

Системный подход к изучению нефтегазоносных пластов

**Неоднородность коллектора (изменения в составе
пластовых вод, гидродинамические испытания скважин,
мультискважинные исследования)**

Лекция 6

**Казахский Национальный Исследовательский
Технический Университет,
Кафедра “Геофизики”**

Неоднородность пласта

Изменения в составе пластовых вод

Коллекторы имеют сложную историю постседиментационных процессов, таких как диагенез, цементация и осаждение аутигенных минералов, которые связаны с взаимодействием между породой и пластовыми водами. Вследствие этих процессов также постоянно изменяется и состав пластовых вод.

Следовательно, как и в случае с нефтью, диффузия и конвекция являются главными механизмами, ответственными за эти изменения в составе пластовых вод. Наличие в водоносном горизонте активной динамики может способствовать процессу смешения. Поэтому наличие изменений в составе пластовых вод может свидетельствовать об отсутствии гидравлической связи.

На начальных этапах эксплуатации месторождения информация о составе пластовых вод собирается во время опробования на буровых трубах или других видов испытаний скважины. Позднее, когда начинается добыча, можно отобрать большее количество данных отсепарированных образцов для измерения сопротивления и/или проведения химического анализа.

Другим источником данных по пластовым водам являются образцы керна, в особенности тогда, когда керн извлекался с использованием буровых растворов со слабым проникновением, которые обеспечивают минимальное загрязнение пласта.

Не так давно вошел в практику метод RSA (анализ остаточных солей), суть которого состоит в том, что соли, попавшие в поры с потоком пластовых вод и отложившиеся там, повторно растворяются, а затем проводится их анализ, чтобы установить изотопное отношение стронция $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$.

Этот параметр может применяться для определения изменений в составе пластовых вод как в водоносной, так и в нефтеносной части пласта.

На рис. 6.1. изображен пример применения анализа RSA при изучении водоносного горизонта на нефтяном месторождении в Северном море.

Неоднородность пласта

На графике $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ четко видна прерывистость напротив глинистого пропластка, которая также соотносится с перепадом давления в 3,4 атм. Поскольку диффузия уравнила бы эту разницу в изотопном соотношении за несколько тысяч лет, можно предположить, что разделяющий глинистый пласт, кроме того что он имеет толщину, сопоставимую с другими глинистыми пластами, также характеризуется большей латеральной протяженностью и представляет собой экран на пути потока флюидов.

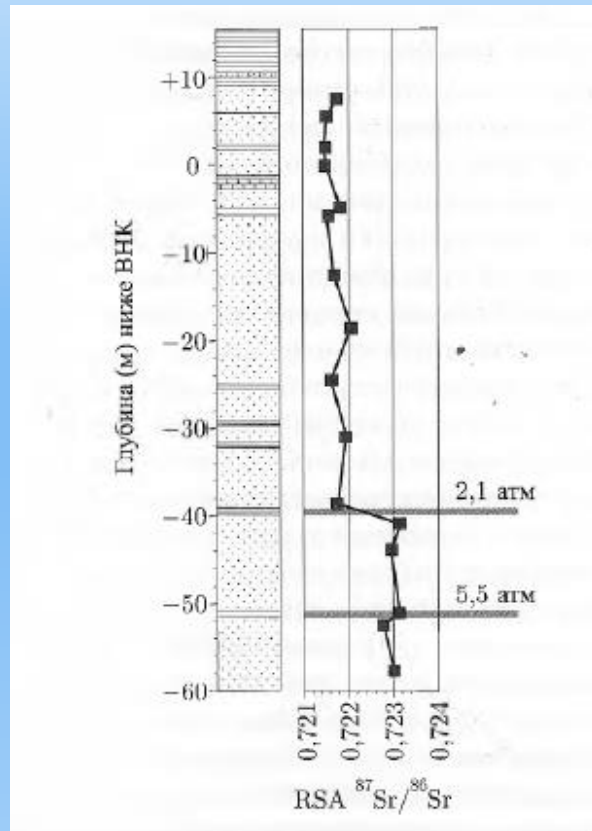


Рис.6.1. Анализ RSA при изучении водоносного горизонта на нефтяном месторождении в Северном море

Когда не идет речь о загрязнении буровыми растворами, этот метод имеет ряд преимуществ по сравнению с другими геохимическими методами.

Гидродинамические испытания скважин (ГДИС)

Традиционно опробование скважин проводилось для того, чтобы определить тип флюида, выявить загрязнение призабойной зоны пласта и узнать основные параметры продуктивного пласта, такие как пластовое, забойное давление и проницаемость.

За последние годы появление высокоточных электронных приборов, а также наличие продвинутого программного обеспечения для интерпретации полученных данных на неустановившихся режимах позволяют определить характеристики продуктивного пласта на качественно новом уровне.

Особое значение имеет развитие датчиков давления. Специальные исследования, такие как импульсное исследование скважины и гидропрослушивание, которые основываются на определении очень незначительных колебаний давления, в настоящее время активно используются для уточнения характеристик коллектора на большей части месторождений.

Установка стационарных скважинных датчиков давления, позволяет постоянно получать непрерывные профили давления, ³

Неоднородность пласта

которые в некоторых случаях могут использоваться для уточнения характеристик коллектора в реальном времени.

При комплексном изучении коллекторских свойств пласта, данные ГДИС позволяют идентифицировать мегамасштабные неоднородности коллектора и скорректировать соответствующую геологическую модель.

К примеру, при стохастическом моделировании интерпретация данных гидродинамических испытаний может позволить определить некоторые входные параметры, например, ширину канала в объектной модели.

Исследования на неустановившихся режимах скважин методами восстановления и падения давления

Исследования на неустановившихся режимах проводятся посредством изменения дебита скважины с одновременной регистрацией соответствующих изменений забойного давления. Эти колебания давления распространяются в продуктивном пласте и зависят от его коллекторских свойств.

Так, например, изменение давления с трудом распространится в зоне коллектора с малой проницаемостью, но без труда пройдет через зону высокой проницаемости, а при вхождении в газовую шапку оно может уменьшиться или совсем исчезнуть. Поэтому регистрация показателей давления в скважине дает кривую, вид которой зависит от характеристик коллектора.

Кроме того, использование производной давления в двойных логарифмических координатах в современных программах интерпретации теперь позволяет фиксировать даже незначительные изменения давления, относящиеся к определенной скважине и зависящие от формы пласта.

В настоящее время в наличии имеется несколько библиотек типовых кривых, которые позволяют распознавать большое количество теоретических моделей продуктивного пласта. На рис. 6.2 приведены типичные виды кривых давления в двойном логарифмическом масштабе для некоторого количества простых форм нефтяных залежей.

В любом случае следует отметить, что применять эти модели в реальном процессе интерпретации данных ГДИС следует с осторожностью. Иногда качество имеющихся данных не позволяет четко выбрать ту или иную модель, тогда

Неоднородность пласта

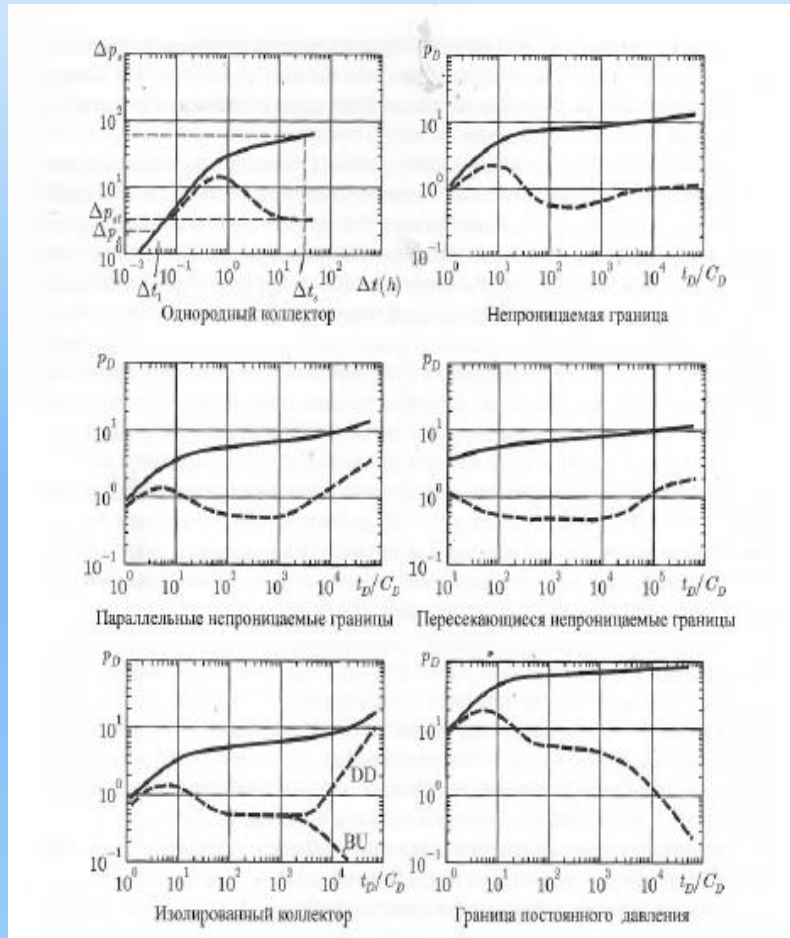


Рис. 6.2. - Модели пласта и поведение давления на неустановившихся режимах

как в других случаях естественная сложность пласта порождает такое распределение давления, которое сложно интерпретировать.

Кроме того, следует заметить, что применение этих аналитических кривых обычно приводит к упрощенному описанию геологических неоднородностей в пределах скважины.

Интерпретация на неустановившихся режимах предполагает решение обратной задачи (т. е. необходимо найти модель, удовлетворяющую **данному** решению) и как таковая связана с проблемой неоднозначности.

Другими словами, большое количество возможных вариантов на входе может соответствовать одним и тем же полученным в результате измерений показателям давления.

По этим причинам, проводя интерпретацию, необходимо иметь четкое представление о структурных и стратиграфических особенностях данного пласта.

Существующие на данный момент программные средства для интерпретации данных ГДИС являются гибкими инструментами, позволяющими пользователю контролировать множество изменяемых параметров, поэтому существует опасность соотнести имеющиеся данные с неадекватной моделью.

Пример возможной ошибочной интерпретации данных испытаний на неустановившемся режиме приведен на рис. 6.3, на котором показаны данные давления,

Неоднородность пласта

замеренные в ходе ГДИС (падение давления в пласте) вместе с производной, полученной в ходе интерпретации в двойном логарифмическом масштабе. В данном случае испытание слишком короткое, чтобы предоставить адекватные сведения о модели, и результаты интерпретации свидетельствуют о том, что эти данные соответствуют нескольким возможным моделям: непроницаемый разлом, двойная пористость или изолированный пласт.

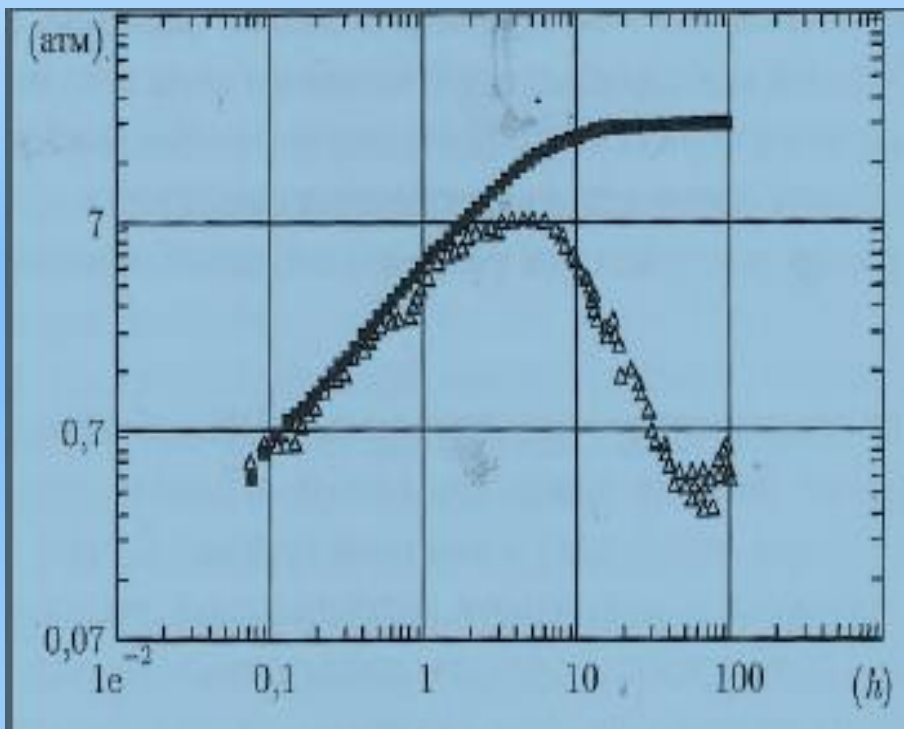


Рис.6.3- Неоднозначность интерпретации данных ГДИС

Выбор конкретной модели не может быть сделан только на основании наилучшего приближения к полученным показателям давления, с учетом структурных стратиграфических особенностей пласта.

В данном случае наличие разлома рядом со скважиной уже было установлено геофизикой, тогда как модели двойной пористости и изолированного пласта представлялись маловероятными с учетом имеющихся геологических данных.

Поэтому была выбрана первая модель как наиболее вероятная применительно к данному пласту.

В рамках комплексного изучения коллекторских свойств пласта привлечение имеющихся геологических данных при анализе результатов ГДИС обеспечивает последовательность интерпретации.

Поэтому процедура анализа результатов испытания скважины на неустановившемся режиме должна включать в себя следующие этапы:

- 1. Предварительная обработка данных.** Необходимо проверить качество и достоверность исходных данных, в особенности старых испытаний,

Неоднородность пласта

осуществлявшихся с применением механических приборов. Все влияющие на давление факторы, не относящиеся к пластовым, следует выявить и по возможности исключить. Сюда относятся микросейсмические, влияние приливов, отклонение датчика, изменение уровня жидкости и так далее. Такие эффекты легко ошибочно принять за характеристики пласта.

2. Распознавание модели. Это самая важная стадия интерпретации и предполагает распознавание специфических зависимостей при интерпретации в двойном логарифмическом масштабе, которые характерны для определенных режимов потока.

В большинстве случаев анализ тренда производной и выхода ее на «плато» позволяет определить соответствующую модель пласта. В оставшихся -это распознавание может быть трудным и/или неоднозначным.

Во всех случаях достоверность этой модели необходимо подтверждать независимыми геолого-геофизическими данными.

3. Оценка параметров. На этой стадии исходные параметры выбранной модели пласта, согласованно корректируются до соответствия данным измерений обычно методами нелинейной регрессии. Необходимо осуществлять перекрестную проверку результатов, полученных на этой стадии (например, расстояние от разлома), с опорой на независимые источники.

4. Проверка правильности. Хотя во время ГДИС обычно регистрируется несколько этапов падения и восстановления давления, анализ проводится на основании только части этих изменений режима. Самый простой способ проверки правильности полученной интерпретации заключается в моделировании всех ГДИС с использованием предполагаемой модели, параметров и сопоставления результатов.

Так, например, часто одно испытание может рассматриваться в рамках модели бесконечного пласта, тогда как последующие изменения режимов могут показать некоторые краевые эффекты. В таких случаях мы должны пересмотреть предполагаемую модель и внести необходимые изменения.

Другой метод проверки основывается на подтверждении того, что данные всех других ГДИС, проводившихся в той же скважине, но в разное время, не противоречат предполагаемой модели пласта, так как он не меняется со временем.

Неоднородность пласта может оказывать влияние на течение жидкости и тесно связанное с ним давление. Поэтому, организовав точные наблюдения за изменением давления при исследованиях, можно получить исходные данные о характере и степени неоднородности пласта.

Гидродинамическими исследованиями определяют такие весьма важные при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений параметры, как коэффициенты гидропроводности, пьезопроводности, продуктивности и приемистости.

Эти параметры позволяют оценивать степень однородности пласта, выявлять литологические экраны, устанавливать взаимосвязь пластов по разрезу и скважин по площади, а также оценивать нефтенасыщенность пород. Для этого используют метод восстановления (падения) давления, гидропрослушивание и метод установившихся отборов. Из этих методов мы будем рассматривать метод восстановления (падения) давления.

Неоднородности могут определяться как изменением коллекторских свойств пласта, так и изменением свойств насыщающей жидкости. Если со временем коллекторские свойства остаются постоянными, а свойства жидкости изменяются, например, за счет вытеснения нефти водой, тогда сопоставление кривых, зарегистрированных в разные промежутки времени, позволит судить о характере вытеснения.

Существенной информацией о пласте, которую дают КВД является— определение проницаемости, пластового давления, скин фактора и др. наиболее информативное.

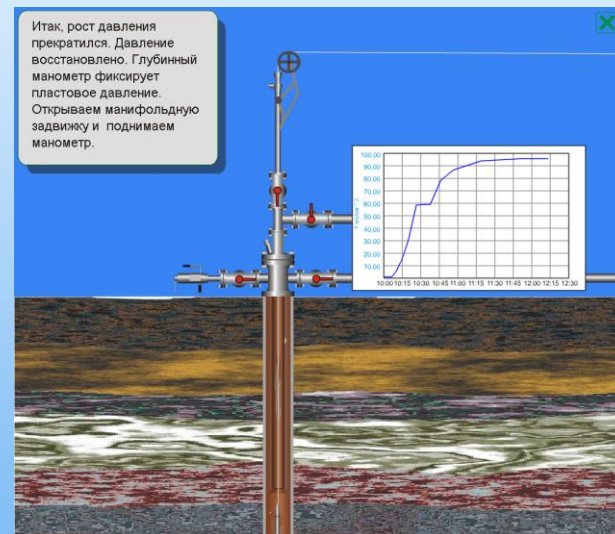
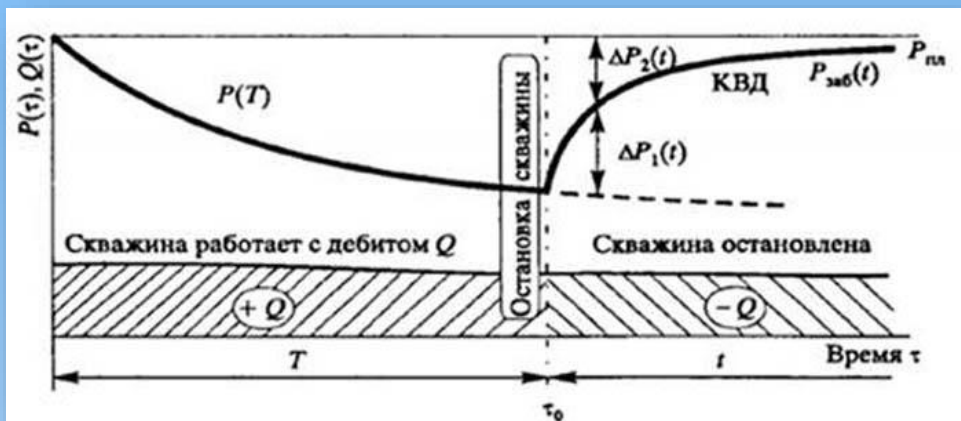
- Скин-фактор описывает изменение проницаемости призабойной зоны, которое может быть вызвано:

1. Проникновение бурового раствора и блокировкой поровых каналов. 2. Набуханием глин при контакте с фильтратом бурового раствора. 3. Химическим осаждением. 4. Продвижением песчаных частиц к стволу скважины. 5. Повреждением породы при перфорации, другими причинами

- Проницаемость призабойной зоны может быть увеличена за счет соляно-кислотной обработки и гидроразрыва пласта.

ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕТОДОМ КВД

- Перед исследованием скважины замеряется дебит скважины.
- В работающую скважину спускают на забой глубинный манометр.
- После контроля стационарности режима работы скважину закрывают на устье.
- Манометр после остановки скважины регистрирует КВД от забойного до динамического пластового.
- По окончании исследования скважину вводят в эксплуатацию.



Спуск датчика и замер забойного остановленной скважины

Схема изменения давления и дебита скважины до и во время исследования методом КВД • $P(T)$ - изменение давления в период времени T работы скважины с постоянным дебитом Q . – момент остановки, t -время остановки. $P_{заб}(t)$ - восстановление забойного давления

Метод индикаторных кривых

Предполагает замер изменения давления **при установившихся отборах флюида** (с обязательным замером дебита) при различных депрессиях, что достигается отработкой скважины на штуцерах разного диаметра. .

Этот метод ГДИ используют для **определения оптимального режима работы скважины**. Диаграммы строятся исходя из взаимоотношения депрессии, оказываемой на водоносный пласт и изменения от этого ее продуктивности.

Данный метод применим на действующих скважинах лодках с **высокой производительностью..**

Благодаря анализу ИД определяются такие параметры:

- *давление в пласте*
- *степень продуктивности действующей скважины.*

Также этот способ, входящий в гидродинамические исследования скважин, позволяет: косвенно определить фильтрационные свойства пород водоносного горизонта.

Особенности

- ❖Применим для скважин с высокими устойчивыми дебитами;
- ❖Основными определяемыми параметрами являются пластовое давление и коэффициент продуктивности;
- ❖Предусматривает проведение замеров на 4-5 установившихся режимах скважины;
- ❖Отработка скважины, как правило, проводится на штуцерах с различными диаметрами;
- ❖При каждом режиме измеряют забойное давление, дебиты жидкой и газообразной фаз пластового флюида;
- ❖Для более полной оценки фильтрационных характеристик пласта необходимо комплексирование с методом КВД в остановленной скважине.

Анализ индикаторной диаграммы

Индикаторные диаграммы по пластам БВ₅ и БВ₆ по скв.508
Ван-Еганского месторождения.

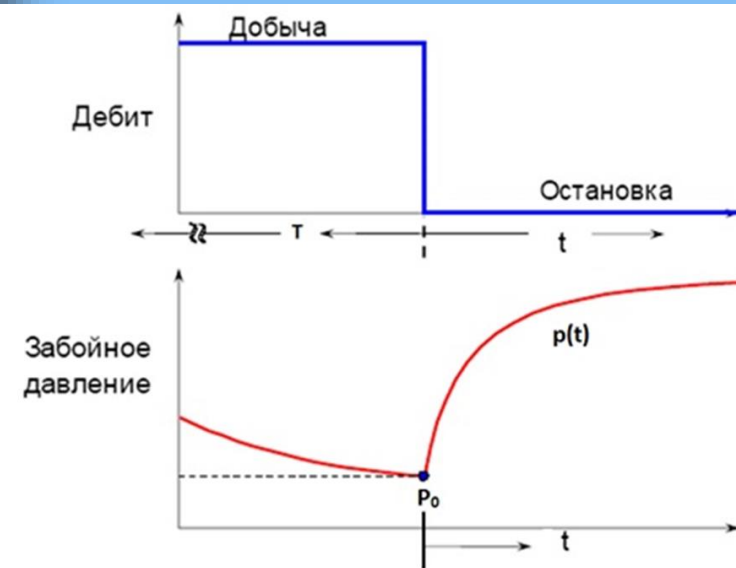
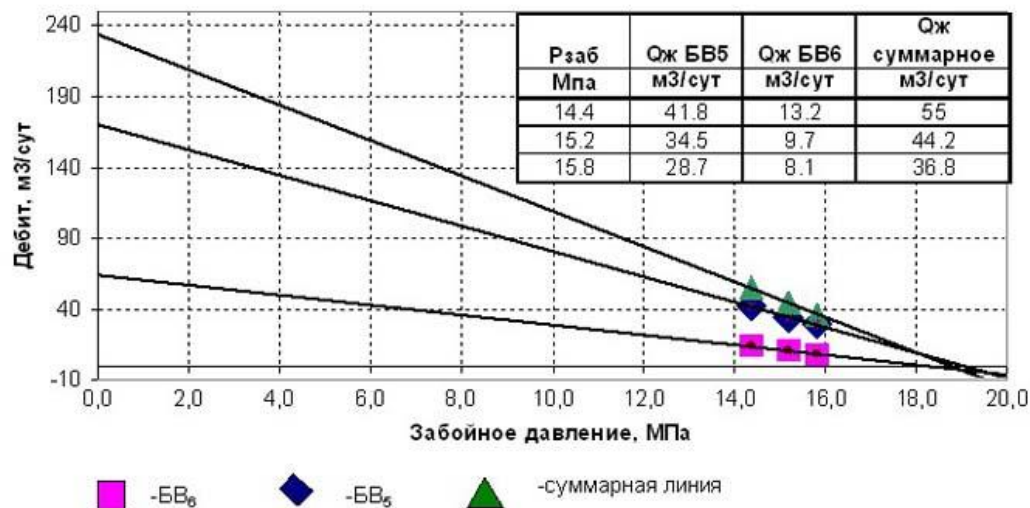


рис. 4 Схематическое изменение дебита и давления для «чистой» КВД

Неоднородность пласта

В заключение следует сказать, что анализ данных ГДИС может быть важным источником информации об особенностях внутреннего строения пласта, если применяется подходящая процедура интерпретации. Прежде всего мы должны убедиться, что интерпретация не сводится к простому подбору соответствий и что анализ переходных процессов проводится в тесной связи с геологической моделью пласта.

Длительные ГДИС

Длительные ГДИС (EWT-extended well testing) являются особым видом исследования, который часто проводится исключительно для оценки выдержанности пласта. Они продолжаются от нескольких дней до нескольких месяцев, при этом количество изменений давления обычно регистрируется при помощи расположенных в забое скважины датчиков.

Типичными задачами EWT являются определение границ пласта и количественное определение геологических запасов нефти, связанных с исследуемой скважиной. Поэтому длительные ГДИС часто проводятся на недавно открытых месторождениях для того, чтобы получить более точное представление о внутреннем строении пласта и, соответственно, о необходимом проекте разработки месторождения.

Это особенно верно в тех случаях, когда речь идет о разработке глубоководных морских месторождений, когда перед утверждением проекта необходимо собрать максимум информации при ограниченном количестве разведочных и оценочных скважин.

Пример применения длительных ГДИС (рис. 6.4) в целях оценки сообщаемости пласта и определить количество и местоположение добывающих и нагнетательных скважин.

На данном рисунке показано забойное давление, зафиксированное во время испытаний как функция времени. Испытания проводились в горизонтальной скважине и включали в себя 2 основных периода притока и 3 периода восстановления давления общей продолжительностью 57 дней. Эти испытания позволили уточнить некоторые важные вопросы, касающиеся определения характеристик пласта, и в конечном итоге открыли путь к разработке месторождения.

Неоднородность пласта

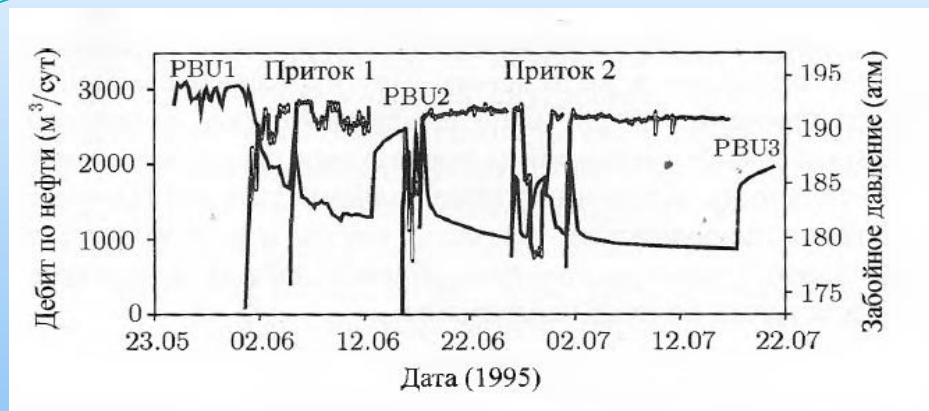


Рис.6.4. Кривые восстановления давления при длительных ГДИС

Мультискважинные исследования

При традиционных испытаниях с регистрацией кривых восстановления и падения давления (КВД и КПА) оно измеряется в той же самой скважине, где происходит изменение дебита нефти и приемистости скважины. При мультискважинных исследованиях дебит скважины изменяется в одной скважине (*действующая скважина*), тогда как давление измеряется в одной или нескольких соседних скважинах (*наблюдательные скважины*).

Цель мультискважинных исследований состоит в том, чтобы проверить гидравлическую сообщаемость между скважинами и, соответственно, целостность пласта. По этой причине они часто проводятся перед осуществлением проектов повышения нефтеотдачи вторичными методами, такими как заводнение. К тому же, когда в исследуемой области существует только однофазный флюид, они могут использоваться для определения характеристик пласта с применением усредненных межскважинных показателей.

Для мультискважинных исследований характерен ряд отличительных особенностей:

- **Слабое изменение давления.** Изменение давления, зависит от коллекторских свойств пласта и расстояния от действующей скважины, однако оно всегда является слабым, часто менее 0,07 атм. Поэтому наблюдательные скважины необходимо держать остановленными. Это также означает, что следует использовать точные датчики давления и что необходимо фильтровать результаты измерений перед интерпретацией, чтобы исключить все возможные влияния (добыча из других скважин, дрейф показаний, влияние приливов ...), не относящиеся к

Неоднородность пласта

изменению дебита действующей скважины.

- **Продолжительность испытания.** В отличие от ГДИС одиночных скважин, мультискважинные исследования могут продолжаться несколько дней или даже несколько недель. В течение этого периода важно тщательно контролировать данные о добыче из соседних скважин, не принимающих непосредственного участия в испытаниях.

Другим важным моментом является надежность применяемых датчиков давления, которые должны обеспечивать минимальный дрейф показаний на протяжении продолжительного времени. Продолжительность испытания также является главной причиной того, что эти испытания проводятся не так часто, как бы Этого хотелось, так как возможно значительное уменьшение объемов добычи вследствие остановки скважин, в которых ведется наблюдение.

Существует несколько разновидностей мультискважинных исследований основными из которых являются гидропрослушивание и импульсные исследования.

- **Гидропрослушивание.** Они обычно предполагают осуществление одиночного длительного изменения объема добычи (или нагнетания) в действующей скважине с одновременной регистрацией давления в наблюдательных скважинах.

- **Импульсные исследования.** Они обычно предполагают осуществление повторяющихся, кратковременных изменений эксплуатационных режимов в действующей скважине. Как правило, это серия периодов падения давления в пласте и периодов полной остановки скважины, причем первые обычно длятся дольше, чем последние импульсные исследования.

Выбор в пользу гидропрослушивания или импульсного исследования зависит от свойств коллектора и особенностей флюида, а также от задач данного

Неоднородность пласта

исследования. Если речь идет о коллекторе с хорошими подвижностью (k/μ) и пьезопроводностью ($k/\phi\mu ct$), как это имеет место в газоносном пласте, изменение давления может быть незначительным, но проходит оно через породу достаточно быстро, так что импульсное исследование можно провести за сравнительно короткое время.

И напротив, если речь идет о пласте с тяжелой нефтью и с низкой проницаемостью, перепад давления, вызванный в действующей скважине, будет более значительным, но распространяться по пласту он будет медленно. В этом, случае предпочтительным является гидропрослушивание, потому что для регистрации повторяющихся изменений давления на неустановившихся режимах потребовалось бы слишком продолжительное импульсное исследование.

Также следует учесть еще два момента — расстояние между действующей и наблюдательными скважинами и чувствительность используемых датчиков давления.



Рис. 6.5. Перепады давления при импульсных исследованиях

Пример применения импульсного исследования для определения внутреннего строения и границ продуктивного пласта на месторождении Fortescue в Австралии (рис.6.5).

Импульсное исследование включало в себя два 36-часовых (18 часов в режиме работающей и 18 часов в режиме остановленной скважины) импульса.

Реакция на импульсы, с фильтрацией помех, очень четко прослеживается в наблюдательных скважинах 2 и 3, причем она была зарегистрирована только через несколько минут после закрытия скважины 1, что послужило свидетельством высокой проводимости системы.

Гидропрослушивание является мощным средством описания особенностей внутреннего строения пласта. Даже если интерпретация не позволяет получить большое

Неоднородность пласта

количество информации о сообщаемости внутри пласта, эти данные могут применяться для подтверждения или опровержения альтернативных геологических моделей, полученных при помощи других методов.

Например, если предполагается наличие разлома между двумя скважинами, существование интерференции давления будет свидетельствовать или об отсутствии разлома, или о том, что он является проводящим.

Индикаторные исследования

Представляют собой иной вид гидропрослушивания, не предполагающее измерения давления. В ходе типичного индикаторного исследования невзаимодействующий и неадсорбирующийся индикатор, обычно химический или радиоактивный, нагнетается в действующую скважину, тогда как его прорыв и концентрация отслеживаются в одной или нескольких наблюдательных скважинах. Поэтому результаты индикаторного исследования могут служить полезным источником информации о сообщаемости внутри резервуара.

Полезность индикаторных исследований очевидна перед осуществлением проектов по увеличению нефтеотдачи пласта, когда анализ прорыва индикаторного вещества и изменение его концентрации может дать полезную информацию об ожидаемой суммарной добыче. В данном контексте легче обосновать относительно высокие расходы, связанные с проведением подобных исследований.

Данные добычи

Данные добычи часто являются итоговым источником информации о неоднородности пласта и его внутренней прерывистости. Даже тогда, когда другие методы не показали наличия прерывистых участков внутри пласта, с начала эксплуатации месторождения в параметрах добычи часто наблюдаются аномалии, которые свидетельствуют о неожиданном и зачастую нежелательном поведении продуктивного пласта.

На этой стадии эксплуатации месторождения данные аномалии являются наиболее важным для геологов и геофизиков источником информации о неоднородности пласта.

Неоднородность пласта

К данным добычи относятся дебит нефти, обводненность (Fw), газовый фактор GOR (gas-oil ratio) и статическое давление.

Данные давления

Наиболее очевидным свидетельством прерывистости пласта, возможно, является наблюдение различных тенденций в падении давления в разных скважинах или группах скважин. На рис. 6.6. показан пример, иллюстрирующий некоторые замеры давления, сделанные на нефтяном месторождении в течение его эксплуатации.

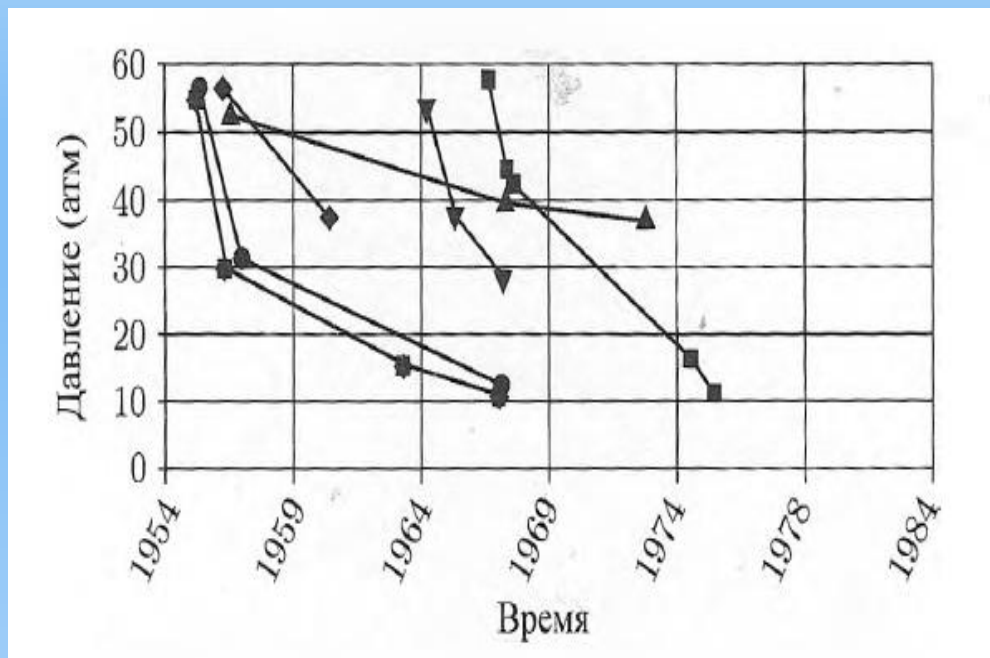


Рис.6.6: Замеры давления в пласте с разломами

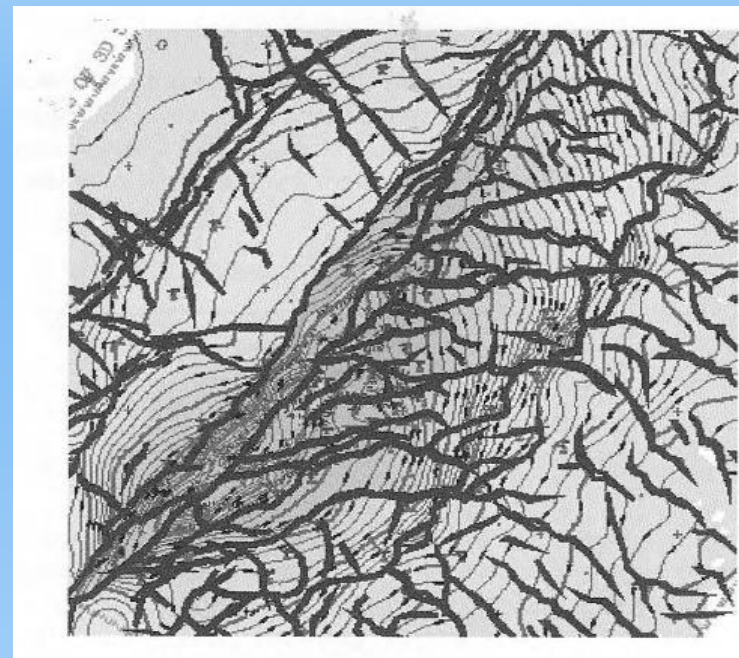


Рис.6.7.: Структурная карта с разломами

Неоднородность пласта

Можно заметить, что для большинства скважин характерны различные тенденции падения давления по отношению к другим.

Интерпретация данной области показала наличие сложной системы пересекающихся разломов, распределенных по трем основным направлениям: северо-запад, северо-восток и восток-северо-восток (рис. 6.7).

Все скважины расположены в различных блоках, ограниченных непроводящими разломами.

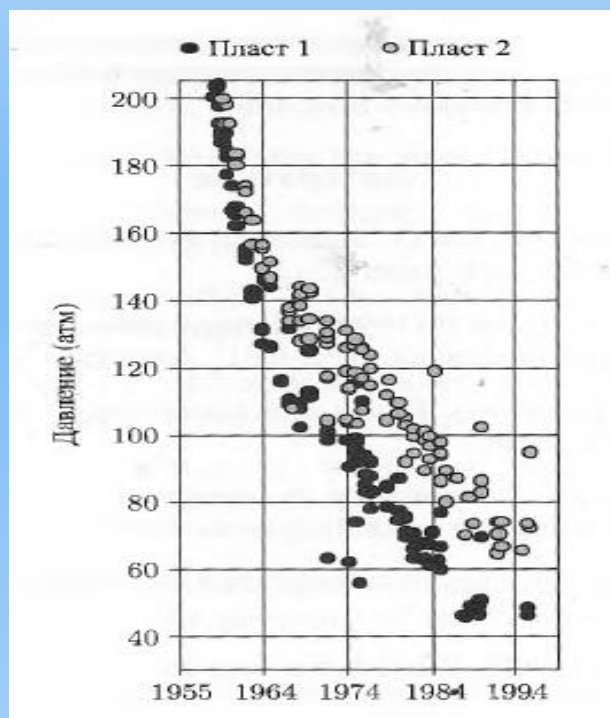


Рис.6.8: Тенденция естественного снижения пластового давления при наличии стратиграфической границы

Еще одна заметная особенность заключается в том, что разница давлений между различными блоками, ограниченными непроводящими разломами, может быть значительной, что доказывает надежность герметизации..

Другой пример прерывистости пласта приведен на рис. 6.8, где представлены данные давления, собранные за сорок лет истории разработки одного нефтяного месторождения.

Здесь через несколько лет, на протяжении которых наблюдалось быстрое естественное снижение пластового давления, данные начинают распадаться на два отдельных множества, для которых характерны различные тренды.

Это поведение давления было неожиданным, и последующий пересмотр стратиграфии данной области показал, что между двумя основными площадями этого месторождения существует зона выклинивания песчаного пласта. Был сделан вывод, что, хотя ни одна из скважин не вскрыла полностью заглинизированный пласт, должна существовать стратиграфическая граница, подтверждающая наблюдаемое поведение давления.

Неоднородность пласта

Дебит нефти, обводненность и газовый фактор

Все стандартно регистрируемые параметры добычи некоторым образом связаны с преобладающим средним давлением и условиями насыщения в пласте. Поэтому даже при отсутствии прямых измерений давления такие параметры, как дебит нефти и газа, обводненность, газовый или газоконденсатный факторы, могут использоваться для того, чтобы на их основании вывести информацию о прерывистости пласта.

При этом необходимо четко отличать особенности поведения продуктивного пласта от аномалий, связанных с проблемами при заканчивании скважин.

Следующие типичные эксплуатационные характеристики могут сигнализировать о наличии нарушений в пласте:

- **Дебит углеводорода.** Снижение показателей добычи, наблюдаемое в одном или нескольких образующих группу скважинах, может быть следствием снижения среднего давления, обусловленного наличием в пласте изолированного блока.

- **Газовый фактор.** Рост газового фактора, не соответствующий общей тенденции для данного месторождения, может быть обусловлен истощением изолированных частей пласта, где давление упало ниже давления насыщения. Аналогично ранний прорыв газа в продуктивных скважинах может быть связан с наличием пропластков с высокой проницаемостью.

- **Обводненность.** В некоторых частях месторождения прорыв воды в добывающую скважину может произойти рано или, напротив, со значительным запозданием относительно общего движения фронта воды (пластовой или нагнетаемой). Так же как и в случае с газом, эти аномалии часто обусловлены существованием неоднородностей пласта.

Благодарю за внимание!

Thank you for your attention!

Назарларыңызға рахмет!