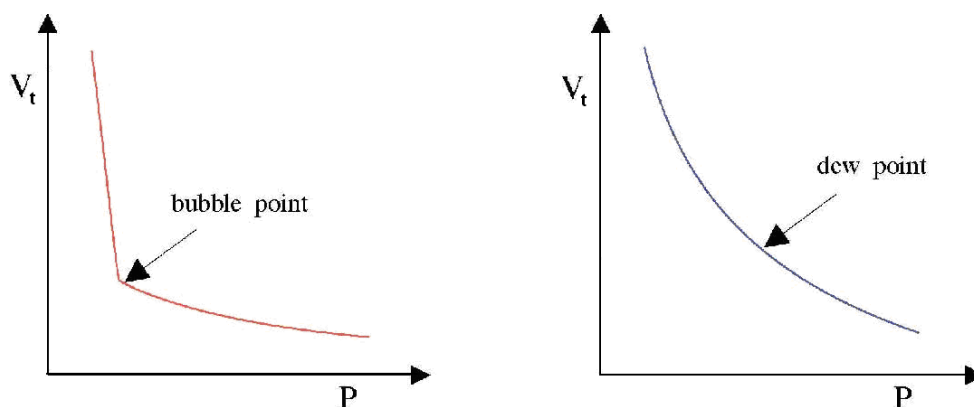


Рис. 10.G.2 – Зависимость общего объема V_t от P

В противоположность, для газоконденсатов при давлении точки росы первая образуемая капля жидкости несет ничтожный эффект на общую сжимаемость, и на уклоне нет различного изменения. Эта кривая также будет видна для однофазных газов и некоторых летучих нефтяных флюидов возле критической точки, где газовая и нефтяная фазы имеют схожие свойства. В этих случаях лабораторные исследования выполняются в «оконной ячейке», где можно физически наблюдать образование капель жидкости или пузырьков газа. Эта потребность в визуальном контроле является серьезным препятствием в попытках идентификации проб на месте расположения скважины.

10.G.2 Метод дифференциального дегазирования (DLE)

Также именуется методом дифференциального испарения.

Эксперимент DLE рассчитан на то, чтобы представлять процесс истощения в рамках коллектора. Проба пластового флюида доводится до пластовой температуры T и давления точки насыщения. Давление снижают путем изменения объема ячейки. Газ выделяется с одновременной поддержкой постоянного давления. Измеряются объем газа ΔV_g и удельный вес, а также объем нефти. Шаг повторяется до тех пор, пока не достигнуто атмосферное давление P_{sc} . Затем температуру понижают до $60\text{ }^\circ\text{F}$, и измеряется остаточный объем нефти, V_{or} .

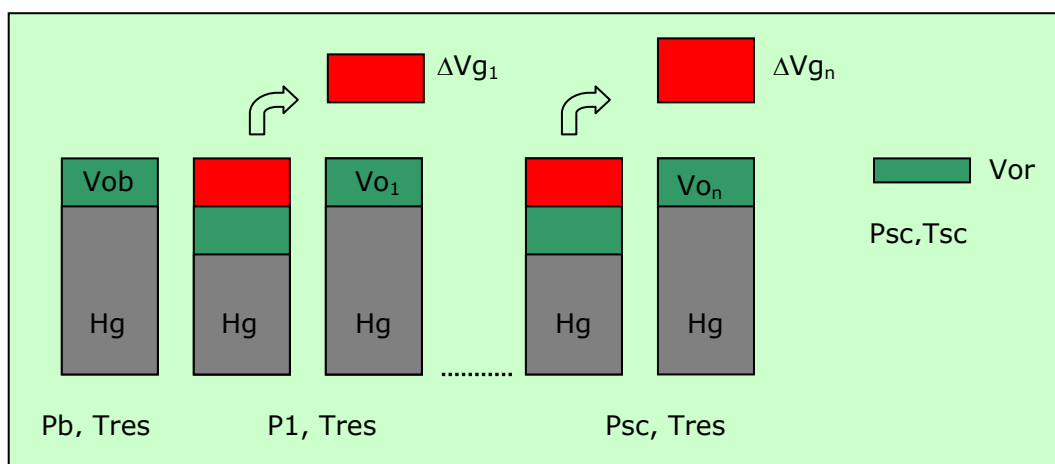


Рис. 10.G.3 – Схема метода DLE

Для эксперимента DLE можно определять следующие величины:

- Газовый коэффициент Z
- Дифференциальный газовый фактор при растворённом газе R_{sD}
- Дифференциальный коэффициент пластового объёма нефти V_{oD}

Дифференциальный спецификатор и замыкающий знак "D" на свойствах вводится потому, что определяемые в эксперименте DLE объёма называются остаточным объемом нефти V_{or} . Это отличается от эталонного объема товарной нефти, получаемого при прохождении разных ступеней поверхностного сепаратора. Перевод результатов DLE в обычные свойства тяжелой нефти объясняется в параграфе 10.G.4.

На любом шаге R_{sD} и V_{oD} вычисляются из:

$$R_{sD}(P_k) = \frac{\sum_{i=k}^n \Delta Vg_i}{V_{or}} ; \quad B_{oD}(P_k) = \frac{V_{ok}}{V_{or}} ;$$

10.G.3 Исследования на сепараторе

Главная цель исследования заключается в получении значений для перевода результатов DLE из остаточной нефти в базу товарной нефти. Проба пластового флюида изначально устанавливается на пластовую температуру и давление точки насыщения. Затем она доводится до условий первой ступени сепарации. Измеряются объем газа и удельный вес. Это повторяется до последнего шага – приведение пробы к нормальным (товарным) условиям.

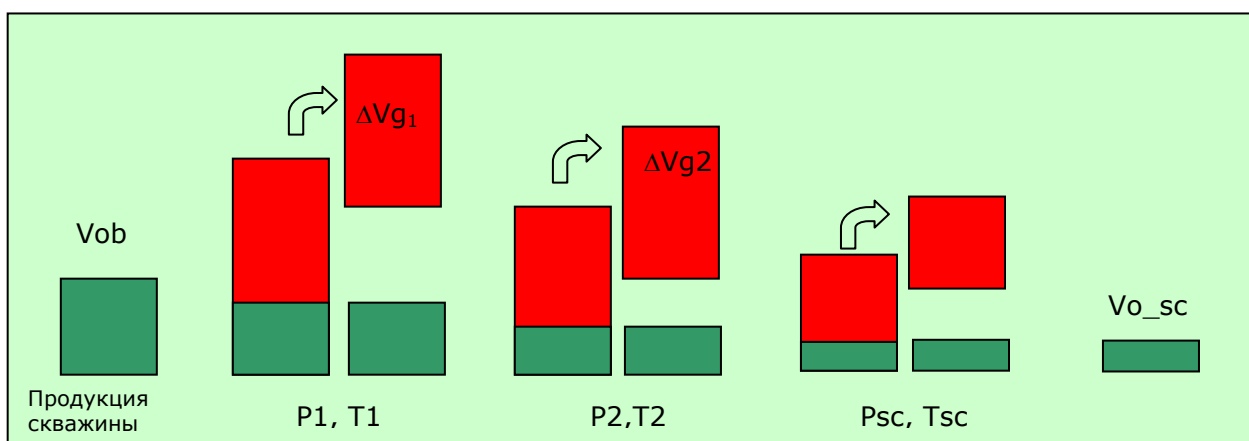


Рис. 10.G.4 – Схема исследования на сепараторе

Получаются следующие свойства:

- R_{sSb} , где подстрочный знак 'S' обозначает, что это из сепараторного исследования, а 'b' обозначает, что исходным давлением пробы является давление точки насыщения.
- Аналогично получается значение коэффициента пластового объёма нефти: V_{oSb} .

Объемы газа, выделяемые из разных ступеней сепарации, выражаются при нормальных условиях. Затем вышеуказанные параметры вычисляются так:

$$R_{sSb} = \frac{\sum \Delta V g_i}{V_{o_sc}}; \quad B_{oSb} = \frac{V_{ob}}{V_{o_sc}}$$

10.G.4 Перевод результатов анализа флюидов

Напоминаем результаты из различных исследований:

- CSE: V_t = общий объем (нефть + газ) при P ; а V_b = объем нефти при P_b
- DLE: газовый фактор при растворённом газе $R_{sD}(P)$, коэффициент пластового объёма нефти $B_{oD}(P)$
- Исследование на сепараторе: R_{sSb} , B_{oSb}

При давлениях ниже точки насыщения предполагается, что процессы в коллекторе выражаются методом DLE, а процессы с забоя до поверхности выражаются исследованиями на сепараторе.

Мы записываем $R_{sDb} = R_{sD}(P_b)$ и $B_{oDb} = B_{oD}(P_b)$. Значения DLE корректируются с помощью значений исследований на сепараторе следующим образом:

$$P < P_b \Rightarrow B_o(P) = B_{oD}(P) \frac{B_{oSb}}{B_{oDb}}; \quad R_s(P) = R_{sSb} - (R_{sSb} - R_{sD}(P)) \frac{B_{oSb}}{B_{oDb}}$$

При давлениях выше точки насыщения свойства получаются из объединения CSE и исследований на сепараторе.

$$P > P_b \Rightarrow B_o(P) = \frac{V_t(P)}{V_b}; \quad R_s(P) = R_{sSb}$$

10.H Получение свойств из корреляций соотношений PVT

Корреляции представляют собой эмпирические соотношения между свойствами, у которых нет простой взаимозависимости, где идентифицирована некоторая условная взаимосвязь. В нефтяной промышленности давно используют диаграммы и монограммы, и они доказали свою полезность в выдаче значений, когда измерения не представляются целесообразными, в экстраполяции из замеренных значений при разных условиях, и в проверке непротиворечивости измерений. Хотя большинство корреляций просты в применении, они часто основаны на данных из ограниченных географических районов, особенно расположенных в Северной Америке. Кроме того, точность корреляции редко приводится к эталону, даже в отношении данных, на которых корреляции основаны.

С эволюцией компьютеров в нефтяной промышленности многие общеупотребительные корреляции были для облегчения их использования преобразованы в форму уравнения. Однако уравнения никогда не дадут идеального соответствия исходной графической взаимосвязи, поэтому встречаются дополнительные ошибки. Например, уравнения Дранчука и Абу-Кассема (Dranchuk и Abou-Kassem) для диаграммы Standing-Katz Z добавляют в значения среднюю погрешность в 0,3%. Аналогичным образом, уравнения, используемые для представления корреляции вязкости Carr et al, добавляют среднюю погрешность 0,4%. В большинстве случаев такие дополнительные погрешности допускаются, но происходят они гораздо чаще осредненных погрешностей, особенно когда корреляции выходят за допустимые пределы применений. Некоторые самые недавние корреляции разработаны непосредственно в виде уравнений, что позволяет избежать дополнительных ошибок выравнивания.

Корреляции для отрасли бесценны, однако по мере возможности следует собирать и экспериментальные данные. Если надо делать выбор среди корреляций, то идеальный подход состоит в выполнении сопоставлений с реальными данным соотношений PVT по нескольким подобным флюидам, с целью выявления наиболее подходящей корреляции и получения представления о вероятных ошибках и погрешностях. Если это невозможно, то лучше всего брать корреляцию, полученную из данных о подобном типе флюида и географическом источнике. Также может быть целесообразным сравнивать результаты от разных корреляций, чтобы посмотреть, не было ли каких-либо ключевых параметров, особенно чувствительных к этому выбору. В следующих параграфах мы даем некоторые сведения, которые могут оказаться релевантными в выборе.

10.Н.1 Газовые корреляции

10.Н.1.а Коэффициент Z

Существующие корреляции являются представлениями диаграммы коэффициента Z, предложенной Стэндингом и Катцем (Standing-Katz), где Z связывается с приведенным давлением и температурой.

Приведенное давление и температура определяются как $P_r = \frac{P}{P_c}; T_r = \frac{T}{T_c}$; где P_c и T_c –

псевдокритическое давление и температура. Напоминание из начала данного раздела об определении критической точки для чистого компонента. Псевдокритические свойства эквивалентны смеси и получаются по правилу аддитивности или методом корреляции.

Корреляция по Standing дает псевдокритические параметры из удельного веса газа. При наличии кислых газов (CO₂, N₂, H₂S) требуется коррекция, и это основано на корреляции Вихерта и Азиза (Wichert и Aziz).

Вот три классических представления диаграммы Standing-Katz:

- Dranchuk - Abou-Kassem
- Hall - Yarborough
- Beggs - Brill

Два первых варианта наиболее точны для представления диаграммы. Уравнение Beggs - Brill ограничено диапазоном, поэтому другие способы предпочтительнее.

10.H.1.b Вязкость газа

Как упоминалось ранее, вязкость газа обычно оценивается из корреляции, поскольку ее трудно измерять в лаборатории PVT.

- Carr и др: дает таблицу для $\mu_g(T,P)/\mu_{g_sc}(T,P)$ и способ получения вязкости при нормальных условиях из T_r, P_r и количества кислых газов.
- Lee и др: используется большинством лабораторий PVT, дает вязкость газа, связывает μ_g с молекулярной массой, плотностью и температурой.

Эти корреляции прогнозируют значения вязкости газа с погрешностью в большинстве случаев около 3%. Когда удельный вес газа увеличивается порядка на 1, т.е. при жирном газоконденсате, погрешность может достигать до 20%.

10.H.2 Корреляции нефти

Корреляции нефти разработаны для давления точки насыщения, V_o , газовый фактор при растворенном газе, вязкость и сжимаемость. Они прогнозируют свойства от параметров поверхностной нефти и газа и суммарного газового фактора при растворенном газе.

10.H.2.a P_b и R_s

Корреляции обычно дают взаимосвязь между давлением точки насыщения, газовым фактором в растворенном газе, удельными весами нефти и газа. Когда среди исходных данных используется суммарный газовый фактор, корреляции выдают P_b . С обратной стороны, при использовании любого давления ниже P_b они дают $R_s(P)$. Ниже приводится перечень корреляций, применяемых в оболочке Ecrin.

- Standing (основана на Калифорнийской нефти)
- Lasater (основана на пробах из Канады, США и Южной Америки)
- Vasquez и Beggs (основана на данных из коммерческих лабораторий)
- Glaso (основана на пробах из Северного моря)
- Petrosky и Farshad (основана на пробах из Мексиканского залива)

В большинстве случаев не стоит ждать значительных отличий между этими корреляциями. Для общего пользования рекомендуются корреляции Standing и Lasate. Если для конкретного района разработаны специальные корреляции, но наверно ими и следует пользоваться.

10.H.2.b Коэффициент пластового объёма нефти

В Ecrin доступны следующие корреляции:

- Standing (основана на Калифорнийской нефти)
- Vasquez и Beggs (основана на данных из коммерческих лабораторий)

- Glaso (основана на пробах из Северного моря)
- Petrosky and Farshad (основана на пробах из Мексиканского залива)

Что касается Pb и Rs, приближенные оценки основаны на суммарном газовом факторе в растворенном газе, удельных весах нефти и газа. Уровень прогноза вышеуказанных параметров в большинстве случаев довольно высок.

10.Н.2.с Вязкость нефти

Определение вязкости нефти путем корреляции как правило включает три последовательных этапа:

1. Определение вязкости дегазированной нефти, μ_{oD} , с корреляцией в понятиях удельного веса и температуры.
2. Поправка μ_{oD} на основе Rs.
3. В недонасыщенном разрезе, с поправкой (обычно на основе одного давления P).

Для этих шагов существует различные корреляции. В Ecrin три предлагаемых метода обычно носят названия 'Beal', 'Beggs и Robinson' и 'Glaso' Они соответствуют следующим сочетаниям:

- Beal: 1 = Beal, 2 = Chew и Connally, 3 = Beal
- Beggs и Robinson: 1 = Beggs и Robinson, 2=Beggs и Robinson, 3=Vasquez и Beggs
- Glaso: 1=Glaso, 2=Chew и Connally, 3=Beal

Приближенная оценка вязкости негазированной нефти путем корреляции весьма ненадежна. При наличии лабораторных значений предпочтение должно отдаваться им.

10.Н.2.d Коэффициент изотермической сжимаемости нефти

Сжимаемость нефти можно вычислять из известных значений Rs и Bo. Существуют прямые корреляции. В Ecrin предлагается следующее:

- Vasquez и Beggs: фактически объединяет корреляцию от McCain ниже Pb и Vasquez и Beggs выше Pb.
- Glaso: сочетание McCain ниже Pb и Glaso выше.
- Petrosky и Farshad: сочетание McCain ниже Pb и Petrosky и Farshad выше.

10.Н.3 Корреляции воды

Ниже приводится перечень корреляций, доступных в оболочке Ecrin.

10.Н.3.a Коэффициент пластового объёма воды

- Gould

- McCain
- Meehan и Ramey

10.Н.3.в Сжимаемость воды

- Dodson и Standing
- Osif

10.Н.3.с Растворимость газа

- Katz
- Meehan и Ramey

10.Н.3.d Вязкость воды

- Van-Wingen и Frick
- Helholtz
- Meehan и Ramey

10.Н.4 Корреляция: подача и совмещение

Всегда желательно корректировать прогноз полученных из корреляций свойств флюидов. Для этой цели можно использовать замеры на месте эксплуатации либо значения, ставшие результатом исследований PVT. Однако в последнем случае, если доступен полный анализ PVT, следует использовать его результаты, а не корреляции.

Когда применяются корреляции с известными значениями, видоизменение свойств обычно производится линейным образом с использованием фактора (коэффициента) и смещения. Два подгоняемых параметра можно получить путем прогона нелинейной регрессии на любом количестве точек ограничений. *Для некоторых свойств видоизменение разнится, так как надо сохранять эталонные значения. Это случай для коэффициентов пластового объема или коэффициента Z по газу, при $B(P_{sc})=1$ и $Z(P_{sc})=1$.*

В модели тяжелой нефти мы увидели, как свойства нефти и газы получаются в виде функции значений удельного веса поверхностных компонентов и газового фактора при растворённом газе. Между суммарным газовым фактором и точкой насыщения существует взаимно-однозначное отношение. Это можно рассматривать как определение состава флюидов, объяснение которого будут дано в следующем разделе. Для заданных удельных весов на поверхности ниже показан эффект колебания газового фактора. Насыщенные участки до точек насыщения совпадают, в то время как выше P_b заметно образование воронок. Насыщенный участок, соответственно, есть функция только удельного веса поверхностного компонента, а значение любого свойства при частном давлении требует только значения газового фактора или эквивалентного P_b .

Когда используются значения совмещения, они могут характеризовать флюид с газовым фактором, отличным от рассматриваемого. Если это тот самый случай, тогда он может не подходить для сравнения этих значений, и значения прогнозируются методом корреляции. Значения можно сравнивать для любого давления, только если газовый фактор одинаков.

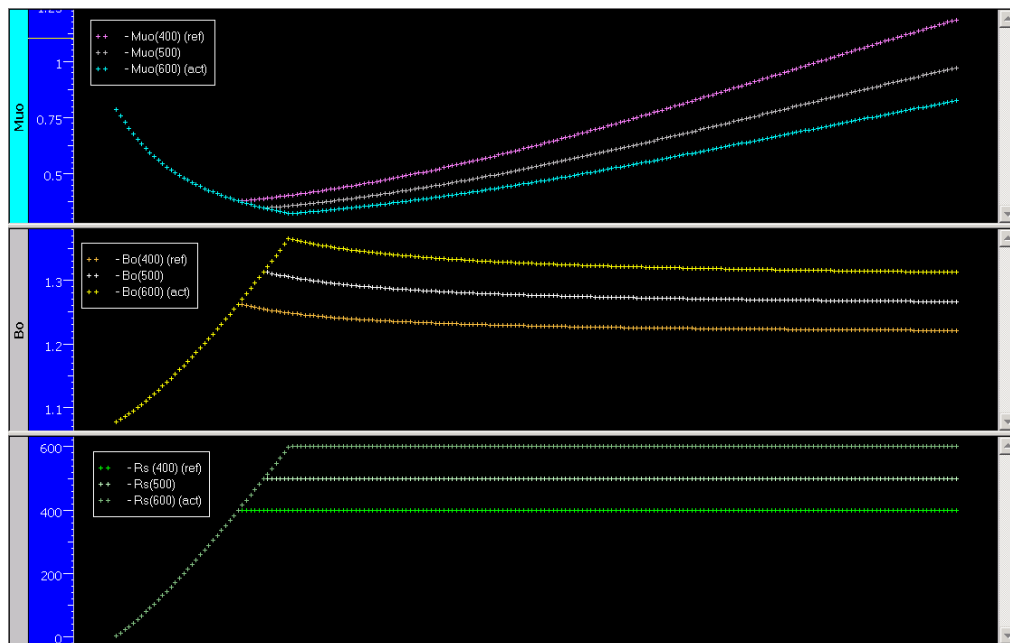


Рис. 10.N.1 – Эффект изменений суммарного газового фактора

Как правило, к исходным данным для корреляций должны относиться последнее множество газового фактора при постоянной добыче и удельные веса поверхностной нефти и газа. Если это соотношение PVT ограничивается значениям, ведущими происхождение от лабораторных исследований некоего начального флюида с GOR_i и P_{b_i} , знайте, что совмещение недонасыщенных значений невозможно, если сильно развился газовый фактор. Для насыщенного участка совмещение значений возможно только для давлений ниже $\min(P_b, P_{b_i})$.

10.I «Композиционное» соотношение PVT от модели тяжелой нефти (и MBO)

Мы рассматриваем как многофазную модель, три компонента именуется *вода*, *нефть* и *газ*. Компонент «вода» присутствует только в виде водной фазы. Компонент «газ» присутствует в газовой и нефтяной фазах. Компонент «нефть» присутствует только в нефтяной фазе для модели Тяжелой нефти (BO) и в газовой и нефтяной фазах в модели MBO (видоизмененная тяжелая нефть). Все это можно свести в виде таблиц ниже:

ВО	компонент		
фаза	в	н	г
В	х		
Н		х	х
Г			х

МВО	компонент		
фаза	в	н	г
В	х		
Н		х	х
Г		х	х

Компоненты «нефть» и «газ» есть товарная нефть и суммарный газ сепарации, их определения даны в предыдущих подразделах. Все пластовые флюиды есть смесь этих компонентов. Фазы можно характеризовать по их составу, доли каждого компонента в выражении консервативного количества, например, массы. Поэтому фазы определяются по **составу массы** C_o , C_g и C_w . Мы пишем C_p^k , долю компонента k в фазе p . Составы суммируются для получения единства: $\sum_k C_p^k = 1$.

10.1.1 Двухфазный диапазон

Фазовый диапазон равновесия системы газ – нефть для реальной смеси двух компонентов аналогично пластовой пробе можно вычерчивать на представленном ниже графике давление – состав. На графике рассматривается общая ситуация МВО, где нефть может существовать и нефтяной, и в газовой фазе, и аналогично фильтрации для газа.

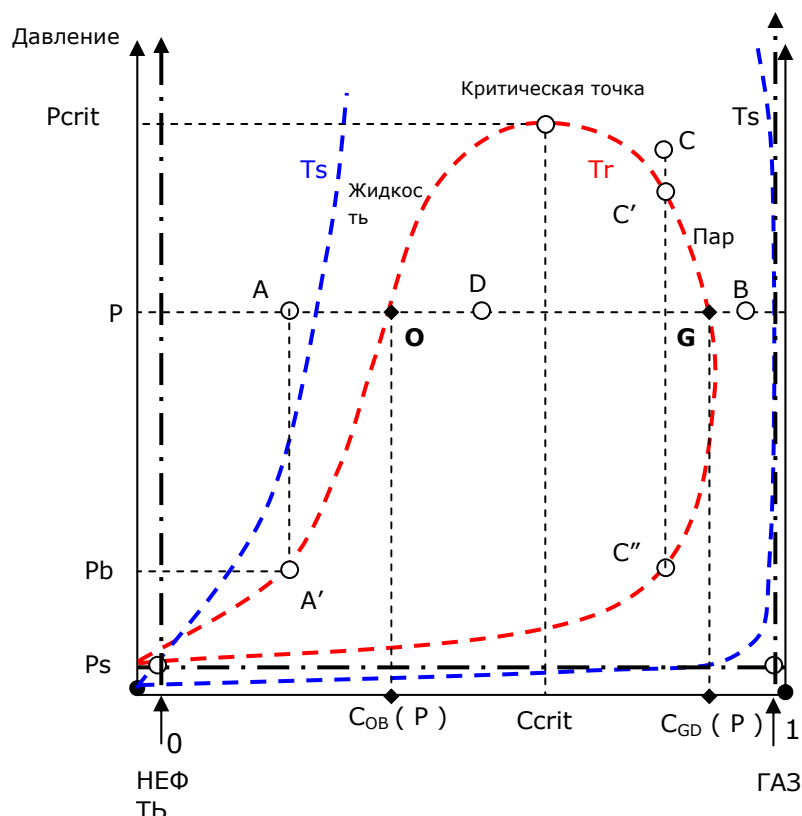


Рис. 10.1.1 – Диаграмма давление – состав двоичной смеси

Нарисованы две кривые: Кривая красного цвета для пластовой температуры T_r , синяя кривая для нормальной температуры T_s . Каждая смесь известного состава при заданном давлении представлена точкой на этой диаграмме.

- Смесь D при давлении P находится в пределах диапазона: это двухфазная область. Две фазы характеризуются точками O и G, составов $C_{OB}(P)$ и $C_{GD}(P)$. Массовая доля каждого компонента в каждой фазе задается так:

Для нефтяной фазы, точка (O):

- массовая доля нефти $C_O^o = (1 - C_{OB}(P))$

- массовая доля газа $C_O^g = C_{OB}(P)$

Для газовой фазы, точка (G):

- массовая доля нефти $C_G^o = (1 - C_{GD}(P))$

- массовая доля газа $C_G^g = C_{GD}(P)$

- Смесь A есть недонасыщенная жидкость, чье давление точки насыщения P_b соответствует точке «A» того же состава на кривой жидкости.
- Смесь C есть недонасыщенный газ, имеющий при пластовой температуре ретроградную точку росы «C» и прямую точку росы «C».
- Смесь B есть сухой газ, не имеющий точки росы при пластовой температуре, но имеющий две точки росы при нормальной температуре T_s .

Критическое давление P_{crit} при пластовой температуре является максимальным давлением, где могут существовать обе фазы. Соответствующий состав C_{crit} является критическим составом при T_r . Так как мы исходим из того, что компоненты являются фазами при нормальных условиях, в модели используются такие компоненты, как

нефтяная фаза в нормальных условиях под названием «нефть» и более сухая газовая фаза при T_s под названием «газ».

Такую же диаграмму можно нарисовать в идеальном случае для моделей ВО и МВО. В модели ВО газовая фаза всегда содержит только газа.

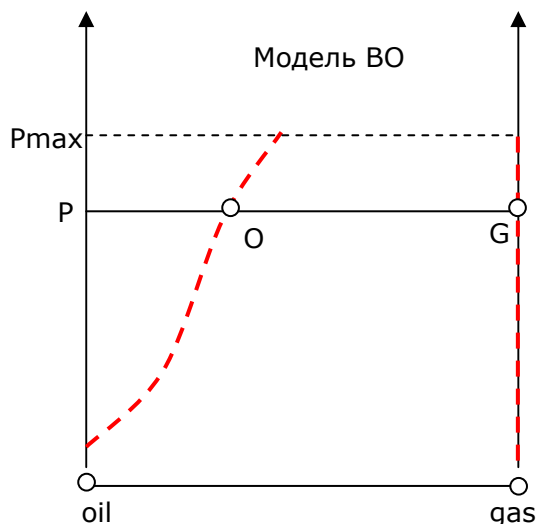


Рис. 10.1.2 – Диаграмма ВО давление - состав

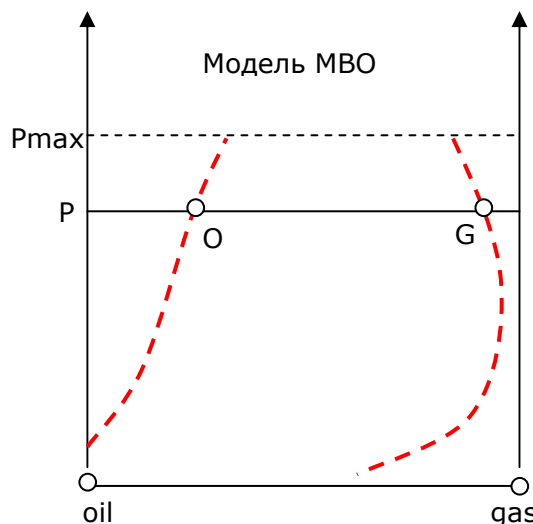


Рис. 10.1.3 – Диаграмма МВО давление - состав

Состав нефтяной фазы при точке насыщения и газовых фаз при точке росы можно получать из свойств тяжелой нефти и плотностей нефти и газа при нормальных условиях.

$$R_s(P_b) = \frac{C_o / \rho_g^{sc}}{(1 - C_o) / \rho_o^{sc}} \quad \text{при } C_o = C_{OB}(P_b) \Rightarrow C_o = \frac{1}{1 + \frac{\rho_o^{sc}}{R_s(P_b) \times \rho_g^{sc}}}$$

Аналогичным образом с видоизмененной тяжелой нефтью:

$$r_s(P_d) = \frac{(1 - C_G) / \rho_o^{sc}}{C_G / \rho_g^{sc}} \quad \text{при } C_G = C_{GD}(P_d) \Rightarrow C_G = \frac{1}{1 + \frac{\rho_o^{sc} \times r_s(P_d)}{\rho_g^{sc}}}$$

Как иллюстрируется в предыдущем подразделе, это свидетельствует о том, что известны только поверхностные удельные веса, флюид определяется по известному значению функции $R_s(P_b)$, которая совпадает с соотношением недонасыщенный газ / нефть (и $r_s(P_d)$). Визуализация задач в понятиях составов упрощает рассмотрение смеси изменчивых составов, для которых точку насыщения и (или) точки росы можно без труда получить по кривым $C_{OB}(P)$ или $C_{GD}(P)$. Все, что требуется для других свойств в двухфазной области, - знать $o(P_b)$ и $\mu_o(P_b)$ для ожидаемого диапазона точек насыщения. В однофазной области (недонасыщенный случай) для приближенной оценки свойств можно делать исходное допущение. Распространенная гипотеза заключается в постоянном уклоне, т.е. производной частного свойства с давлением.

Это базис для многофазной численной модели в оболочке Ecrin. Эту модель можно «питать» множеством корреляций, либо можно пользоваться табличными свойствами, выходящими из исследования PVT.

10.J Уравнения состояния

Уравнения состояния – это модели, прогнозирующие фазовое поведение и свойства из состава флюида, который получается из лабораторного анализа пластового флюида. Большинство уравнений состояния развилось из ранних попыток делать поправку на поведения газов, выведенной из закона идеального газа (уравнение Клапейрона). В общем виде это кубическое уравнение, обычно выражаемое в понятиях $Z = PV/RT$:

$$Z^3 + A_2 Z^2 + A_1 Z + A_0 = 0$$

Van der Waals предложил уравнение:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2}$$

в котором b представил объем индивидуальных молекул, a – взаимное притяжение молекул.

Вот два наиболее распространенных уравнения состояния, используемых в расчетах соотношений PVT:

- Soave-Redlich-Kwong (SRK):
$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)}$$

- Peng-Robinson (PR):
$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2 + 2bV - b^2}$$

Уравнения состояния используются в композиционных симуляторах, в противоположность моделям тяжелой нефти, и являются неременным условием для рассмотрения таких задач, как нагнетание углекислоты, смесь нескольких пластовых флюидов и др.



11.А Введение

Численные модели приобретают все большую популярность в анализе результатов исследований скважин, поскольку позволяет решать задачи за рамками зоны действия аналитических и полуаналитических моделей. Две основные области применения численных моделей – это нелинейности, такие как многофазный поток или течение, не подчиняющееся закону Дарси, и комплексные геометрические построения коллекторов или скважин. Численные модели можно также использовать для замены дебита на ограничивающие условия давления, где гидродинамическое давление скважины становится ниже определенной точки, тем самым не допуская неудобных отрицательных давлений, часто создаваемых аналитическими моделями.

Первые попытки численного исследования скважин предпринимались инженерами целенаправленно по всей отрасли с использованием стандартных симуляторов поведения коллекторов с локальным сгущением сетки. В начале 1990-х гг. первый промышленный проект задействовал предобусловливание стандартного отраслевого симулятор с помощью метода пересчета по регулярной сетке PEVI. С тех пор несколько технических групп занимаются численными проектами, посвященными анализу на неустановившихся режимах.

За последние годы усовершенствования в области автоматических неструктурированных сеток и применение более быстродействующих компьютеров позволили строить такие модели в режиме времени, приемлемом для конечного пользователя. Перемены произошли коренные, время, необходимое для расчета решения, упало сначала от суток до часов, затем до минут, а сейчас, для задач линейной пьезопроводности (диффузии), и до секунд. С помощью градиентных методов возможна даже нелинейная регрессия, а усовершенствованные модели позволяют имитировать логарифмическую шкалу времени практически без побочных численных эффектов. И последнее по порядку, но не по степени важности, автоматические методы пересчёта на равномерную сеть позволяют использовать такие модели, не заставляя пользователя иметь глубокие познания в моделировании.

Главная задача численных моделей заключается в решении сложных граничных конфигураций, но эта часть работы фактически легко выполняется на любом симуляторе. Задача также заключается в решении того, что легко выполняется аналитическими моделями, т.е. отклик раннего этапа времени и логарифмическая дискретизация шкалы времени. Для этого требуется, так или иначе, получить больше ячеек сети ближе к скважине, что выполняется с помощью трех возможных способов: локальное сгущение декартовых сеток, неструктурированный пересчёт по регулярной сетке (Вороной, PEVI) или метод конечных элементов. У этих разных вариантов, показанных на Рис. 11.А.1, есть свои за и против, которые вне рамок настоящей книги.

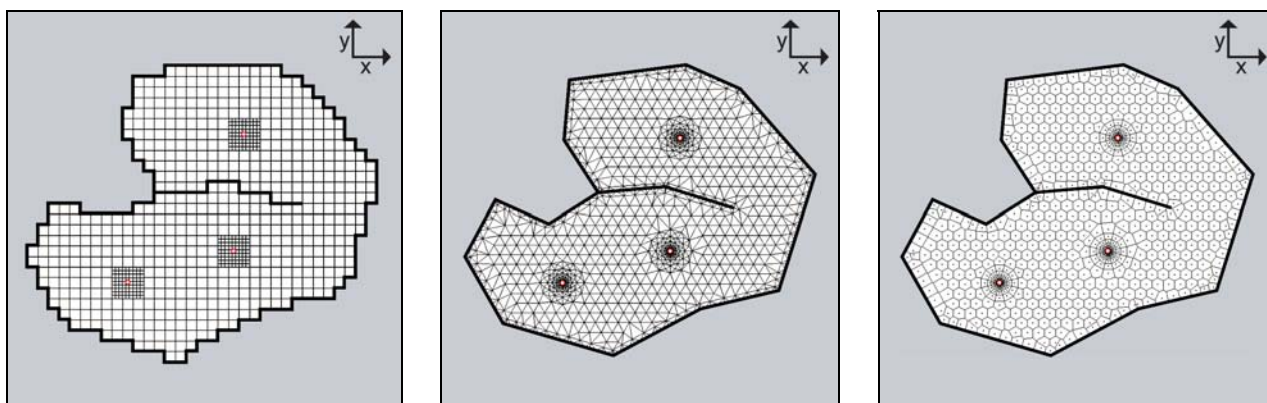


Рис. 11.А.1 – Декартов метод, метод конечных элементов и сетка Вороного / PEBI

Предупреждение: КАППА избрала вариант разработки численной модели с использованием сетки Вороного. В настоящей главе описывает только этот вариант, и как таковой гораздо более связан с ПО и зависим от поставщика, чем остальные составляющие данной книги.

Численные модели, адаптируемые под АДП, предусматривают интерактивный процесс для определения геометрии, автоматическую программу-построитель сеток и симулятор. У симулятора как правило будет линейное или нелинейное решающее устройство.

Когда моделируемая задача пьезопроводности линейна, принимая то же допущение, что и в аналитическом решении, то процессу потребуется только одна итерация линейного решающего устройства для каждого временного шага. Решение производится очень быстро, и можно применять принцип суперпозиции. В этом случае численная модель действует как «супераналитическая модель», которая может решать геометрические построения за пределами возможностей аналитической модели. Эта тема развивается в Разделе 11.D.

Если же задача нелинейна, то численная модель используется больше как стандартный симулятор с чисто сетчатой геометрией, адаптированной для логарифмической шкалы времени. Используется нелинейное решающее устройство, с итерацией на линейное решающее устройство. Тема нелинейности развивается в Разделе 11.E.

Численную модель также можно использовать для изменения ограничивающего условия скважины во времени. Для каждой скважины задается минимальное давление, ниже которого симулятор меняет режим и имитирует период эксплуатации скважины для этого минимального давления. Эта тема развивается в Разделе 11.F.

11.В Конструирование комплексной геометрии

11.В.1 Конструирование двумерной модели

Для начала загружается растровое изображение (в формате BMP, JPG и т.д.), представляющее коллектор (Рис. 11.В.1). Первым делом инженер задает масштаб с помощью известного расстояния между точками. Когда эти размеры известны, производится позиционирование исследуемой скважины и внешние границы коллектора, описываемые в виде замкнутого многоугольника.

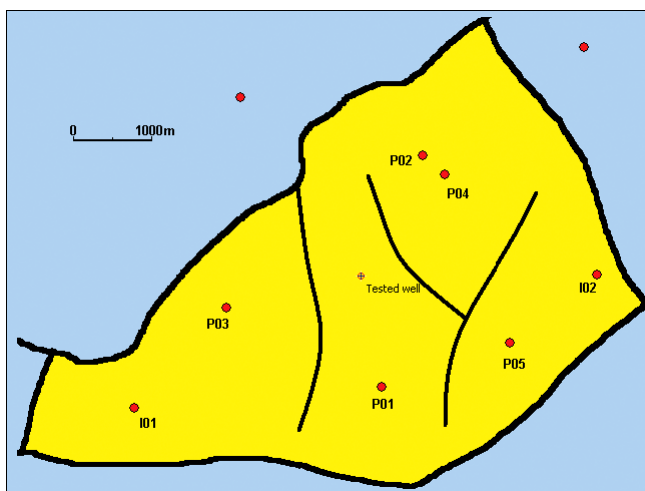


Рис. 11.В.1 – Растровое изображение месторождения

Любой сегмент этого многоугольника можно задавать как непроводящую границу или границу с постоянным давлением. Если присутствуют внутренние границы, то можно нарисовать любое количество ломаных разломов с контролем коэффициента передачи (проводимости) отдельных разломов. Можно создавать и позиционировать отдельные скважины (вертикальные, горизонтальные и (или) с трещинами), и вводить их соответствующие исторические данные о добыче. Потом, когда модель определена, вертикальные скважины и скважины с ГРП можно индивидуально задавать как с полным или частичным вскрытием пласта. Как только задача определена геометрически, картинка исходного растрового образа отключается, а двумерная карта выводит векторное описание задачи (Рис. 11.В.2).

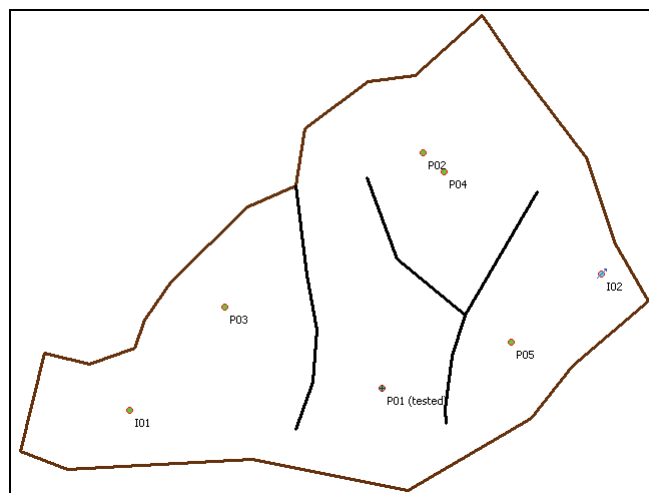


Рис. 11.В.2 – Векторное описание задачи

Ломаные линии разломов также можно использовать для размежевания композитных зон, в которых можно задавать отдельные гидропроводности и пьезопроводности. Вокруг каждой скважины также можно вводить дополнительные композитные зоны. На Рис. 11.В.3 это иллюстрируется с двумя радиальными композитными скважинами и другим западным отсеком коллектора.

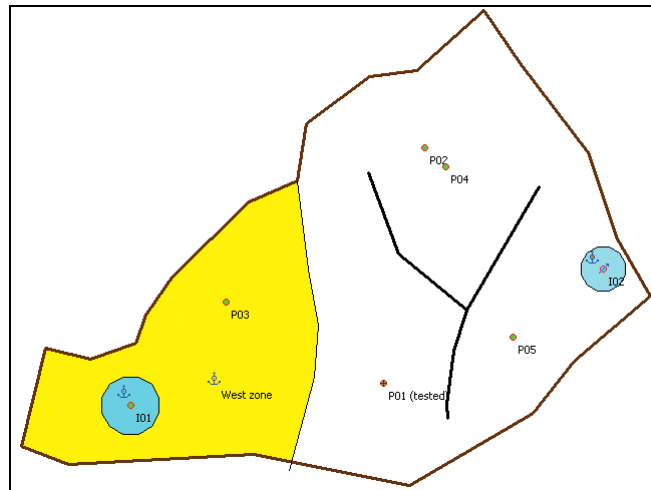


Рис. 11.В.3 – Добавленные композитные зоны

Кроме того можно задавать поля пористости, мощности и проницаемости, интерактивным способом или импортируя файл ASCII. Для размещения этих свойств по всем ячейкам применяются алгоритмы интерполяции / экстраполяции Kriging и др. (Рис. 11.В.4).

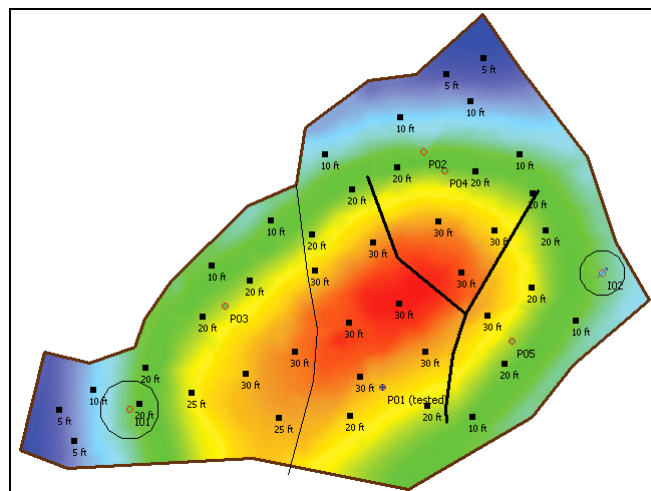


Рис. 11.В.4 – Карта мощностей

Модель может отображать автоматический пересчет по регулярной сетке, адаптированный под контур коллектора, внутренние разломы и скважины (Рис. 11.В.5).

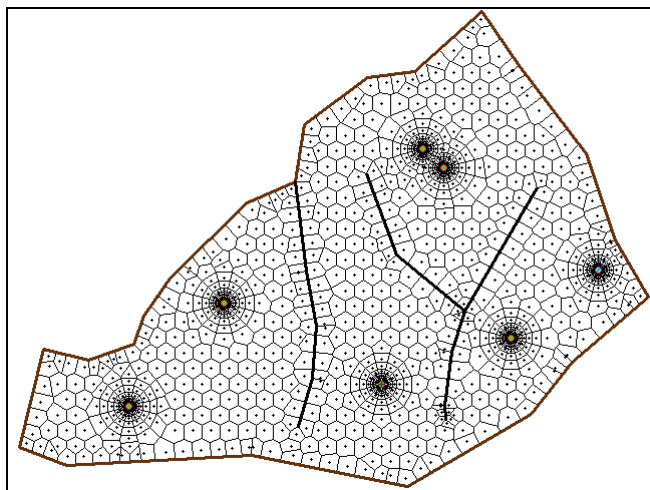


Рис. 11.В.5 – Неструктурированная сетка Вороного

Рекомендуется вариант значений по умолчанию, однако специалисты могут видоизменять базовую сетчатую геометрию, размер, основные направления и локальное сгущение сетки вокруг каждой скважины (Рис. 11.В.6).



Рис. 11.В.6 – Адаптированная сетка

11.С Принципы пересчёта по регулярной сетке Вороного / РЕВИ

11.С.1 Что такое сетка Вороного

Основа пересчёта по регулярной сетке Вороного заключается в построении множества аккуратно нанесенных точек, именуемых блоками сетки. Индивидуальные блоки сетки можно выделять в любом месте внутри области независимо от положения другого блока. Поэтому невозможно идентифицировать сетку по ряду показателей (i,j) в двух измерениях и (i,j,k) в трех измерениях.

Ячейка Вороного определяется как пространственная область, которая находится ближе к своему блоку сетки, чем к любому иному блоку (см. Рис. 11.С.1). Ключевая характеристика сетки Вороного состоит в том, что контактный сегмент (также именуемый

контактной гранью) между двумя соседними ячейками является биссектрисой сегмента, связывающего блоки ячеек.

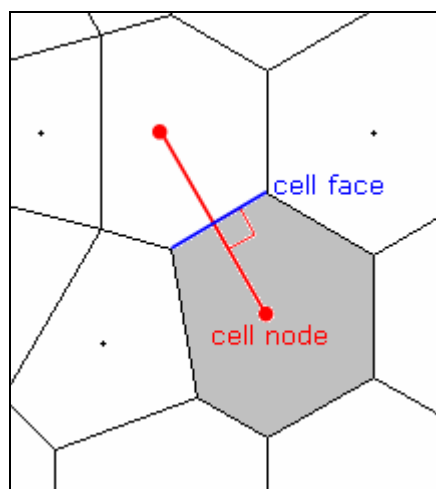


Рис. 11.С.1 – Характеристика сетки Вороного

Сетка Вороного тесно связана с триангуляцией Делоне (Delaunay). Фактически грани Делоне получаются сцеплением блоков ячеек Вороного. Самое важное геометрическое свойство триангуляции Делоне заключается в том, что каждый треугольник проверяет условие пустого круга, т.е. окружность, описанная около каждого треугольника, не обводит никакую другую точку из множества точек (Рис. 11.С.2).

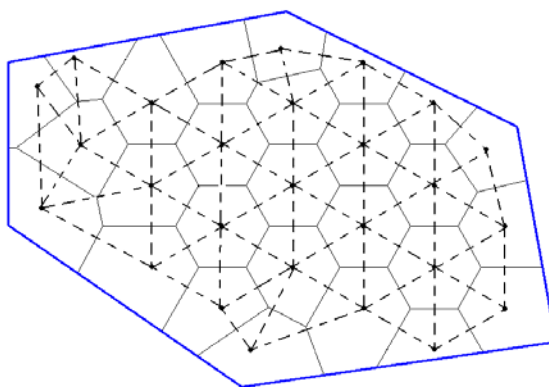


Рис. 11.С.2 – Сетка Вороного и триангуляция Делоне (пунктирные линии)

11.С.2 Построение сетки Вороного

Сетка строится методом суперпозиции простых модулей. Модуль представляет собой набор участков, связанных с элементом коллектора. На Рис. 11.С.3 представлены основные виды модулей:

- Базовые или фоновые модули, могут быть прямоугольной формы из шести граней.
- Сегментный модуль, вводимый для того, чтобы соблюдать такие ограничивающие линии, как контур коллектора и разломы.
- Угловые модули, вводимые по углам ограничивающих линий.

- Скважинные модули, которые радиальны для вертикальных скважин, но выражают более сложную форму для скважин с ГРП (2D), горизонтальных скважин и скважин с частичным вскрытием (3D).

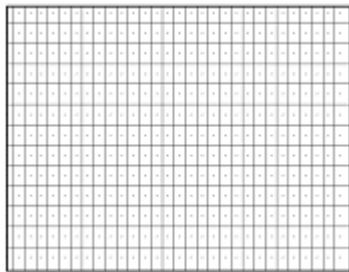
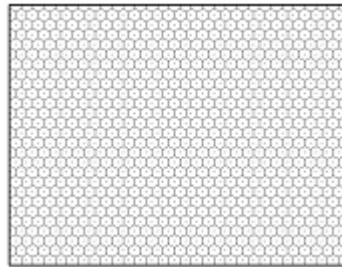
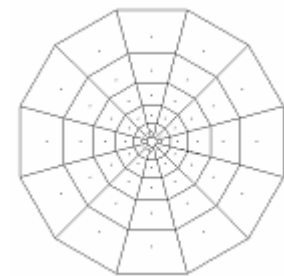
Прямоугольный модуль**Шестигранный модуль****Радиальный модуль**

Рис. 11.С.3 – Базовые модули, используемые в построение сетки Вороного

Ниже представлено краткое описание того, как сконструировать полную сетку Вороного. Однако здесь мы не будем прописывать все шаги для выполнения этой операции. В частности, мы частично опустим скучные решения интерференции между модулями.

Все начинается с векторного представления задачи, и в частности с контура, скважин и внутренних границ (Рис. 11.С.4).

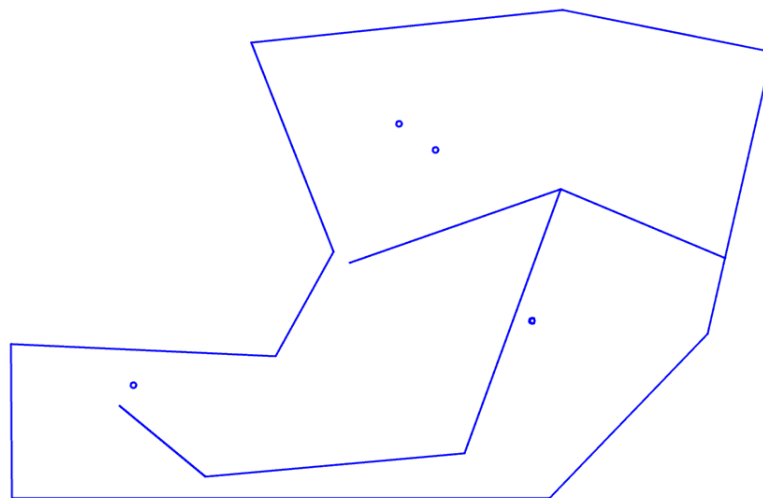


Рис. 11.С.4 – Векторное представление задачи: контур, разломы, вертикальная скважина

Базовый модуль строится в соответствии с Рис. 11.С.5. На этом рисунке точки будут частично перекрываться с другими уже удаленными модулями.

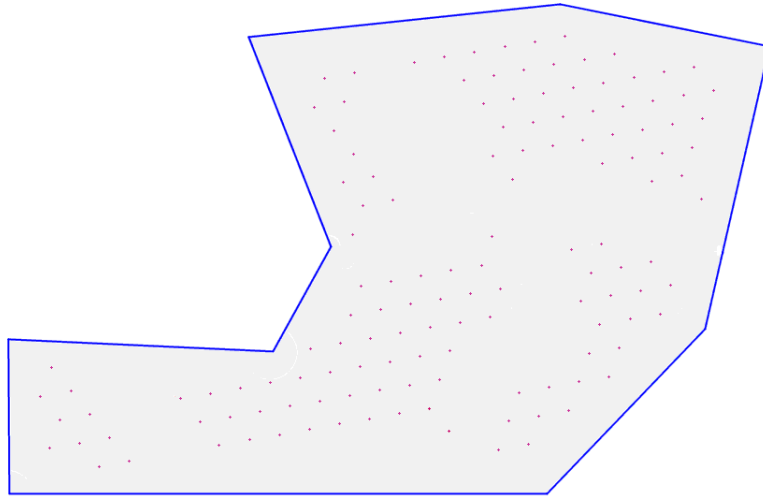


Рис. 11.С.5 – Блоки базового модуля для шестиугольной сетки

Радиальные модули строятся вокруг скважины. На Рис. 11.С.6 показаны новые модули, срезанные интерференцией, и блоки, оставшиеся после обработки:

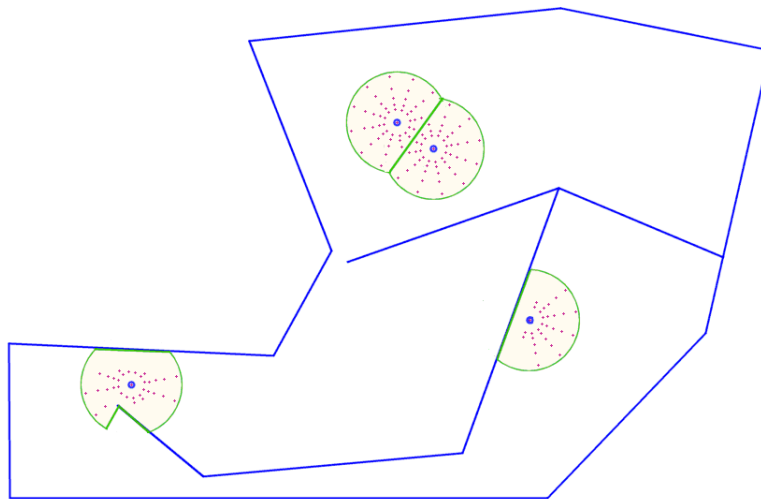


Рис. 11.С.6 – Радиальные модули вокруг скважин

Сегментные модули строятся вокруг разломов и контура. На схеме ниже показаны соответствующие блоки, оставшиеся после обработки:

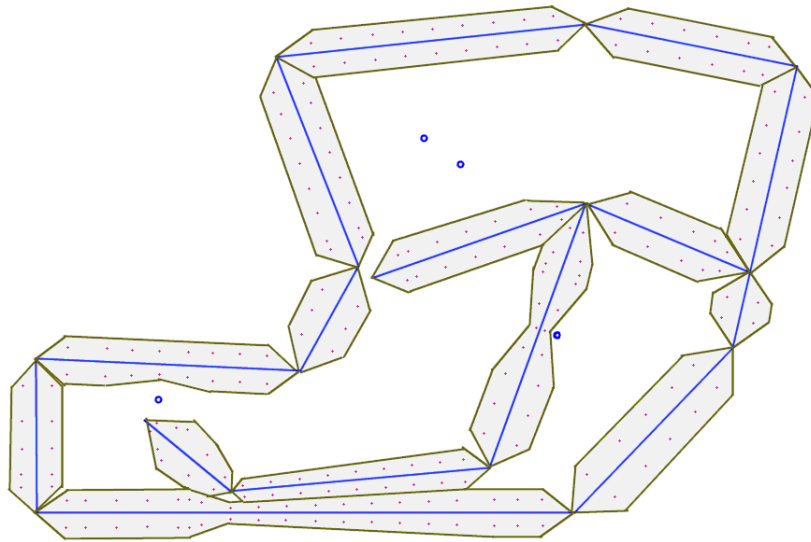


Рис. 11.С.7 - Сегментные модули вокруг разломов и контура

Строятся угловые модули. Они составляют локальное сгущение, которое обеспечивает, чтобы сетка Вороного строго следовала углам контура и ломаным линиям внутреннего разлома.

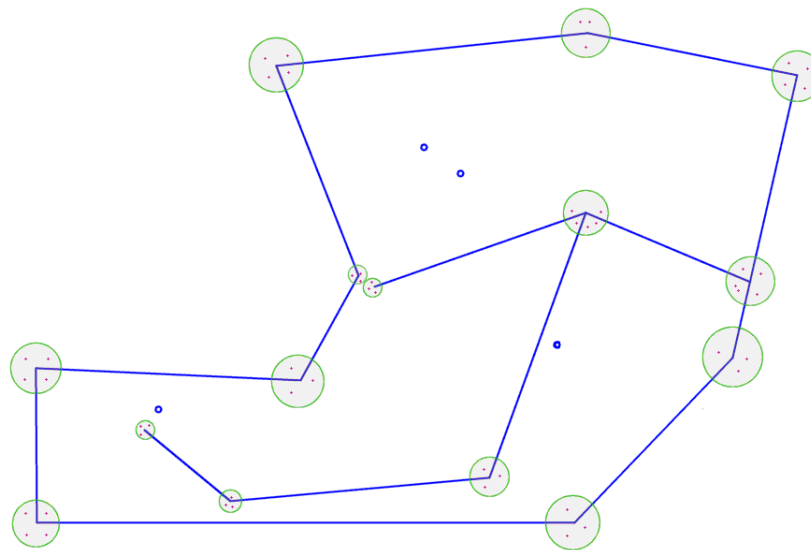


Рис. 11.С.8 - Угловые модули вокруг разломов и контурных углов

На Рис. 11.С.9 показано, как последняя операция суперпозиции всех модулей приводит к такому представлению, в котором указываются основные интерференции (S=сегментный, R=радиальный, C=угловой):

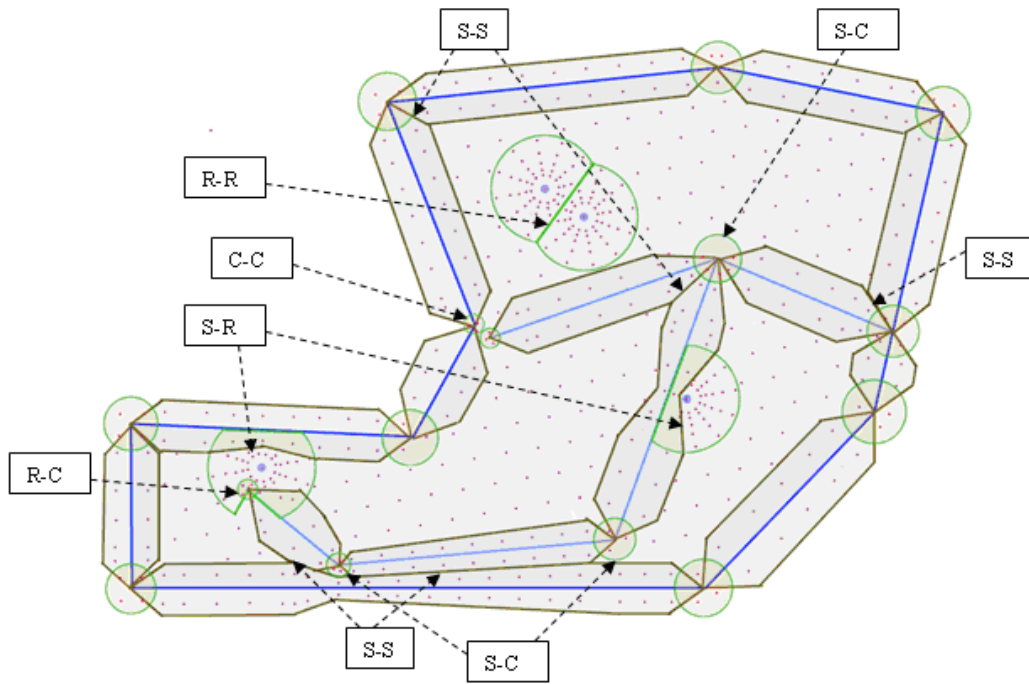


Рис. 11.С.9 - Окончательная суперпозиция

И, наконец, производится триангуляция, и на Рис. 11.С.10 представлена итоговая сетка Вороного для данной геометрии.

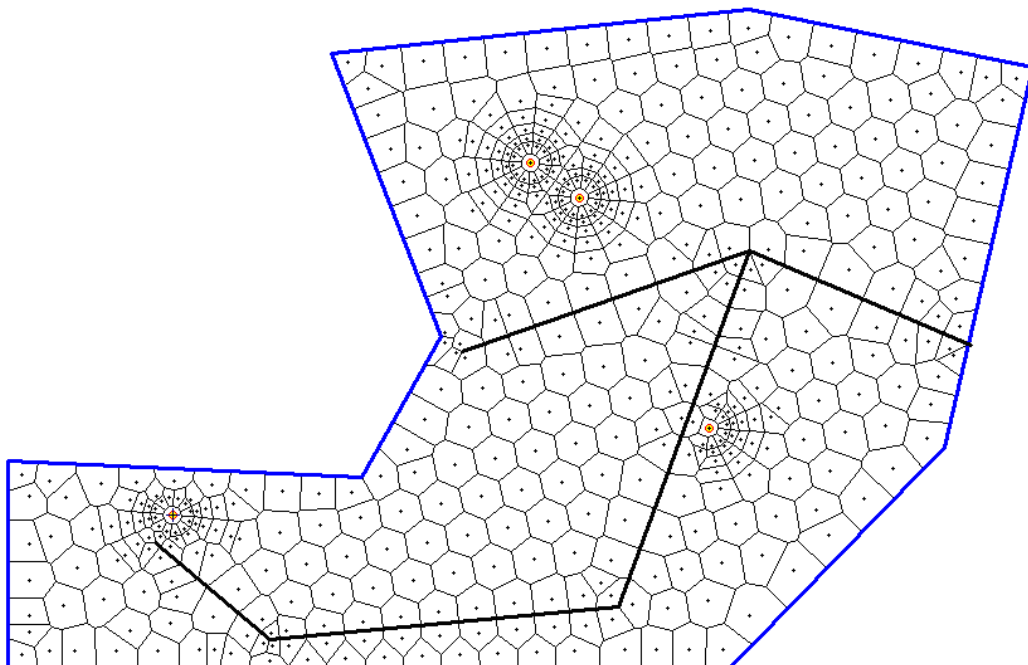


Рис. 11.С.10 - Окончательная сетка Вороного

Этот результат требует сопоставления с композитным изображением ниже, где показано конкретное влияние каждого модуля на конечный результат:

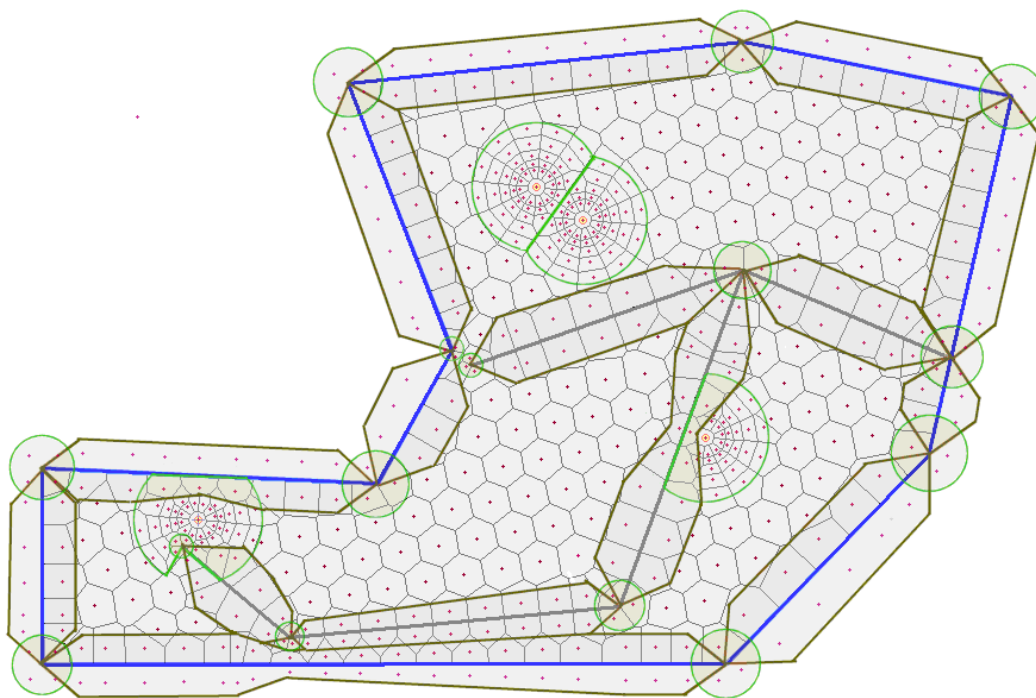


Рис. 11.С.11 – Окончательная сетка Вороного и области воздействия модулей

11.С.3 Локальное трехмерное сгущение для конкретных скважинных геометрий

Подробно описанный в предыдущем параграфе пример решает только вертикальных скважин, совершенных по степени вскрытия. Однако за рамками этих простых геометрий скважин численный модуль также должен учитывать скважины с ГРП, частичным вскрытием пласта, трещинами и горизонтальные. Когда потребуется, двухмерный модуль коллектора вокруг скважины заменяется сгущением трехкоординатной неструктурированной сетки.

11.С.3.а Вертикальные скважины

Поскольку скважина вертикальная и совершенная по степени вскрытия, то двухмерного модуля пересчёта по регулярной сетке достаточно для фиксирования радиального течения. Круговые кольца конструируются, следуя геометрической прогрессии. Другие средства контроля сеток скважин – это ограничительные радиусы модуля (R_{\min} , R_{\max}) и количество секторов (12 на Рис. 11.С.12 ниже).

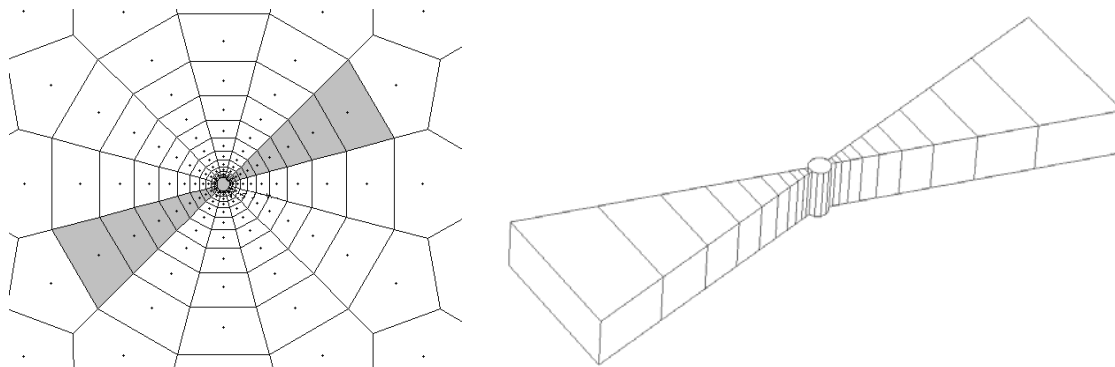


Рис. 11.С.12 – Нанесения координатной сетки: двухмерное изображение и трёхмерное представление выделенных (серых) секторов

11.С.3.в Скважины с трещинами (с полным вскрытием)

Как и раньше, двумерной сетки достаточно, поскольку и скважина, и трещина совершенны по степени вскрытия. В результате течение флюида в сторону ствола скважины является двумерным. Модуль пересчёта по регулярной сетке должен быть разработан так, чтобы следовать реологической характеристике потока флюида в таком случае: линейное течение на раннем этапе времени, за которым идет на радиальное течение на более позднем этапе. У самой трещины есть сетка, сконструированная, когда представляет поведение конечной удельной проводимости. Кроме числа секторов и ограниченными радиусами, модуль характеризуется количеством линейных сегментов (N_{dx}), которые используются для нанесения сетки границы раздела трещины и коллектора (10 сегментов в примере ниже).

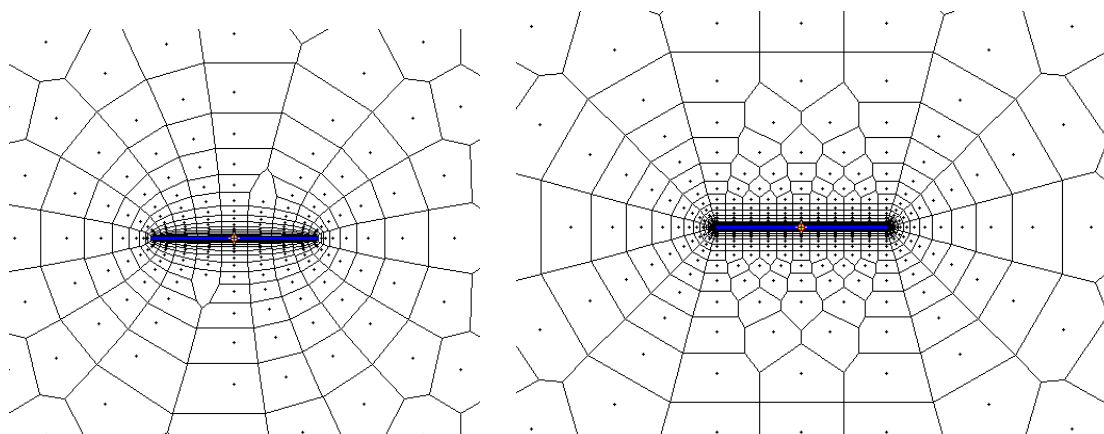


Рис. 11.С.13 – Два возможных модуля пересчёта по регулярной сетке для скважины с трещиной: эллиптический (левый) и псевдорadiaльный (правый).

11.С.3.с Скважины с частичным вскрытием

Пересчёт по регулярной сетке для скважины должен быть трехмерным из-за необходимости воспроизводить полусферическое течение на раннем этапе времени. Трехмерный неструктурированный модуль Вороного вставляется в двумерную фоновую сетку. При необходимости в модуль можно вносить искажения от вертикальной анизотропии. Теперь в качестве дополнительного параметра пересчёта по регулярной сетке появляется количество вертикальных ячеек N_z , в примере ниже – 10.

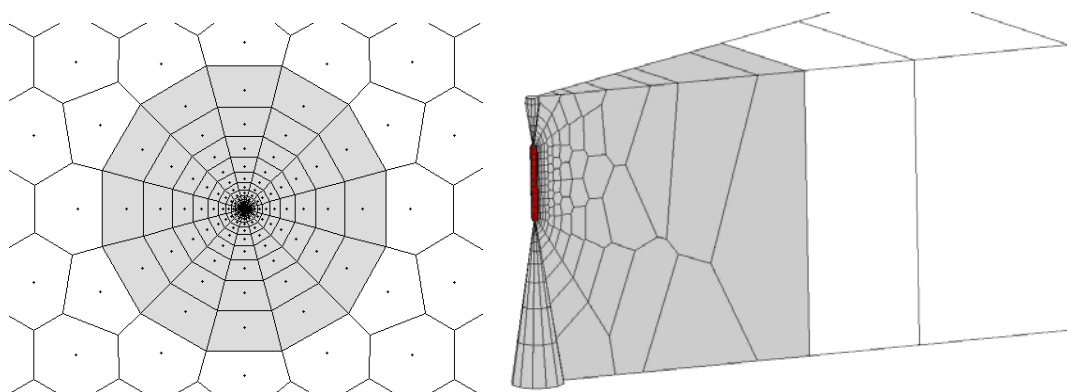


Рис. 11.С.14 – Модуль пересчёта по регулярной сетке с частичным вскрытием: двумерное представление (трехмерный модуль выделен серым цветом) и трехмерное изображение (скважина выделена красным цветом).

11.С.3.d Скважины с частичным вскрытием с трещинами

Как и раньше, модуль скважины должен быть трехмерным. Итоговый неструктурированный трехмерный модуль получается объединением частичного вскрытия с модулем трещины, проходящей по всей толщине пласта. Следовательно, определяющими параметрами сейчас будут такие: R_{\min} , R_{\max} , количество секторов, N_{dx} и N_z .

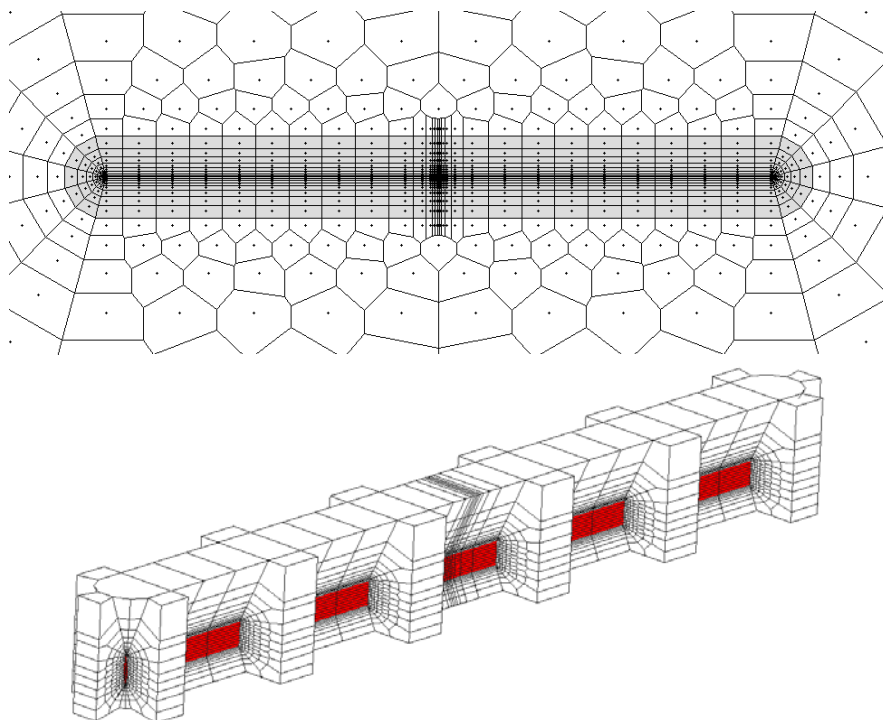
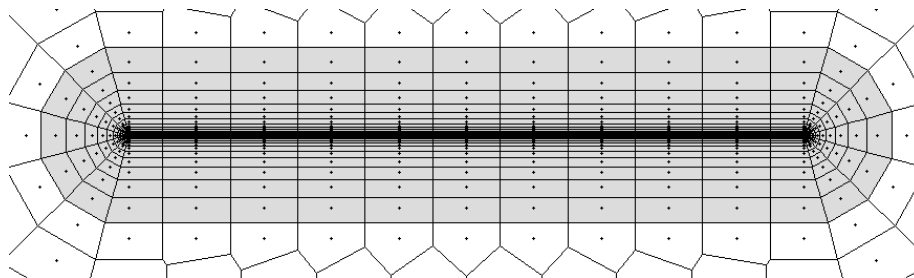


Рис. 11.С.15 – Модуль пересчёта по регулярной сетке с частичным вскрытием и трещиной: двухмерное представление (трехмерный модуль выделен серым цветом) и трехмерное изображение (трещина выделена красным цветом).

11.С.3.e Горизонтальные скважины

Модуль скважины трехмерный, чтобы зафиксировать сферическое и вертикальное радиальное течения на раннем этапе времени. В итоговый неструктурированный трехмерный модуль можно вносить искажения, если включена вертикальная анизотропия. Это контролируется следующими параметрами: R_{\min} , R_{\max} , количество секторов и N_{dx} .



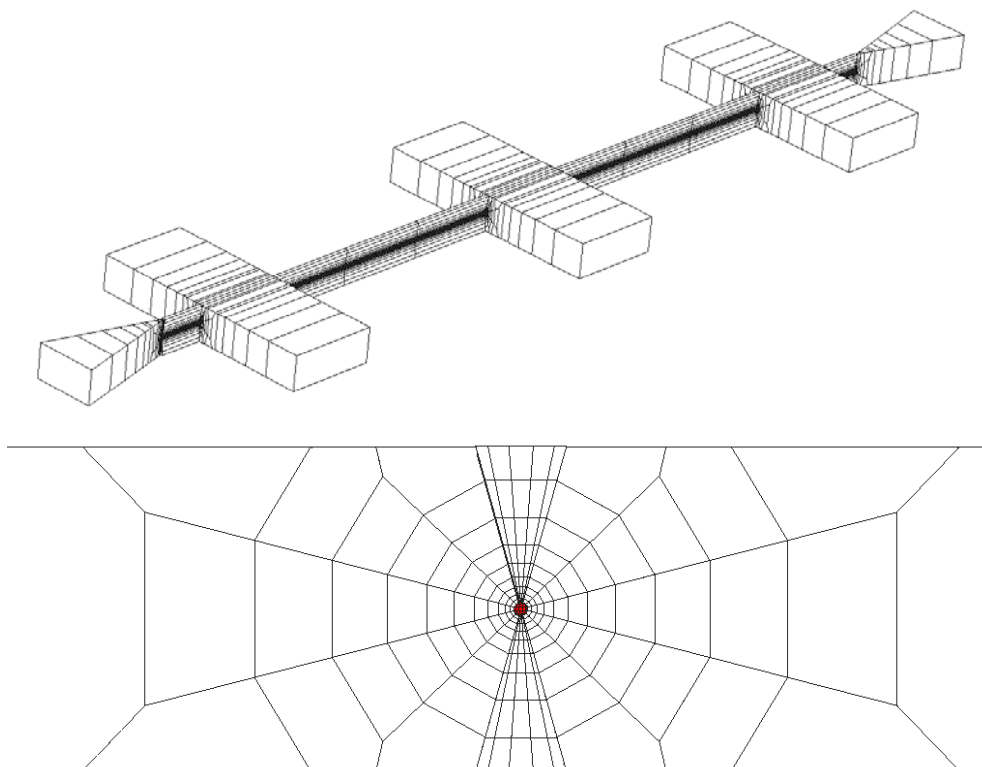


Рис. 11.C.16 – Модуль горизонтальной скважины: двумерное представление (трехмерный модуль выделен серым цветом), трехмерное изображение и вертикальный поперечный разрез (скважина выделена красным цветом).

11.D Решение линейных задач

11.D.1 Супераналитическая модель

Решая линейные задачи пьезопроводности, мы можем рассматривать численный симулятор как супергенератор палеточных кривых.

Одним из типичных применений являются численные решения для газового потока, в котором зависимость свойства газа от давления частично решается классическими псевдодавлениями. Рис. 11.D.1.

В таком случае численный симулятор решает свою систему уравнений для $m(P)$, а не P . Этот подход позволяет нам легко получать решения, которые были бы вне пределов досягаемости для аналитических решений (Рис. 11.D.1 и Рис. 11.D.2). Что еще важнее, в некоторых ситуациях численный (линейный) симулятор выдает решение быстрее аналитических решений на эквивалентных геометриях, учитывая его простоту и в какой-то степени комплексную форму, которую могут принимать последние.

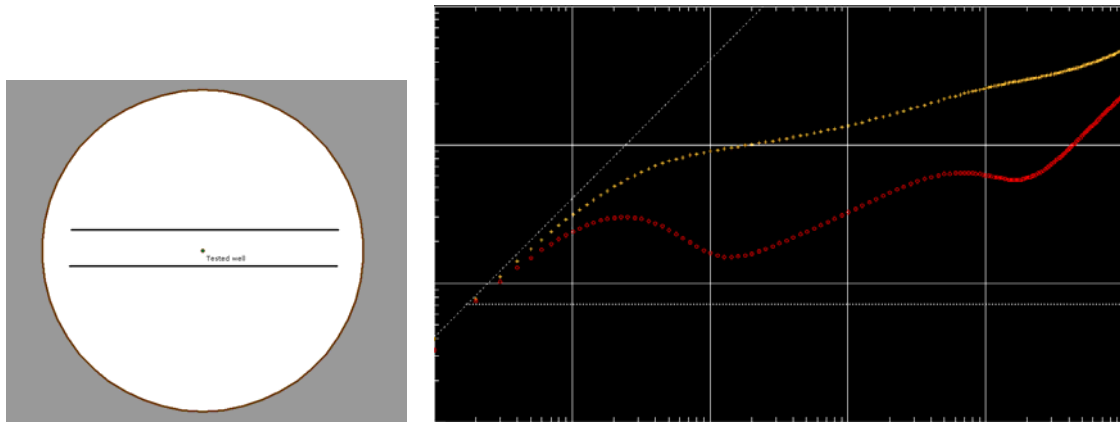


Рис. 11.D.1 - Круговой коллектор с двумя параллельными разломами, и его соответствующей численной палеточная кривая. Можно видеть переход от линейного течения, вследствие разломов, к режиму псевдоустановившегося состояния, возникающему из-за круговой границы.

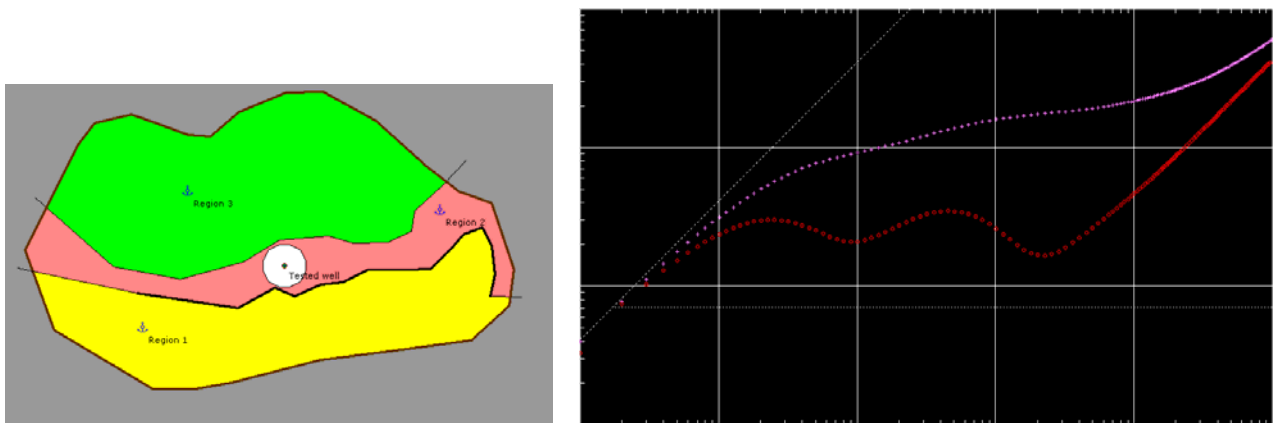


Рис. 11.D.2 – Комплексный композитный коллектор (3 зоны)

Разумеется, в данном применении получаемое численным методом решение основано на обычных допущениях и ограничениях для аналитических решений: однофазный поток слабосжимаемого флюида, постоянные свойства горной породы и др. Следовательно, это приводит к тем же приближениям и вероятно к тем же погрешностям (Рис. 11.D.3).

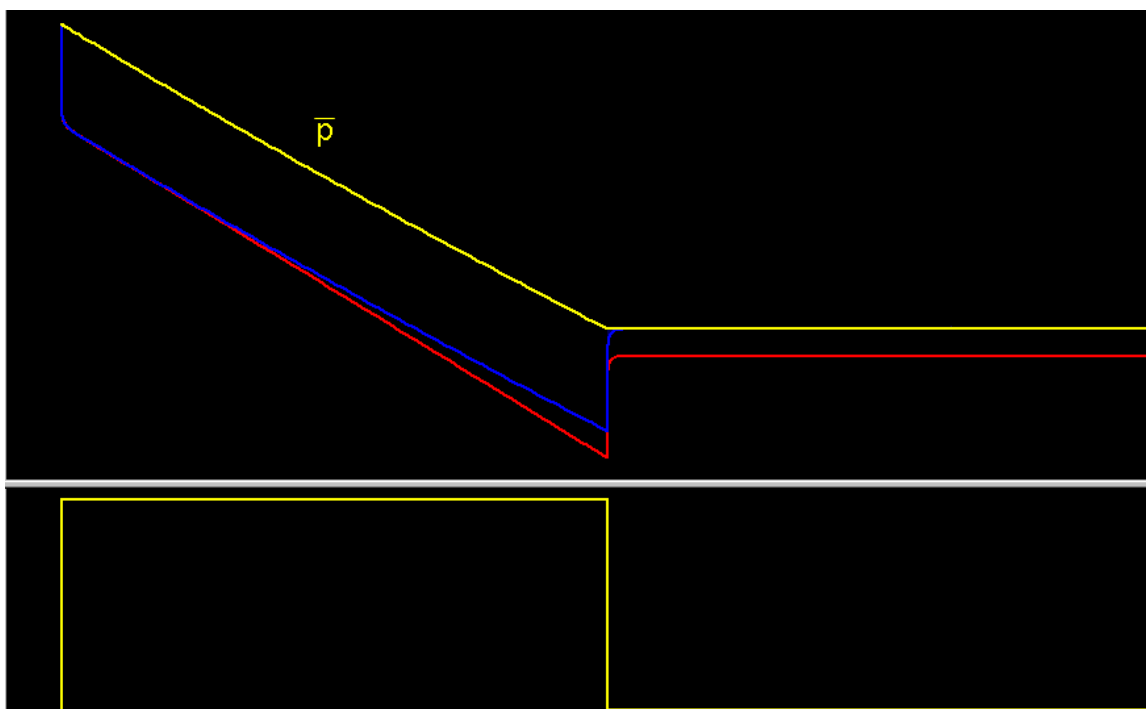


Рис. 11.D.3 - период КВД следом за периодом эксплуатации. Обе решения численные, но линейная кривая (красным цветом) не учитывает материальный баланс по газу, тогда как полное нелинейное решение (синим цветом) делает так: это согласование со средним давлением (желтым цветом).

11.D.2 Формулировка

Численное разрешение дифференциальных уравнений в частных производных, управляющих потоком флюида в коллекторах, заключается в замене этих уравнений уравнениями в конечных разностях, где пространство и время дискретизируются. В предыдущих параграфах мы наблюдали, как пространство дискретизируется в ячейках сетки и блоках сетки. Временная дискретизация подразумевает, что симулятор выдает не непрерывное решение (как, скажем, решение цилиндрического источника, рассчитываемого аналитическим способом для вертикальной скважины в бесконечном коллекторе), а вместо этого даст дискретный ряд давлений P при заданных шагах времени $\{t_1, \dots, t_N\}$.

Когда параметры коллектора (например, сжимаемость горной породы, проницаемость) и флюида (например, вязкость) могут считаться постоянными во времени, задача приобретает линейный характер: состояние коллектора во время t_i не зависит от искомым параметров, обычно это давление. Такое упрощение довольно значительно уменьшает уровень сложности и машинное (процессорное) время, которое требуется для численного решения заданной задачи.

Однофазный несжимаемый поток через однородную пористую среду Ω описывается законом Дарси и законом сохранения массы:

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \nabla P$$

$$- \operatorname{div}(\rho \vec{V}) = \frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t}$$

Рассматривая нанесение координатной сетки коллектора, материальный баланс ячейки (i) выражается в заданное время таким образом:

$$e_i = \sum_{j \in J_i} T_{ij} \cdot \lambda_{ij} \cdot (P_j - P_i) - \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{V_i \cdot \Phi_i}{B_i} \right) - q_i$$

Где e_i – разность материального баланса в ячейке (i), J_i – все ячейки, связанные с ячейкой (i), V_i – объем ячейки, а λ_{ij} – удельный коэффициент пропускания на связи (ij). Дополнительный член q_i относится к эвентуальному присутствию скважины в ячейке (i).

Это уравнение дискретизируется во времени. Поверх временного интервала $\Delta t = [t^n, t^{n+1}]$ можно записать:

$$e_i^{n+1} = \sum_{j \in J_i} T_{ij} \cdot \lambda_{ij}^{n+1} \cdot (P_j^{n+1} - P_i^{n+1}) - \frac{V_i}{\Delta t} \left[\left(\frac{\Phi_i}{B_i} \right)^{n+1} - \left(\frac{\Phi_i}{B_i} \right)^n \right] - q_i^{n+1}$$

Если мы примем, что коэффициенты в e_i^{n+1} не зависят от давления, то уравнение выше можно записать в понятиях $F(P)=0$, при

$$P = [P_1, P_2, \dots, P_N]^t \text{ и } F = [e_1, e_2, \dots, e_N]^t, \text{ где } P_i \text{ – давление в ячейке (i).}$$

Итеративные методы решения (BiCGStab, GMRES, и др...) объединяются с предобуславливающими матрицами (ILU, SSOR, и др...), чтобы решать эту линейную систему для P .

11.D.3 Моделирование композитных зон

Линейные численные модели не ограничиваются обработкой сложных границ и разломов. Есть возможность задавать области улучшенного или приведенного коэффициента гидропроводности и (или) упругоэластичности пласта без потерь машинного времени, поскольку в любом случае симулятор вычисляет удельные коэффициенты пропускания на каждом блоке сетки. Следовательно, возможно воспроизводить аналитические решения для композитных систем (Рис. 11.D.4) – и рассчитывать некоторые решения по композитным решениям, которые не так просто получить аналитическим способом (Рис. 11.D.5).

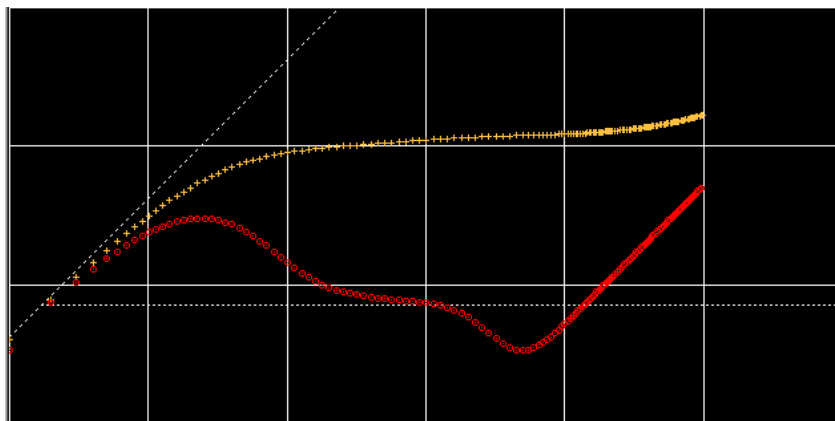
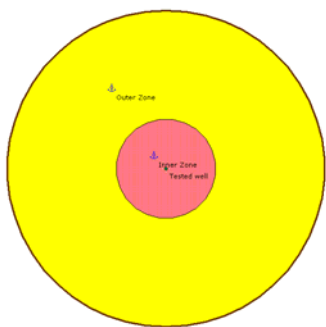


Рис. 11.D.4 - Численное решение для радиальной композитной системы в замкнутом круговом коллекторе. Наружная зона (желтым) цветом выражает более высокую гидропроводность.

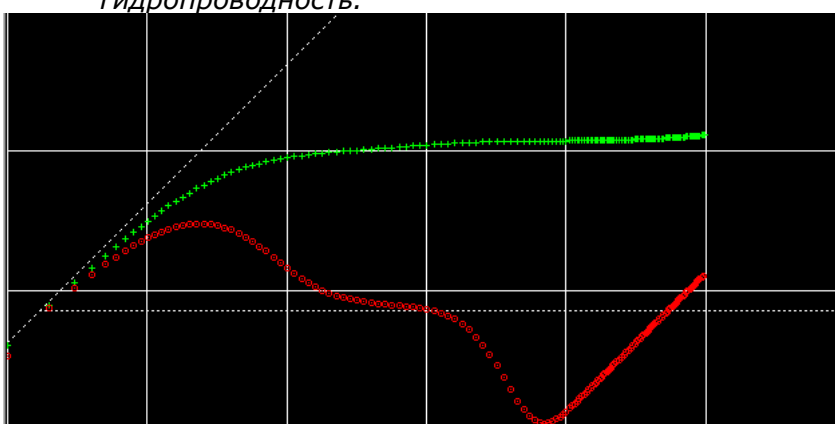
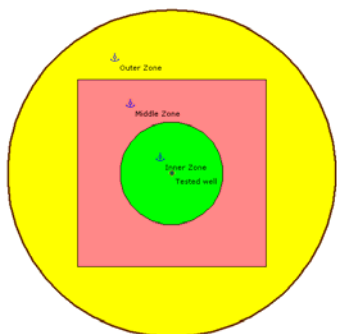


Рис. 11.D.5 - Теперь есть одна более композитная зона, для которой не существует простого аналитического решения при такой (нереалистичной) геометрии.

Композитные зоны особенно полезны для моделирования перехода между флюидами, такими как вода, вокруг нагнетательной скважины. Однако с точки зрения симулятор это чисто вопрос разных свойств горных пород, присваиваемых ячейкам сетки.

11.D.4 Использование полевых данных

Конечно есть возможность пройти на один шаг дальше и задавать конкретные свойства горных пород для каждой ячейки. К примеру, можно выполнять численное моделирование исходя из карт проницаемости и пористости, как показано на Рис. 11.D.6.

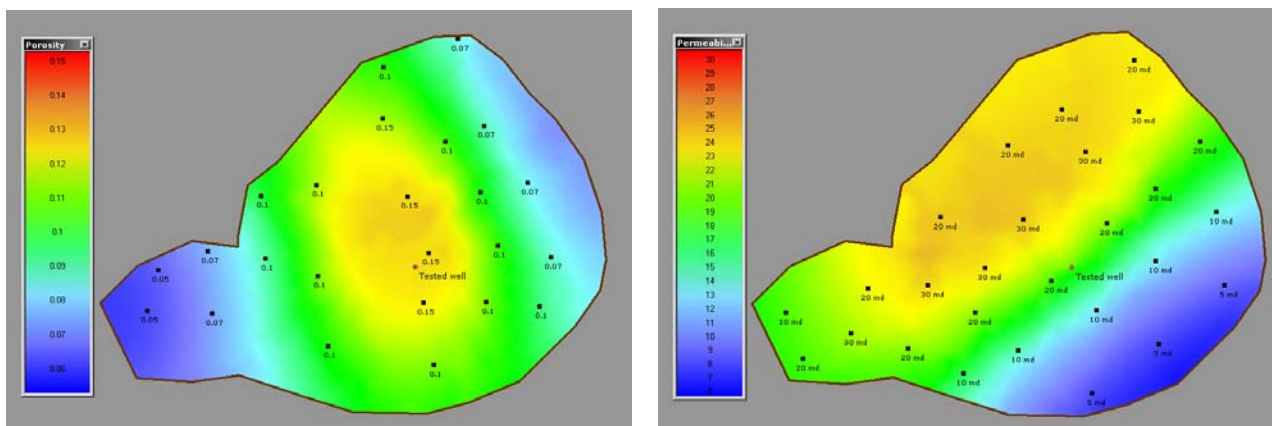


Рис. 11.D.6 - Интерполированные пористость (слева) и проницаемость (справа), и координаты точек для построения соответствующих карт.

Представление петрофизических свойств, изображенных на Рис. 11.D.6 есть конечный результат двумерной интерполяции исходных данных, представленных черными координатными точками.

В оболочке Ecrin доступны три алгоритма интерполяции:

- Взвешенное значение инверсного расстояния, где параметр степени n (как правило, $n = 2$) есть степень, на которую поднимается расстояние в процессе взвешивания. Чем ниже n , тем более ровной выглядит конечная интерполированная поверхность.
- Линейная интерполяция, где поверхность принимается как линейная по частям. В этом случае интерполяция выполняется по методу триангуляции Делоне.
- Алгоритм Криджинга (Kriging), где интерполированная поверхность получается из вариограммы (перевернутой ковариации), пригнанной к координатным точкам.

Три опции по их ведущим параметрам дают широкий спектр возможных результатов интерполяции, приведенных на Рис. 11.D.7.

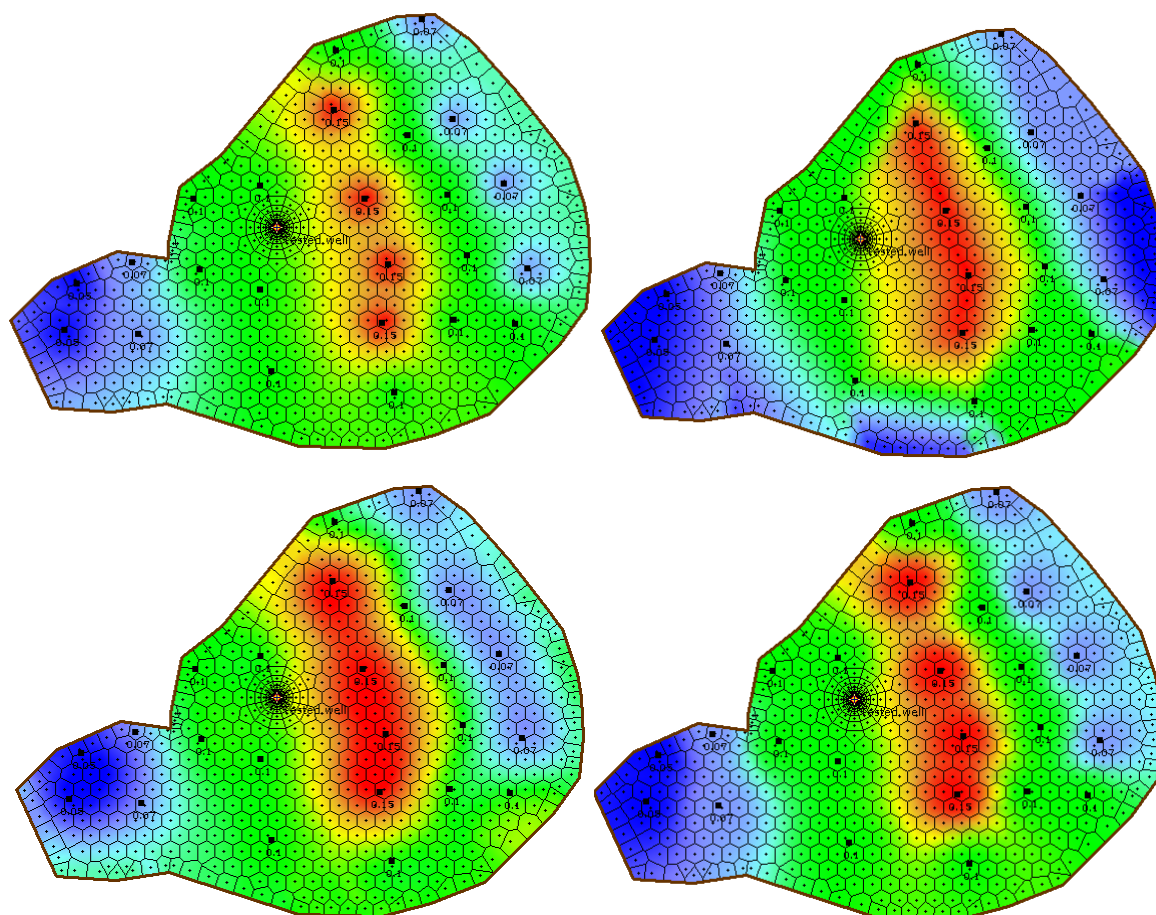


Рис. 11.D.7 – Четыре разных поля интерполяции, полученных из одинаковых исходных данных (пористость). От левого верхнего угла до правого нижнего: взвешивание инверсного расстояния ($n=2$), линейная интерполяция, криджинг с диапазона 1 500 футов, криджинг с меньшего диапазона 750 футов.

Подвергаемые интерполяции данные можно разбить на две категории: данные, влияющие на геометрию коллектора, такие как горизонты и мощность. И данные, описывающие свойства флюидов и горных пород. Касательно геометрии коллектора, в анализе результатов исследований скважин серьезную значимость представляет только мощность

слоя, поскольку гравитационные эффекты обычно не принимаются во внимание. При свойствах флюидов и горных пород основными интересующими условиями обычно являются пористость и проницаемость. Поля интерполяции для двух последних параметров радикально отличаются в одном отношении: средняя пористость коллектор легко вычисляется из значений полей интерполяции, однако отсутствует строгий подход для расчета средней проницаемости, эквивалентной полю проницаемости, такому как показан на Рис. 11.D.8.

Фактически, наилучшее приближение заключается в оценке средней эффективной проницаемости как результата численного моделирования. В таком случае линия совмещения по давлению на билогарифмическом графике больше не является исходной информацией, а есть результат моделирования. Эту линию совмещения по-прежнему можно перемещать вверх-вниз, если включить настроечный параметр k/k_{field} , т.е. глобальный множитель, применимый ко всему интерполированному полю проницаемости при проведении моделирования.

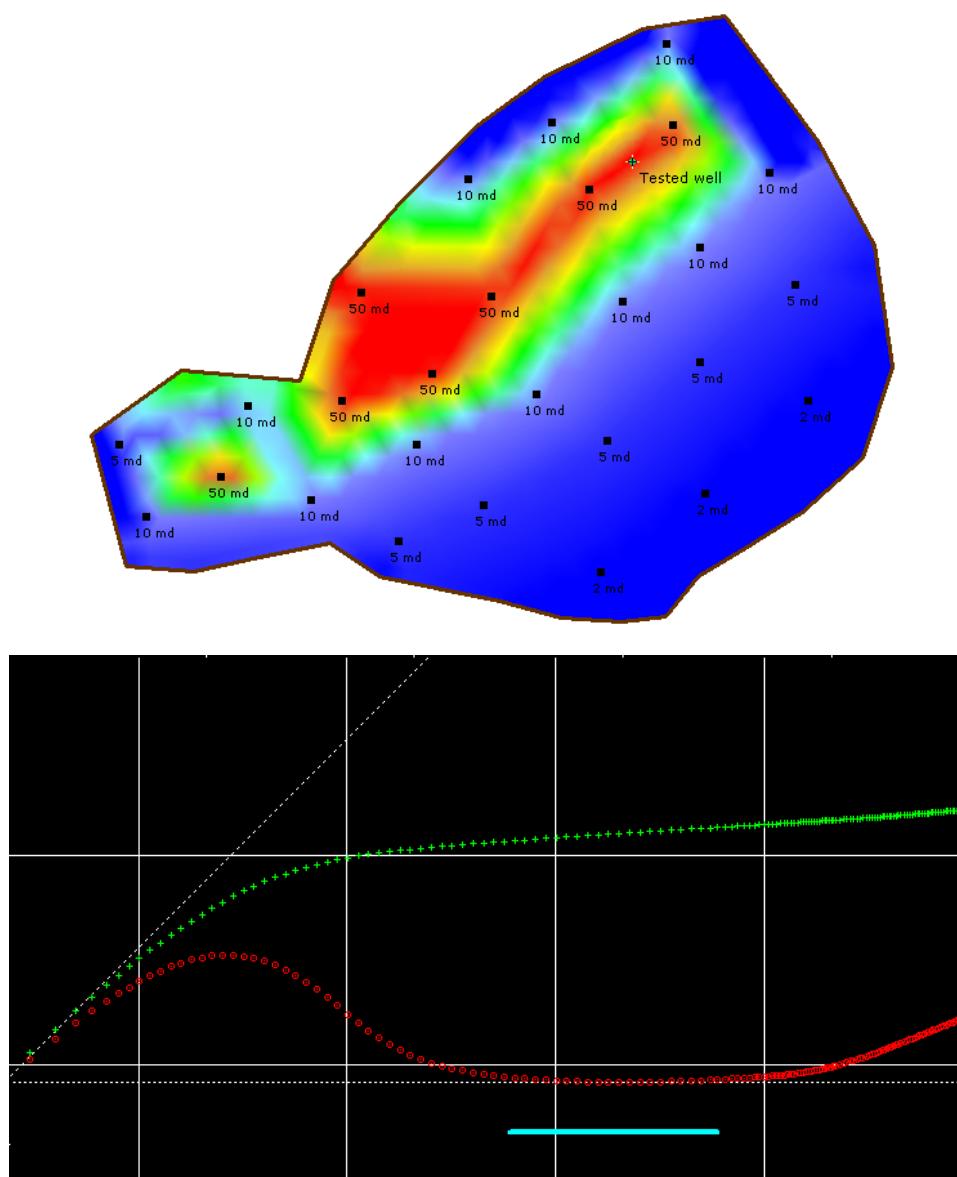


Рис. 11.D.8 – Поле проницаемости и соответствующее моделирование: хотя испытываемая скважина находится в канале 50 мД (красная зона на верхнем рисунке), эффективная симитированная проницаемость больше чем на 40% ниже (затем сравнение линии совмещения по давлению с синей линией IARF 50 мД).

11.D.5 Коллекторы с двойной пористостью

Численная модель может имитировать среду с двойной пористостью путем расщепления ячейки сетки на две: первая половина представляет трещину, а вторая – матрицу (материнскую породу). Каждая подъячейка занимает одинаковый геометрический объем и одинаковое место. Поэтому пересчет по регулярной сетке не затрагивается. В моделировании поровый объем и коэффициент пропускания каждой подъячейки трещины и матрицы рассчитываются с помощью модельного коэффициента упругости пласта (ω) и параметра межпорового потока (λ). Более того, подъячейка матрицы связывается только с соответствующей подъячейкой трещины. Иными словами, исходная модельная проницаемость k есть проницаемость трещины.

Ячейка коллектора, характеризуемая поровым объемом V и проницаемостью k , разделяется на подъячейку трещины f с поровым объемом V_f и подъячейку матрицы m с поровым объемом V_m . V_f и V_m рассчитываются из коэффициента упругости пласта ω :

$$V_f = V \cdot \phi \cdot \omega$$

$$V_m = V \cdot \phi \cdot (1 - \omega)$$

Где ϕ - пористость. Коэффициент пропускания T_{fm} между подъячейками трещины и матрицы определяется с помощью параметра межпорового потока λ :

$$T_{fm} = k \cdot \lambda \cdot \frac{V}{r^2}$$

Где r - характеристическая длина границы раздела матрица – трещина.

Чтобы подытожить, коллекторы с двойной пористостью в численных моделях можно описывать с параметрами, идентичными параметрам для аналитических решений. Мы можем пользоваться тем же основными методами для графической оценки ω и λ , как и в аналитической задаче, как показано на Рис. 11.D.9.



Рис. 11.D.9 – Оценка ω и λ путем выбора определения численной модели с двойной пористостью.

Численное поведение поведения двойной пористости можно совмещать с более сложными геометрическими построениями и неоднородностями, тем самым предоставляя гораздо больше гибкости в понятиях постановки задачи, чем можно обнаружить в аналитических решениях. Даже есть возможность рассматривать комбинацию разной заданной двойной пористости с разными композитными зонами, как показано на Рис. 11.D.10.

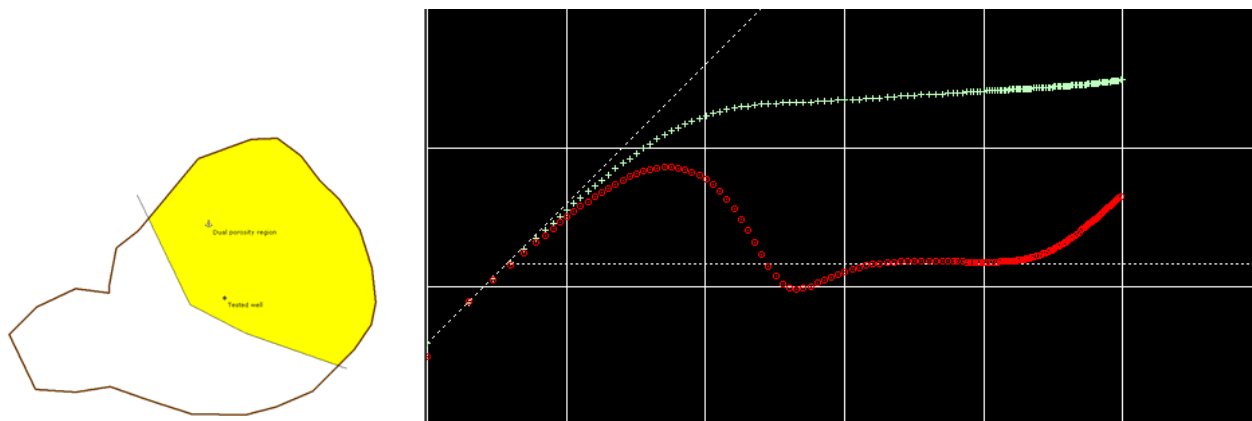


Рис. 11.D.10 – В качестве двойной пористости задается только желтая зона.

11.D.6 Моделирование анизотропии проницаемости

Когда задается анизотропия горизонтальной проницаемости, сетка Вороного внутренне деформируется (Рис. 11.D.11, сравнивать с Рис. 11.B.5). Однако, деформированная сетка больше не является сеткой Вороного, поскольку она не соблюдает ортогональное условие между сегментами блоков и гранями ячеек. Фактически, задача решается на эквивалентной изотропической сетке, изображенной на Рис. 11.D.12. Аналогичные ситуации и деформации сетки встречаются в случае вертикальной анизотропии и трехмерных модулей пересчёта по регулярной сетке.

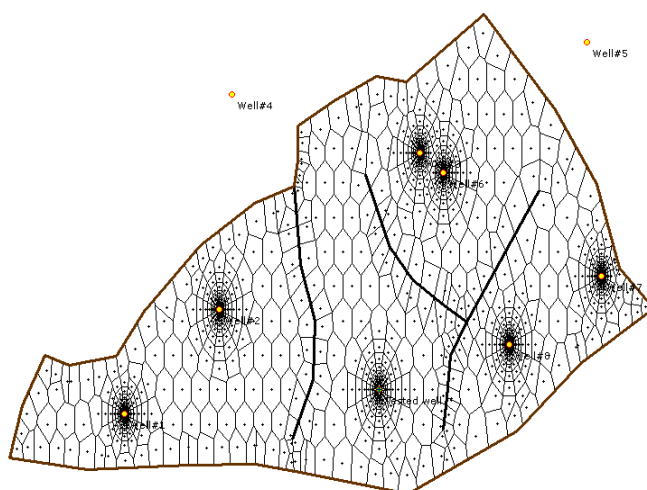


Рис. 11.D.11 – Сетка Вороного для анизотропного коллектора ($k_x/k_y=0,2$)

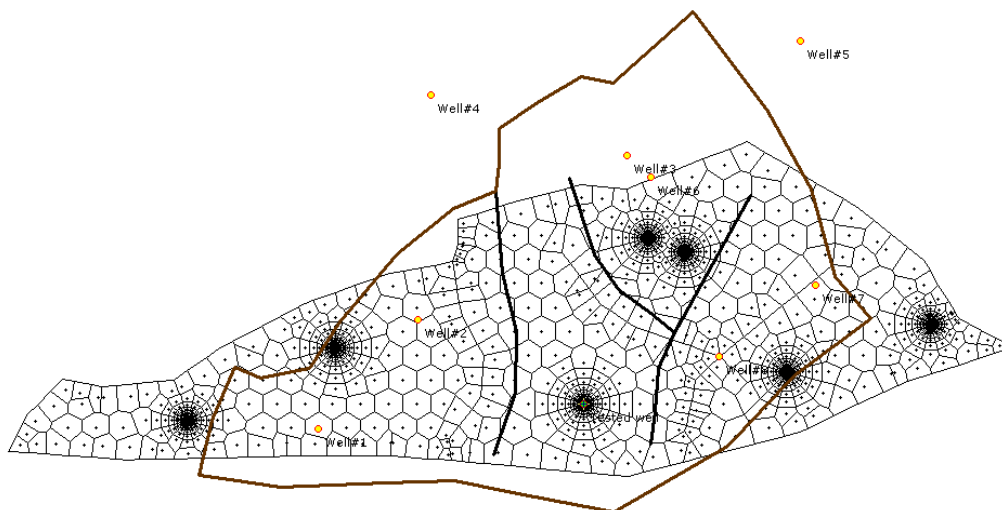


Рис. 11.D.12 – Эквивалентная сетка Вороного для анизотропного коллектора ($k_x/k_y=0,2$)

Чтобы подытожить, горизонтальная и вертикальная анизотропия влияют на фазу конструирования сетки, но другие шаги моделирования, такие как решаемая матричная система, остаются нетронутыми. Такая простая обработка возможно только при наличии постоянной анизотропии, то есть когда сетку можно полностью деформировать с помощью уникального тензора анизотропии.

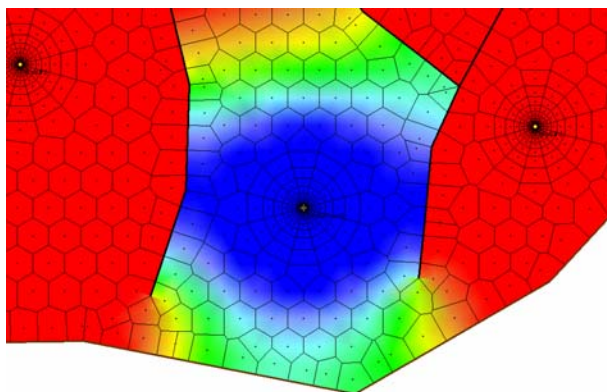


Рис. 11.D.13 – Поле давлений вокруг добывающей скважины, изотропный коллектор

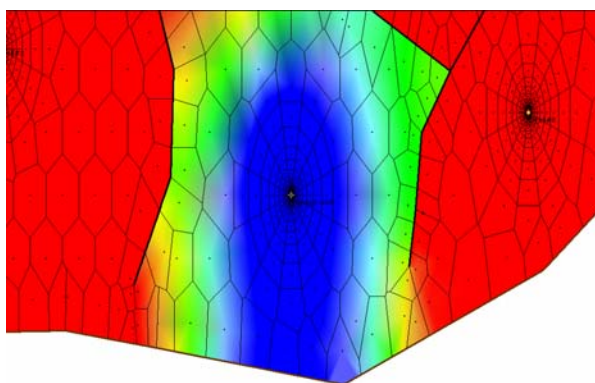


Рис. 11.D.14 – С соотношением анизотропии k_x/k_y 1/5.
Очевидно, что разломы видны в гораздо более поздний период, чем в изотропном случае.

11.D.7 Моделирование многослойных коллекторов (с поперечным потоком или без него)

Распространение численной модели на многослойные коллекторы можно выполнить очень простым способом, если мы ограничимся вертикальными скважинами, и если контур / разломы решаются как вертикальные скважины, пересекающие все слои идентично. В этом случае двумерную однослойную сетку нужно просто продублировать n -ное количество раз для n -ного количества слоев, как показано на Рис. 11.D.15.

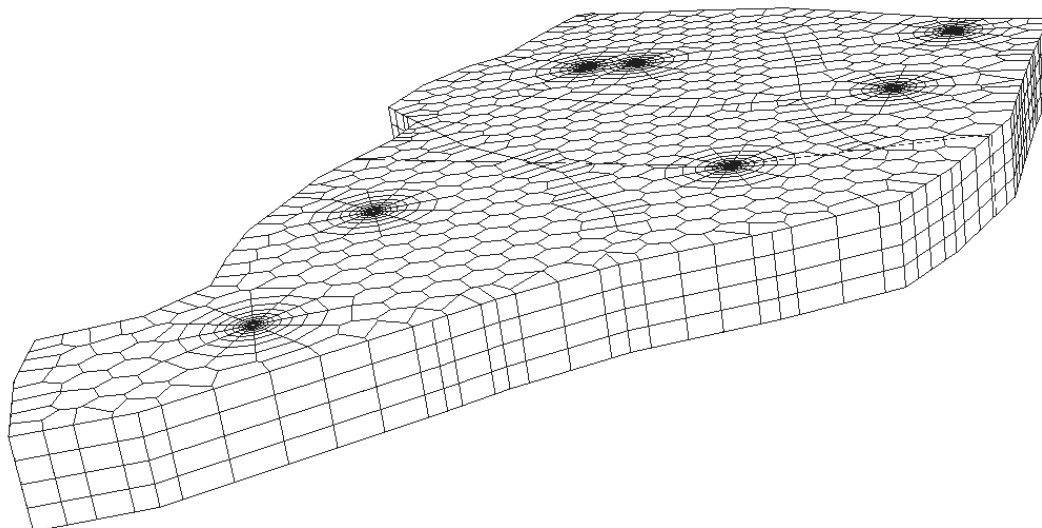


Рис. 11.D.15 – двумерная сборная сетка для имитации четырехслойной системы

Геометрия коллектора в некоторой степени держится в пределах такой конфигурации: слои нельзя отсоединять, а горизонты слоев постоянны. В принципе это ограничение приемлемо, пока имитируется однофазный поток без гравитационных эффектов. А так слоистые системы могут смешиваться без всякой гидродинамической взаимосвязи между слоями, либо между слоями возможны некоторые межпластовые перетоки, как показано на Рис. 11.D.16.

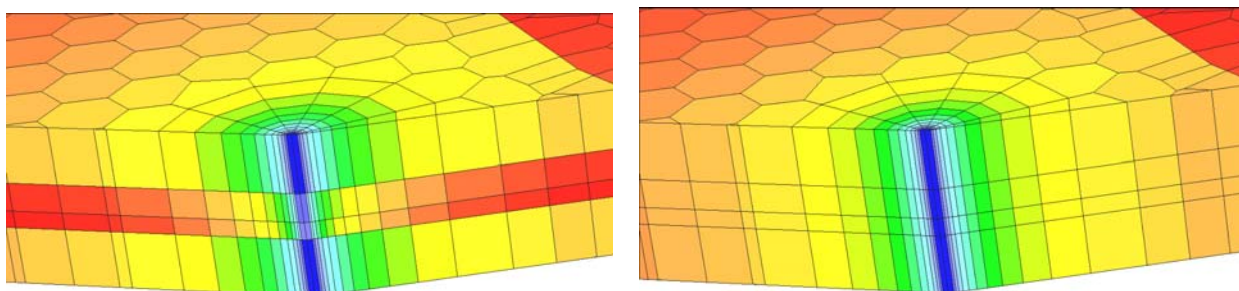


Рис. 11.D.16 – Поле давлений вокруг скважины, работающей в четырехслойной системе, без вертикальных поперечных потоков между слоями и с ними (справа и слева соответственно). Верхний и нижний слои определены с равной проницаемостью. Средние слои с более низкой проницаемостью.

Многослойные системы дают большую степень свободы относительно перфорации скважины. Вместо того, что перфорировать скважину по всему коллектору, возможно вскрывать индивидуальные перфорации каждого слоя (Рис. 11.D.17). Однако обратите

внимание, что при пересчёте по регулярной сетке в формате $2 \frac{1}{2}$ координат сферическое течение на раннем этапе, которое теоретически должно проявляться из-за частичного вскрытия, так не делает, поскольку заданная вертикальная проницаемость модели прилагается только на контакте между слоями. Слои сами по себе изотропны.

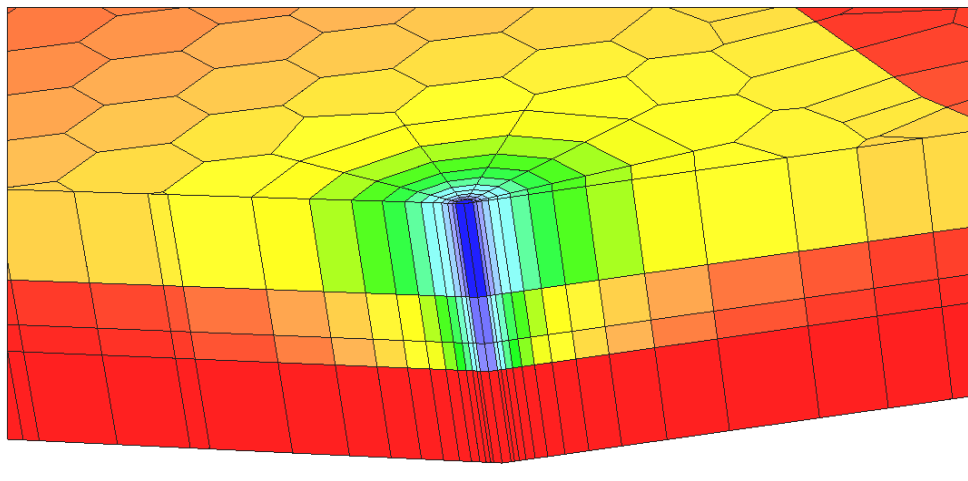


Рис. 11.D.17 – Поле давлений вокруг добывающей скважины в четырехслойной системе (совместно-раздельной эксплуатации)
Нижний слой не перфорирован (по сравнению с Рис. 11.D.16).

В многослойных имитациях также возможно рассчитывать и выдавать дебиты слоев по стволу скважины, т.е. вклад каждого отдельного слоя в покрытие затрат на забой. Этот выход особенно полезен в идентификации потенциальных поперечных перетоков в стволе скважины во время периодов закрытия, как изображено на Рис. 11.D.18.

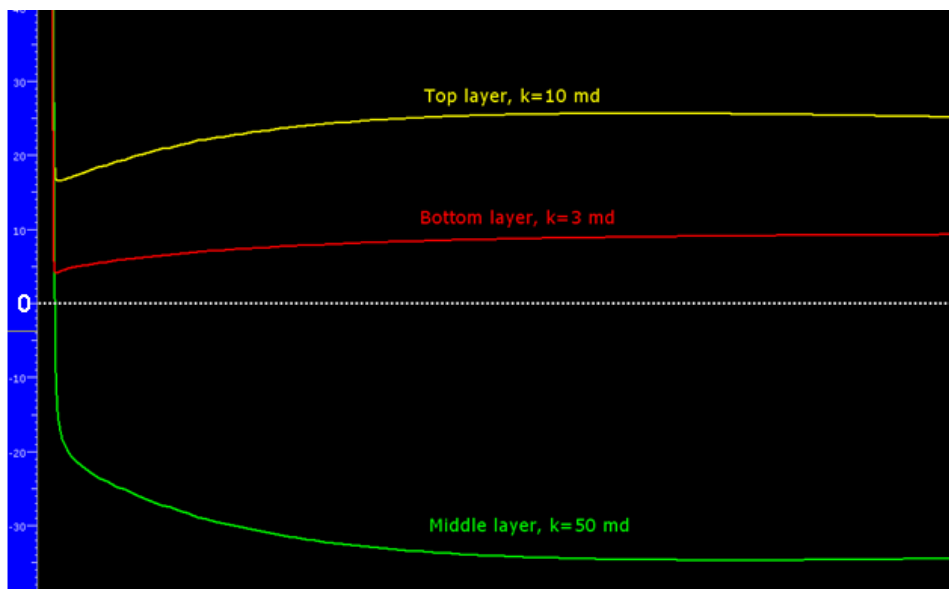


Рис. 11.D.18 – Трехслойная система, вклады слоев, симитированные на скважине в период КВД следом за периодом эксплуатации. Поскольку падение давления менее значимо в середине, высокая проницаемость, слой в конце эксплуатации, переток происходит в стволе скважины, пока давление не достигнет состояния равновесия.

11.Е Решение нелинейных задач

В ситуации, когда давления, а отсюда и временная зависимость коллектора и параметры флюида больше нельзя игнорировать, то подлежащая решению численная задача становится нелинейной. У нас нет другого выбора, как произвести итеративную линеаризацию этой нелинейной системы в рамках нелинейного алгоритма определения корня. В такой ситуации широко применяется прием Ньютона-Рафсона.

Если помните, дискретизированное уравнение материального баланса в ячейке (i) поверх интервала времени $\Delta t = [t^n, t^{n+1}]$ полученное в разделе 11.D:

$$e_i^{n+1} = \sum_{j \in J_i} T_{ij} \cdot \lambda_{ij}^{n+1} \cdot (P_j^{n+1} - P_i^{n+1}) - \frac{V_i}{\Delta t} \left[\left(\frac{\Phi_i}{B_i} \right)^{n+1} - \left(\frac{\Phi_i}{B_i} \right)^n \right] - q_i^{n+1}$$

Теперь система $F(P) = 0$ нелинейна, потому что компоненты в члене e_i^{n+1} зависят от давления. Это можно решать итеративным методом Ньютона-Рафсона, в котором линеаризованное приближение решения для нелинейное итерации можно записать как:

$$F^{l+1} = F^l + J \cdot \Delta P \quad \text{где} \quad J = \left[\frac{\partial F}{\partial P} \right] \text{ - матрица Якоби, а } \Delta P = (P^{l+1} - P^l).$$

Линеаризованную систему $P^{l+1} = P^l - J^{-1} \cdot F^l$ теперь можно решать для P^{l+1} , используя те же приемы, что и для линейного варианта.

На каждом шаге времени алгоритм Ньютона-Рафсона производит итерацию, пока не будет получен допустимый минимум. Так будет происходить до тех пор, пока следующая точка итерация не окажется слишком близко к текущему решению. В этом процессе машинное время четко зависит от искомой точности, как можно видеть по таблице ниже.

	Кол-во линейных итераций / шаг времени	Погрешность материального баланса (%)	Машинное соотношение ЦП
Линеаризованная задача (m(p))	14	--	0.9
Остаточное нелинейное =1E-3	14.5	5.0E-12	1
НЛ, остаточное =1E-5	15.5	1.8E-12	1
НЛ, остаточное =1E-8	30	1.1E-12	3
НЛ, остаточное =5E-9	102	1.5E-14	13.4

Цифры выше были получены моделированием одиночной газодобывающей скважины в прямоугольном однородном коллекторе. Сравнивались разные сеансы: линейный случай, где симулятор решает задачу, сделанную линейной после введения псевдадавлений, и четыре нелинейных случая с возрастающими ограничениями по признаку сходимости нелинейной петли (остаток). Нелинейная петля вводит в этом примере только небольшую надбавку, поскольку задача остается немного нелинейной. Особенно потому, что

зависимость соотношения давление-объем-температура для газа по переменной давления остается относительно ровной. В параграфах ниже будет представлено, что дополнительное машинное время может быть гораздо значимее, когда вводятся сильные нелинейности. Также можно продемонстрировать, что подгонка признака сходимости к очень малым величинам особенно бесполезна. Единственный эффект заключается в разворачивании машинного времени, для небольшого прироста точности перед достижением предела машины.

11.Е.1 Течение, не подчиняющееся закону Дарси

Также см. подраздел 9.А.6.

Уравнение Дарси достоверно только для ламинарного потока, но в некоторых ситуациях течение флюида в коллектора может становиться турбулентным. Например, в коллекторе поблизости от высокодебитных газодобывающих скважин. В гидромеханике переход от ламинарного режима течения к турбулентному характеризуется числом Рейнольдса Re :

$$Re = \frac{\rho v L}{\mu} = \frac{\text{Inertial forces}}{\text{Viscous forces}}$$

Ламинарный поток возникает при низком числе Рейнольдса ($Re < 2000-3000$), и в этом случае режим движения флюидов постоянный и плавный. Когда преобладают силы инерции ($Re > 4000$), поток флюидов становится турбулентным, приводя к беспорядочным завихрениям и другим колебаниям.

Поскольку турбулентность обычно возникает вблизи скважин, то классическим способом решения является включение параметра псевдоскина D , чтобы суммарный скин-эффект S приобретал следующий вид: $S' = S_0 + Dq$, где q – дебит скважины. Такой упрощенный подход, конечно, можно использовать в численных имитациях как есть. Однако численное моделирование позволяет включать эффекты течения, не подчиняющегося закону Дарси, на верхнем уровне, посредством введения коэффициента Форхгеймера β в обобщенном уравнении Дарси.

Классический закон Дарси:

$$-\nabla P = \frac{\mu}{k} \cdot \vec{u}$$

подменяется его обобщенной формой:

$$-\nabla P = \frac{\mu}{k} \cdot \vec{u} + \beta \cdot \rho \cdot |\vec{u}| \cdot \vec{u}$$

В которой β есть коэффициент Форхгеймера. β обладает размерностью L^{-1} , которая есть m^{-1} в системе единиц СИ. Если ввести понятия скорости Дарси u^D (грубо говоря, скорость, задаваемая ламинарным потоком) и скорости не Дарси u , мы можем получить следующую взаимосвязь:

$$u = f^{ND} u^D \quad \text{при} \quad f^{ND} = \frac{2}{1 + \sqrt{1 + 4 \cdot \beta \cdot k \cdot \lambda \cdot u^D}}$$

Где k – проницаемость, а $\lambda = \rho/\mu$ – инверсия кинематической вязкости флюида.

По существу можно показать, что оба подхода (псевдоскин и коэффициент Форхгеймера) эквиваленты, когда кинематическая вязкость флюида (μ/ρ) поддерживается на постоянном уровне. На практике обе подхода дают относительно сопоставимые результаты (Рис. 11.Е.1).

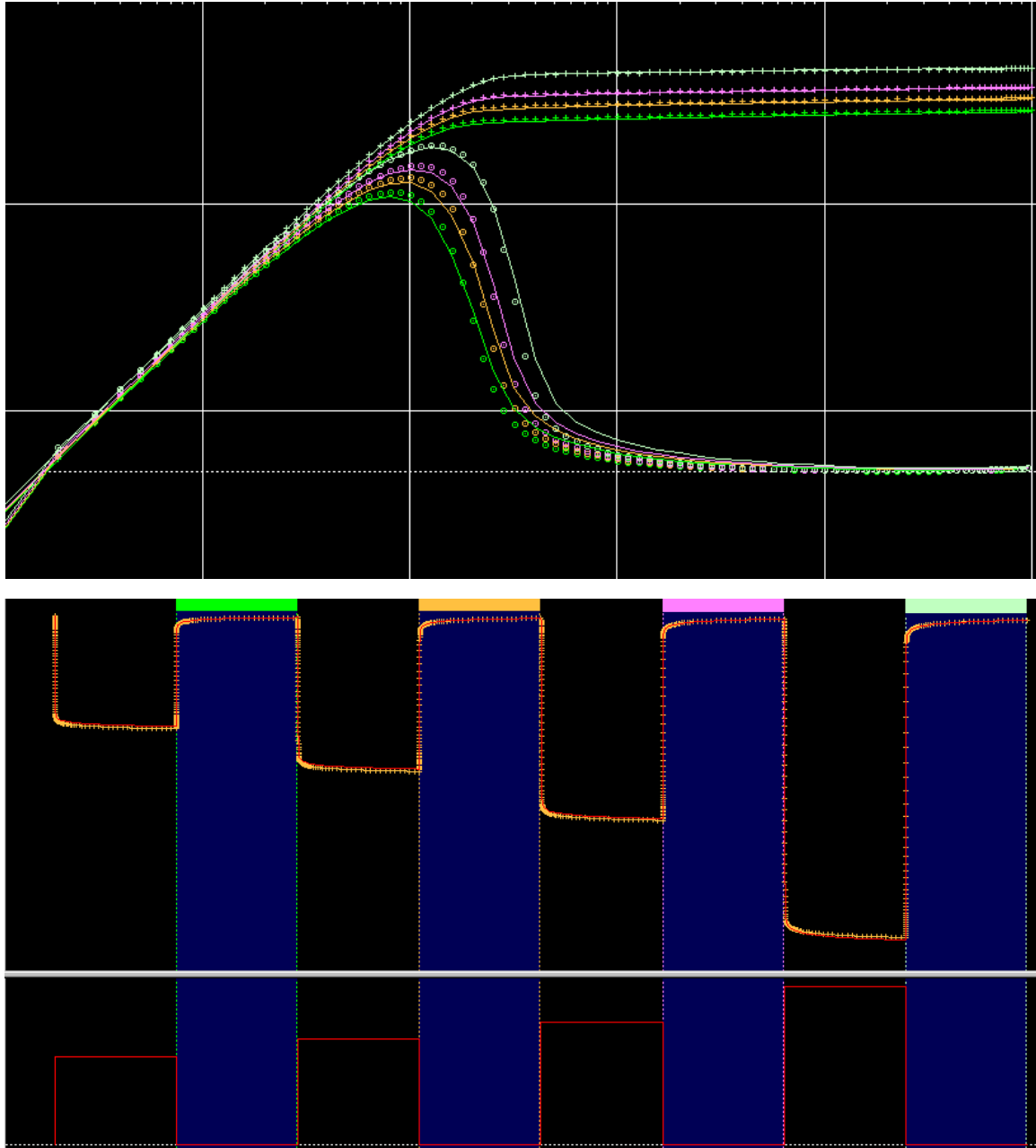


Рис. 11.Е.1 – Течение, не подчиняющееся закону Дарси, вокруг газодобывающей скважины, последовательные периоды КВД следом за периодами эксплуатации с постоянными и увеличивающимися дебитами. Точки и пересечения имитируются с помощью уравнения Форхгеймера, в то время как гладкая кривая получается с помощью эквивалентного псевдоскин-фактора D .

Однако бывают ситуации, в которых псевдоскин-фактор D приводит к отчасти неполному моделированию задачи, и лучше заменить его на обобщенное уравнение Дарси. Течение, не подчиняющееся закону Дарси, в трещине конечной удельной проводимости иллюстрируется на Рис. 11.Е.2.

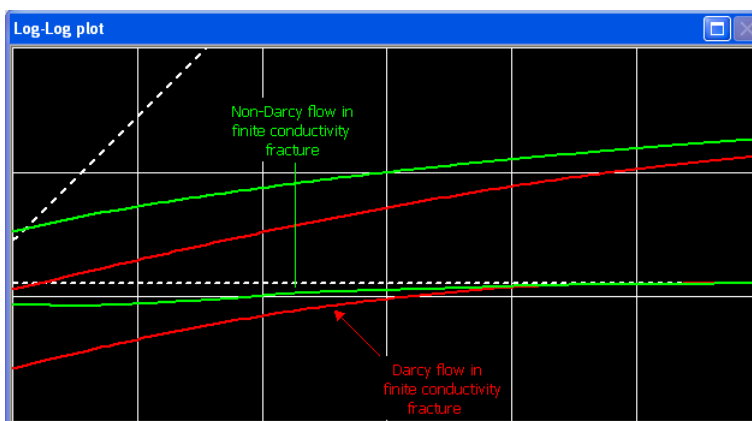


Рис. 11.Е.2 – Течение, не подчиняющееся закону Дарси, в трещине

11.Е.2 Поток с водой и углеводородами (нефть или газ)

Численный симулятор не ограничивается однофазным потоком. Мы рассмотрим ситуации с негазированной нефтью + водой и сухим газом + водой без фазового обмена между компонентами, без растворенного газа в нефтяной фазе, без испаренной нефти в газовой фазе. Капиллярные давления отбрасываются.

В этом случаи значения относительной проницаемости не должны вводиться, а суммарная гидропроводность обретает вид:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \left(\frac{k_p}{\mu_p}\right) + \left(\frac{k_w}{\mu_w}\right) = k \cdot \left(\frac{k_{rp}(S_w)}{\mu_p} + \frac{k_{rw}(S_w)}{\mu_w}\right)$$

Где p относится к нефти и газу, а S_w – водонасыщенность. В отличие от исходных допущений, которые надо делать в аналитических методах (Перрена), водонасыщенность не сохраняется постоянной во времени или в пространстве. Кривые относительной проницаемости задают области фазовой гидропроводности, как представлено на Рис. 11.Е.3 ниже.

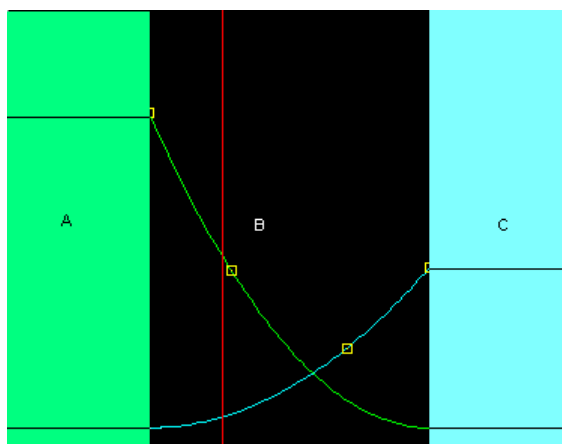


Рис. 11.Е.3 – кривые относительной проницаемости нефти (зеленая) и воды (синяя). В области насыщения (А) вода не отличается подвижностью, и достигается максимальная относительная проницаемость нефти.
В области (С) нефть не отличается подвижностью.

Следовательно, стабилизация производной на билогарифмическом графике зависит не только от объемной проницаемости, но и от значений динамической фазовой гидропроводности, вызванных искажением флюидонасыщенности. Давайте рассмотрим пример водонагнетательной скважины в нефтяном коллекторе (Рис. 11.Е.4): на стадии нагнетания линия совмещения давления исходит из суммарной гидропроводности с максимальной водонасыщенностью, так как мы закачиваем только воду. На резком падении однако наблюдаются разные значения эффективной проницаемости, вызываемые изменениями водонасыщенности. Это случай при минимальном расстоянии от скважины и минимальном отдалении к коллектору. Эффективная двухфазная гидропроводность может принимать значения в диапазоне от минимальной водонасыщенности (зеленая линия) до максимальной водонасыщенности (синяя линия).

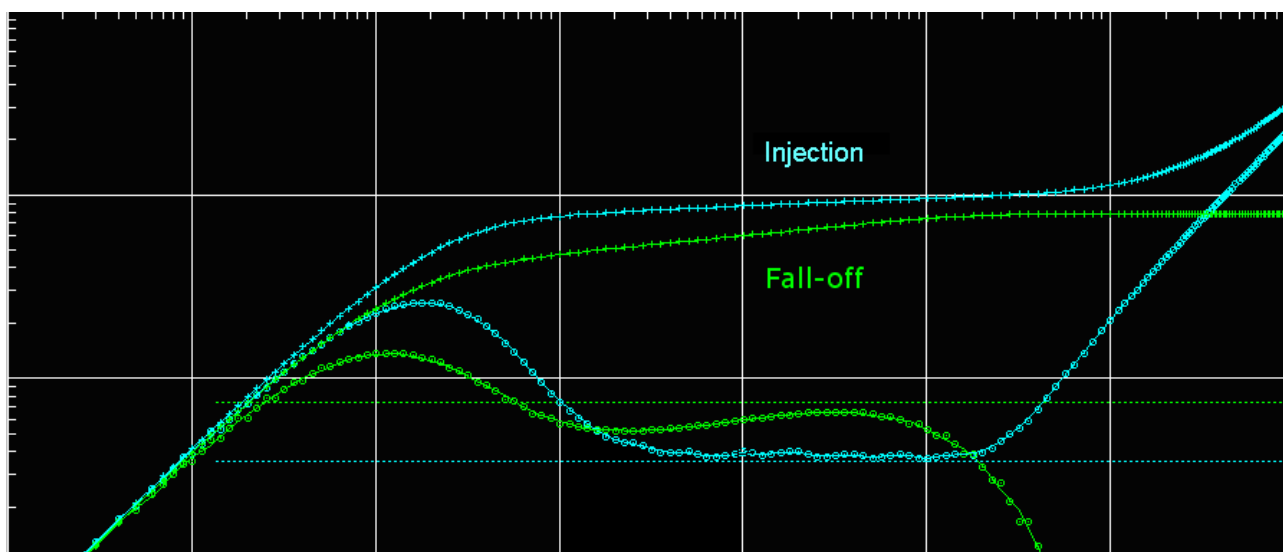


Рис. 11.Е.4 – Резкое падение после периода закачки воды в нефтяном коллекторе

11.Е.3 Несцементированные пласты

В несцементированных пластах пористость и проницаемость зависят от внутреннего напряжения пласта. При отсутствии горного изостатического давления это напряжение прямо связано с разностью между внешним и внутренним давлением флюида, поэтому мы можем моделировать пористость и проницаемость как убывающие функции происходящего в коллекторе падения давления ($P_i - P$). То есть с истощением коллектора происходит снижение пористости и проницаемости (Рис. 11.Е.5).

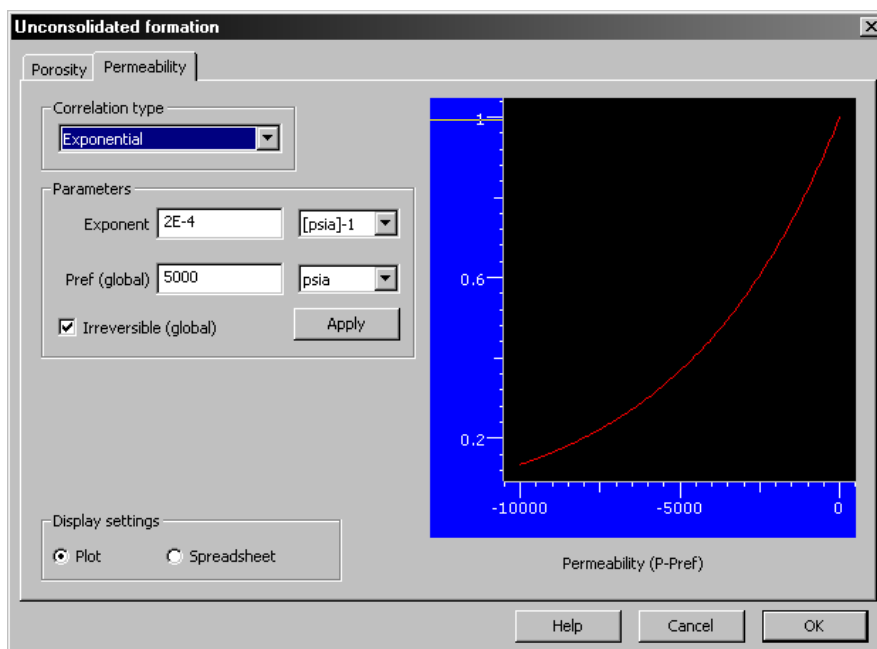


Рис. 11.Е.5 – Определение функции $k(P-P_i)$ для нецементированного пласта

В изотропном, линейном, упругом коллекторе мы моделируем деформацию пород посредством взаимозависимости между пористостью, проницаемостью и средним внутренним напряжением σ_m :

$$\phi = \phi_0 \cdot (1 - a \sigma_m)$$

$$k = \begin{cases} k_0 \cdot (1 - b \sigma_m) & (1) \\ k_0 \cdot \exp(-b \sigma_m) & (2) \\ k_0 \cdot \left(\frac{\phi}{\phi_0}\right)^n & (3) \end{cases}$$

Где k определяется уравнением (1), (2) или (3) в зависимости от типа горной породы. В отсутствии горного изостатического давления мы вводим следующую взаимозависимость между σ_m и падением давления $P_i - P$:

$$\sigma_m \equiv \frac{1}{3}(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z) = (P_i - P)$$

Отсюда k и ϕ напрямую связаны с падением давления $P_i - P$.

Снижение пористости и проницаемости может быть обратимым либо нет, в том плане, что модель может разрешить (или нет) моделируемому параметру восстанавливать свое первоначальное значение, когда происходит убывание падения давления (Рис. 11.Е.6).

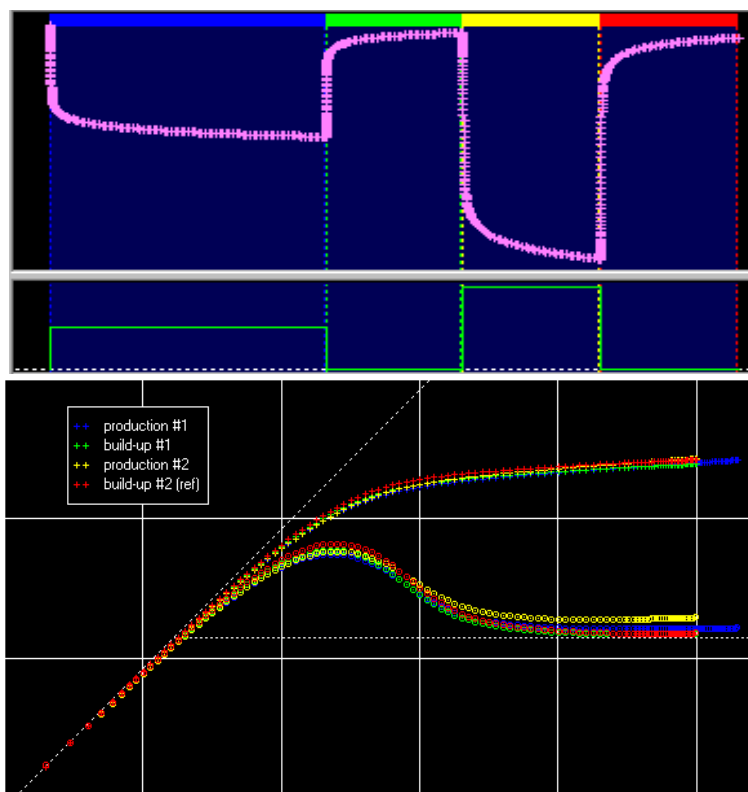


Рис. 11.Е.6 – Моделирование двух последовательностей периодов эксплуатации и КВД в нецементированном коллекторе: эффективная проницаемость ниже во время двух стадий эксплуатации (синий и желтый), проницаемость возвращается к своему первоначальному значению во время периода КВД, поскольку модель является обратимой.

Введение зависимости давления от пористости и проницаемости делает задачу сильно нелинейной. В результате становится неудобно ею пользоваться и ее интерпретировать, учитывая сложности в сборе достоверных данных для построения кривых $\phi(\Delta P)$ и $k(\Delta P)$ и сильную зависимость симитированного давления от этих кривых. Погрешность в 5% на $k(\Delta P)$ легко может вызвать погрешность в 50% на симитированном давлении.

11.Е.4 Как насчет трехфазного потока?

Численное моделирование для анализа результатов исследования скважины почти идентично классическим симуляторам коллекторов, за тем исключением, что модели приходится имитировать на гораздо меньшей шкале времени, т.е. речь идет о минутах и секундах, а не о днях. Их также приходится просматриваться на билогарифмическом графике, чтобы изучать посредством «увеличительного стекла» производной Бурдэ.

При имитации задач трехфазного потока мы достигаем пределов наших сегодняшних возможностей в плане численного моделирования результатов исследований скважин. Определяющие уравнения и методологии решений хорошо известны, и в сущности трехфазный поток есть просто расширение задач для дегазированной нефти и воды или сухого газа и воды, которые уже нами описаны. К сожалению, возникает одна непредвиденная проблема, как можно увидеть на Рис. 11.Е.7.

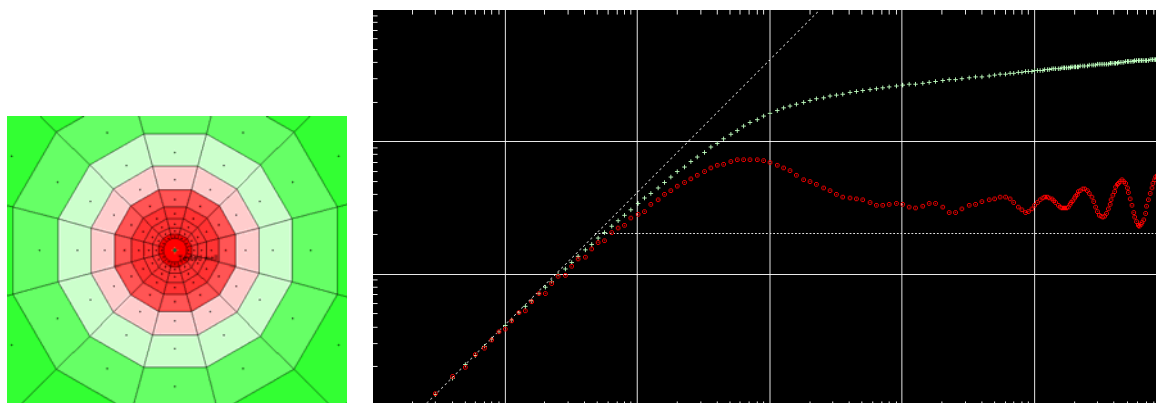


Рис. 11.Е.7 – Моделирование добывающей скважины в насыщенном нефтяном коллекторе: слева: газонасыщенность в конце период добычи, справа: итоговая имитация на графике в двойном логарифмическом масштабе.

В приведенном выше примере неустойчивое поведение полулогарифмической производной вызывается последующим появлением свободного газа, ячеистое кольцо за кольцом, вокруг скважины, когда происходит истощение, а давление ячейки падает ниже точки насыщения флюида. Такое появление контролируется не относительной удельной проницаемостью (свободный газ может появиться до достижения достаточно высокой насыщенности для обеспечения подвижности), а термодинамическим равновесием. Последующие кольца ячеек могут заполняться свободным газом в пределах нескольких временных шагов, тем самым значительно изменяя эффективную проницаемость, и, следовательно, вызывая неустойчивое поведение на билогарифмическом графике.

К сожалению, изменения размера ячеек сетки недостаточно для устранения проблем. При этом меняется только частота «горбов» и «выступов» на билогарифмическом графике.

11.Е.5 Изменение увязок со скважинами

При численном моделировании сочетание увязок со скважинами с постоянным дебитом и постоянным давлением становится относительно прямолинейным. Есть возможность накладывать ограничительное условие давления дополнительно к цели дебита. Это ограничительное условие принимает форму интервала давления, в пределах которого должно оставаться симитированное давление на стенках забоя скважины, как показано на Рис. 11.Е.8. Нижнего предела интервала давления могут достигать добывающие скважины, в то время как верхнего предела могут достигать нагнетательные.

Parameter	Value	Unit
X	0	ft
Y	0	ft
Rw	0.3	ft
Pwf min	1500	psia
Pwf max	10000	psia

Рис. 11.Е.8 – По всей своей динамике добычи давление скважины должно оставаться выше 1 500 psia ('pwf мин') и ниже 10 000 psia ('pwf макс').

Когда достигнуты ограничивающие значения давления, скважина переключается с эксплуатации, контролируемой по дебиту, на режим, контролируемый по давлению. Она может возвращаться обратно к режиму, контролируемому по дебиту, когда симитированное давление повторно входит в дозволённые пределы. Такой случай представлен на Рис. 11.Е.9: во время первой стадии эксплуатации давление скважины достигает минимума и переключается на режим с постоянным давлением. Позднее она возвращается к режиму с переменным дебитом.

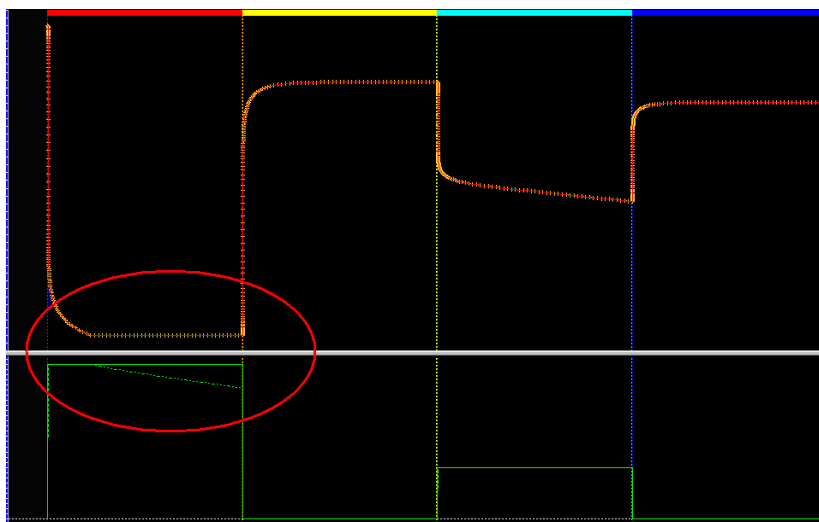


Рис. 11.Е.9 – Минимальное ограничивающее давление достигается во время первого периода эксплуатации

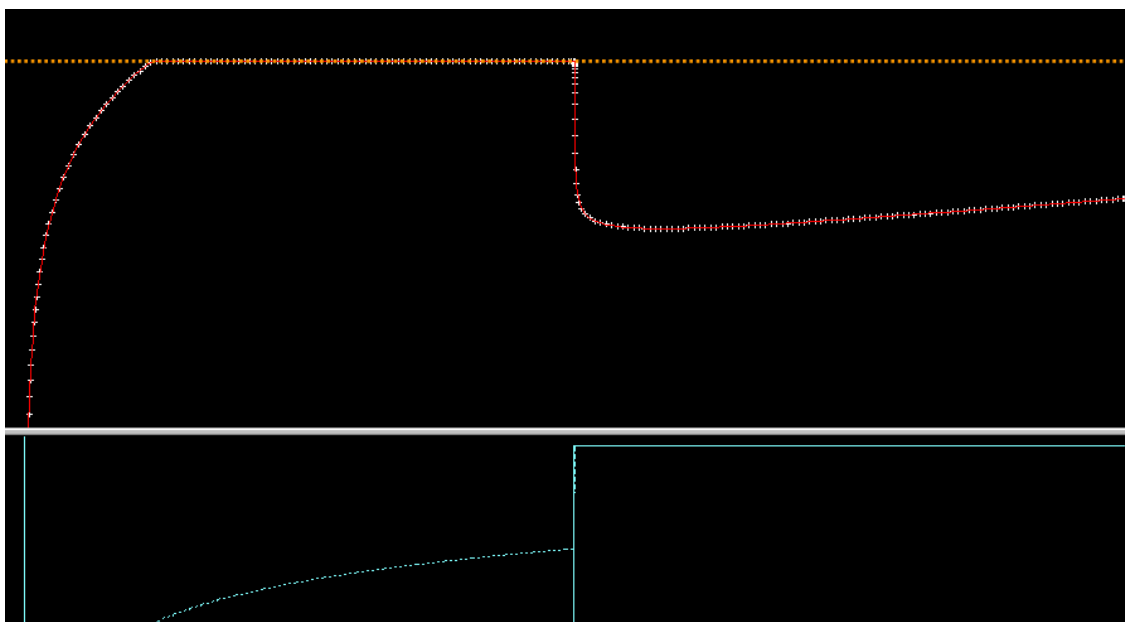


Рис. 11.Е.10 –

Эта водонагнетательная скважина достигает своего максимального давления (оранжевая пунктирная линия), а затем переключается на режим нагнетания с постоянным давлением. Позже запланированный расход нагнетания снижается, и скважина может снова переходить на режим нагнетания с постоянным дебитом (расходом).



Эта глава во многих отношениях связана с опциями, выбираемыми КАППА для обработки данных стационарных глубинных манометров (СГМ). Ее можно порой рассматривать больше своего рода как руководство пользователя по программному обеспечению, в данном случае программам Diamant и Diamant Master, чем технический справочник. Однако метод сложно отделить от выполнения, и соответственно отделить выполнение от использования ПО. Или сформулируем по-другому: программные опции разработаны и видоизменены для разрешения технических проблем, с которыми мы постоянно сталкиваемся.

12.А Что могут принести данные СГМ

Историческими первопроходцами во вводе СГМ в действие были крупные нефтегазовые компании, которые желали внедрить систему наблюдения за коллекторами в режиме реального времени на нескольких скважинах с высокими профилями или проектах разработки месторождений. Применение СГМ постоянно растет. Однако к 2006 году они были распространены крайне неравномерно от одной страны к другой и одной нефтегазовой компании до другой.

Тем не менее тенденция кажется необратимой. Цена единицы падает, а степень надежности растет, и стоимость установки стационарного манометра на новой эксплуатационной скважине теперь маргинальна в сравнении с общей стоимостью новехонькой скважины.

Еще до спуска в скважину, СГМ уже проданы ради цели наблюдения за коллектором и желания узнать, что происходит в режиме реального времени. Любое дополнительное использование этих данных, как представлено в настоящей главе, можно рассматривать как глазурь на торте, хотя ряд дополнительных шагов предпринимается для сбора, запоминания и поиска данных, чтобы удовлетворять наши нужды.

Интерес в данных СГМ идет далеко за пределы простого познания давления и температуры в любой заданный момент времени. Комбинация периода эксплуатации скважины, когда он известен, и этих данных о давлении есть отличный кандидат для главным образом двух видов анализа и для распределения дебитов в режиме реального времени. На Рис. 12.А.1 представлен типичный массив данных о замерах стационарным глубинным манометром. Период охватывает примерно три месяца. При скорости сбора в одну точку каждые пять секунд это соответствует порядка 1 500 000 точек необработанных данных.

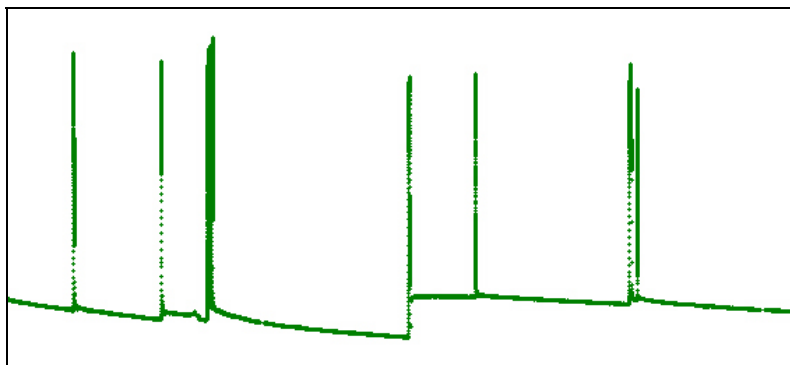


Рис. 12.А.1 – Пример данных стационарного глубинного манометра. Три месяца сбора данных – график зависимости давления от времени

Эти данные несут в себе два типа информации:

Каждый максимум (пик) на данных представляет период закрытия. На Рис. 12.А.2 представлена расширенная версия одного из этих максимумов. Если у нас есть достаточное представление о рабочих дебитах, что само по себе может оказаться под вопросом, каждый пик является отличным кандидатом для Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации (РТА). Потенциально это эквивалентно свободному, но не спланированному исследованию скважины. Кроме того, сравнение эти последовательные периоды КВД во времени даст информацию о том, как развивались скважина и коллектор в пределах зоны дренирования скважины между этими периодами КВД.

Для того чтобы получить надежное последнее значение динамического давления и анализировать ранний этап времени каждого КВД, мы пользуемся минимальными шагами времени, т.е. максимальной достижимой частотой, на повторяющихся, но относительно кратких интервалах времени.

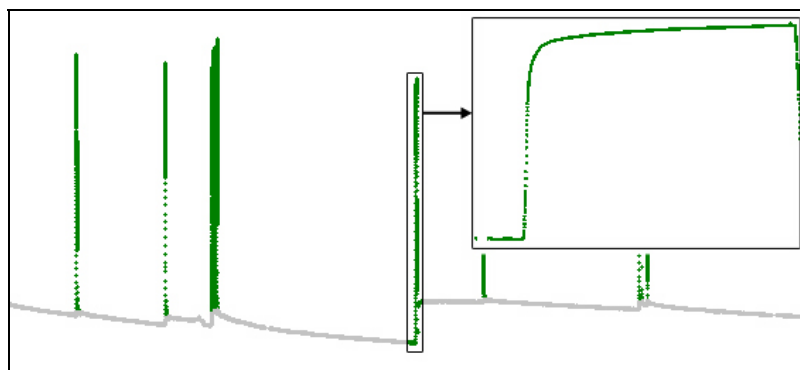


Рис. 12.А.2 – Пример данных стационарного глубинного манометра. Сигнал высокой частоты для Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации.

С другой стороны, на Рис. 12.А.3 мы не обращали внимания на пики, а сосредоточились на рабочих давлениях, таких как сигнал низкой частоты по целому интервалу времени замеров стационарным манометром. Эти давления, в сочетании с рабочими дебитами, можно использовать для Анализа добычи (РА), если, опять же у нас есть некоторое представление о периоде эксплуатации скважины.

Для того чтобы пользоваться этими данными, нам нужно произвести низкочастотное извлечение рабочего давления за относительно большой интервал времени.

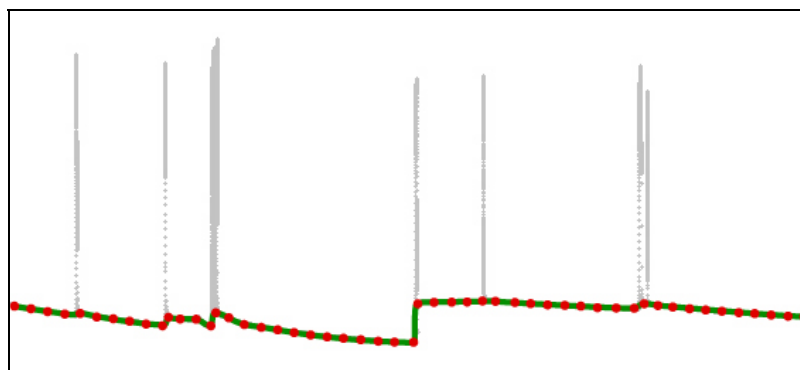


Рис. 12.А.3 –

Пример данных стационарного глубинного манометра. Сигнал низкой частоты для Анализа добычи.

12.В Вопросы к данным СГМ

Все это замечательно, почти слишком красиво, чтобы быть правдой. А подвох вот в чем: задействована огромная масса информации.

Двойное использование данных стационарных манометров, представленное в предыдущем параграфе и развиваемое далее по тексту настоящей главы, возможно только потому, что мы получаем информацию с высокой скоростью сбора И за большой промежуток времени. Если умножить высокую частоту на большую продолжительность, то, грубо говоря, мы получим огромное количество частных значений данных.

При темпе сбора 5 секунд за период в 3 года получится 20 миллионов точек данных. Скорость сбора и продолжительность варьируются, но 20 миллионов – это разумное среднее геометрическое, с диапазоном (в 2007 году) как правило от нескольких миллионов до нескольких миллионов точек данных на манометрический канал, иногда называемых **тегами** в архивных базах данных.

12.В.1 Хранение и доступ

При посещении нефтегазовых компаний следующие вопросы часто приводят к неловким ответам или полному отсутствию ответов. Иногда вспыхивают коллизии:

- Где вы храните данные СГМ?
- Что именно сохраняется? (скорость сбора, продолжительность хранения, интерполяция, фильтрация и т.д.)
- Как можно получить доступ к этим данным прямо здесь и сейчас?

Ответы на эти вопросы обычно делают лишь половину работы. Исторически варианты хранения и доступа решают те, кто приобретал манометры и по сути лишь видел в них инструмент наблюдения в режиме реального времени. Возврат ко ВСЕМ необработанным данным с начального этапа сбора не стоял первым пунктом повестки дня. Однако ниже мы

увидим, что это именно то, что нужно: ВСЕ данные, с самого начала, без всякого предварительного редактирования.

12.В.2 Сокращение объема с умом

Нам нужен доступ к ВСЕМ данным, чтобы убедиться в отсутствии обработки с тем, чтобы можно было снизить ценность этих данных в процессе анализов: Это тем не менее не значит, что для такого анализа нам нужны все данные:

- Низкочастотные данные (РА): Учитывая, что темпы (скорости) обычно задаются ежедневно, 1 точки давления в час более чем достаточно. Для замера длительностью 10 лет нужно менее 100 000 точек.
- Высокочастотные данные (РТА): Учитывая, что мы будем обычно находить не более 100 значимых периодов КВД, и учитывая, что для анализа будут подходить 1 000 точек, извлеченных по логарифмической шкале времени, нам нужно еще, хотя и других, 100 000 точек.

Поэтому даже для самых больших массивов данных 200 000 точек достаточно для удовлетворения наших потребностей в обработке. Это примерно в 100 раз меньше среднего размера массива необработанных данных. В отличие от объема предварительных данных, эта уменьшенная цифра также хорошо вписывается в сегодняшние (2007 год) возможности ПК к запоминанию и обработке информации.

Сложность заключается в том, как получить эту уменьшенную цифру количества релевантных точек. Ответ - надо иметь своего рода «умный» фильтр, выбирающий и селективно редуцирующий низкочастотные и высокочастотные данные. Затем нам нужна возможность переносить отфильтрованную информацию на разные аналитические модули. Технологический маршрут показан на Рис. 12.В.1.

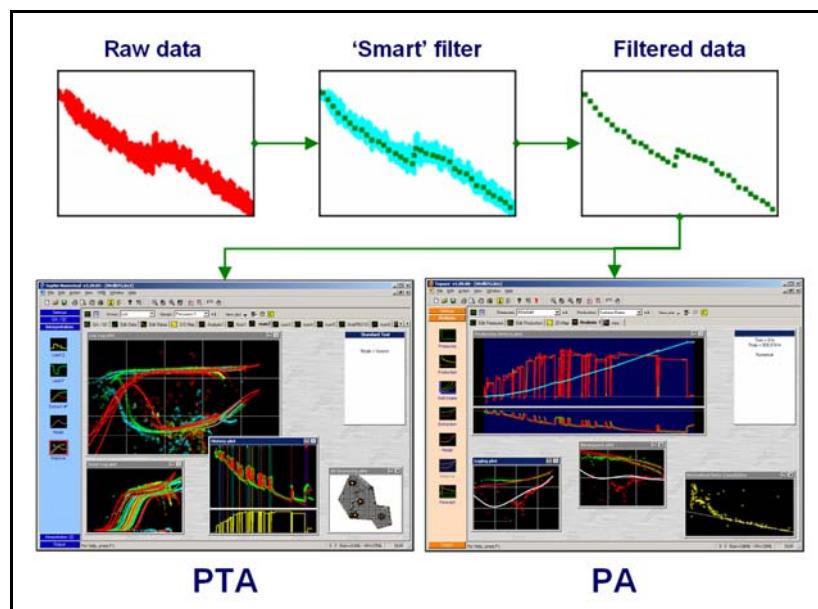


Рис. 12.В.1 – Данные стационарных манометров: хранение, фильтрация и доступ

12.С Волновая фильтрация – общий обзор

Главная трудность в обработке данных стационарных манометров состоит в реализации «умного» фильтра, который бы радикально сократил количество частных точек без потери высокочастотных или низкочастотных данных.

Данные стационарных манометров по своей природе искажены (зашумлены). Для низкочастотной информации, т.е. периода эксплуатации, эффективное сокращение требует понижения уровня шума прежде чем уменьшать количество точек. Это типичная задача фильтра низких частот (ФНЧ).

Задача носит обратный характер, когда нам нужно сохранять высокочастотные данные. В период закрытия нам не надо, чтобы разрыв в отклике давления маскировался фильтром низких частот. Во время закрытия нам нужен фильтр высоких частот (ФВЧ).

Таким образом, нам нужен фильтр низких частоты или фильтр высоких частот, смотря в какой части информации мы заинтересованы. Волшебным решением был бы фильтр, идентифицирующий релевантное прерывание высокочастотных данных, действующий как ФВЧ на этих прерываниях для сохранения целостности информации, но действующий как ФНЧ в остальных местах, чтобы сглаживать отклики фаз добычи и предусматривать эффективное сокращение объема данных. Это должно осуществляться на базе только данных о давлении, без априорных знаний динамики добычи скважины в прошлом.

Такие технологические требования успешно удовлетворяют волновые алгоритмы. Для инженера это работает по принципу фильтра с «порогом». Любые шумы ниже определенного уровня считаются помехами и отфильтровываются. Есть надежда, что это будет касаться большинства зашумленных сигналов во время фазы добычи. С другой стороны, любые шумы выше определенного уровня порога считаются репрезентативными прерываниями в данных и сохраняются. Есть надежда, что это будет касаться закрытого состояния скважины. Прерывания данных о давлении будут действовать как локальные помехи верхнего уровня.

Прежде чем углубляться в теорию (факультативный раздел), мы на Рис. 12.С.1 представляем разные шаги процесса волновой фильтрации, с точки зрения пользователя.

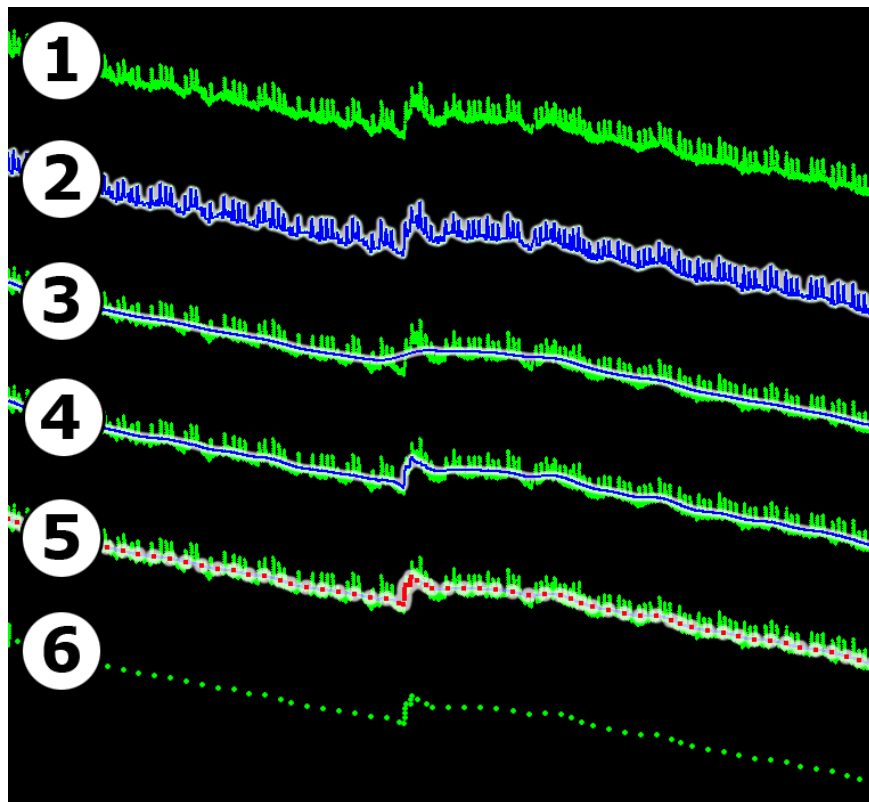


Рис. 12.С.1 – Шаги волновой фильтрации

Кривая 1 показывает массив необработанных данных, соответствующих 12 000 точек за период в 5 суток. Уровень шумов высокий, и мы наблюдаем, что изменение хода кривой происходит в середине экранного окна.

Кривая 2 показывает сигнал с низким порогом, обработанный волновой фильтрацией. С такой настройкой прерывание значительное, и объем шумов считается значительным.

Кривая 3 показывает, наоборот, результат очень высокого порога. Все функции на отклике, включая прерывание, стоит ниже порога, а волна (вейвлет) работает как стандартный фильтр низкой частоты.

Кривая 4 показывает результат для промежуточной величины порога, очищающий большинство шумов, но поддерживающий целостность прерывания. Мы будем пользоваться этой настройкой.

Когда установлен правильный порог, мы по-прежнему имеем то же количество точек, однако теперь есть возможность его уменьшить с помощью простой постфильтрации, которая обычно представляет собой сочетание временных промежутков с максимальным изменением давления.

Кривая 5 на Рис. 12.С.5 показывает предложенный результат такой постфильтрации.

Кривая 6 показывает отфильтрованные данные, при этом остается всего 70 точек.

12.D Волновая фильтрация – теоретическая часть

12.D.1 Волновая и масштабная функции

Волновые алгоритмы представляют собой многочастотные процессы. Мы начнем с показа того, что происходит на одной заданной частоте, соответствующей периоду времени «а».

Пользуемся двумя базовыми инструментами: нормированная **масштабная функция** ϕ , используемая для определения фильтра низких частот, и соответствующая **волновая функция** ψ , используемая для определения фильтра высоких частот. Эти функции должны соблюдать следующие условия:

$$\int_{-\infty}^{\infty} \phi(x)dx = 1 \quad \text{и} \quad \int_{-\infty}^{\infty} \psi(x)dx = 0$$

Простой пример функций ϕ и ψ представлен на Рис. 12.D.1. В реальности функции отличаются более высокой степенью сложности, чтобы избежать численных эффектов, мы это увидим в подразделе 12.D.4.

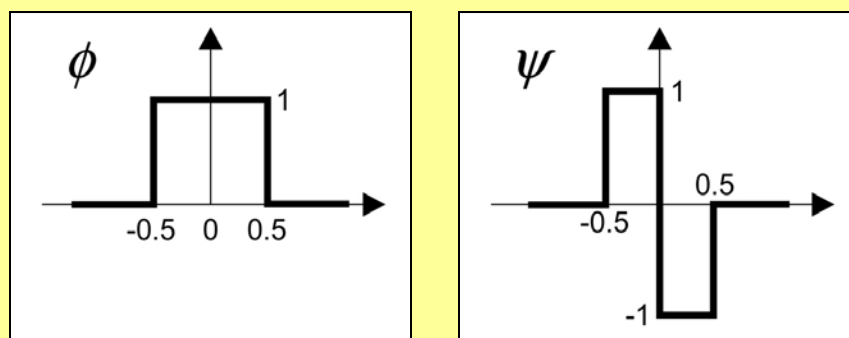


Рис. 12.D.1 – простейший пример масштабной и волновой функций

Эти функции используются для разложения заданного сигнала (наших исходных данных или некоторых преобразованных данных) на двухкомпонентные сигналы: дополнительного преобразования C_a и волнового преобразования W_a , путем соответственной конволюции исходных данных с масштабной и волновой функциями.

$$C_a(t) = \frac{1}{a} \int_{-\infty}^{\infty} f(x) \phi\left(\frac{x-t}{a}\right) dx$$

$$W_a(t) = \frac{1}{a} \int_{-\infty}^{\infty} f(x) \psi\left(\frac{x-t}{a}\right) dx$$

Если рассмотреть наши функции примеров, то дополнительное преобразование $C_a(t)$ есть среднее значение сигнала f на сегменте $[t-a/2, t+a/2]$. Это наш фильтр низких частот.

Понимание волнового преобразования $W_a(t)$ менее непосредственно:

- Если сигнал постоянен или медленно меняется за промежуток $[t-a/2, t+a/2]$, то волновое преобразование равно или близко нулю.
- Если сигнал случайный, или колеблется с гораздо большей частотой, то волновое преобразование также будет очень близко к нулю.

- Только если происходят существенные отклонения на шкале a , например, если сигнал имеет форму ψ за этот промежуток, тогда волновое преобразование будет положительным или отрицательным.
- Если присутствует прерывание сигнала во времени t , то можно ожидать, что волновое преобразование, при любой рассматриваемой частоте, вероятно будет строго положительным (прерывание направлено вниз) или отрицательным (прерывание направлено вверх).

Одно из примечательных свойств этих преобразований заключается в том, что существует численный способ сделать эти преобразования необратимыми. Если мы разложим сигнал на волновое преобразование и дополняющее преобразование, мы сможем воссоздать из этих двух преобразований исходный сигнал с помощью реверса. Поэтому такие дуальные преобразования работают как «прожектор» для сигнала в двух дополнительных пространствах. Это возможно только потому, что тщательно подобраны операнды ϕ и ψ . Один операнд ϕ будет соответствовать одному операнду ψ , и наоборот.

12.D.2 Волновая фильтрация с одиночной частотой

Процесс для одиночной частоты схематично представлен на Рис. 12.D.2. Численная реализация такого алгоритма требует, чтобы выборка исходных данных равномерно производилась во времени, при промежутке времени a .

Важное замечание: Исходные необработанные данные обычно не подвергаются равномерной выборке. Необходимая первичная интерполяция может иметь большое влияние на процесс, поскольку любые сведения из необработанных данных, утраченные в такой интерполяции, будут утрачены навсегда. Вот почему так важен выбор частоты.

Заданные в уравнениях выше преобразования заменяются численными алгоритмами по массивам данных с регулярной дискретной выборкой. Здесь мы подробно об этом говорить не будем.

Функция $W_a(t)$ зависят от уровня шумов частоты $1/a$ вокруг времени t . При высоких шумах или при прерывании данных во времени t , значение $W_a(t)$ будет строго отрицательным или строго положительным. Мы выбираем пороговое значение THR , задающее величину W_a , выше которой, по-нашему времени, следует поддерживать сигнал. Затем мы задаем видоизмененную волновую функцию:

$$|W_a(t)| > THR \Rightarrow W'_a(t) = W_a(t)$$

$$|W_a(t)| \leq THR \Rightarrow W'_a(t) = 0$$

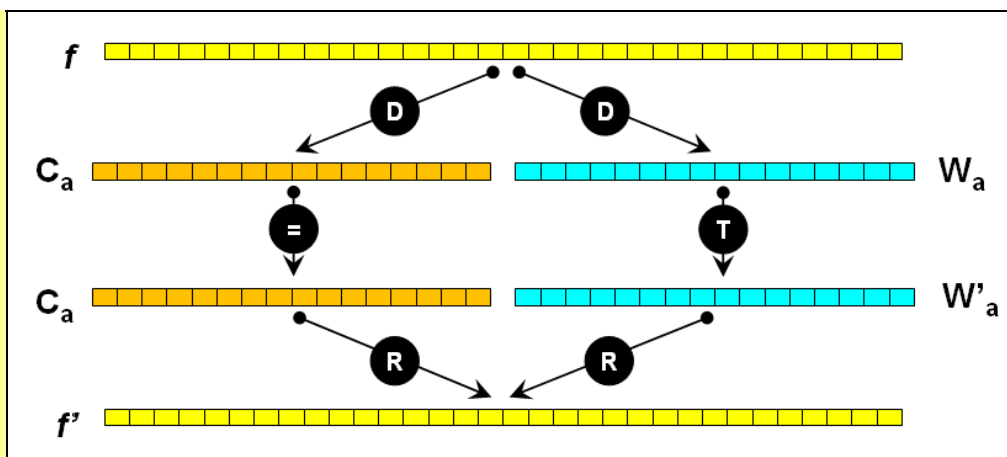


Рис. 12.D.2 – Схематическое представление одночастотного волнового алгоритма
 D = Разложение; T = Порог; R = Рекомбинация

Вместо рекомбинации $C_a(t)$ с исходным волновым преобразованием $W_a(t)$ и выхода снова на исходный сигнал, мы рекомбинируем $C_a(t)$ с **видоизмененным** волновым преобразованием $W'_a(t)$.

Когда уровень шумов соответственно частоте $1/a$ мал, т.е. когда волновое преобразование находится **ниже порогового значения**, то функция $W'_a(t)$ устанавливается на нуль, а после переборки производится сглаживание данных. Когда волновое преобразование находится **выше порогового значения**, то функция $W'_a(t)$ не усекается, а после переборки сохраняются шумы / прерывание.

если бы у нас было n -ное количество точек данных с равномерной выборкой на исходном сигнале f , после разложения мы теперь имеем $n/2$ точек данных с равномерной выборкой в каждом из преобразований. Общее количество точек остается равным n , однако так как у нас есть два сигнала, то промежуток времени теперь $2a$.

12.D.3 Волновая фильтрация с кратными частотами

Полное волновое подавление шумов есть многочастотный процесс, как показано на Рис. 12.D.3.

В настоящем примере присутствуют четыре таких частоты. Этот параметр будет контролироваться в фильтрационном приложении.

Процесс должен произвести первую интерполяцию (1) необработанных данных для начала с множеством точек C_a с равномерным распределением по времени a . Выбор a подробно описывается в разделе ниже.

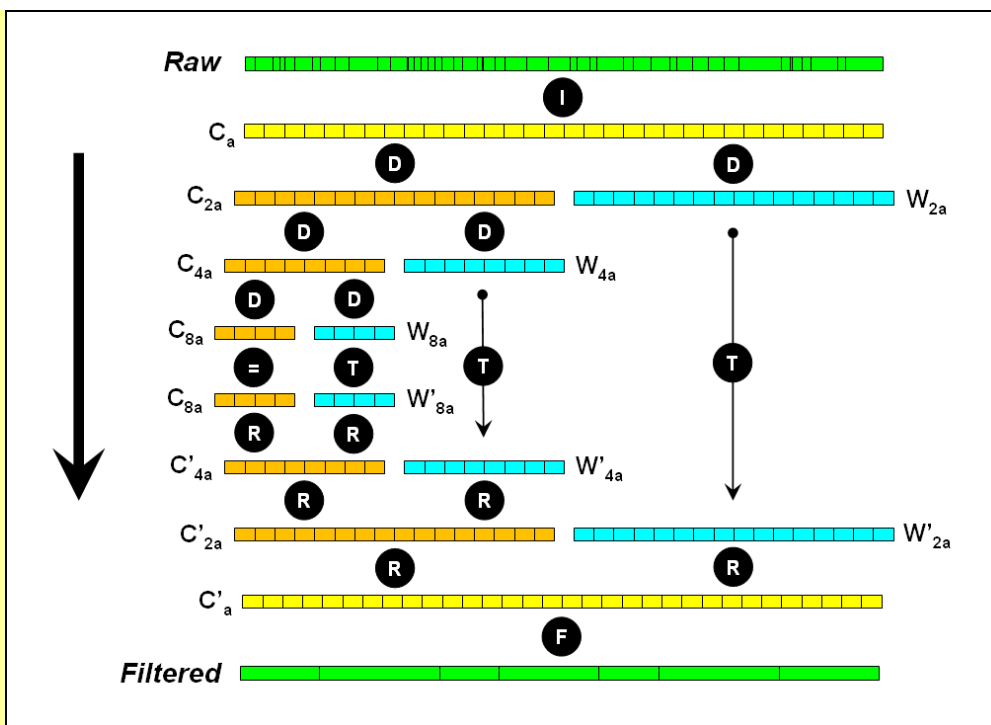


Рис. 12.D.3 – Схематичное представление полного волнового алгоритма
 (I) = Интерполяция; (D) = Разложение; (T) = Порог
 (R) = Рекомбинация; (F) = Постфильтрация

Фильтр интерполяцию не делает, а обрабатывает ВСЕ предварительные данные за один заход. Это выходит далеко за пределы вычислительных мощностей современных (2007 год) компьютеров. Идея заключается в том, чтобы взять диапазоны в районе от 100 000 до 1 000 000 точек частных значений и успешно работать с накладывающимися окнами, чтобы избежать концевых эффектов.

Сигнал C_a раскладывается (D) на дополнительное преобразование C_{2a} и волновое преобразование W_{2a} . Общее количество точек остается таким же, половина у C_{2a} и половина у W_{2a} . Распределение по времени для каждого из этих рядов - $2a$, а величина частоты составляет половину от исходной. Сигнал C_{2a} в свою очередь раскладывается на C_{4a} и W_{4a} , C_{4a} раскладывается на C_{8a} и W_{8a} , до тех пор, пока не получится нужное число степеней разложения. Тут мы остановимся на C_{8a} .

На этом этапе исходный интерполированный сигнал C_a был разложен на четыре подмножества: C_{8a} , W_{8a} , W_{4a} и W_{2a} , представляющие такое же общее количество точек, что и C_a . Если бы мы рекомбинировали эти компоненты в обратном процессе, то мы бы вернулись к нашему исходному сигналу C_a .

Подавление шумов данных производится путем приложения порога (T) к разным волновым преобразованиям. Новый сигнал C'_a создается путем последовательной рекомбинации (R) C_{8a} с видоизмененными волновыми преобразованиями W'_{8a} , затем путем рекомбинации результирующего C'_{4a} с W'_{4a} , и наконец рекомбинации результирующего C'_{2a} с W'_{2a} .

В итоге мы выйдем на то же количество точек, только в этот раз сглаживаться будут большие разделы данных, рабочая часть, и это позволит производить исключение данных методом простой постфильтрации (F).

Для того, чтобы избежать неустранимого упорядочения вследствие фильтрации, процесс как правило выполнит запоминание точек прерываний, т.е. точек, при которых волновые функции превысили порог, и даст команду фильтрации сохранить их во что бы то ни стало.

В типичном наборе данных стационарного манометра соотношением между количеством точек необработанных данных и количеством отфильтрованных точек будет в районе от 100 до 1000.

12.D.4 Параметры, контролирующие волновую обработку

Представленные на Рис. 12.D.1 функции ϕ и ψ - это простейший случай. Они показаны для иллюстрации процесса. Функции на реальных данных более сглаженные, чтобы избежать численных эффектов. На Рис. 12.D.4 показан другой набор функций, который с большей степенью вероятности будут использоваться реальные материалы. Аналогичным образом, представленный в волновой функции алгоритм порога является слишком крутым. Используемые в реальной жизни фильтры порога являются непрерывными.

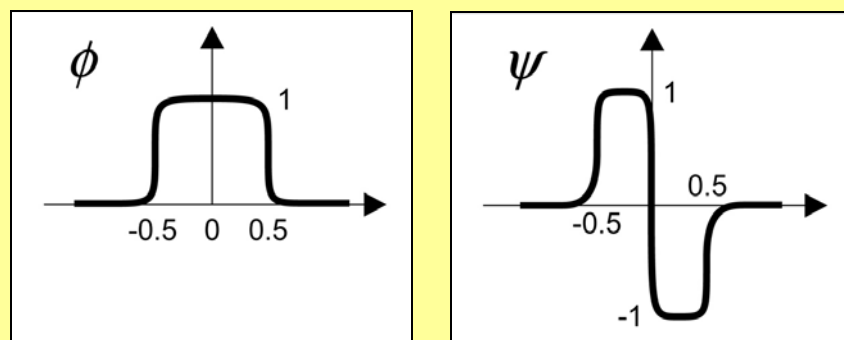


Рис. 12.D.4 – действительные масштабная и волновая функции

Инженер, выполняющий фильтрацию, может автоматически задавать или контролировать параметры, определяющие волновой процесс. В перечне ниже мы укажем параметры, которые в принципе будут автоматическими или контролируруемыми, а в последующих подразделах опишем влияние регулируемых параметров.

- Масштабная и волновая функции ϕ и ψ (автоматические)
- Частота первичных данных $1/a$ (контролируемая)
- Число степеней разложения (автоматический параметр)
- Выбор пороговой функции (контролируемый параметр)
- Пороговое значение (контролируемое)
- Постфильтрационные параметры (контролируемые)

12.D.5 Выбор начального временного шага / частоты

Крайне важную ценность представляет начальное распределение по времени a . $1/a$ будет первой максимальной частотой, которая решается волновым алгоритмом, а поведение с более высокой частотой будет утрачено в первичной интерполяции.

Выбор минимального временного промежутка между последовательными значениями необработанных данных не является решением, поскольку периоды сбора не являются регулярными, и это не гарантирует взятия точек необработанных данных.

Наивысшая допустимая частота, т.е. минимальное возможное a (например, разрешение информации о времени), также не будет работать, поскольку невозможно управлять объемом интерполированных данных.

Фильтрация с первичной дискретной выборкой интерполяции в одну десятую секунды гарантирует, что мы ничего не упустим, но и не задействуем миллиарды точек.

Кроме того, начало работ с очень высокой частотой несет серьезный недостаток. Для каждой дополнительной степени разложения существует только дублирование пошагового интегрирования по времени. Поскольку количество этих степеней разложения ограничено, мы можем упустить частоту реальных шумов.

Решение заключается в выборе первичного пошагового интегрирования по времени, которое удовлетворяет потребности инженера. Пошаговое интегрирование по времени в 1 секунду будет работать, но задействует мощности центрального процессора, которые могут того не стоить, а подавление шумов в данных о добыче может оказаться неэффективным. Если область интересов лежит вовсе не в высокочастотных данных, по шага времени в 1 минуту более чем достаточно и очень быстро. Когда нужно брать высокую частоту по обоснованной цене, то неплохим компромиссом является шаг времени от 10 до 20 секунд. Точный момент закрытия невозможно идеально определить, но все же данные будут полезны для анализа на неустановившихся режимах фильтрации; и будет возможность вернуться к необработанным данным и избирательно перезагрузить конкретные интересующие разрезы.

12.E Волновая фильтрация – практическая часть

Этот технологический маршрут волновой фильтрации представлен в виде реализации в программе Diamant или Diamant Master; АРМ КАППА и решения клиент / сервер посвящены обработке данных СГМ. На этой стадии мы обращаем внимание на то, откуда ведут происхождение предварительные данные, как организуется доступ к данным, и где хранятся отфильтрованные данные. Мы фокусируемся только на самой фильтрации и виде интерфейса, который нужен инженеру, чтобы надлежащим образом управлять процессом.

Первое, что надо сделать при «подключении» к тегу (блоку) данных СГМ – это получить представление о том, насколько глобально выглядят данные. Предварительный быстрый просмотр данных видится как очевидная задача априори, однако дело обстоит не так, когда нужно подключаться к 300 000 000 точкам данных на медленно работающем сервере. Чтобы проделать эту операцию, процесс запросит, при наличии возможности, суммарное количество точек частных значений и потребует отправку одного значения на каждое число n (как правило от 1 000 до 10 000), чтобы получить скорый просмотр нескольких тысяч точек. Такой предварительный просмотр представлен на Рис. 12.E.1.

На данном этапе времени можно ждать сюрпризов. Во многих случаях данные сохранялись, и в их архив никогда больше не заглядывали. На этой стадии можно столкнуться с рядом типичных необратимых проблем:

Данных нет! Данные хранились сверх лимита времени, ни разу не проверялись, и мы имеем только нули.

Данные буферизированы! В наличии только последние, скажем, три месяца. Архиватор запрограммирован буферизировать данные только на определенный срок. Данные возрастом старше буфера необратимо стерты или массово уничтожены.

Данные ложные! Данные очень зашумлены, рассеяны и вряд ли полезны.

Данные прошли уплотнение или предварительную фильтрацию! В интересах экономии емкости памяти или ширины полосы передачи данные отфильтрованы в диапазоне времени от одной секунды до пятнадцати минут на значение.

Могут обнаруживаться и решаться другие проблемные вопросы:

- Медленный доступ! Целая вечность проходит, прежде чем получишь этот первичный предварительный обзор. Можно заняться анализом процесса для получения данных или улучшения ширины полосы между машиной и архиватором. Также возможны ситуации с большим количеством одновременных обращений к одному и тому же архиватору. Такая проблема обычно решается методом зеркального отображения данных из архиватора на инженерной машине (Diamant) или выделенном сервере (Diamant Master).
- Данные условно буферизированы! На первый взгляд, это тот же симптом, что и у буферизированных данных, за тем исключением, что к счастью, в этом случае данные сохранены. Проблема в том, что архиватор настроен таким образом, что более старые данные не доступны для клиента, если не изменить настройку архиватора.
- Данные частично нерелевантны! По какой-то причине иногда бывает выход манометра из строя, или его отключение, или по какой-то причине манометр дает неправильные показания. Тогда инженер может захотеть графически выбрать диапазон данных, из которого они будут просто игнорироваться.

После предварительного просмотра, и если не обнаружено необратимых проблем, инженер может приступить к настройке волнового фильтра и постфильтрации. На момент загрузки волна будет прилагаться к идущим подряд блокам данных с заданным размером буфера. Загружается и отображается первый блок точек в пределах диапазона загрузки (Рис. 12.Е.2). Типичная емкость буфера составляет 100 000 точек, но это значение инженер может менять. 100 000 точек соответствуют шести суткам записи значений данных каждые пять секунд.

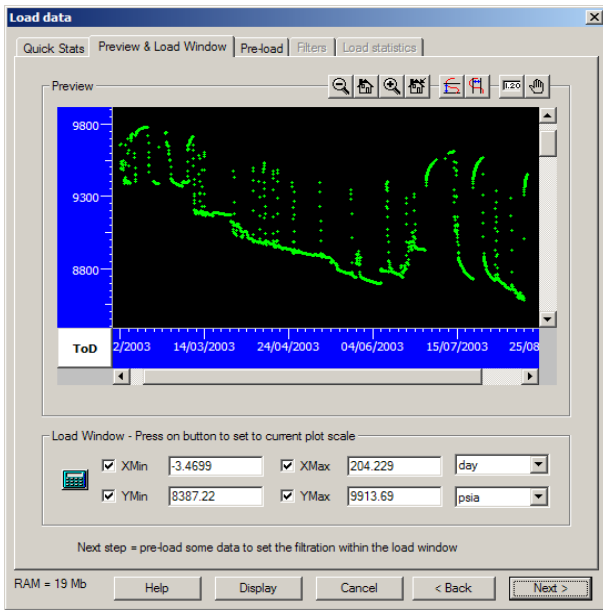


Рис. 12.Е.1 – Предварительный просмотр данных

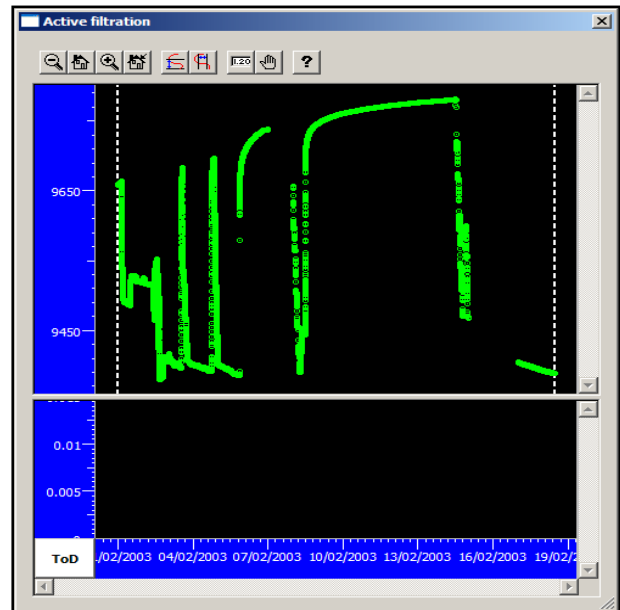


Рис. 12.Е.2 – Выбор первого буфера точек

Инженер затем задает волновую и пост- фильтрацию. На стадии от инженера зависит принятие решения о настройке различных параметров, масштабировании некоторых разделов данных (периоды закрытия, шумовые последовательности, и т.д.), с целью убедиться, что сжатие данных не затрагивает информацию, которую нужно сохранить в сигнале после подавления шума. На Рис. 12.Е.3 показан пример настройки волнового процесса. Процесс также представляет разность между исходными данными и сигналом после подавления шума. (см. окно с нижним красным графиком).

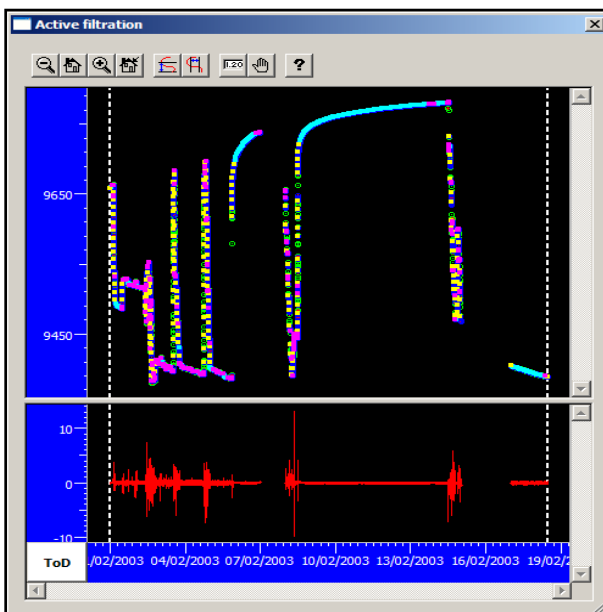


Рис. 12.Е.3 – Настройка волновой фильтрации

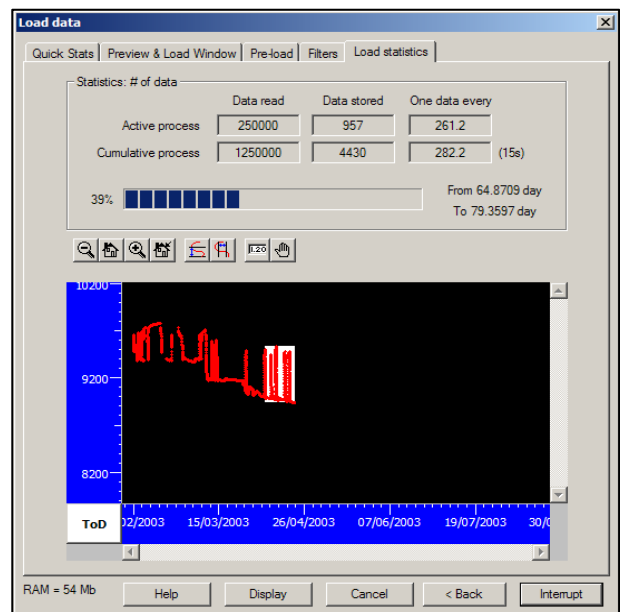


Рис. 12.Е.4 – Глобальное представление загрузки

Когда инженер удовлетворен фильтрацией, можно начинать реальную загрузку. В процесс необработанные данные берутся блоками в соответствии с размером буфера. Для того, чтобы избежать концевых эффектов, разные блоки частично накладываются, и первая и последняя точки после подавления шумов систематически отбрасываются. Процесс как правило показывает глобальную загрузку, т.е. когда текущий буфер находится в общей исторической динамике данных (Рис. 12.Е.4), и локальное представление буферизованных данных (Рис. 12.Е.5 –) с необработанными и обесшумленными данными. На этой стадии инженер может остановиться посмотреть. Если данные локально зеркально отображаются, то процесс будет около секунды машинного времени на буфер в 100 000 точек.

Во время загрузки инженер может обнаружить неправильность настройки фильтра. Тогда загрузку можно прервать и видоизменить и испытать настройки. После изменения настройки загрузку можно возобновить, и новая уставка занимает место старой по времени, выбранному инженером.

По окончании загрузки, т.е. когда обработаны все записанные в архиваторе на текущий момент данные, процесс прекращается, и выводится статистика (Рис. 12.Е.6 –).

На этой стадии приложение поддерживало стойкую связь с архиватором и узнает, как принимать новые поступающие данные. С установкой времени от инженера, обычно сроком одна неделя, или по прямому запросу инженера, тот же процесс восстанавливает связь с архиватором, принимает новые необработанные данные и применять волновой фильтр к этим новым данным для приращения массива отфильтрованных данных. На этой стадии у инженера вероятно лучше обстоит ситуация с получением информации, когда обновление данных превращается в автоматизированный процесс.

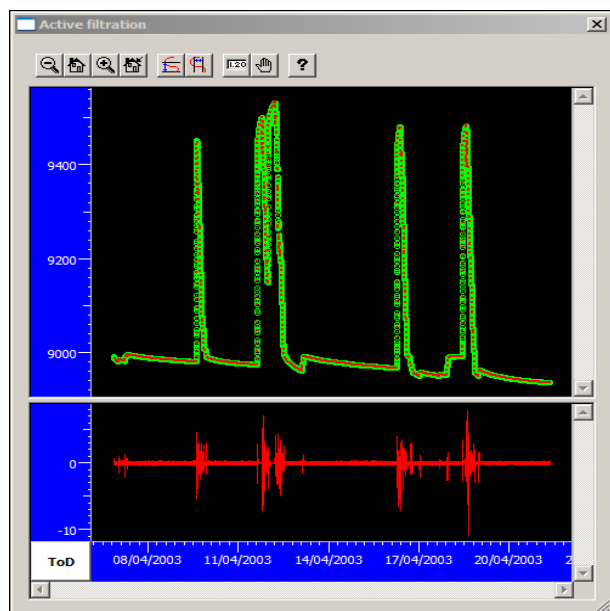


Рис. 12.Е.5 – Локальное представление загрузки

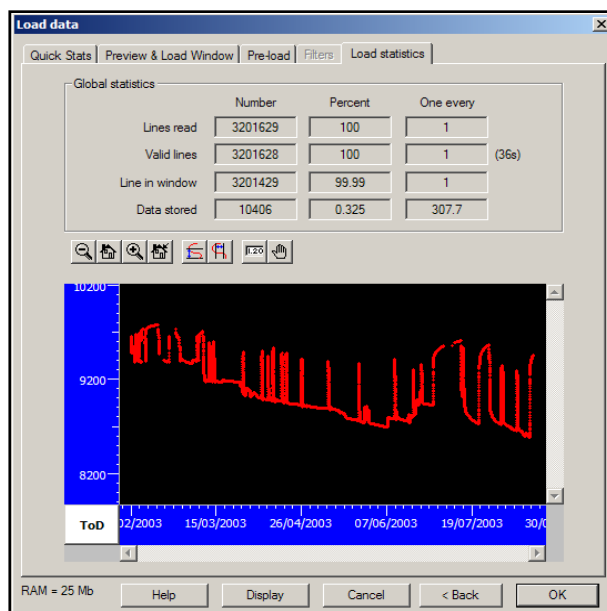


Рис. 12.Е.6 – Загрузки завершена – Отображение и статистика

12.F Анализ данных СГМ на неустановившихся режимах фильтрации

На Рис. 12.F.1 показан результат в Diamant загрузки / фильтрации из СГМ за период в несколько месяцев. Динамика дебита поступала от другого стационарного замера и была упрощена. Периоды КВД были определены, несмотря на то, что эта часть работы по-прежнему, конечно, самая обременительная составляющая процесса. На сегодняшний день (2007 год) ни одно из исследований даже по импульсным волнам не привело к созданию алгоритмов, которые бы надежно и автоматически задавали периоды КВД. В лучшем случае эта часть работы будет полуавтоматизированной.

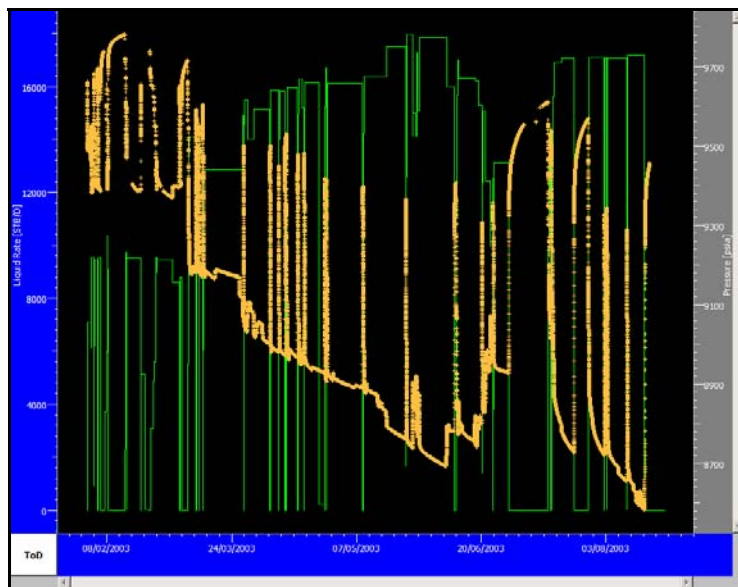


Рис. 12.F.1 – Несколько месяцев данных СГМ - 20 периодов КВД

Большинство разработанных в настоящей монографии аспектов Анализа на неустановившихся режимах фильтрации релевантны для интерпретации кривых восстановления давления, записанных СГМ, т.е.: сама по себе методология не несет ничего специфического.

Однако процесс приходится адаптировать к источнику происхождения данных, их объему и сигнатуре. Вот основные отличия при стандартных исследованиях скважин:

- В большинстве случаев информация о дебитах представляет собой суточную перераспределенную добычу. Дебиты обычно не синхронизируются с давлениями. Хотя здесь это детально не описывается, за редким исключением создание динамики дебитов по времени будет главным источником проблем после увязки с архиватором и установки фильтрации.
- Периодов закрытия как правило бывает не один-два, а 20, 50 и больше. Поскольку никакой инженер не будет тратить месяца на то, что выполнить интерпретацию данных, то необходимо разработать инструменты продуктивности для обработки этих данных КВД за один технологический поток.
- Данных о закрытиях множество, и они бесплатные, однако они редко просчитываются. Некоторые периоды закрытия слишком коротки, чтобы нести релевантную информацию, либо они следуют за фазой добычи, которую невозможно

стабилизировать, и для которой отсутствуют значения дебитов. Как следствие, достоверными и полезными будет всего лишь часть зафиксированных КВД.

- Периоды закрытия разбросаны по всему сроку эксплуатации скважины, и нельзя предвидеть, как скважинная модель, или по крайней мере скин-фактор, будут постоянными по всему исследованию. С обратной стороны, такая последовательность периодов КВД будет удобным случаем в изучении эволюции продуктивности скважины по времени, в частности скина.

Загруженные данные направляются с модуля данных (Diamant) на модуль РТА (Saphir) методом перетаскивания drag-and-drop. Все КВД извлекаются и показываются на графике в двойном логарифмическом масштабе. Как правило, опция позволяет инженеру выбирать только КВД некоторой минимальной продолжительности. Итоговая динамика с изменением по времени и билогарифмические графики показаны на Рис. 12.F.2.

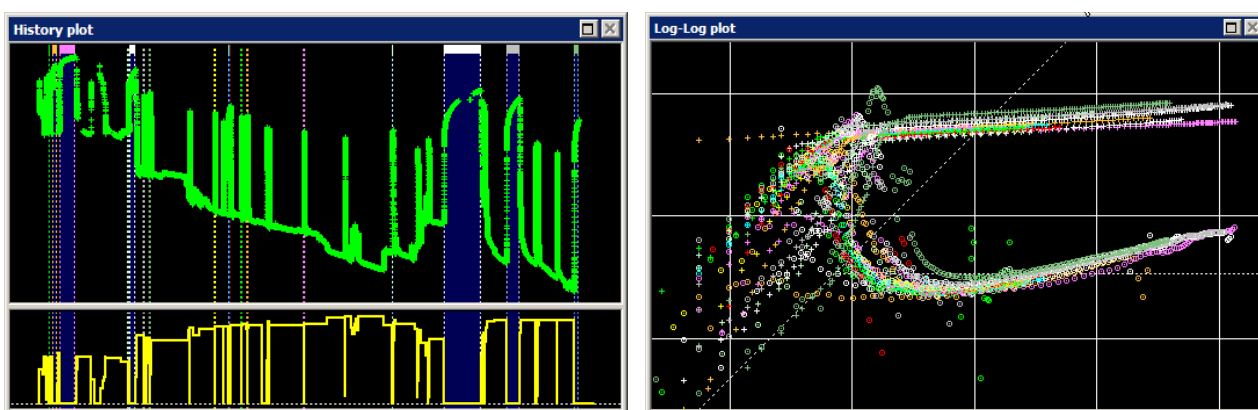


Рис. 12.F.2 – Передача на ПО РТА и извлечение кривых восстановления давления

Основная проблема в получении от 20 до 100 КВД заключается в том, что наверняка не хотим извлекать и интерпретировать их все, друг за другом. Для того, чтобы решить эту задачу (слишком много данных!), нам нужно воспользоваться инструментами продуктивности, которые будут вести статистику и количественно выражать КВД, которым мы готовы уделить какое-то время.

Низкотехнологичный способ – это вернуться к IARF (да, старые материалы). Пример этого метода – на билогарифмическом графике – выбор времени стабилизации большинства производных и выделение ряда полулогарифмических прямых линий из этого. Как опция – установка вертикального диапазона допустимых значений проницаемости, только сохраняя КВД, которые в этом диапазоне вычисляют k , затем запуск глобальной регрессии, где неизвестным служит одно отдельное значение k и одно значение скина на каждую КВД. На Рис. 12.F.3 представлены результирующие прямые и эволюция скина во времени.

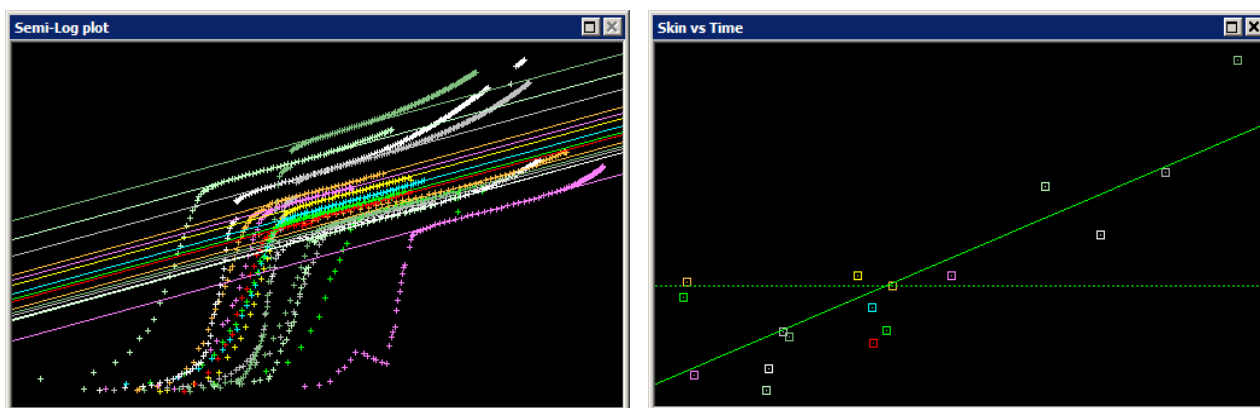


Рис. 12.F.3 – Многолинейный анализ с одинаковым k и график зависимости скина от времени

Еще один способ использования этой информации – выбор последовательных качественных КВД, которые расскажут более – менее ту же историю. Затем можно взять результаты последней операции деконволюции и выйти в конце на отклик подлиннее, способный дать больше информации о границах коллекторов и (или) площади дренирования скважины. Однако этим инструментом следует пользоваться с осторожностью, и это будет темой Приложения к настоящей книге (Приложение 2). На Рис. 12.F.4 представлены извлеченные КВД и развернутые отклики.

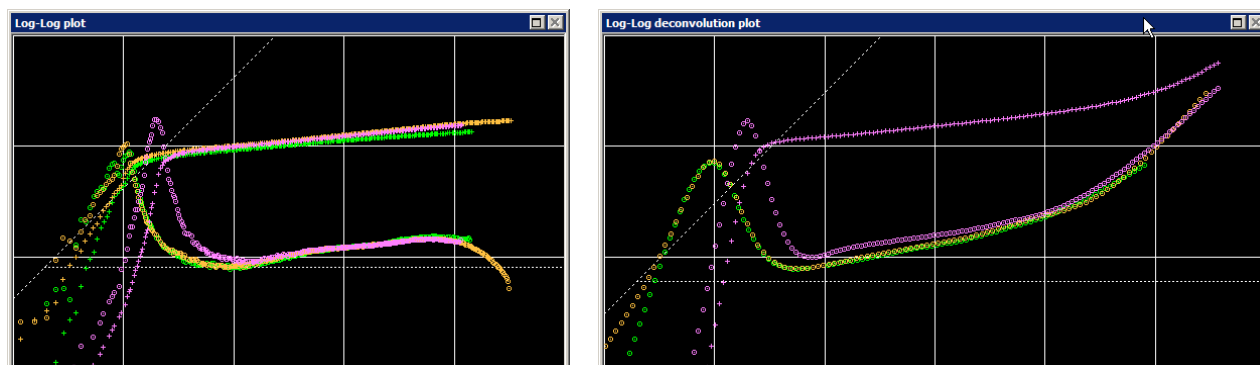


Рис. 12.F.4 – Извлечение трех КВД и одновременная деконволюция

Когда инженер сфокусировался на нескольких интересующих периодах КВД, может стать целесообразным вернуться к необработанным данным и перезагрузить некоторые из них. В конце концов, все, что мы на данный момент загрузили, есть результат аккуратной, но не застрахованной от случайных ошибок фильтрации. Поскольку модуль данных (Diamant) поддерживает связь с архиватором, есть возможность снова обратиться к этим необработанным данным и, по временному интервалу соответственно интересующим КВД, произвести перезагрузку необработанных данных с другим фильтром либо вовсе без фильтра. Первичные отфильтрованные данные заменяются перезагруженными данными только в этом интервале времени. Новые данные по-прежнему можно загружать со стандартной настройкой импульсных волн.

На Рис. 12.F.5 приводится сравнение исходных отфильтрованных данных с перезагруженными данными. В большинстве случаев волновая фильтрация не повлияет

на фильтрацию и может применяться для анализа, однако преимущество перезагрузки состоит в том, что мы теперь совершенно уверены в поддержании сигнатуры.

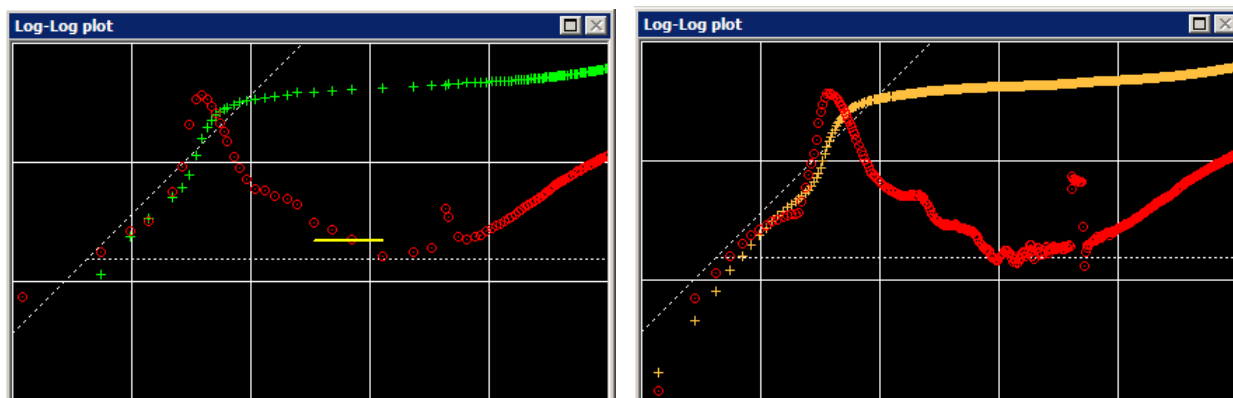


Рис. 12.F.5 – Частичная перезагрузка для перезаселения КВД исходными данными

12.G Анализ добычи по данным СГМ

Представленные на Рис. 12.F.1 данные можно переносить на модуль анализа добычи оболочки Ecrin (Topaze) для проведения Анализа добычи. Результат такого перетаскивания представлен на Рис. 12.G.1. После перенесения эксплуатационных дебитов также вычисляется суммарная добыча.

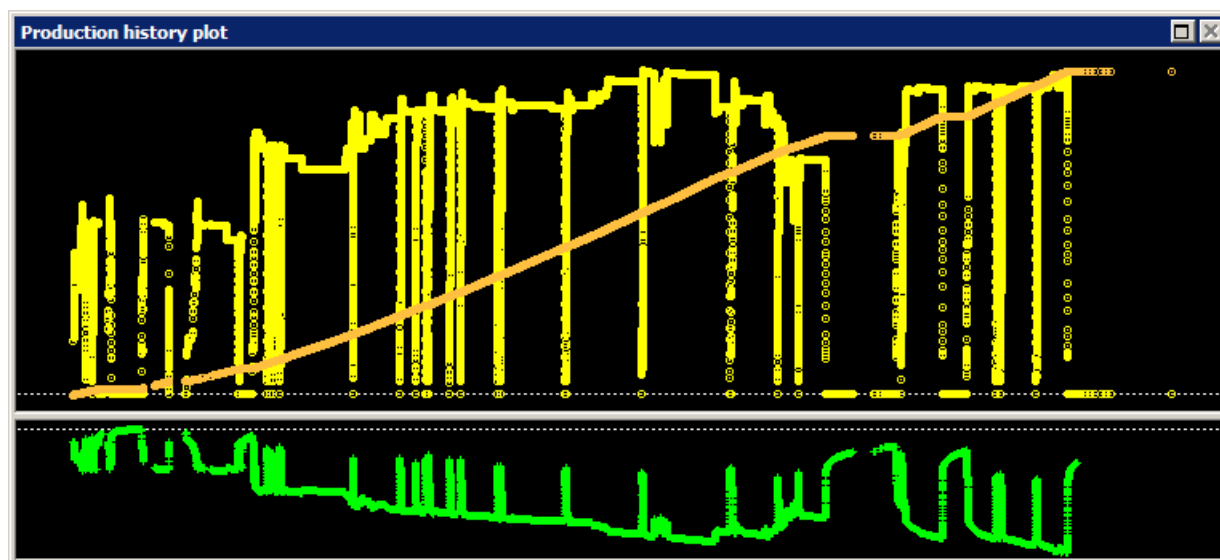


Рис. 12.G.1 – График динамики Анализа добычи после перетаскивания
Суммарная добыча вычисляется из мгновенного эксплуатационного дебита

Традиционные методики анализа с использованием палеточных кривых (например, Фетковича) или прямых линий (например, Арпса) исходят из допущения добычи с постоянным давлением. Это те самые «старые материалы» описанные в Главе 4. Когда мы рассматриваем данные на Рис. 12.G.1, очевидно, что исходное допущение о постоянном давлении встречается редко, отсюда практический вывод о бесполезности таких

традиционных методов. Не существует способа выбрать надежную палеточную кривую и нарисовать надежную прямую линию (Рис. 12.G.2). В противном случае наличие данных СГМ ничего бы не внесло в современный анализ добычи.

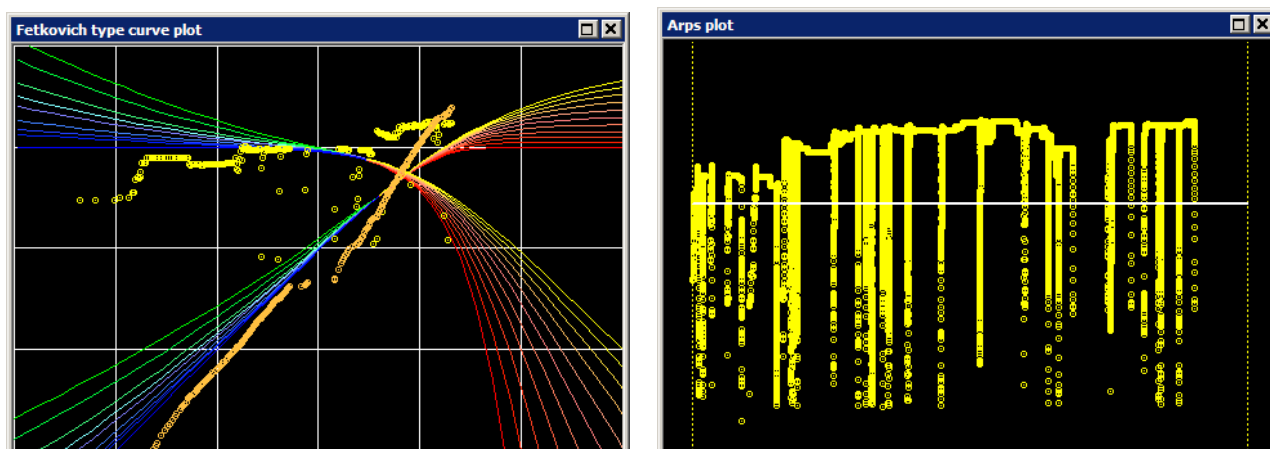


Рис. 12.G.2 – Палеточная кривая Фетковича и график Арпса
Суммарная добыча вычисляется из мгновенного эксплуатационного дебита

Следующими инструментами для рассмотрения в Анализе добычи будут более современные средства, учитывающие динамику давлений и дебитов во времени. Билогарифмический график, показывающий давление, приведенное к дебиту, и график Блэйсингейма, использующий коэффициент продуктивности, будут достоверны, но как правило выражают сильно рассеянное поведение (Рис. 12.G.3). Модели выглядят не намного лучше, потому что используемый временной масштаб есть эквивалентное время ($Q(t)/q(t)$), с соответствующими скачками вперед – назад при изменении дебита. Зачастую в процессе диагностические возможности весьма ограничены, и мы в сущности производим совмещение тени замерных точек с тенью смоделированных точек.

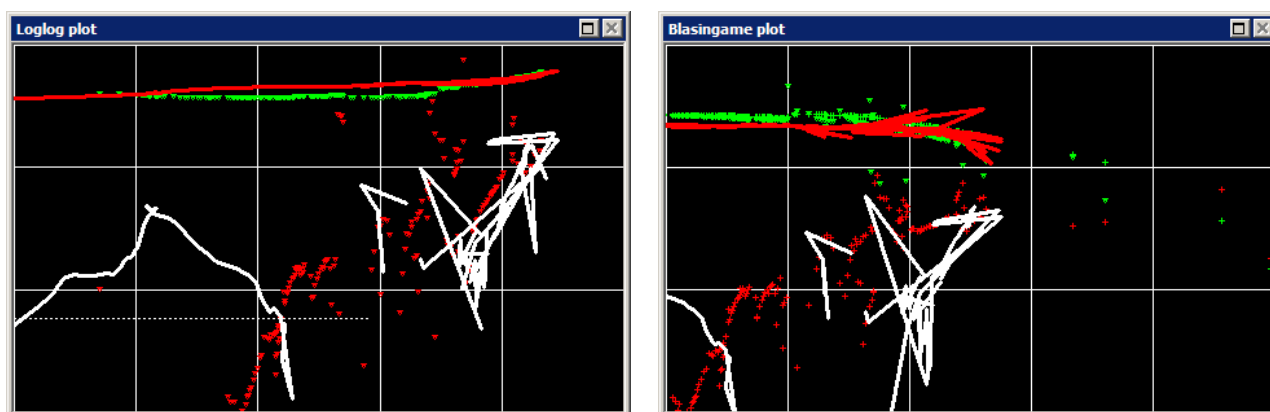


Рис. 12.G.3 – Билогарифмический график и график Блэйсингейма с совмещением модели

Поэтому, в большинстве случаев настоящим средством диагностики является график динамики (изменений во времени), а цель – в глобальном историческом совмещении данных, с последующим прогнозированием добычи скважины по ожидаемому рабочему давлению (Рис. 12.G.4). Один из способов повышения нашей степени уверенности в

процессе – использовать модели в РТА периодов КВД и заключить модель РА в рамки модели РТА, в конечном итоге интегрируя эволюцию скина по времени, вычисляемую с опцией нескольких прямых.

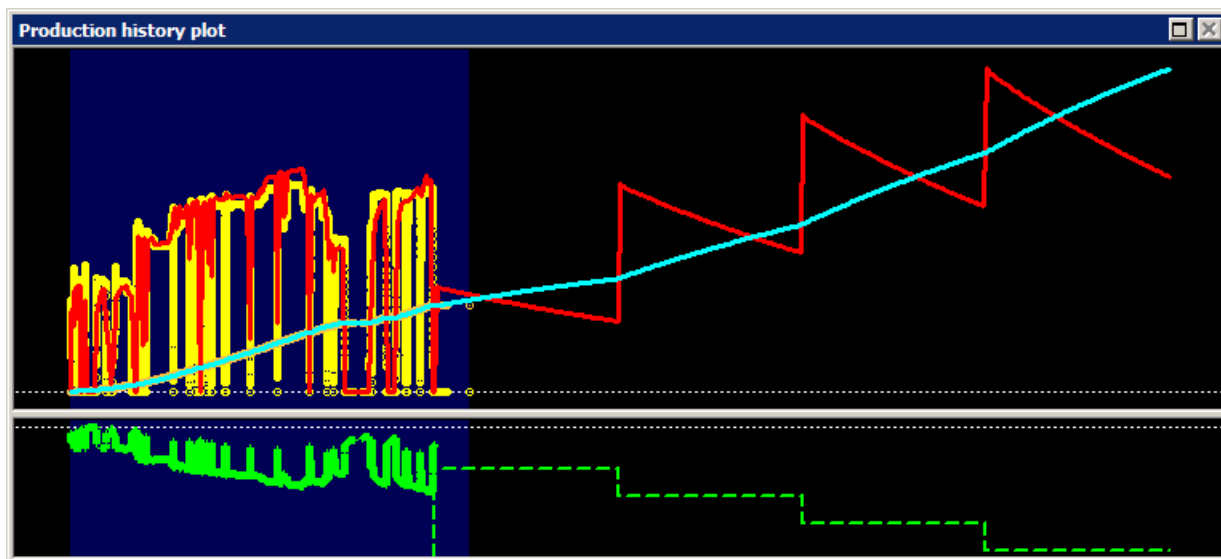


Рис. 12.G.4 – Историческое совмещение и прогноз

12.H Программные приложения и алгоритм обработки данных

Этот раздел тесно связан с программным обеспечением. Однако, даже если вы не являетесь пользователем ECRIN, она несет общий интерес, поскольку описывает проблему, в которой столкнулась наша техническая группа в осуществлении процессов обработки данных СГМ. Такое интегрирование происходило в одной оболочке (Ecrin). Сюда в исходной версии входили три составные части: модуль СГМ (Diamant), модуль РТА (Saphir) и модуль РА (Topaze). Цель первоначального варианта этой интегрированной среды состояла в том, чтобы собрать вместе три аспекта описанного в настоящей главе процесса обработки данных СГМ. В интегрированной программной оболочке отфильтрованные данные передавались между модулями СГМ и РТА/РА с помощью метода перетаскивания или других различных внутренних опций. В последующих абзацах мы будем ссылаться на процессы / модули СГМ, РТА и РА, чтобы избежать повторов наименований коммерческих программных продуктов. Мы также будем ссылаться на решение АРМ, когда процесс СГМ осуществляется через Diamant в оболочке Ecrin, и на прикладные решения в архитектуре клиент/сервер, когда процесс осуществляется на специализированной машине в среде общего пользования (Diamant Master).

Когда эта интегрированная среда была выпущена и опробована на нескольких пилотных объектах, появилась одна хорошая новость и две плохих. Хорошая новость заключалась в том, что этот процесс был точно таким, каким он нужен операторам для решения трудностей, заложенных в данных СГМ. Однако мы скоро натолкнулись на две серьезные проблемы: плохой доступ к архиватору и отсутствие совместного пользования данного процесса в пределах рабочей группы.

12.Н.1 Доступ к архиватору: Решение автоматизированного рабочего места

Архивные базы, в которой хранятся данные СГМ, не были рассчитаны на предоставление быстрого доступа к 30 миллионам точек частных значений. Плохо организован даже последовательный доступ. Еще хуже обстоят дела, когда процессу нужно выполнить внутрассовую навигацию среди данных.

Волновая обработка и фильтрация могут решать 100 000 частных решений в секунду. Возможности архиватора выдавать точки как правило в 100 - 1000 раз меньше.

Одной из первых адаптаций нашего технологического маршрута стало зеркальное отображение необработанных данных. Это производится последовательно и, раз и навсегда, только с добавочными загрузками раз в день или раз в неделю. Данные зеркально отображаются с помощью опции памяти, чтобы иметь быстрый и произвольный доступ к необработанным данным, используя прямой двоичный формат выборки, разгоняемый путем индексирования, чтобы иметь немедленный доступ к первым данным в каждые календарные сутки.

Описание технологического маршрута приводится на Рис. 12.Н.1. Существуют четко различимые процессы:

- Зеркальное отображение данных: Инженер подключается к правому тегу, и зеркальное отображение начинается как фоновый процесс. Поскольку может быть задействовано несколько манометров, зеркальное отражение будет повторяться по бесконечному контуру на разных манометрах, пока не будет достигнут конец тегов. Когда достигнут конец заданного тега, процесс зеркального отображения подключается снова и обновляет отражение по временной синхронизации, контролируемой инженером.
- Фильтрация данных: Когда есть достаточно данных в отражении для начала работы над ним, как правило, 100 000 точек, инженер может задать волновой алгоритм и пост-фильтрацию в соответствии с процедурой, описанной в разделе 12.Е. Фильтрация выполняется до тех пор, пока не будет достигнут конец отражения. Когда это выполнено, процесс возвращается к отражению по временной синхронизации, контролируемой инженером (как правило это потребует еще 100 000 точек), и фильтрует следующий блок данных.
- РТА и РА: отфильтрованные данные переносятся мышкой из Diamant в модули Saphir и Toraze для анализа.
- Частичная перезагрузка: Когда выбирается КВД, инженер может с модуля Diamant возвращаться к отраженным данным и заменять диапазон отфильтрованных точек исходными значениями, либо отфильтрованные данные более уточненной уставкой.
- Запоминание: Если отраженные данные хранятся в специализированных файлах формата ВLI, то все остальные, в том числе преобразованные в последовательную форму, записываются в специальном файле Diamant.

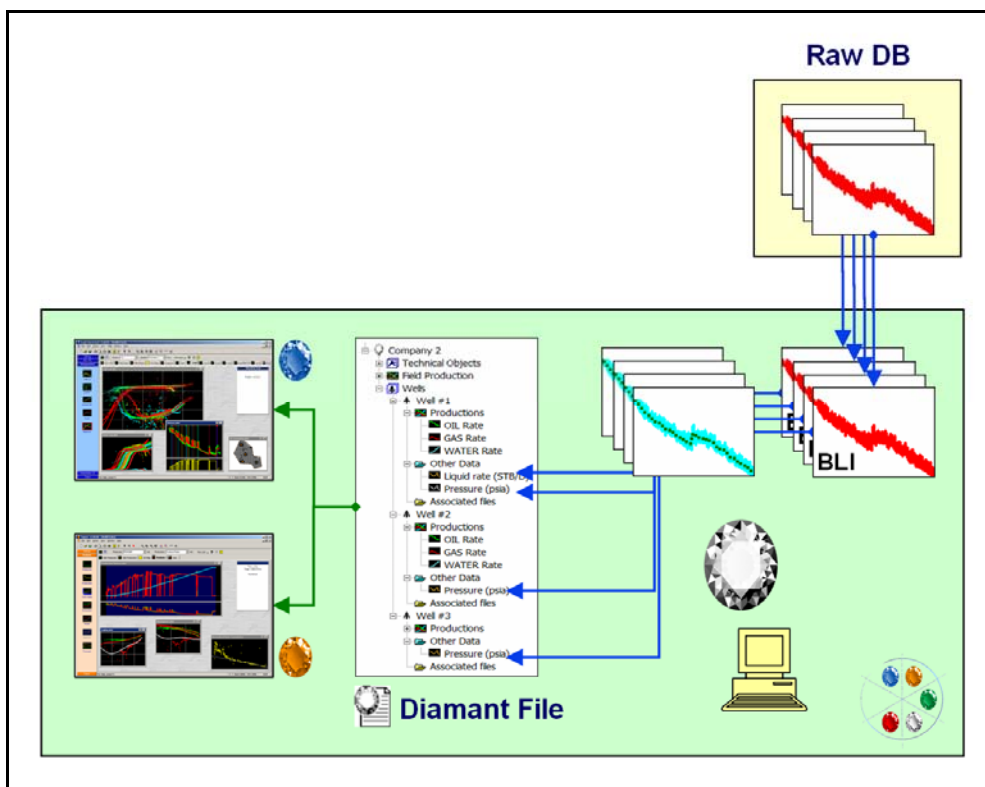


Рис. 12.Н.1 – Версия АРМ технологического маршрута СГМ

Технологический поток решения АРМ оказался удовлетворительным в случае относительно небольших структур, где в процессе задействованы всего несколько инженеров. Однако на опытно-промышленных исследованиях, проводимых крупными нефтегазовыми компаниями, очень серьезные моменты указали на ограниченность решения АРМ:

- Результат фильтрации не мог совместно использоваться в рамках рабочей группы.
- Итоговые отфильтрованные данные записывались в памяти в частном формате КАППА, т.е. для считывания требовалось прикладное приложение КАППА. Не было возможности производить экспорт на внешние базы данных.
- Каждый инженер обращался к архиватору, что значительно увеличивало его загруженность.

12.Н.2 Совместное использование данных в рамках рабочей группы: Прикладное решения в архитектуре клиент / сервер

Чтобы снять ограничения решения АРМ под именем Diamant Master, реализовано решение в архитектуре клиент / сервер. Описание технологического маршрута приводится на Рис. 12.Н.2.

Решение запускается на выделенном сервере, который непрерывно отражает и фильтрует данные. Экспортирование на внешнюю базу данных позволяет постоянно совместно использовать отфильтрованные данные и обеспечивает их доступность для внешних приложений. Отфильтрованные данные и другие объекты сохраняются в локальной базе данных; они доступны и могут совместно использоваться всеми инженерами. Зеркальное

отображение выполняется только один раз для каждого манометра. Заданный манометр может подвергаться нескольким фильтрационным сеансам, но результат тоже будет использоваться совместно.

Некоторым инженерам с привилегиями может даваться право зеркально отражать теги и создавать новые фильтры. Другие же будут просто брать результат фильтрации и перетаскивать в свои аналитические приложения.

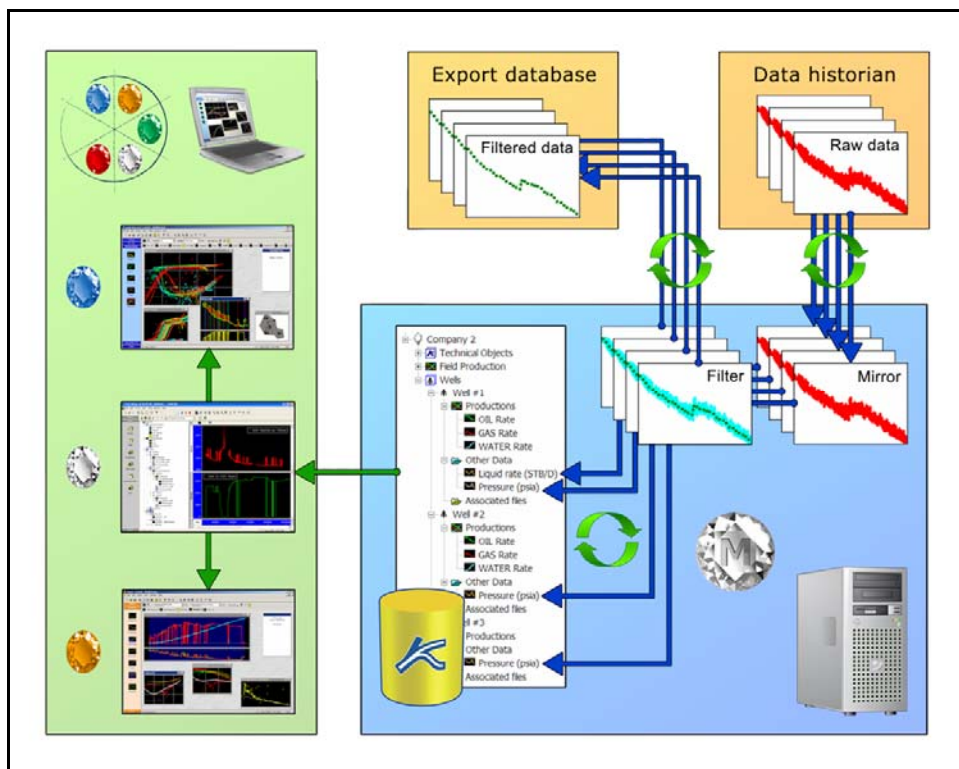


Рис. 12.Н.2 – Версия клиент / сервер технологического маршрута СГМ