

***Информационные технологии мониторинга разработки
нефтяных месторождений***

**Помехоустойчивые алгоритмы по обработке данных
гидродинамических исследований скважин**

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	2
1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН	3
1.1 Цели и задачи гидродинамических исследований.....	7
1.2 Виды гидродинамических исследований.....	9
1.3 Комплекс гидродинамических исследований.....	10
1.4 Гидродинамическая постановка задачи.....	12
1.5 Решение уравнения пьезопроводности.....	14
2 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ БЕЗ УЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРИТОКА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ	18
2.1 Метод Миллера-Дайеса-Хетчисона (МДХ).....	18
2.2. Метод Хорнера.....	23
2.3. Модифицированная формула Хорнера.....	27
2.4 Исследование скважины с учетом «предыстории» её работы.....	31
2.5 Неустойчивость результатов интерпретации КВД.....	34
2.6 Регуляризирующий метод обработки КВД.....	38
2.7 Диагностирование и идентификация фильтрационных потоков.....	42
3 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ С УЧЁТОМ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРИТОКА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ	46
3.1 Исследование динамики затухания притока.....	49
3.2 Идентификационный метод.....	57
3.3 Обработка кривых восстановления уровня (КВУ) в насосных скважинах, эксплуатируемых с открытым затрубным пространством	60
3.4 Интерпретация КВД по модели ограниченного пласта (двухшаговый метод).....	61
4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ОПРОБЫВАНИЯ ЕГО ИСПЫТАТЕЛЕМ ПЛАСТОВ	67
4.1 Определение скин-эффекта.....	68
4.2 Уточненный расчет параметров пласта по КВД с учетом изменения дебита во время притока.....	70
4.3 Определение параметров пласта при многоцикловом испытании	73
4.4 Анализ результатов испытания скважин, работающих с переменным дебитом.....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78

ВВЕДЕНИЕ

Современные гидродинамические методы исследований скважин (ГДИС) дают возможность получать важнейшие параметры пласта, на основании которых осуществляются процессы добычи, составляются технологические проекты разработки, проводится анализ текущего состояния разработки месторождений. В результате гидродинамических исследований определяются фильтрационные параметры пласта и скважины, величины забойных и пластовых давлений, коэффициентов продуктивности, устанавливаются связи между скважинами по пласту и между пластами. Исследования, как правило, имеют действенную силу, когда их выполняют систематически, а результаты обрабатывают по методикам, наиболее соответствующим процессам в реальном пласте.

Известно, что обратная задача определения фильтрационных характеристик пласта по кривым восстановления (падения) давления (КВД - КПД) оказывается некорректно поставленной: её решения неустойчивы относительно ошибок, которые неизбежно содержатся в замерах. Это означает, что обратная задача, являясь некорректной, может иметь несколько и даже бесчисленное множество решений. Разрешимость её, т.е. получение единственного решения зависит от ряда факторов: правильного выбора гидродинамической модели и, соответственно, методики интерпретации результатов; определения области применения той или иной методики, источников возможных погрешностей.

В частности, неустойчивость проявляется в условиях малых выборок, когда в координатах метода удается спрямить только небольшой участок КВД. Последнее может быть связано, например, с тем, что не удастся обеспечить стационарный режим работы скважин, окружающих исследуемую, на весь период проведения исследования. Изменения режимов работы скважин ближайшего окружения приводят к появлению дефектных участков КВД, которые следует исключить из анализа. Очень часто приходится также обрабатывать так называемые «недовосстановленные» КВД, полученные в экспериментах, прерванных по техническим причинам или же из-за желания уменьшить потери нефти вследствие простоя скважины. Поэтому, обязательным этапом обработки КВД является проверка полученных результатов на устойчивость. В связи с этим были разработаны помехоустойчивые алгоритмы обработки данных ГДИС, позволяющие исследовать рассчитанные фильтрационные параметры на устойчивость.

В методическом руководстве дается описание основных методов интерпретации данных ГДИС, используемых в алгоритме.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

Задача о нахождении параметров пласта (таких, например, как гидропроводность или пьезопроводность) является одной из задач о неустановившемся притоке. Такого рода задачи основаны на теории упругого режима и решаются либо для бесконечно пластовых систем, либо для пластовых систем ограниченных размеров. При этом рассматривается неустановившийся приток либо к одиночной скважине, либо неустановившийся приток ко всем скважинам при совместной их работе. Здесь мы рассмотрим одиночную скважину и покажем, как учитывается влияние на нее других скважин.

Упругие силы пласта проявляются существенно во всех случаях, когда имеет место быстрое изменение режима работы скважин. Сюда можно отнести и остановку или пуск скважины. Например, остановка скважины является частным случаем изменения режима ее работы в сторону уменьшения дебита, а пуск – в сторону увеличения.

При установившейся работе давление в пласте вокруг скважины распределяется по стационарному закону. Вокруг скважины образуется воронка депрессии, радиус которой при одиночной работе совпадает с границей пласта. При совместной работе многих скважин средний радиус воронки депрессии проходит между данной и окружающими скважинами в соответствии с их дебитами.

Далее считается, что после изменения режима всю область фильтрации вокруг скважины можно разбить на две зоны: внутреннюю, непосредственно окружающую скважину (с радиусом порядка мощности пласта), в которой давление в процессе восстановления распределяется по стационарному закону и внешнюю, в которой восстановление давления происходит по законам упругого режима. Радиус воронки депрессии R_k определяет границу внешней зоны. Постоянное давление на границе воронки депрессии обычно обозначают P_k и называют либо контурным давлением, либо пластовым давлением. На контуре питания плотность нефти постоянна и равна начальному значению. В момент остановки отбор нефти из скважины мгновенно прекращается, а через контур питания внутрь первой зоны продолжает поступать прежнее количество нефти, равное установившемуся дебиту скважины перед остановкой. За счет продолжающегося притока внутри первой зоны происходит сжатие нефти и повышение ее плотности, в результате чего давление в этой зоне начинает восстанавливаться; одновременно происходит некоторое увеличение объема порового пространства этой зоны. Поскольку скорости движения в радиально сходящихся направлениях возрастают, то наиболее быстро давление восстанавливается в самой скважине и наиболее медленно вблизи самой скважины. Но вблизи контура питания разность плотностей между текущим и начальным значениями минимальная, поэтому здесь давление восстанавливается раньше, чем в других областях; восстановление давления вблизи границ контура ведет к непрерывному уменьшению воронки депрессии. В условиях упругого режима темп восстановления давления падает. Теоретически в бесконечном пласте давление на забое остановленной скважины полностью восстановится через бесконечно большое время. Время, необходимое для достижения установившегося состояния, зависит от физических параметров пласта и насыщающей его нефти, а также от величины

дебита перед остановкой скважины. Пуск нагнетательной скважины вполне аналогичен остановке эксплуатационной скважины. Разница в том, что после пуска нагнетательной скважины воронка депрессии растёт, пока радиус ее не достигнет некоторой, условно установившейся величины. Известны некоторые, в большинстве своем эмпирические формулы, при помощи которых приближенно оценивается время, по истечении которого после остановки скважины в пласте наступает установившееся состояние. Например, А.Чатас [23] дает для этого такую формулу

$$t_y \gg \frac{mb_{\text{ж}}R_k^2}{4k},$$

где t_y - время достижения установившегося состояния в секундах; m - коэффициент пористости; $b_{\text{ж}}$ - коэффициент сжимаемости жидкости в 1/Па; R_k - радиус контура питания в м; k - коэффициент проницаемости в м^2 ; μ - коэффициент вязкости в пластовых условиях в мПа·с.

Кривые восстановления давления (то есть кривые, отображающие экспериментальные данные о давлении в некоторые моменты времени) можно снимать во всех скважинах независимо от способа их эксплуатации и назначения; меняется лишь техника получения кривых и, в некоторых случаях, способы их обработки. В фонтанирующих водяных скважинах, если затрубное пространство заполнено водой без газовой подушки, в газовых, в нагнетательных, а также в нефтяных скважинах с заполненным нефтью затрубным пространством без газовой подушки (если при этом давление на забое больше давления насыщения) кривые восстановления давления можно снимать не только на забое, но и на устье. Некоторое несоответствие кривых на забое и на устье в этом случае может иметь место вследствие сжимаемости жидкости в колонне.

Если затрубное пространство скважины закрыто, то после изменения режима ее работы происходит восстановление давления не только на забое, но и на устье в газовой среде; в фонтанной скважине давление восстанавливается в затрубном пространстве и на буфере; в глубиннонасосной – только в затрубном пространстве, так как подъёмные трубы периодически (или на определенное время при остановке) отключаются от системы пласт-скважина. При открытом затрубном пространстве восстановление давления можно фиксировать только на забое.

На характер кривой восстановления влияют многие факторы. Рассмотрим некоторые из них. Один из таких факторов – не мгновенное прекращение притока нефти к забою скважины. Мгновенное прекращение притока к скважине после остановки возможно лишь в том случае, когда все пространство скважины до устья заполнено несжимаемой жидкостью или идеальным газом. Такой случай возможен в водяной нагнетательной скважине или в фонтанирующей водяной скважине, практически не содержащей свободного газа, то есть если сжимаемость жидкости в объеме скважины пренебрежимо мала. Строго же мгновенное прекращение притока возможно лишь теоретически, если скважину мгновенно закрыть на забое. При изменении режима в сторону ограничения отбора новый дебит устанавливается не

мгновенно. Если, например, до изменения режима скважина работала с дебитом Q_1 , а после изменения с дебитом Q_2 ($Q_1 > Q_2$), то можно представить себе, что до изменения режима скважина работала не с дебитом Q_1 , а с дебитом $DQ + Q_2$ ($DQ = Q_1 - Q_2$), то есть, как будто бы, на месте данной эксплуатационной скважины работали две эксплуатационные скважины: одна с дебитом DQ , а другая с дебитом Q_2 . В таком представлении в момент изменения режима скважину с дебитом DQ останавливают, а скважина с дебитом DQ продолжает работать.

В скважине всегда имеется некоторая свободная емкость, которая образуется благодаря сжимаемости нефти и газовой подушки или же частью открытого пространства над уровнем нефти. После остановки скважины или после изменения режима в сторону уменьшения дебита в течение некоторого переходного периода происходит заполнение свободной емкости скважины поступающей из пласта нефтью. На протяжении переходного периода дебит скважины уменьшается от установившейся величины перед остановкой до нуля или от $DQ + Q_2$ до Q_2 после ограничения отбора на величину DQ (если, как отмечено выше, установившийся дебит перед изменением режима равен Q_1 , а после изменения Q_2 и $DQ = Q_1 - Q_2$); в последнем случае можно представить, что одна из скважин с установившимся дебитом DQ останавливается и в течение переходного периода ее дебит уменьшается от DQ до нуля. После изменения режима в сторону увеличения дебита и в частном случае после пуска скважины происходит обратное явление: на протяжении переходного периода утечка нефти из свободной емкости скважины в пласт с дебитом от нуля до DQ после увеличения отбора (если дебит после изменения режима $Q_2 = Q_1 + DQ$) переменная или она изменяется от нуля до установившейся величины после пуска скважины. Продолжительность переходного периода при одинаковых прочих условиях зависит от разности дебитов при изменении режимов и в частном случае от дебита перед остановкой или после пуска скважины. Исследования показали, что продолжающийся после остановки приток приводит к запаздыванию (на величину переходного периода) выхода кривой восстановления на асимптоту, соответствующую прекращению притока. В координатах давление и время (рис.1.1) промысловая кривая 2 восстановления давления после остановки скважины в течение переходного периода располагается ниже расчетного положения (кривая 1), соответствующего отсутствию притока. Если такую же кривую построить в координатах давление и логарифм времени (рис.1.2), то промысловая кривая 2 расположится под большим углом к оси логарифм времени, чем кривая, соответствующая отсутствию притока после остановки (кривая 1).

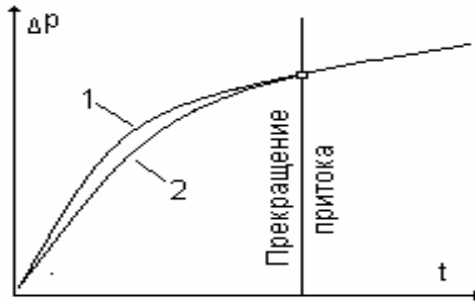


Рис. 1.1

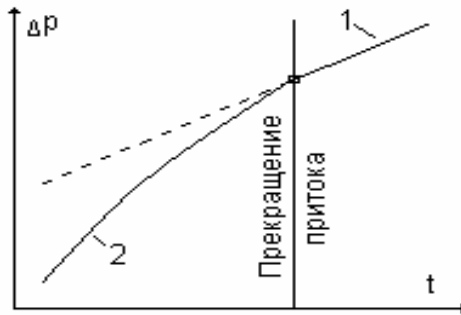


Рис. 1.2.

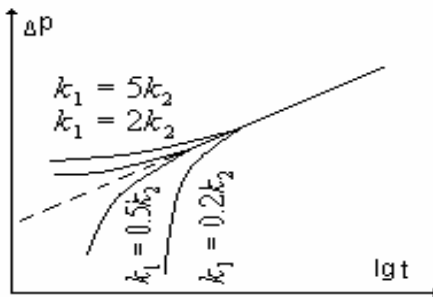


Рис. 1.3.

Миллер, Дайес и Хетчисон на электрической модели исследовали влияние на КВД (кривую восстановления давления) зоны в непосредственной близости вокруг скважины (ПЗП – призабойная зона пласта) с ухудшенной или улучшенной проницаемостью, чем во всей остальной области фильтрации. Наличие такой зоны приводит к запаздыванию выхода промысловой кривой в положение, соответствующее однородной проницаемости пласта (рис.1.3). Чем больше

отличается проницаемость кольцевой зоны вокруг скважины k_1 от проницаемости пласта k_2 , тем сильнее отклоняется начальный участок кривой от положения, соответствующего однородной проницаемости пласта. Если k_1 меньше k_2 , то начальный участок располагается под прямой, соответствующей k_2 ; при k_1 больше k_2 начальный участок располагается над ней. Причем уменьшение проницаемости вокруг скважин при одинаковых прочих условиях значительно сильнее влияет на отклонение начального участка, чем увеличение ее в такое же число раз.

Так же как и наличие зоны ухудшенной или улучшенной проницаемости, несовершенство скважины качественно влияет на ход КВД. После гидроразрыва, кислотных обработок или после проведения на забое скважины каких-либо других восстановительных мероприятий степень совершенства скважины может значительно улучшиться. Оценка состояния призабойной зоны скважины, по существу скин – фактора S , осуществляется через приведенный радиус скважины $r_{c.пр}$

$$r_{c.пр} = r_c e^{-S},$$

где r_c – истинный радиус скважины (радиус долота с учетом коэффициента уширения).

В это понятие включается не только несовершенство перфорации фильтровой части эксплуатационной колонны и несовершенство вскрытия пласта, но также все другие искусственные сопротивления притоку фильтровой части, созданные при освоении и в процессе дальнейшей эксплуатации скважины.

Так же важен учет интерференции скважин. За несколько дней перед снятием КВД на скважине режим работы ближайших скважин менять не рекомендуется. Установившиеся возмущения со стороны работающих скважин выражаются в переносе начала координат при построении КВД и на ее характер влияния не оказывают. Если со стороны ближайших скважин будут поступать ощутимые неустановившиеся возмущения, которые могут быть вызваны резким изменением режима их работы, то такие возмущения в некоторых случаях, налагаясь на собственное возмущение в исследуемой скважине, могут значительно исказить характер кривой восстановления. При этом наиболее вероятно искажение заключительных участков КВД.

1.1 Цели и задачи гидродинамических исследований

Непосредственной задачей, стоящей перед гидродинамическими исследованиями пластов и скважин, является получение данных, характеризующих их гидродинамические свойства.

Но одними лишь гидродинамическими методами нельзя получить исчерпывающие данные об этих свойствах. Для этого необходимо сочетать гидродинамические исследования с лабораторными и геофизическими исследованиями.

Основными данными, характеризующими геолого-физические и гидродинамические свойства пластов и флюидов, являются:

- 1) эффективная мощность пласта – h ;
- 2) вязкость жидкости и газа в пластовых условиях – $m_{ж}$, $m_{г}$;
- 3) проницаемость пласта – k ;
- 4) пористость – m ;
- 5) сжимаемость пласта и пластовой жидкости – b_c , $b_{ж}$;
- 6) гидропроводность и пьезопроводность – $\frac{kh}{m}$, c .

Гидродинамические свойства скважины характеризуются величиной так называемого приведенного радиуса скважины r_0 или коэффициента гидродинамического несовершенства ее h .

Непосредственно гидродинамическими методами определяются следующие комплексы параметров:

- 1) коэффициент гидропроводности пласта $\frac{kh}{m}$;
- 2) коэффициент пьезопроводности пласта $c = \frac{k}{m(mb_{ж} + b_c)}$;
- 3) комплекс параметров $\frac{c}{r_{с.пр}^2}$.

Для раздельного определения параметров этих комплексов необходимо знать h, m, m, b , определяемые другими методами – геофизическими или лабораторными. Однако при решении многих практических задач, связанных с проектированием и разработкой месторождений, а также с установлением дебитов по отдельным скважинам, такого определения не требуется, так как в расчетные формулы по определению дебитов и давлений эти параметры входят именно комплексами.

Важными показателями, характеризующими отдельные скважины и подлежащими определению, являются коэффициент продуктивности (для эксплуатационных скважин) и коэффициент поглощения (для нагнетательных скважин).

Эти показатели также представляют собой комплексы параметров, отражающих гидродинамические свойства как самих скважин, так и участков пласта, окружающих эти скважины.

По определению коэффициент продуктивности

$$K = \frac{Q}{DP} = \frac{Q}{P_k - P_c} = \frac{2pkh}{m \ln \frac{R_k}{r_{с.пр}}} \quad [m^3/сут \cdot ат] \quad (1.1)$$

где R_k - радиус условного контура питания вокруг скважины в метрах, на котором во время работы скважины при установившемся режиме среднее давление на контуре равно $P_k, ат$; P_c – давление на забое скважины при ее работе. $ат$; Q -

объемный дебит скважины в пластовых условиях, $m^3/сут$; M – весовой дебит скважины в поверхностных условиях, $t/сутки$;

$$Q = M \frac{b}{1000 \times \gamma_{\text{пов}} \times g} \quad (1.2)$$

Коэффициент поглощения определяется формулой

$$K \zeta = \frac{Q \zeta}{DP} = \frac{Q \zeta}{P_k - P_c} = \frac{2pkh}{m \ln \frac{R_k}{r_{c. пр}}}, \quad (1.3)$$

где $Q \zeta$ – количество закачиваемой в пласт жидкости, приведенное к пластовым условиям, $m^3/сек$, $\gamma_{\text{пов}}$ – плотность жидкости в поверхностных условиях, $кг/м^3$; b – объёмный коэффициент нефти, m^3/m^3 .

Непосредственно измерять при проведении исследований на промыслах можно только дебиты, давления и расстояния между скважинами, а численные значения комплексов параметров, характеризующих гидродинамические свойства пласта и скважин, определяются расчетами, путем решения так называемых обратных задач подземной гидродинамики.

В результате эксплуатации залежей в целом и отдельных скважин давление во всех точках пласта непрерывно изменяется, что является показателем неустановившегося процесса фильтрации жидкости в пласте. Однако во многих случаях изменение пластового давления может быть настолько медленным, что его можно не учитывать и считать давление постоянным.

В таких случаях процесс фильтрации жидкости в пласте считают условно установившимся.

Промысловые наблюдения проводят как в случае неустановившегося процесса фильтрации, так и в случае условно установившегося процесса.

В зависимости от характера процесса фильтрации применяют тот или иной вид гидродинамических исследований.

1.2 Виды гидродинамических исследований

Под промысловыми гидродинамическими исследованиями будем понимать совокупность технологических операций по возбуждению пласта путем отбора из него пластовой жидкости или путем закачки в него жидкости и проведение соответствующих замеров дебита и давления на возмущающей и нагнетательных скважинах.

Замеряя при промысловых гидродинамических исследованиях дебит работающей скважины $Q(t)$ и давление на ее забое $P(r_c, t)$ или давление на забое какой-либо пьезометрической скважины $P(R, t)$ удаленной от работающей скважины на известное расстояние R , строят графики изменения этих величин во времени. В

самом общем случае эти графики называют кривыми прослеживания за изменением дебита и давления.

На нефтяных промыслах в основном применяют три метода гидродинамических исследований:

- 1) метод восстановления (падения) давления;
- 2) метод прослеживания влияния изменения режима работы скважины на характер изменения давления в удаленных от этой скважины точках пласта (гидропрослушивание);
- 3) метод установившихся отборов (пробных откачек).

Первые два метода более точны, чем третий, применяют их только для залежей с давлением, превышающим давление насыщения (или близким к нему).

Метод установившихся отборов менее точен, но может быть применен в любых условиях.

1.3 Комплекс гидродинамических исследований

1) Стадия промышленной разведки месторождений.

На стадии промышленной разведки месторождения по всем нефтяным скважинам, вскрывающим объекты, подготавливаемые к промышленной разработке, в обязательном порядке проводят следующий комплекс исследований:

- а) исследование методом установившихся отборов (не менее чем на трех режимах), с построением индикаторных диаграмм и определением параметра гидропроводности по каждому вскрытому пропластку;
- б) исследование методом восстановления давления;
- в) замеры начального пластового давления и температуры пласта;
- г) отбор и исследование глубинных проб нефти с целью определения в пластовых условиях давления насыщения, содержания растворенного газа, вязкости, плотности, объемного коэффициента, коэффициента сжимаемости нефти и других данных.

Для обсаженных нефтяных скважин, вскрывающих промежуточные горизонты, не подготавливаемые к первоочередной промышленной разработке, проводят тот же комплекс исследований, но если пластовое давление выше давления насыщения, и вскрытый объект представляет собой нерасчлененный по разрезу единый пласт, методом установившихся отборов исследования проводят только на одном режиме.

Примечание. Помимо перечисленных работ, на стадии промышленной разведки проводят также специальные исследования (или те же, но с установленной для каждого конкретного объекта периодичностью) в соответствии с планами, составленными научно-исследовательскими организациями, ведущими работы по подсчету запасов и проектированию разработки.

2) Стадия пробной (опытной) эксплуатации объекта.

а) По новым скважинам после их освоения (вызова притока нефти) проводят комплекс исследований в соответствии с 1) а), 1) б), 1) в), 1) г) настоящего параграфа.

б) По всем действующим скважинам один раз в месяц замеряют забойные давления и снимают кривые восстановления давления с целью получения данных для построения карт изобар.

в) По всем пьезометрическим скважинам непрерывно (или периодически, но не реже одного раза в неделю) замеряют динамические уровни.

г) Проводят исследования методом гидропрослушивания в объеме, предусматриваемом общими планами, составляемыми научно-исследовательскими организациями, ведущими проектирование разработки объекта на период его пробной эксплуатации.

3) *Стадия промышленной разработки объекта.*

На стадии промышленной разработки.

а) По новым скважинам, а так же по всем скважинам, прошедшим капитальный ремонт, связанный с изменением состояния призабойной зоны (гидроразрыв, кислотная обработка и т.п.) или степени и характера вскрытия пласта (заливка, дострел и т.п.), проводят комплекс исследований в соответствии с пунктами 1) а), 1) б), 1) в), 1) г) настоящего параграфа.

б) по всем действующим эксплуатационным и нагнетательным скважинам периодически (но не реже одного раза в год) проводят исследования методом восстановления давления.

Периодичность исследований устанавливается научно-исследовательскими организациями, осуществляющими контроль за разработкой залежей совместно с НПУ.

Для залежей, разрабатывающихся при режиме растворенного газа, когда пластовое давление меньше начального давления насыщения более чем на 10%, проводят периодические исследования скважин методом установившихся отборов (не реже одного раза в год).

в) По всем действующим эксплуатационным и нагнетательным скважинам не реже одного раза в полугодие измеряют забойные давления с целью получения данных для построения карт изобар.

Для объектов, в которых наблюдаются сравнительно быстрые изменения пластового давления, периодичность замеров давления для построения карт изобар устанавливается НПУ совместно с научно-исследовательскими организациями, осуществляющими контроль за разработкой объекта.

Для залежей, разрабатывающихся при режиме растворенного газа, когда пластовое давление меньше начального более, чем на 10%, измеряют также и пластовые давления (с той же периодичностью).

г) Проводятся исследования методом гидропрослушивания между всеми возможными парами скважин по совместным планам НПУ и научно-исследовательскими организациями, осуществляющих контроль за разработкой объекта.

1.4 Гидродинамическая постановка задачи

При проведении гидродинамических исследований нефтегазовых, водоносных пластов необходимо решать две задачи.

1. Прямая задача подземной гидродинамики состоит в определении давления в произвольной точке пласта с известными коллекторскими и геометрическими параметрами при работе возмущающей скважины с дебитом, изменяющемся по заданному закону или с заданным на скважине переменным давлением.

2. Обратная задача подземной гидродинамики состоит в определении коллекторских и геометрических параметров пласта по кривым изменения дебита и давления, замеренным при исследованиях.

Решение этих двух задач осуществляется с помощью формул подземной гидродинамики, связывающих давление, дебит и параметры пласта. Получаемые решения должны иметь вид зависимости изменения давления ΔP в произвольной точке пласта от времени t , расстояния r от возмущающей скважины до исследуемой точки, дебита скважины $Q(t)$, фильтрационных параметров пласта – гидропроводности $\frac{kh}{m}$ и пьезопроводности c , а также геометрических параметров пласта:

$$\Delta p = F(t, r, Q(t), a_i) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1.4)$$

где под a_i понимаются фильтрационные и геометрические параметры пласта.

Рассмотрим способы определения параметров пласта с помощью формул типа (1.4).

Явное решение

В некоторых случаях неизвестным является только один параметр – коэффициент гидропроводности. Это наблюдается, например, при установившемся притоке жидкости к скважине. Из формул установившегося притока можно в явном виде получить зависимость коэффициента гидропроводности от промысловых данных (коэффициента продуктивности) и других величин, которые принимаются известными (приведенный радиус скважины и радиус условного контура питания). Однако из формул, описывающих неустановившиеся процессы перераспределения давления, такую явную зависимость получить нельзя, так как неизвестных параметров получается как минимум два и один из них, коэффициент пьезопроводности, входит под знак трансцендентных функций. Поэтому при неустановившихся течениях применяют различные приемы, позволяющие определять два и более неизвестных.

Прямолинейная анаморфоза

Чаще всего, когда неизвестными являются только два параметра – гидропроводность и пьезопроводность, формулу (1.4) удается привести к виду уравнения прямой линии:

$$y_e = A + iy_x \quad (1.5)$$

где функции y_y и y_x зависят от отлько от известных промысловых величин t, D_p, Q , а два неизвестных параметра входят в угловой коэффициент i и свободный член A , причем либо в i либо в A должен входить только один искомый параметр.

Определение параметров пласта сводится к следующему. Прежде всего перестраивают кривую прослеживания в координатах y_y, y_x . Такие кривые обычно называют «преобразованными» в отличие от «обычных» кривых, которые построены в координатах (t, DP) . Вычисление координат y_y, y_x преобразованного графика прослеживания представляет иногда довольно трудоемкую задачу, поскольку в функции y_y, y_x могут входить интегралы от обычных кривых прослеживания, которые вычисляются только численными методами. Определив угловой коэффициент и свободный член прямолинейной части преобразованного графика, по соответствующим формулам вычисляют неизвестные параметры пласта.

Метод наилучшего совмещения фактической и расчетной кривых прослеживания

Этот метод заключается в подборе неизвестных параметров пласта таким образом, чтобы получить наилучшее совмещение фактической и теоретической кривых прослеживания. Критерием наилучшего совмещения можно считать, например, минимум невязки – суммы квадратов расхождений фактической и расчетной кривых в ряде выбранных точек. Особенность рассматриваемого метода заключается в том, что число определяемых параметров, вообще говоря, может быть любым. Определение неизвестных фильтрационных и геометрических параметров методом наилучшего совмещения состоит в следующем.

Снимаем с фактической кривой изменения давления $P=P(t)$ ряд точек $\{t_k, P_k\}$. Из общих геологических и гидродинамических соображений принимаем в качестве расчетной ту или иную модель пласта, т.е. выбираем конкретный вид формулы (1.4). Приведем в соответствие множеству $\{t_k, P_k\}$ множество $\{t_k, F_k\}$ и составим невязку:

$$J = \sum_{k=1}^n (\dot{a} P_k - F_k)^2 = \sum_{k=1}^n \dot{a}^2 P_k^2 - 2 \sum_{k=1}^n \dot{a} P_k F_k + \sum_{k=1}^n F_k^2. \quad (1.6)$$

Минимум невязки \mathbf{J} получим при равенстве нулю производных от \mathbf{J} по неизвестным параметрам \mathbf{a}_j в некоторой области их задания:

$$\frac{\partial \mathbf{J}}{\partial \mathbf{a}_i} = \sum_{k=1}^n \dot{\mathbf{a}}_{F_k}(\mathbf{F}_k) \xi_{a_j} - \sum_{k=1}^n \dot{\mathbf{a}}_{P_k}(\mathbf{F}_k) \xi_{a_j} = 0 \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (1.7)$$

Таким образом, задача свелась к нахождению неизвестных фильтрационных и геометрических параметров пласта \mathbf{a}_0 из системы n уравнений (1.7), в общем случае являющихся нелинейными. При найденных из системы (1.7) параметрах будет наилучшее совмещение фактической и расчетной (для данной модели пласта) кривых. Если сомнений в правильности выбранной модели нет, то процедуру определения параметров можно считать законченной. В противном случае следует построить на графике фактическую и расчетные кривые и вычислить невязку. Затем принять в качестве расчетной модели другую модель пласта, т.е. другой вид формулы (1.4), и повторить расчет. Перебор всех подходящих моделей пласта позволит выбрать ту, которая дает минимальную невязку.

Как видно из изложенного, метод наилучшего совмещения позволяет не только определить параметры пласта для заданной модели, но и составить представление о геометрии пласта по данным только одного исследования. Разумеется, нужно обработать целый ряд кривых прослеживания, чтобы дать уверенное заключение о геометрических и фильтрационных параметрах исследуемого пласта-коллектора.

1.5 Решение уравнения пьезопроводности

В теории гидродинамических исследований нефтеводоносных пластов широко используются решения основного дифференциального уравнения пьезопроводности, полученные для модели бесконечного пласта.

$$\frac{1}{c} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\alpha}{\xi} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (1.8)$$

где $P=P(r,t)$ давление в произвольной точке пласта, определяемой радиус-вектором r в момент времени t ; c - коэффициент пьезопроводности.

Вид решений этого уравнения зависит от начальных и граничных условий.

Примем, что в начальный момент времени в пласте существует установившееся распределение давления:

$$P(\mathbf{r}, 0) = P_0(\mathbf{r}) \quad (1.9)$$

Граничное условие на стенке скважины имеет вид:

$$-\frac{2pkh}{m} r \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=0} = Q(t), \quad (1.10)$$

Вторым граничным условием является предположение о постоянстве давления на бесконечно большом расстоянии от скважины:

$$P(\infty, t) = P_0 = \text{const}. \quad (1.11)$$

Решение уравнения (1.8) при условиях (1.9)-(1.11) имеет вид [52, 75]:

$$P(r,0) - P(r,t) = \frac{m}{4pkh} \int_0^t \frac{Q(t) - Q(0)}{t - \tau} \exp\left[-\frac{r^2}{4c(t - \tau)}\right] d\tau. \quad (1.12)$$

Учтем, что (1.12) получено в предположении, когда в начальный момент времени $t=0$ в пласте существует стационарное распределение давления $P(r, 0)$, вызванное длительной работой скважины с постоянным дебитом $Q(0)=Q_0$. Если предположить, что в некоторой окрестности скважины оно достигнуто, то формула (1.12) будет описывать процесс перераспределения давления в этой окрестности скважины в результате изменения дебита от $Q(0)$ до $Q(t)$.

Представим, что скважина была мгновенно остановлена, т. е. $Q(t) = 0$. Тогда из (1.12) следует:

$$P(r,t) - P(r,0) = \frac{Q_0 m}{4pkh} \int_0^t \frac{\exp\left[-\frac{r^2}{4c(t - \tau)}\right]}{t - \tau} d\tau. \quad (1.13)$$

Формула (1.13) описывает процесс повышения давления в пласте относительно начального давления $P(r, 0)$ после остановки скважины, работавшей с постоянным дебитом Q_0 в течение длительного времени.

Частным случаем стационарного распределения давления является постоянное давление $P_0 = \text{const}$, вызванное как бы работой скважины с дебитом $Q(0)=0$. Если в момент времени $t=0$ скважина была пущена в работу с произвольным дебитом $Q(t)$, то формула (1.12) принимает вид:

$$P_0 - P(r,t) = \frac{m}{4pkh} \int_0^t \frac{Q(\tau)}{t - \tau} \exp\left[-\frac{r^2}{4c(t - \tau)}\right] d\tau. \quad (1.14)$$

Если дебит, с которым скважина пущена в работу, постоянен и равен Q_0 , то из (1.14) следует

$$P_0 - P(r,0) = \frac{Q_0 m}{4pkh} \int_0^t \frac{\exp\left(-\frac{r^2}{4c(t-t')}\right)}{t-t'} dt'. \quad (1.15)$$

Формула (1.15) описывает процесс понижения давления в пласте относительно начального давления $p_0 = const$ после пуска скважины с постоянным дебитом Q_0 , так же как формула (1.14) описывает этот процесс при пуске скважины с произвольным дебитом.

Сравнивая (1.13) и (1.15), видим, что процесс понижения давления в невозмущенном пласте при мгновенном пуске скважины с постоянным дебитом Q_0 и процесс повышения давления в пласте после мгновенной остановки скважины, работавшей с тем же постоянным дебитом Q_0 длительное время, описывается одним и тем же уравнением.

Интеграл, входящий в (1.13) и (1.15), с помощью подстановки $x = \frac{r^2}{4c(t-t')}$ приводится к интегральной показательной функции

$$\int_0^t \frac{\exp\left(-\frac{r^2}{4c(t-t')}\right)}{t-t'} dt' = \int_{\frac{r^2}{4ct}}^{\infty} \frac{e^{-x}}{x} dx = -\text{Ei}\left(-\frac{r^2}{4ct}\right). \quad (1.16)$$

Подставив (1.16) в (1.13) и (1.15), получим для изменения давления в пласте после мгновенного пуска скважины с постоянным дебитом Q_0 или после ее мгновенной остановки формулу:

$$\Delta P(r, t) = \frac{Q_0 m}{4pkh} \left[\exp\left(-\frac{r^2}{4ct}\right) - \text{Ei}\left(-\frac{r^2}{4ct}\right) \right], \quad (1.17)$$

которая широко применяется в подземной гидродинамике и по предложению В. Н. Щелкачева называется основной формулой теории упругого режима фильтрации.

При мгновенном пуске скважины будем иметь:

$$\Delta P(r, t) = P_0 - P(r, t), \quad (1.18)$$

при мгновенной остановке

$$\Delta P(r, t) = P(r, t) - P(r, 0). \quad (1.19)$$

По формулам (1.12)-(1.17) можно рассчитать давление в любой момент времени в любой точке пласта, в том числе и на стенке самой возмущающей скважины, т.е. при $r=r_c$. В последнем случае ввиду малости величины r_c расчетные формулы можно значительно упростить. Так, при переменном дебите скважины выражение (1.12) И. А. Чарным и И. Д. Умрихиным [3,4] преобразовано к виду:

$$P_c(0) - P_c(t) = \frac{m}{4pkh} \int_0^t [Q(t) - Q(0)] \ln \frac{2.25c}{r_{c.нр}^2} \int_0^t \frac{Q(t) - Q(0)}{t - t} dt \frac{\ddot{y}}{\dot{y}}, \quad (1.20)$$

где $P_c(0)$ установившееся давление на стенке скважины (забойное давление) в начальный момент времени; $P_c(t)$ – текущее забойное давление.

При пуске скважины с произвольным дебитом в невозмущенном пласте, т.е. при $P_c(0)=P_0$ и $Q_0=0$, выражение (1.20) принимает вид:

$$P_0 - P_c(t) = \frac{m}{4pkh} \int_0^t Q(t) \ln \frac{2.25c}{r_{c.нр}^2} \int_0^t \frac{Q(t)}{t - t} dt \frac{\ddot{y}}{\dot{y}}. \quad (1.21)$$

При постоянном дебите $Q(t) = Q_0$ из (1.21) получим

$$P_0 - P_c(t) = \frac{Q_0 m}{4pkh} \ln \frac{2.25c}{r_{c.нр}^2}. \quad (1.22)$$

Этот же результат обычно получают из формулы (1.17) с учетом того, что при $\frac{r_{c.нр}^2}{4ct} < 0.01$:

$$- Ei \frac{c}{e} - \frac{r_{c.нр}^2}{4ct} \frac{\ddot{y}}{\dot{y}} \gg \ln \frac{4ct}{r_{c.нр}^2} - 0.5772 = \ln \frac{2.25ct}{r_{c.нр}^2}. \quad (1.23)$$

Количественно состояние призабойной зоны определяется введением в уравнение фильтрации постоянной величины скин - фактора S . Тогда уравнение (1.22) можно записать в виде

$$P_0 - P_c(t) = \frac{Q_0 m}{4prh} \left(\ln \frac{2.25ct}{r_0^2} + 2S \right) \quad (1.24)$$

Формулы (1.12) – (1.24) будем считать исходными для определения фильтрационных параметров пласта.

2 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ БЕЗ УЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРИТОКА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ

Достоверность определения фильтрационно – емкостных характеристик пласта по результатам гидродинамических исследований скважин зависит от ряда факторов. Среди них особо выделим следующие: правильный выбор гидродинамической модели и, соответственно, методики интерпретации результатов; определение области применения той или иной методики; источники возможных ошибок. В зависимости от того, какие требования предъявляются к точности определяемых параметров, обработку фактических кривых восстановления давления можно вести как без учета, так и учетом немгновенности изменения дебита. Критерием применимости методов обработки КВД без учета притока является условие

$$\Pi = \frac{q(t)}{Q_0 t} ,$$

где $q(t)$ - приток жидкости в скважину после её остановки; Q_0 - дебит скважины до остановки; t - время, отсчитываемое с начала остановки; Π - заданная погрешность. Обработку КВД по моделям без учета притока с точностью до 1% можно проводить при условии $\Pi \ll 0,01$. При выполнении условия $Q_0 t \gg q(t)$ погрешность в параметрах, получаемых при обработке КВД без учета притока, незначительна. Это условие хорошо выполняется, если скважина заполнена негазированной жидкостью. В остальных случаях продолжающийся приток может исказить получаемую кривую. Для решения вопроса о применимости используемых методов обработки для каждого конкретного случая необходимо знать давление насыщения $P_{нас}$ нефти газом. Эта величина, строго говоря, должна быть не ниже забойного давления. Исследования последних лет показывают, что без большой погрешности методом восстановления давления в том виде, в каком он применяется при однофазном потоке, можно пользоваться и в случаях, когда забойное давление ниже давления насыщения не более, чем на 15%, но в процессе восстановления становится выше давления насыщения. При этом необходимо вводить поправку Вогеля [15,28] на забойные давления

$$P'_c = \begin{cases} \dot{P}_c, & \text{при } P_c \geq P_{нас} \\ \dot{P}_c \frac{P_{нас}}{P_c} \left(1 + \frac{P_c}{P_{нас}} \frac{1}{4} \right) + 4 \frac{P_c}{P_{нас}} \frac{1}{\epsilon} \frac{\ddot{u}}{\dot{u}}, & \text{при } P_c < P_{нас} \end{cases}$$

2.1 Метод Миллера-Дайеса-Хетчисона (МДХ).

При обработке кривой восстановления давления методом МДХ (или методом касательной) без учета притока жидкости в скважину, упрощенное решение основного уравнения имеет вид

$$DP(t) = P_c(t) - P_c(0) = \frac{Q_0 m}{4pkh} \ln \frac{2.25ct}{r_{c,np}^2} = \frac{2.3Q_0 m}{4pkh} \lg \frac{2.25ct}{r_{c,np}^2} \quad (2.1)$$

Предыдущее уравнение запишем в виде:

$$DP(t) = \frac{2.3Q_0 m}{4pkh} \lg \frac{2.25c}{r_{c,np}^2} + \frac{2.3Q_0 m}{4pkh} \lg t \quad (2.2)$$

Введем обозначения $i = \frac{2.3Q_0 m}{4pkh}$, $A = \frac{2.3Q_0 m}{4pkh} \lg \frac{2.25c}{r_{c,np}^2}$.

Тогда выражение для $DP(t)$ представляется в виде

$$DP(t) = A + i \lg t \quad (2.3)$$

Это уравнение прямой линии (рис.2.1.), являющейся асимптотой кривой восстановления давления в координатах $DP(t) - \lg t$ (полулогарифмические координаты). Этот участок КВД в полулогарифмических координатах соответствует радиальному режиму течения в бесконечном пласте. Коэффициент i является угловым коэффициентом этой прямой и определяется как

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{DP(t_2) - DP(t_1)}{\lg t_2 - \lg t_1} \quad (2.4)$$

Коэффициент B является отрезком, отсекаемым на оси $DP(t)$, и определяется в точке $\lg t = 0$.

Далее определяют

-гидропроводность $e = \frac{kh}{m} = \frac{2.3Q_0}{4pi}$,

-комплексный параметр $\frac{c}{r_{c,np}^2} = \frac{10^i}{2.25}$.

Начальный участок КВД в координатах $DP(t) - \lg t$, как правило, отклоняется от прямой линии. К числу причин, искажающих форму КВД, относят влияние границ пласта, нарушение геометрии потока в призабойной зоне, продолжающийся приток жидкости в скважину после ее остановки, неизотермичность процесса восстановления давления, нарушение режима работы скважины перед остановкой.

Только через некоторое время экспериментальная кривая приближается к прямой. Касательная к этой прямой на участке АБ (рис.2.1) соответствует теоретическому уравнению (2.3).

Безразмерное время, соответствующее началу прямолинейного участка, определяется по формуле

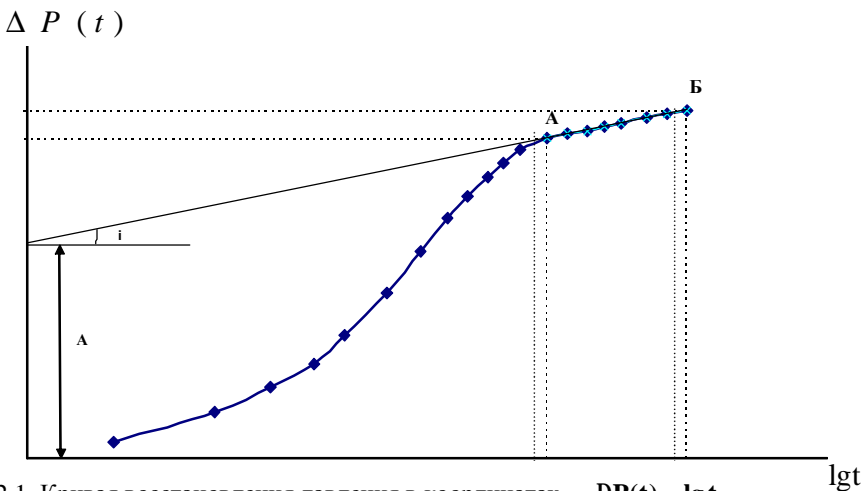


Рис. 2.1. Кривая восстановления давления в координатах $\Delta P(t) - \lg t$.

$$\bar{t}_1 = \frac{kt_1}{mmb_n R_k^2}, \text{ а время, соответствующее концу прямолинейного участка,}$$

$$\bar{t}_2 = \frac{kt_2}{mmb_n R_k^2} \text{ где } t_1 \text{ и } t_2 - \text{ время начала и конца выбранного прямолинейного участка, с.}$$

Очень часто, если КПД – КВД «короткие», т.е. зарегистрированы в течение короткого промежутка времени, меньшего, чем время окончания влияния ствола скважины и скин – фактора, и времени начала неискаженного плоско-радиального притока, то за действительный прямолинейный участок обычно может быть принят другой, с большим уклоном. Даже небольшая ошибка в определении уклона i приводит к значительным ошибкам в оценке отрезка **В**. Это приводит к значительному занижению проницаемости и завышению совершенства скважины, так как пологие участки кривых, которые могут быть ошибочно приняты за искомую асимптоту, имеют всегда большой наклон и лежат ниже неё.

Основная трудность, сложность и неопределенность этого способа обработки КВД – КПД заключается в необходимости предварительной оценки времени t_1 , начиная с которого выделяется прямолинейный участок графика КВД.

Если время t_1 больше времени наблюдения t , то такие «короткие» КВД нельзя обрабатывать вышеизложенным способом.

Пример 2.1.

Кривая восстановления давления снята на фонтанной скважине, табл.2.1;

дебит скважины

$$Q_0 = 124 \text{ т/сут};$$

забойное давление перед остановкой

$$P_c(0) = 134.5 \text{ ат};$$

толщина пласта

$$h = 10 \text{ м};$$

пористость

$$m = 0.2;$$

коэффициенты сжимаемости нефти

$$b_H = 11 * 10^{-5} \text{ 1/ат},$$

скелета пласта

$$b_c = 1 * 10^{-5} \text{ 1/ат};$$

объемный коэффициент нефти

$$b = 1.16,$$

вязкость нефти в пластовых условиях

$$\mu = 2.6 \text{ сП};$$

плотность нефти сепарированной

$$\rho_{ат} = 860 \text{ кг/м}^3;$$

расстояние между скважинами

$$2R_k = 400 \text{ м},$$

продукция скважин – безводная.

Таблица 2.1.

Дата	Время суток	t, с	Lg(t)	$\Delta P(t)$, ат
01.03.98.	09.30	0	0.00	0.00
	09.33	180	2.26	1.00
	09.36	360	2.56	2.80
	09.39	540	2.73	4.30
	09.42	720	2.86	5.70
	09.45	900	2.95	7.40
	09.50	1200	3.08	10.00
	09.55	1500	3.08	12.50
	10.00	1800	3.26	14.50
	10.05	2100	3.32	15.80
	10.10	2400	3.38	17.00
	10.15	2700	3.43	17.80
	10.20	3000	3.48	18.60
	10.30	3600	3.56	19.35
	10.40	4200	3.62	19.60
	10.50	4800	3.68	19.75
	11.00	5400	3.73	20.00
	11.10	6000	3.78	20.20
	11.30	7200	3.86	20.60
	11.50	8400	3.92	20.80
	12.10	9600	3.98	21.00

На основании данных таблицы 2.1. строится КВД в полулогарифмических координатах $DP(t) - \lg t$, рис.2.1.

1. На прямолинейном участке кривой произвольно выбираются две точки с координатами $DP(t_1), \lg t_1$ и $DP(t_2), \lg t_2$, которые определяют значение угла наклона этого участка. На практике удобнее брать значения $\lg t$, соответствующие целым числам и отличающиеся на единицу.

Например, при $\lg t_1 = 3$ и $\lg t_2 = 4$

$$i = \text{tga} = \frac{DP(t_2) - DP(t_1)}{\lg t_2 - \lg t_1} = \frac{21.14 - 16.77}{4 - 3} \gg 4.37 \text{ ат.}$$

2. Измеряются отрезок на оси ординат от нуля до точки пересечения этой оси продолжением прямолинейного участка $B \approx 3.69 \text{ ат}$.
3. Определяется гидропроводность пласта в районе исследуемой скважины

$$e = \frac{kh}{m} = \frac{2.3Q_0 b}{4\pi i} = \frac{2.3 * 11.57 * 124 * 1.16}{4 * 3.14 * 4.37 * 0.86} = 81.0 (\text{Д} * \text{см}) / \text{сП}.$$

Здесь массовый дебит скважины, измеренный в поверхностных условиях, приведен к объемному дебиту в пластовых условиях, $[\text{см}^3/\text{с}]$.

4. Определяется комплексный параметр. $\frac{c}{r_{c, \text{np}}^2} = \frac{\frac{A}{10^i}}{2.25} = \frac{3.69}{2.25} = 3.1 \text{ с}^{-1}$

Примечание. Здесь следует подчеркнуть, что из КВД определяется лишь гидропроводность $\frac{kh}{m}$ и комплексный параметр $\frac{c}{r_{c, \text{np}}^2}$.

В том случае, если интерпретатор имеет удовлетворяющие его значения эффективной толщины пласта h , пористости m , коэффициент сжимаемости скелета b_c и пластовой нефти b_n . можно произвести оценку ряда параметров.

5. Оценим коэффициент пьезопроводности

$$c = \frac{k}{m(mb_n + b_c)} = \frac{\frac{kh}{m}}{h(mb_n + b_c)} = \frac{81.0}{1000(0.2 * 11 + 1) * 10^{-5}} \gg 2531 \text{ см}^2 / \text{с}.$$

$$\text{Оценим приведенный радиус скважины } r_{c, \text{np}} = \sqrt{\frac{c}{\frac{A}{10^i}}} = \sqrt{\frac{2531}{3.1}} = 28.6 \text{ см}.$$

- б. Вычисляется коэффициент продуктивности при радиусе контура питания, равном половине расстояния между скважинами:

$$K = \frac{Q_0}{P_{пл} - P_c} = \frac{2p \frac{kh}{m}}{2.3 \lg \frac{R_k}{r_{с.п}}} = \frac{2 * 3.14 * 81.0}{2.3 * \lg \frac{20000}{28.6}} = 77.74 \text{ см}^3 / (\text{с} * \text{ат}).$$

Для перевода коэффициента продуктивности, выраженного в $[см^3 / (\text{с} * \text{ат})]$, в $[м / (\text{сут} * \text{ат})]$, необходимо дополнительно умножить на $r_{ат} / 11,57b$.

$$K = 77.74 \frac{0.86}{11.57 * 1.16} \gg 5 \text{ т} / (\text{сут} * \text{ат}).$$

2.2. Метод Хорнера

Если период работы скважины до ее остановки T соизмерим с продолжительностью восстановления давления после ее остановки t , обрабатывать такие кривые по методу МДХ нельзя. В этом случае более предпочтительно использовать уравнение Хорнера

$$P_c(t) = P_{пл} - \frac{Q_0 m}{4pkh} \ln \frac{T+t}{t} = P_{пл} - \frac{2.3 Q_0 m}{4pkh} \lg \frac{T+t}{t}, \quad (2.5)$$

где T - время непрерывной работы скважины до ее остановки, с.

Это уравнение позволяет определять гидропроводность по кривой восстановления давления, преобразованной в координатах $P_c(t), \lg \frac{T+t}{t}$.

Кроме того, при длительном восстановлении, когда t становится больше T , выражение $\lg \frac{T+t}{t} \approx 1$, что означает $\lg \frac{T+t}{t} = 0$. Тогда, если экстраполировать прямолинейный участок кривой восстановления давления до пересечения с осью ординат, можно определить пластовое давление.

Проиллюстрируем сказанное на примере обработки методом Хорнера результатов исследования скважины. Исходные данные приведены в таблице 2.2., рис.2.2.

Таблица 2.2.

t, с	$P_c(t)$, ат	$DP_c(t)$, ат	$\lg \frac{T+t}{t}$	$\lg \frac{t}{T+t}$
0	134,5	-	-	-
180	135,5	1,0	4,16	-4,16
360	137,3	2,8	3,86	-3,86

540	138,8	4,3	3,68	-3,68
720	140,2	5,7	3,56	-3,56
900	141,9	7,4	3,46	-3,46
1200	144,5	10,0	3,34	-3,34
1500	147,0	12,5	3,24	-3,24
1800	149,0	14,5	3,16	-3,16
2100	150,3	15,8	3,09	-3,09
2400	151,5	17,0	3,04	-3,04
2700	152,3	17,8	2,98	-2,98
3000	153,1	18,6	2,94	-2,94
3600	153,85	19,35	2,86	-2,86
4200	154,10	19,60	2,79	-2,79
4800	154,25	19,75	2,73	-2,73
5400	154,50	20,0	2,68	-2,68
6000	154,70	20,20	2,64	-2,64
7200	155,10	20,60	2,56	-2,56
8400	155,30	20,80	2,49	-2,49
9600	155,50	21,0	2,43	-2,43

Построенная таким образом кривая восстановления давления несколько неудобна для восприятия – с ростом аргумента функция убывает, начальный участок кривой расположен вдали от начала координат, а конечный участок и экстраполяция его производятся в сторону уменьшения аргумента. Поэтому целесообразно уравнение Хорнера представить в виде

$$P_c(t) = P_{пл} + \frac{Q_0 m}{4pkh} \ln \frac{t}{T+t} = P_{пл} + \frac{2.3Q_0 m}{4pkh} \lg \frac{t}{T+t} \quad (2.6)$$

Кривая восстановления давления преобразуется в координатах $DP(t), \lg \frac{t}{t+T}$ и представляет собой зеркальное отображение предыдущей кривой относительно оси ординат.

Заметим также, что $P_c(t) = P_c(0) + P(t)$ и $P_{пл}(t) = P_c(0) + P(t)$.

Тогда последнее уравнение переписывается в виде

$$DP(t) = DP + \frac{2.3Q_0 m}{4pkh} \lg \frac{t}{t+T} \quad (2.7)$$

Кривая восстановления давления строится в координатах $DP(t), \lg \frac{t}{t+T}$, причем экстраполяция ее прямолинейного участка с осью ординат позволяет определить величину депрессии на забое работающей скважины до ее остановки, рис.2.3.

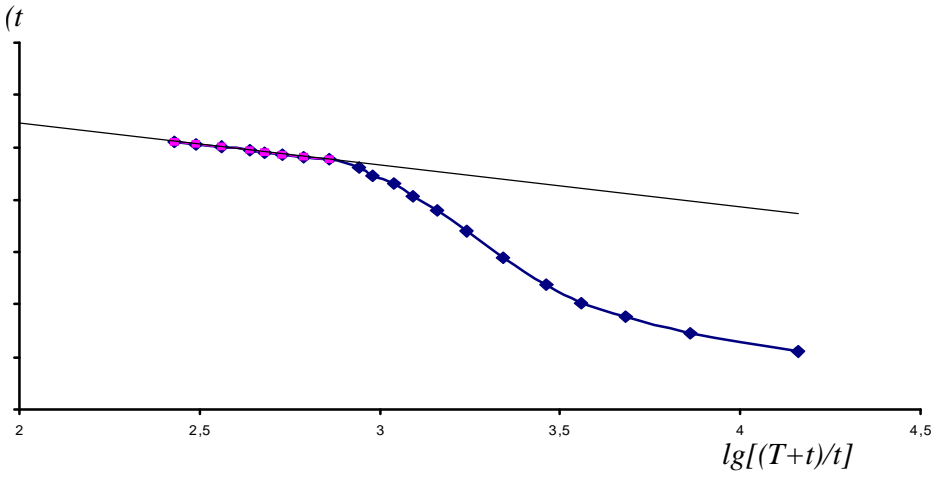


Рис.2.2. Кривая восстановления давления в координатах

$$P_c(t) - \lg \frac{T+t}{t}.$$

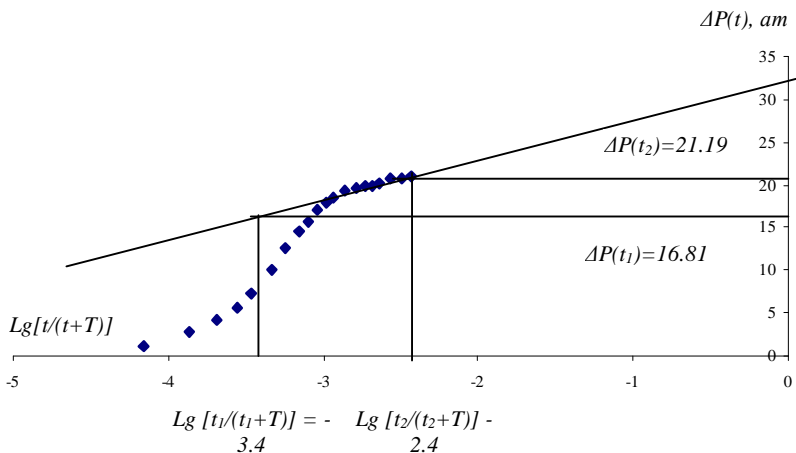


Рис.2.3. Кривая восстановления давления в координатах $P_c(t) - \lg \frac{t}{t+T}$

Таким образом, обработка результатов исследования по методу Хорнера сводится к следующему:

1. Строится кривая восстановления давления в полулогарифмических координатах $DP(t) - \lg \frac{t}{t+T}$ (рис.2.3.).

Примечание:

Величина времени T мало влияет на вид кривой, поэтому угол наклона i , а значит, и гидропроводность, изменяются незначительно. В то же время, как следует из табл.2.3 и рис.2.2, изменение времени T сдвигает всю кривую вдоль оси абсцисс, что приводит к изменению лишь определяемого пластового давления.

Таблица 2.3.

T, с	i, ат	$\frac{kh}{m}$, (Д*см)/сП	DP, ат	P _{пл} , ат
1500000	4.387	80.62	30.73	165.23
2600000	4.380	80.75	31.75	166.25
26000000	4.372	80.91	36.1	170.60

2. Выбирается на кривой прямолинейный участок и экстраполируется до пересечения с осью ординат.

3. На прямолинейном участке кривой произвольно выбираются две точки А и Б с координатами $DP(t_1), \lg \frac{t_1}{T+t_1}$ и $DP(t_2), \lg \frac{t_2}{T+t_2}$ и определяется наклон этого участка по формуле

$$i = \frac{DP(t_2) - DP(t_1)}{\lg \frac{t_2}{T+t_2} - \lg \frac{t_1}{T+t_1}}, [\text{ат}].$$

4. Находится гидропроводность

$$e = \frac{kh}{m} = \frac{2.3Q_0}{4\pi i} = 0.183 \frac{Q_0}{i}, [(D * \text{см}) / \text{сП}]$$

Примечание:

При достоверно известных вязкости жидкости и толщине пласта можно определить проницаемость $k = 0.183 \frac{Q_0 m}{ih}, [D]$.

5. По пересечению продолжения прямолинейного участка кривой с осью ординат находится величина депрессии на забое работающей скважины $DP, \text{ат}$.
6. Находится величина полностью восстановленного пластового давления $P_{пл} = P_c + DP, \text{ат}$.
7. Определяется коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{Q_0}{DP}, [\text{см}^3 / (\text{с} * \text{ат})].$$

2.3. Модифицированная формула Хорнера

Формула Хорнера (2.5) обладает тем недостатком, что в неё не входит параметр $\frac{c}{r_{снр}^2}$, позволяющий при известном c оценить приведенный радиус скважины, т.е. состояние призабойной зоны. Этот недостаток можно устранить, если рассмотреть не понижение давления относительно пластового давления, а повышение давления $P_c(t) - P_c(T)$ относительно забойного давления в момент остановки скважины. Тогда изменение забойного давления $P_c(t) - P_c(T)$ определяется формулой

$$P_c(t) - P_c(T) = \frac{2.3Q_0 m}{4\pi kh} \hat{e} \lg \frac{Tt}{T+t} + \lg \frac{2.25c}{r_{снр}^2} \hat{u} \quad (2.8)$$

Выражение (2.8) есть уравнение прямой линии в координатах

$$y_x = \lg \frac{Tt}{T+t}; \quad y_y = DP_c(t)$$

с угловым коэффициентом $i = \frac{2.3Q_0m}{4pkh}$, и свободным членом

$$A = \frac{2.3Q_0m}{4pkh} \lg \frac{2.25c}{r_{c.пр}^2}$$

скважины

$$S = - \ln\left(\frac{r_{c.пр}}{r_c}\right) \quad (2.9)$$

Выражение (2.8) является обобщением метода (2.1)-(2.3), так как выражение y_x при $T \gg t$ становится равным $y_x = \lg t$, поскольку при $T \gg t$ отношение $\frac{T+t}{T} \approx 1$.

В рассмотренном методе Хорнера время непрерывной работы эксплуатационной скважины до её остановки T предлагается определять как отношение накопленной добычи с момента разработки скважины на дату исследования КВД к среднему дебиту с начала разработки:

$$T = \frac{\dot{a}Q}{Q_0}, \text{ где } \dot{a}Q - \text{накопленная добыча. Определенное таким образом}$$

приведённое время T влияет на значения определяемых параметров пласта.

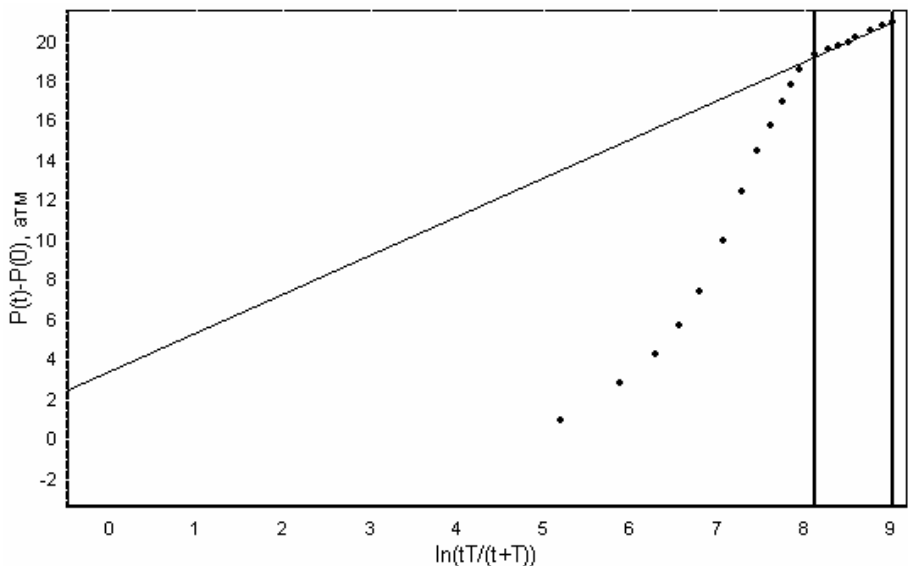


Рис.2.4. Кривая восстановления давления в координатах

$$(P_c(t) - P_c(T)) - \lg \frac{tT}{t+T}$$

Пример2.2.

Обработку результатов исследования методом Хорнера произведем на примере фонтанной скважины.

дебит скважины

$$Q_0 = 124 \text{ т/сут};$$

забойное давление перед остановкой

$$P_c(0) = 134.5 \text{ ат};$$

эффективная толщина пласта

$$h = 10 \text{ м};$$

пористость

$$m = 0.2;$$

коэффициенты сжимаемости: нефти

$$b_n = 11 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}},$$

скелета пласта

$$b_c = 1 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}};$$

объемный коэффициент нефти

$$b = 1.16,$$

вязкость нефти в пластовых условиях

$$m = 2.6 \text{ сП};$$

плотность нефти сепарированной

$$\rho_{\text{ат}} = 860 \text{ кг/м}^3;$$

расстояние между скважинами

$$2R_k = 400 \text{ м},$$

время непрерывной работы

$$T = 30 \text{ сут} \gg 2600000 \text{ с}.$$

скважины перед остановкой

продукция скважин – безводная.

1. Составляется таблица (табл. 2.2.), по данным которой строится график кривой в координатах $DP(t), \lg \frac{t}{T+t}$ (рис.2.3);
2. Проводится прямая линия по прямолинейному участку кривой.
3. На проведенной прямой выбираются две точки и определяются их координаты (-3.4; 16.81 ат) и (-2.4; 21.19 ат); определяется угол наклона прямолинейного участка

$$i = \frac{DP(t_2) - DP(t_1)}{\lg \frac{t_2}{T+t_2} - \lg \frac{t_1}{T+t_1}} = \frac{21.19 - 16.81}{(-2.4) - (-3.4)} = \frac{4.38}{1} = 4.38 \text{ ат.}$$

4. Находится гидропроводность

$$\frac{kh}{m} = 0.183 \frac{Q_0}{i} = \frac{0.183 * 1936}{4.38} = 80.8 \text{ (Д*см) / сП.}$$

Здесь массовый дебит скважины, измеренный в поверхностных условиях, приведен к объемному дебиту в пластовых условиях, $[см^3/с]$.

Примечание: если достоверно известны m и h , то определяется проницаемость

$$k = 0.183 \frac{Q_0 m}{ih} = \frac{0.183 * 1936 * 2.6}{4.38 * 1000} = 0.210 \text{ Д} = 210 \text{ мД.}$$

5. Проведенная на графике прямая линия пересекла ось ординат в точке $DP(t) \gg 31.8 \text{ ат}$, следовательно, депрессия на забое работавшей перед остановкой скважины составляла $DP = 31.8 \text{ ат}$.
6. Определяется величина пластового давления $P_{пл} = P_c + DP = 134.5 + 31.8 = 166.3 \text{ ат}$
7. Строится график восстановления давления в модифицированных координатах $u_x = \ln \frac{Tt}{T+t}$; $u_y = DP_c(t) = P_c(t) - P_c(T)$, рис.2.4.
8. Определяется комплексный параметр при $A = 3,50 \text{ ат}$

$$\frac{c}{r_{с.пр}^2} = \frac{\frac{A}{2.25}}{2.25} = \frac{3.50}{2.25} = 1.56 \text{ ат}^{-1}$$

В том случае, если интерпретатор имеет удовлетворяющие его значения эффективной толщины пласта h , пористости m , коэффициент сжимаемости скелета b_c и пластовой нефти b_n , можно произвести оценку ряда параметров.

9. Оценим коэффициент пьезопроводности

$$c = \frac{k}{m(mb_n + b_c)} = \frac{\frac{kh}{m}}{h(mb_n + b_c)} = \frac{81.0}{1000(0.2 * 11 + 1) * 10^{-5}} \gg 2531 \text{ см}^2/\text{с}.$$

Оценим приведенный радиус скважины $r_{c.пр} = \sqrt{\frac{c}{\frac{A}{10^i}}} = \sqrt{\frac{2531}{2.8}} = 30 \text{ см}.$

10. Определяется коэффициент продуктивности

$$K = \frac{Q_0}{DP} = \frac{11.57 * Q_0 * b_n}{r_n * DP} = \frac{11.57 * 124 * 1.16}{0.86 * 31.8} = 60.85 \text{ см}^3 / (\text{с} * \text{ат}).$$

2.4 Исследование скважины с учетом «предыстории» её работы

В практике гидродинамических исследований скважин известны технологии, предусматривающие не остановку скважины в момент времени T , а мгновенное уменьшение дебита от значения Q_1 до значения Q_2 . В этом случае обработка кривой восстановления давления ведется по формуле

$$P_c(t) = P_{пл} - \frac{Q_1 m}{4pkh} \frac{\hat{e}}{\hat{e}} \ln \frac{T+t}{t} + \frac{Q_1}{Q_2} \ln t \frac{\hat{u}}{\hat{u}}$$

График КВД, построенный в модифицированных координатах

$$x = \frac{\hat{e}}{\hat{e}} \ln \frac{T+t}{t} + \frac{Q_1}{Q_2} \ln t \frac{\hat{u}}{\hat{u}}, \quad y = P_{пл} - P_c(t),$$

представляется прямолинейным графиком с уклоном

$$i = \frac{Q_1 m}{4pkh}.$$

Метод позволяет оценить параметры пласта и пластового давления.

Задача может быть усложнена. Возможно проведение многоциклических исследований, которые предусматривают произвольное чередование циклов понижения или повышения дебита скважины с фиксацией непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени. Рассмотрим более сложный случай обработки КВД – КПД, так называемый метод *с учетом истории работы*

скважины до остановки, или с учетом смены режима работы скважины. В основе этого метода лежат формулы

$$DP_c(t) = P_c(t) - P(0) = i \ln \frac{2.25c}{r_{c,пр}^2} + iy(t)$$

$$i = \frac{Q_{1m}}{4\rho kh}$$

$$y(t) = \ln \frac{t(T_n - T_{n-1})}{T_n - T_{n-1} + t} + \sum_{j=1}^{n-1} \frac{Q_j}{Q_n} \ln \frac{(T_n - T_{j-1} + t)(T_n - T_{j-1})}{(T_n - T_j)(T_n - T_j + t)},$$

где Q_1, Q_2, \dots, Q_n - дебиты скважины на различных режимах, предшествующих остановке; T_1, T_2, \dots, T_n - время работы скважины на режимах (отсчитывается от начала наблюдения); t - текущее время восстановления давления, отсчитываемое с момента остановки скважины; n - количество режимов; j - порядковый номер режима.

Для каждой точки КВД рассчитывается функция $y(t)$ и строится график КВД в координатах $y = DP_c(t); x = y(t)$. Последующая обработка КВД и интерпретация проводится в том же порядке и по тем же формулам, что и для метода касательной, рассмотренным в разделе 2.1.

Пример 2.3.

Обработать КВД при циклической эксплуатации скважины со стабильным расходом.

Исходные промысловые данные:

- эффективная толщина пласта $h = 6$ м;
- пористость $m = 0.2$;
- коэффициенты сжимаемости: нефти $b_n = 11 * 10^{-5} \frac{1}{ат}$,
- скелета пласта $b_c = 1 * 10^{-5} \frac{1}{ат}$;
- объемный коэффициент нефти $b = 1.2$;
- вязкость нефти в пластовых условиях $\mu = 2.6$ сП;
- плотность нефти сепарированной $\rho_{ат} = 860$ кг/м³;
- расстояние между скважинами $2R_k = 400$ м,

Режимы работы скважины до остановки

Цикл №	Продолжительность (Сут.)	Дебит (м ³ / сут)
--------	--------------------------	------------------------------

1	10	50
2	10	30
3	10	20
4	10	30

Зависимость давления от времени представлена на рис. 2.5.

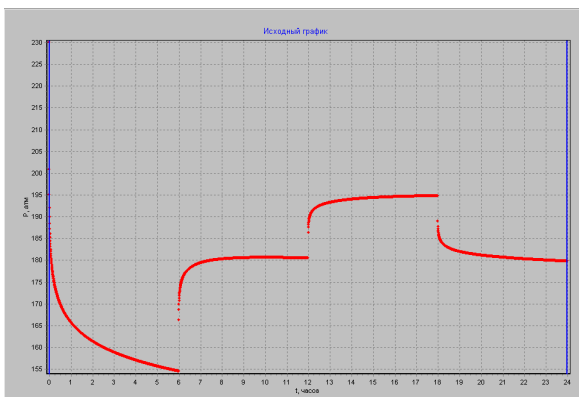


Рис.2.5.
Зависимость давления от времени (исходная информация)

Кривая восстановления давления, построенная в координатах $y = DP_c(t); x = y(t)$ представлена на рис.2.6.

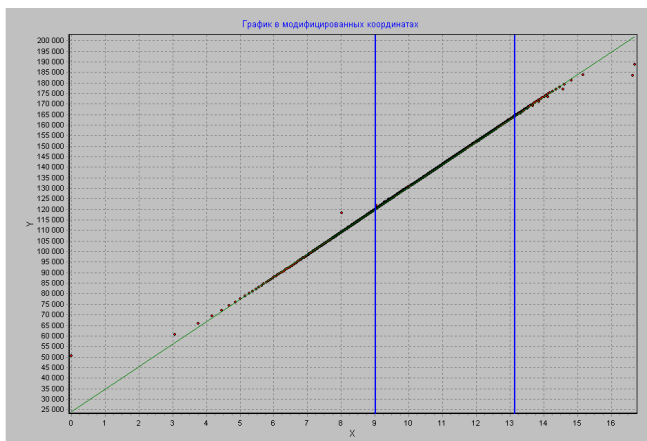


Рис.2.6.

КВД в модифицированных координатах $y = DP_c(t)$; $x = y(t)$

Результаты обработки КВД:

гидропроводность	$6.3 \text{ м}^3/(\text{МПа сут})$
продуктивность	$5.1 \text{ м}^3/(\text{МПа сут})$
проницаемость	24 мД
пьезопроводность	$0.03 \text{ м}^2/\text{с}$
радиус приведенный	0.087 м
скин	0.138 -
удельная продуктивность	$0.85 \text{ м}^3/(\text{м МПа сут})$

2.5 Неустойчивость результатов интерпретации КВД

Задача интерперетации КВД давно перешла в разряд классических, методы её решения в различных постановках хорошо известны и широко используются на практике. Следует отметить, что методы, использующие асимптотическую ветвь кривой восстановления давления, обладают рядом недостатков, а именно: выход кривой на прямолинейную асимптоту не может быть определен с достаточной точностью, и, кроме того, для получения уверенного выхода КВД на асимптоту требуется продолжительная остановка скважин. Главное же, - почти прямолинейный участок наблюдаемой кривой, вследствие продолжающегося в течение всего времени исследования притока из пласта подходит к асимптоте под некоторым углом. Поэтому наклон прямой, проведенной по точкам почти прямолинейного участка КВД может резко отличаться от наклона асимптоты, и, таким образом, можно получить весьма существенные ошибки при определении параметров пласта. Последнее обстоятельство связано с тем, что обратная задача определения фильтрационных характеристик пласта по КВД оказывается некорректно поставленной: её решения неустойчивы относительно ошибок, которые неизбежно содержатся в замерах. Это означает, что обратная задача, являясь некорректной, может иметь несколько и даже бесчисленное множество решений. Разрешимость её,

т.е. получение единственного решения зависит от ряда факторов: правильного выбора гидродинамической модели и, соответственно, методики интерпретации результатов; определения области применения той или иной методики, источников возможных погрешностей.

В частности, неустойчивость проявляется в условиях малых выборок, когда в координатах метода удается спрямить только небольшой участок КВД. Последнее может быть связано, например, с тем, что не удастся обеспечить стационарный режим работы скважин, окружающих исследуемую, на весь период проведения исследования. Изменения режимов работы скважин ближайшего окружения приводят к появлению дефектных участков КВД, которые следует исключить из анализа. Очень часто приходится также обрабатывать так называемые «недовосстановленные» КВД, полученные в экспериментах, прерванных по техническим причинам или же из-за желания уменьшить потери нефти вследствие простоя скважины.

Обязательным этапом обработки КВД является проверка полученных результатов на устойчивость. Устойчивость задачи можно восстановить некоторым сужением класса возможных решений за счет привлечения дополнительной (априорной информации) количественного или качественного характера. Эта информация позволяет построить регуляризирующие (повышающие устойчивость) алгоритмы интерпретации КВД, основанные на известных методах решения некорректно поставленных задач [4, 5]. В качестве априорной информации можно использовать данные ГИС и результаты трёхмерного гидродинамического моделирования процесса разработки нефтяного месторождения на постоянно действующей модели (ПДМ). Исходными данными в этих моделях служат замеры, полученные в ходе нормальной эксплуатации скважин, что позволяет восстановить проницаемость пласта и скин – фактор любой работающей скважины.

На рис.2.5 приведена кривая восстановления давления. Скважина эксплуатировалась с помощью электроцентробежного насоса. Насос установлен на глубине 200 метров выше верхних дыр перфорации. Устьевое и затрубное давления и дебит измерялись на поверхности. Эти параметры, а также забойное давление, температура и уровень жидкости внутри НКТ и в затрубье, постоянно прослеживаются в ходе исследования.

Стохастические колебания («шумы»), имеющиеся на этой кривой, объясняются случайными изменениями поля давления, связанными с изменениями режимов работы окружающих скважин, процессами перехода газа из растворенного в свободное состояние и т.д.

По методу касательной при достаточно больших временах динамика забойного давления $P_c(t)$ описывается уравнением

$$DP_c(t) = a \times \ln(t) + b,$$

где t – время с момента остановки скважины, $DP_c(t)$ – изменение забойного давления,

$$DP_c(t) = P_c(t) - P_0,$$

$$a = \frac{Q_0}{4 \times \pi \times e}, \quad b = a \times \ln \frac{2.25 \times c}{r_{cnp}^2} \times \frac{\bar{\sigma}}{\bar{\theta}}$$

P_0 и Q_0 – забойное давление и дебит (приведенный к пластовым условиям)

скважины до остановки, C – коэффициент пьезопроводности, $c = \frac{k}{m \times b^*}$

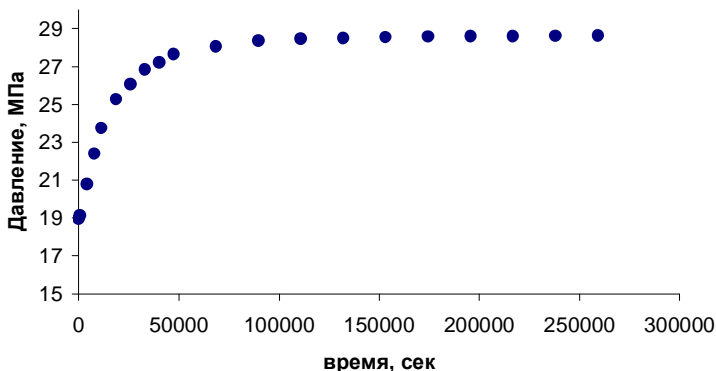


Рис.2.7 Кривая восстановления давления в координатах $DP(t) - t$.

Пусть e_* – некоторое характерное значение коэффициента гидропроводности. Переходя к безразмерным переменным

$$\overline{DP} = DP / DP_*, \quad \bar{t} = \frac{2.25 \times c}{r_c^2} \times t, \quad \bar{r}_c = \frac{r_{c \text{ нр}}}{r_c}, \quad (2.10)$$

где $DP_* = \frac{Q}{4 \times p \times e_*}$, $c_* = \frac{e_*}{h \times b}$, r_c – истинный (геометрический) радиус скважины (по долоту), получим

$$\overline{DP} = \bar{a} \ln(\bar{t}) + \bar{b} \quad (2.11)$$

и

$$\bar{a} = \frac{1}{e}, \quad \bar{b} = \bar{a}(\ln(\bar{e}) + 2S) \quad (2.12)$$

В дальнейшем черточки опускаются.

Здесь S – скин-фактор, определяемый через приведенный радиус

$$S = \ln \frac{a r_0}{r_c} / \frac{\ddot{\theta}}{\dot{\theta}} = - \ln(r_c).$$

Согласно (2.11), в полулогарифмических координатах $\ln(t) - DP$ график КВД представляет собой прямую линию, тангенс угла наклона которой определяет величину a , а отрезок, отсекаемый прямой на оси DP , – величину b . На практике, в координатах $\ln(t) - DP$ спрямляется только некоторый участок КВД, через который и проводится прямая. Величины a и b определяются методом наименьших квадратов (МНК) путем минимизации отклонения прямой (1) от точек спрямляемого участка (невязки)

$$I(a, b) = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (a \times x_j + b - y_j)^2, \quad (2.13)$$

где $y_j = DP(t_j)$, $x_j = \ln(t_j)$, $DP(t_j)$ – значение DP , измеренное в момент времени t_j , $j = 1, 2, \dots, n$, n – объем выборки (число экспериментальных точек на спрямляемом участке). Формулы, по которым вычисляются a и b , имеют вид

$$a = \frac{\langle x \times y \rangle - \langle x \rangle \times \langle y \rangle}{D_x}, \quad b = \frac{\langle x^2 \rangle \times \langle y \rangle - \langle x \rangle \times \langle x \times y \rangle}{D_x}, \quad (2.14)$$

где D_x – дисперсия величины x , $D_x = \langle x^2 \rangle - \langle x \rangle^2$, а угловые скобки означают

$$\text{усреднение } \langle c \rangle = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n c_i.$$

Обращая уравнение (2.12), при заданных значениях b и h определяют фильтрационные характеристики пласта и скин-фактор:

$$e = \frac{1}{a},$$

$$S = 0.5 \times \left(\frac{b}{a} + \ln(a) \right).$$

На рис.2.8 приведен график рассматриваемой нами КВД (рис.2.7) в размерных координатах $\ln(t) - DP$. Прямая 1 на этом рисунке проведена методом наименьших квадратов через спрямляемый участок AB . Определив параметры a и b этой прямой, можно, казалось бы, оценить фильтрационные характеристики пласта и считать задачу решенной.

Однако, даже из рисунка видно, что полученные при этом результаты будут очень неустойчивыми, поскольку прямую приходится проводить через широкое «облако» точек малой протяженности. Указанное на рисунке положение прямой 1 есть всего лишь случайный результат, полученный при данной случайной реализованной выборке данных. Если бы была снята еще одна КВД, экспериментальные точки из-за ошибок замеров могли бы расположиться иначе, и это привело бы к совершенно другой прямой.

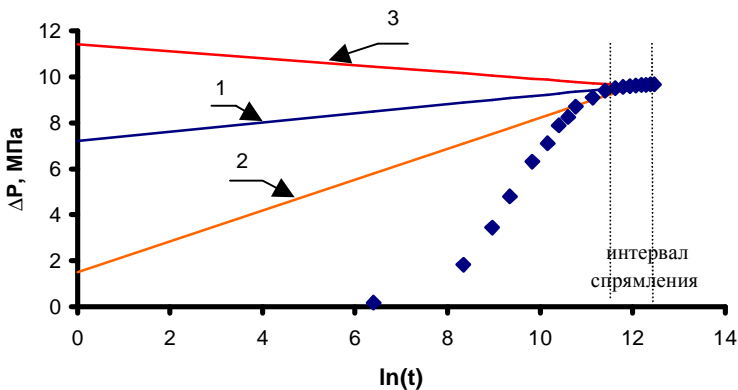


Рис. 2.8 Результаты численного эксперимента по наложению "шума"

Для того, чтобы смоделировать эту ситуацию был проведен математический эксперимент, в ходе которого исходная выборка замеров $\{DP(t_i)\}$ заменялась на выборки, полученные путем наложения на прямую 1 случайных «шумов». При этом методом Монте-Карло моделировались равномерно распределенные ошибки величиной порядка 1%.

На рис.2.8 прямыми 2 и 3 ограничена область, в которой лежат прямые, полученные по таким модельным выборкам. Как видим, малые 1%-ые ошибки в определении DP приводят к значительным ошибкам в определении фильтрационных параметров пласта (например, разброс значений e составляет 200%).

Если обратиться к расчетным формулам (2.14), то становится ясно, что отмеченная неустойчивость вызвана малостью знаменателя D_x , т.е. малостью длины спрямляемого участка. Малые ошибки, содержащиеся в числителях уравнений (2.14), возрастают за счет деления на величину D_x , близкую к нулю. Иными словами, желание провести прямую через «облако» точек приводит к плохо обусловленной системе уравнений.

2.6 Регуляризирующий метод обработки КВД

Итак, задача интерпретации КВД по методу «касательной» является некорректно поставленной. Для повышения устойчивости ее решения необходимо привлечь методы регуляризации некорректных задач, заключающиеся в том, что на искомые параметры накладываются дополнительные ограничения, вытекающие из некоторых априорных соображений.

При обработке КВД в качестве такой априорной информации могут выступать оценки величины коэффициента гидропроводности, полученные предварительно другими методами. Например, коэффициент гидропроводности можно рассчитать, оценив среднюю проницаемость пласта по данным геофизических исследований и

отборам керна. Полезную информацию могут дать также данные нормальной эксплуатации скважины (гидропроводность можно оценить по формуле Дюпюи, зная дебит, депрессию и задавшись некоторым примерным значением скин-фактора).

Пусть e_0 – предварительная (размерная) оценка коэффициента гидропроводности, полученная одним из перечисленных выше методов. Эта информация может быть формализована в виде требования минимизации функционала

$$W(\mathbf{a}) = (\mathbf{a} - \mathbf{a}_0)^2 \quad (2.15)$$

где $\mathbf{a}_0 = \frac{e_*}{e_0}$ (величина \mathbf{a} в (2.15) уже безразмерна).

Таким образом, задача становится двухкритериальной – требуется найти такие значения \mathbf{a} и \mathbf{b} , при которых функционалы (2.13) и (2.15) становятся как можно меньше. Переходя к однокритериальной постановке, эту проблему сводят к минимизации регуляризирующего функционала

$$M(\mathbf{a}, \mathbf{b}) = I(\mathbf{a}, \mathbf{b}) + \mathbf{a} \times W(\mathbf{a}),$$

где \mathbf{a} – так называемый параметр регуляризации ($\mathbf{a} > 0$).

Ясно, что чем больше значение \mathbf{a} , тем более устойчивым является решение.

Легко показать, что значения $\mathbf{a} = \tilde{\mathbf{a}}$ и $\mathbf{b} = \tilde{\mathbf{b}}$, доставляющие $M(\mathbf{a}, \mathbf{b})$ минимум, определяются соотношениями

$$\begin{aligned} \tilde{\mathbf{a}} &= \frac{\langle \mathbf{x} \times \mathbf{y} \rangle + \mathbf{a} \times \mathbf{a}_0 - \langle \mathbf{x} \rangle \times \langle \mathbf{y} \rangle}{\mathbf{D}_x + \mathbf{a}} \\ \tilde{\mathbf{b}} &= \frac{\frac{\mathbf{a}}{\mathbf{e}} \langle \mathbf{x}^2 \rangle + \mathbf{a} \frac{\mathbf{0}}{\mathbf{0}} \times \langle \mathbf{y} \rangle - \langle \mathbf{x} \rangle \times (\langle \mathbf{x} \times \mathbf{y} \rangle + \mathbf{a} \times \mathbf{a}_0)}{\mathbf{D}_x + \mathbf{a}} \end{aligned} \quad (2.16)$$

Как видим, в знаменателях дробей появилось положительное число \mathbf{a} , что устраняет деление на малое число \mathbf{D}_x и делает задачу устойчивой.

Описанный алгоритм устойчивой оценки параметров можно назвать регуляризирующим методом наименьших квадратов (РМНК).

Величину \mathbf{a} рекомендуется определить из принципа невязки

$$I_a(\tilde{\mathbf{a}}, \tilde{\mathbf{b}}) \approx D_p$$

где $I_a(\tilde{a}, \tilde{b})$ – значение невязки (2.13), полученное при данном значении \mathbf{a} , D_p – дисперсия ошибок измерения давления.

Для определения значения параметра регуляризации может быть предложен другой подход. Задавая его различными возрастающими значениями, при каждом \mathbf{a} проводят описанный выше математический эксперимент, рассматривая разные выборки замеров $\{\Delta P(t_i)\}$, «приготовленные» методом Монте-Карло и оценивая соответствующий разброс искомых параметров. За оптимальное значение принимается значение \mathbf{a} , при котором относительная ошибка определения \mathbf{a} и \mathbf{b} достигает заданной величины. Такой алгоритм определения параметра \mathbf{a} может быть назван принципом Монте-Карло.

Пример3

Изложенная методика была использована при интерпретации рассмотренной выше КВД.

Привлекая данные ГИС о проницаемости и толщине пласта, а также информацию о вязкости нефти, получена априорная оценка гидропроводности e_0 .

Гидропроводность $e_0 = 10.32 \text{ мкм}^2\text{см} / \text{мПа}\cdot\text{с}$.

Дебит скважины в пластовых условиях

до ее остановки

$$Q_0 = 38.0 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Эффективная толщина пласта

$$h = 4.8 \text{ м}.$$

Сжимаемость пластовой системы

$$b^* = 4.0 \times 10^{-7} \text{ кПа}^{-1}.$$

При обезразмеривании исходных данных принято $e_* = e_0$. В табл.2.4 приведены результаты применения РМНК к обработке КВД при различных значениях \mathbf{a} .

Обработка КВД регуляризирующим методом

Таблица 2.4

α	\bar{e}	S	$\frac{S_e^-}{e}, \%$	$\frac{S_S}{S}, \%$	ψ
0	4	20	255	264	0
0.001	3.9	19.8	140	134	0.0008
0.01	3.5	15	90	86	0.004
0.1	3	10	30	43	0.2
0.5	1.1	8.4	2.6	4	4
1	1	8	0.5	1	20

В четвертом и пятом столбцах этой таблицы приведены относительные ошибки определения величин \bar{e} и S . Здесь S_e и S_S – среднеквадратичные

отклонения от средних для оценок \bar{e} и S , полученные в численных экспериментах по наложению 1%-го «шума» на исходные замеры. В шестом столбце приведена величина

$$Y = \frac{\sqrt{I_a} - \sqrt{I_0}}{\sqrt{I_0}},$$

характеризующая относительное увеличение невязки I при увеличении параметра регуляризации a . Здесь I_0 – невязка, полученная по МНК, т.е. при $a = 0$.

Оптимальным признается значение $a = 0.50$, при котором относительная ошибка определения \bar{e} и S порядка 4%. При этом значении a $\bar{e} = 1.1$ ($e = 11,4 \text{ мкм}^2 \text{ см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$) и $S = 8.4$.

Сравнивая значения Y при $a = 0.50$ и $a = 0$ видим, что учет априорной информации не приводит к заметному увеличению невязки.

На рис.2.9 показан разброс положений прямой $a \times \ln(t) + b$, вызванный наложением «шумов» на исходные данные, при применении РМНК с $a = 0.50$. Наглядно видно, что устойчивость решения обратной задачи значительно повысилась.

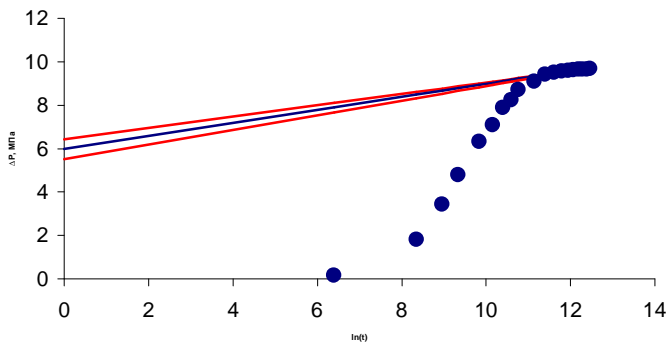


Рис. 2.9. Результаты численного эксперимента по наложению «шума» с регуляризацией

Таким образом, интерпретация КВД не должна быть ограничена простым расчетом фильтрационных параметров по готовым формулам. Необходимо исследовать полученные результаты на устойчивость, для чего рекомендуется провести численные эксперименты по наложению на исходные данные «шумов», моделирующих случайные ошибки измерений. Если численный эксперимент покажет, что при данном качестве исходной информации результаты расчетов неустойчивы, необходимо использовать регуляризирующие (повышающие

устойчивость) алгоритмы, заключающиеся в привлечении априорной информации о пределах, в которых могут лежать искомые параметры.

2.7 Диагностирование и идентификация фильтрационных потоков

Основная трудность, сложность и неопределенность изложенного варианта обработки КВД заключается в необходимости предварительной оценки времени начала и конца прямолинейного участка графика КВД в полулогарифмических координатах $\ln(t) - DP$, рис.2.1. Время начала прямолинейного участка в полулогарифмических координатах следует рассматривать как конец времени влияния призабойной зоны пласта и ствола скважины. Эти эффекты приводят к искажению начального участка КВД. Прямолинейный участок графика КВД соответствует режиму радиальной фильтрации в бесконечном однородном пласте, для которого получены основные расчетные формулы (1.12) – (1.24), которые основаны на использовании функциональной зависимости изменения давления от времени.

Вместе с тем в основное дифференциальное уравнение линейной теории упругого режима (1.8) входит производная давления $\frac{dP}{dt}$ по времени, которая физически характеризует скорость изменения давления по времени.

Появление высокоточных электронных глубинных манометров позволило резко повысить качество (точность) промысловых КВД, что дало возможность вычислять и строить графики производных давления от времени для фактических КВД, снятых на

скважинах - $P\xi(t) = \frac{dP}{dt}$. Производная давления позволяет анализировать по

реальной КВД проявление различных факторов и эффектов, не связанных с пластом, а обусловленных, например, процессами в стволе скважины. Основные расчетные формулы интерпретации кривых падения давления (КПД) или КВД получены в предположении о мгновенном пуске или прекращении притока через поверхность фильтрации на забое скважины. Однако это условие не обеспечивается. В работающей скважине перед её закрытием ствол скважины заполнен полностью или частично газожидкостной смесью. После закрытия скважины на устье происходит изменение забойного давления во времени и пластовый флюид продолжает поступать в ствол скважины за счет сжатия газожидкостной смеси в стволе скважины.

Дебит на забое $q(t)$ изменяется медленнее, чем на устье, где после закрытия задвижки $q = 0$. Этот затухающий во времени после закрытия скважины на устье дебит $q(t)$ называется послепритокком за счет сжатия флюидов в стволе скважины и других эффектов. Изменение термобарических условий в стволе скважины после закрытия на устье может вызывать сегрегацию фаз, фазовые превращения и другие процессы, влияющие на монотонный характер затухания притока.

Теоретическая КВД представляет собой монотонно возрастающую во времени функцию, стремящуюся к величине статического забойного давления в

конец периода восстановления, рис.2.5. График производной $\frac{dP}{dt}$ давления является монотонно убывающей функцией, рис.2.8.. Возрастание функции $\frac{dP}{dt}$ во времени свидетельствует о проявлении и влиянии на КВД побочных факторов, не связанных с поведением пласта, искажающих КВД, а, следовательно, затрудняющих корректную интерпретацию гидродинамических исследований скважин, рис.2.9.

Применение функции $\frac{dP}{dt}$ позволяет выявить те участки фактических КВД, которые искажены побочными эффектами, и учитывать эти искаженные участки при обработке и интерпретации. Поэтому снятие КВД-КПД должно быть длительным. В этом случае можно не учитывать данные нескольких замеров, снятых непосредственно после остановки скважины и сильно искаженных из-за продолжающегося притока жидкости в скважину и скин-эффекта.

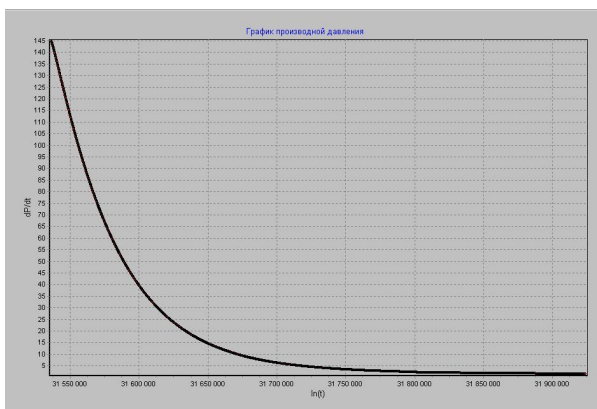


Рис.2.8.

График производной давления $\frac{dP}{dt}$ от времени

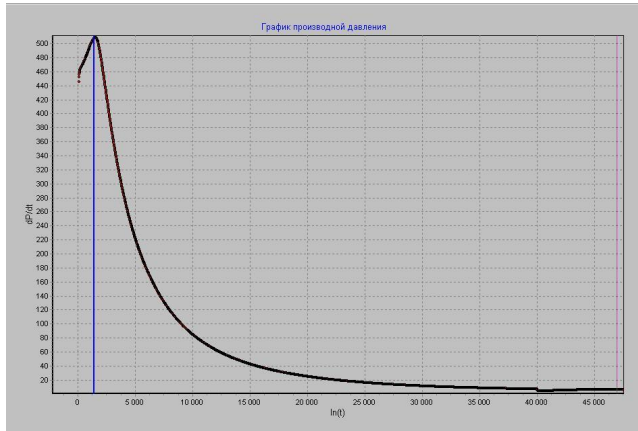


Рис.2.9.

График производной давления $\frac{\partial P}{\partial t}$ от времени при проявлении послепритока и скин-фактора.

Для дальнейшего анализа кривой КВД используется логарифмическая производная от давления по времени. Логарифмическая производная функции $P_c = P_c(t)$ может быть записана в виде

$$\frac{\partial P_c}{\partial \ln t} = t \frac{\partial P_c}{\partial t}$$

Дифференцируя уравнение (2.1), имеем

$$t \frac{\partial P_c}{\partial t} = \frac{Q_0 m}{4\rho k h}$$

Для радиального фильтрационного потока в бесконечном однородном пласте логарифмическая производная постоянна и равна $i = \frac{Q_0 m}{4\rho k h}$ угловому коэффициенту прямолинейного участка КВД, построенной в полулогарифмических координатах $\Delta P_c - \ln t$. Следовательно, логарифмическая производная позволяет диагностировать радиальное течение в бесконечной области по наличию горизонтального участка на кривой логарифмической производной, рис.2.10. Таким образом, анализ производной давления сочетает преимущества определения характера кривой (глобальный аспект анализа) с точностью конкретного вычисления параметров. При выходе кривой логарифмической производной на горизонтальную

прямую интерпретацию КВД можно вести методами без учета после притока. В противном случае, рис.2.11 необходимо учитывать послеприток.

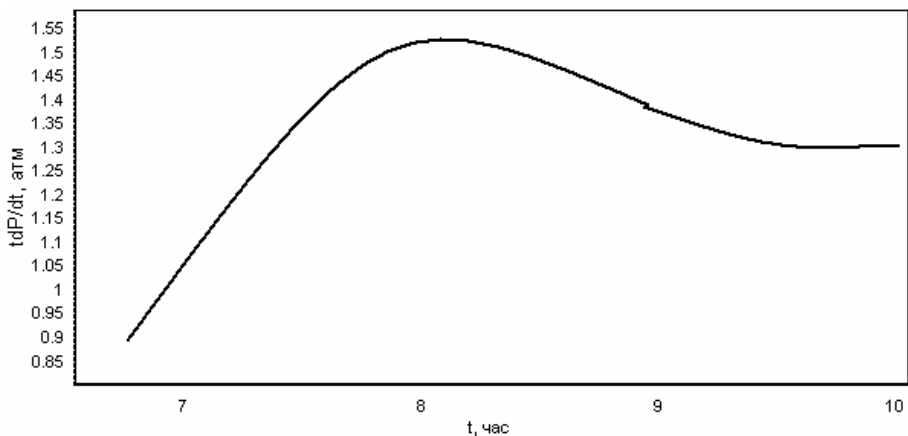


Рис.2.10. График логарифмической производной давления $\frac{dP}{dt}$ от времени $\ln t$

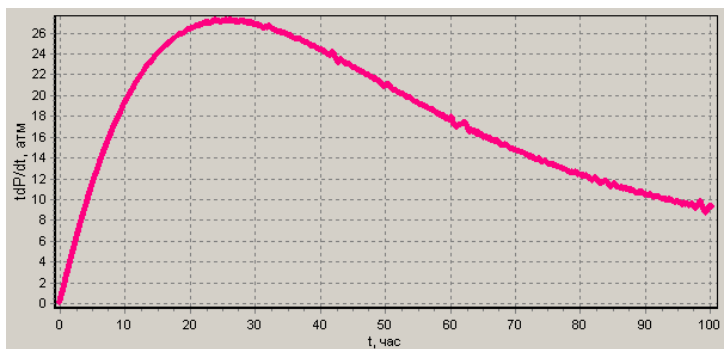


Рис.2.11.

График логарифмической производной давления $\frac{dP}{dt}$ от времени для недовосстановленной КВД

Немонотонный характер зависимости логарифмической производной давления от времени объясняется влиянием ствола скважины (послеприток),

призабойной зоны (скин-фактор), а также проявлением различных факторов и эффектов, не связанных с пластом.

Практика вычисления логарифмических производных давления по фактическим КВД показала, что качество соответствующих графиков (рис.2.10-2.11), используемых для последующего анализа и оценки параметров фильтрационных потоков и пласта, существенно зависит «шумов». Этим термином обозначают влияние различных факторов, не связанных с пластом (вибрация оборудования скважины, пульсация потоков флюидов, погрешности измерений и расшифровки данных измерений и т.д.). Эти сложности устраняются созданием специальных условий при исследовании скважин, подбором соответствующих высокочастотных глубинных манометров и приборов, применением специальных процедур сглаживания фактических графиков производных.

3 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ С УЧЁТОМ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРИТОКА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ

В настоящее время все более актуальной становится проблема вовлечения в разработку низкопроницаемых коллекторов. Получение данных о фильтрационных параметрах низкопроницаемых коллекторов является сложной задачей. Традиционные методы гидродинамических исследований скважин, такие, как методы восстановления давления, установившихся отборов, неприменимы к указанным коллекторам из-за невозможности соблюдения технологии исследований.

В связи с этим возникает практический вопрос: возможно ли восстановить фильтрационные параметры пласта по начальному участку КВД, который искажается вследствие наличия притока жидкости в скважину после её остановки.

Для сокращения времени наблюдения разработаны методы обработки КВД с учётом притока. На практике непосредственно измерить темп затухания притока с необходимой точностью чрезвычайно трудно, а в малодебитных скважинах достоверный учет притока из пласта технически невозможен. По этой причине приток определяется расчетным путем.

В некоторых случаях при изменении режима работы скважины (а именно при ее остановке) нельзя считать, что приток в скважину мгновенно изменился (в случае остановки скважины стал равным нулю). Такое приближение бывает иногда слишком грубым. Это наблюдается в тех случаях, когда, например, пласт имеет низкую проницаемость. О немгновенном прекращении притока также было написано выше. В этих случаях при анализе кривых восстановления давления необходим учет переменного притока в скважину.

Для учета переменного притока необходим учет изменения дебита скважины на забое, а именно учет изменения дебита от установившегося значения (до остановки) до нуля.

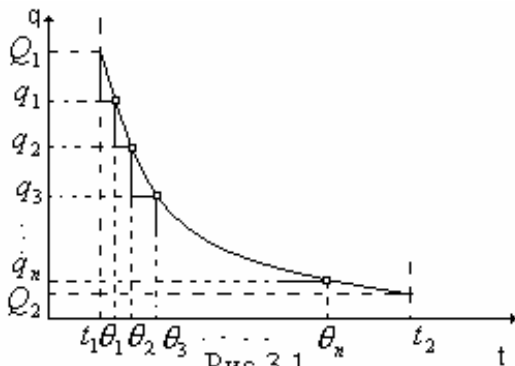


Рис.3.1.

Немгновенное изменение дебитов при смене режимов работы скважины показано плавными кривыми на рисунке 3.1. Обозначим дебит переменного притока после изменения режима, как показано на схеме, через q . Плавную кривую приблизительно всегда можно заменить ломанной ступенчатой линией, как это показано на рисунке. Такая приближенная замена тем точнее, чем меньше интервалы разбиения времени. Изменение режима в сторону уменьшения дебита представляется последовательным мгновенным включением новых точечных источников с убывающими (до нуля в пределе) мощностями. Наоборот, изменение режима в сторону увеличения дебита представляется последовательным мгновенным включением новых точечных стоков также с убывающими мощностями.

Рассмотрим решение, описывающее восстановление давления на забое скважины после смены данного установившегося режима работы на другой установившийся режим. Предположим, что произошла смена первого режима с дебитом Q_1 на второй с дебитом Q_2 . Запишем приближенное решение (приближение делается так же, как и в случае с постоянным притоком) с учетом переменного притока

$$P_{1-2} = \frac{m}{4\pi kh} \left[Q_1 \ln \frac{2.25c(t_2 - t_1)}{r_c^2} + q_1 \ln \frac{t_2 - t_1}{t_2 - q_1} + q_2 \ln \frac{t_2 - q_1}{t_2 - q_2} + q_3 \ln \frac{t_2 - q_2}{t_2 - q_3} + \dots + q_n \ln \frac{t_2 - q_{n-1}}{t_2 - q_n} - Q_2 \ln \frac{2.25c(t_2 - q_n)}{r_c^2} \right] \quad (3.1)$$

где q_1, q_2, \dots, q_n - значения переменного дебита в соответствующие моменты времени q_i $i = \overline{1, n}$, для которых $t_1 \leq q_1 \leq q_2 \leq \dots \leq q_n \leq t_2$.

Таким образом, в случае остановки скважины (то есть при $Q_2 = 0$) решение примет вид

$$DP_{1-2} = \frac{m}{4pkh} \left[Q_1 \ln \frac{2.25c(t_2 - t_1)}{r_c^2} + q_1 \ln \frac{t_2 - t_1}{t_2 - q_1} + q_2 \ln \frac{t_2 - q_1}{t_2 - q_2} + \right. \\ \left. + q_3 \ln \frac{t_2 - q_2}{t_2 - q_3} + \dots + q_n \ln \frac{t_2 - q_{n-1}}{t_2 - q_n} \right] \quad (3.2)$$

Ясно, что в каждый конкретный момент времени q_i $i = \overline{1, n}$ значение депрессии будет принимать значение

$$DP(q_i) = \frac{m}{4pkh} \left[Q_1 \ln \frac{2.25c(q_i - t_1)}{r_c^2} + q_1 \ln \frac{q_i - t_1}{q_i - q_1} + q_2 \ln \frac{q_i - q_1}{q_i - q_2} + \right. \\ \left. + q_3 \ln \frac{q_i - q_2}{q_i - q_3} + \dots + q_{i-1} \ln \frac{q_i - q_{i-2}}{q_i - q_{i-1}} - q_i \ln \frac{2.25c(q_i - q_{i-1})}{r_c^2} \right] \quad (3.3)$$

Для этого в формуле (3.1) достаточно считать, что $t_2 = q_i$, $Q_2 = q_i$.

Формула (3.3) преобразуется к виду:

$$\frac{DP(q_i)}{Q_1 - q_i} = \frac{m}{4pkh} \ln \frac{2.25c}{r_c^2} + \frac{m}{4pkh} \frac{[Q_1 \ln(q_i - t_1) + q_1 \ln \frac{q_i - t_1}{q_i - q_1} + \dots + q_{i-1} \ln \frac{q_i - q_{i-2}}{q_i - q_{i-1}} - q_i \ln(q_i - q_{i-1})]}{Q_1 - q_i} \quad (3.4)$$

Формула (3.4) является основой дифференциального метода обработки кривых восстановления забойного давления с учетом переменного притока жидкости к забою после остановки. Значения правой части (3.4) $\frac{DP(q_i)}{Q_1 - q_i}$ линейно зависят от функции времени

$$\frac{[Q_1 \ln(q_i - t_1) + q_1 \ln \frac{q_i - t_1}{q_i - q_1} + \dots + q_{i-1} \ln \frac{q_i - q_{i-2}}{q_i - q_{i-1}} - q_i \ln(q_i - q_{i-1})]}{Q_1 - q_i},$$

причем параметр $\frac{m}{4pkh}$ является в данном случае угловым коэффициентом прямой.

Здесь начальный объемный дебит Q_1 приводится к пластовым условиям. Таким образом, зная Q_1 - установившийся дебит до остановки, значения дебита в момент времени $q_i - q_1$, а также зная депрессию $DP(q_i)$, в преобразованных координатах

$$\begin{aligned} \frac{y_x}{x} &= \frac{[Q_1 \ln(q_i - t_1) + q_1 \ln \frac{q_i - t_1}{q_i - q_1} + \dots + q_{i-1} \ln \frac{q_i - q_{i-2}}{q_i - q_{i-1}} - q_i \ln(q_i - q_{i-1})]}{Q_1 - q_i} \quad (3.5) \\ \frac{y_y}{x} &= \frac{DP(q_i)}{Q_1 - q_i} \end{aligned}$$

можно будет построить экстраполирующую прямую и, таким образом, найти значение углового коэффициента $\frac{m}{4pkh}$. Проводить экстраполирующую прямую

$y_y = i \cdot x_x + A$ можно с помощью метода наименьших квадратов (раздел 2). Регуляризация поиска такой прямой ведется как и в разделе 2.6.

$$i = \frac{m}{4pkh}, \quad A = \frac{m}{4pkh} \ln \frac{2.25c}{r_{с.пр}^2}$$

По величине A определяется комплексный параметр $\frac{c}{r_{с.пр}^2}$.

В том случае, если имеется кривая притока, полученная по замерам глубинного дебитометра, обработка КВД ведется по формулам метода «учет смены режимов работы скважины», рассмотренном в разделе 2.4.

3.1 Исследование динамики затухания притока

Исследования динамики затухания притока жидкости в ствол скважины после её остановки с помощью прямых измерений глубинными дебитометрами производятся с целью определения характеристик скважины и эксплуатируемого объекта методом восстановления давления.

Эти исследования производятся по окончании исследования профиля притока без извлечения глубинного прибора из скважины.

При отсутствии глубинных дебитометров значения переменного дебита q_i в каждый конкретный момент времени могут находиться по следующей формуле:

$$q(t) = \frac{f_3 + f_{II}}{g_{пл}} \frac{dDP_c}{dt} - \frac{f_3}{g_{пл}} \frac{dDP_{затр}}{dt} - \frac{f_{II}}{g_{пл}} \frac{dDP_{буф}}{dt}, \quad (3.6)$$

где f_3 и f_{II} - площадь сечения затрубного (кольцевого) пространства и подъемных труб (НКТ), соответственно; P_c , $P_{затр}$, $P_{буф}$ - давление восстановления на забое, на устье в затрубном (кольцевом) пространстве и на буфере (в подъемных трубах); $g_{пл}$ - удельный вес нефти в пластовых условиях.

Для насосной скважины с закрытым затрубным пространством

$$q(t) = \frac{f_3}{g} \frac{dDP_c}{dt} - \frac{f_3}{g} \frac{dDP_{затр}}{dt}$$

При стравливании газа

$$q(t) = \frac{f_3}{g} \frac{dDP_c}{dt}$$

Дифференцирование выражения $\frac{dP}{dt}$ проводится с помощью регуляризирующих методов, которые повышают устойчивость этой производной.

Рассмотрим методы дифференцирования кривых. Самый простой метод – метод центральной разности. Пусть кривая задана функцией

$$f(x_i), i = \overline{1, n},$$

тогда согласно методу центральной разности производная этой кривой ищется в точках $x_i, i = \overline{2, n-1}$ и равна

$$f'(x_i) = \frac{f(x_{i+1}) - f(x_{i-1}))}{x_{i+1} - x_{i-1}}.$$

Такая операция очень не устойчива относительно малых изменений $f(x_i), i = \overline{1, n}$. Рассмотрим *регуляризирующие* методы дифференцирования функции, повышающие устойчивость этой функции.

Метод наименьших квадратов (МНК). В этом случае для кривой $f(x_i), i = \overline{1, n}$ производная ищется в точках $x_i, i = \overline{3, n-2}$. Для любых пяти соседних по i точек из этого набора строится прямая $y(x) = k_0x + b_0$, такая что минимум функционала невязки $F(k, b)$ определяется следующим образом:

$$\min_{k,b} F(k,b) = \min_{k,b} \sum_{i=i_0}^{i_0+4} (f(x_i) - (kx_i + b))^2 =$$

$$= F(k_0, b_0) = \sum_{i=i_0}^{i_0+4} (f(x_i) - (k_0x_i + b_0))^2 = \sum_{i=i_0}^{i_0+4} (f(x_i) - y(x_i))^2$$

$i_0 = \overline{1, n},$

то есть прямая $y(x)$ выбирается согласно методу наименьших квадратов по пяти точкам

$(x_{i_0}, f(x_{i_0})), (x_{i_0+1}, f(x_{i_0+1})), (x_{i_0+2}, f(x_{i_0+2})), (x_{i_0+3}, f(x_{i_0+3}))$ и $(x_{i_0+4}, f(x_{i_0+4}))$.

Дальше за производную в точке x_{i_0+2} берется угловой коэффициент этой прямой,

то есть k_0 .

Геометрическое описание метода можно увидеть на рис. 3.2.

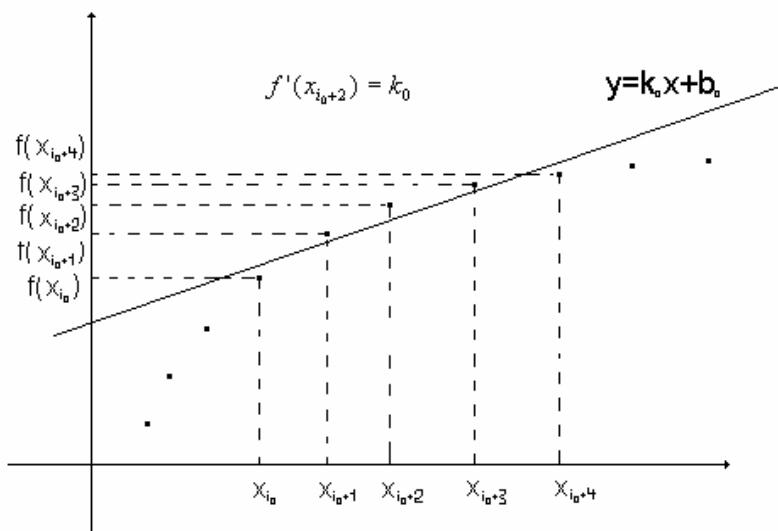


Рисунок 3.2.

Этот метод более устойчив нежели просто метод центральной разности, который по существу является частным случаем метода наименьших квадратов.

В этом случае прямая $y(x) = k_0x + b_0$ ищется из того, что

$$\min_{\mathbf{k}, \mathbf{b}} F(\mathbf{k}, \mathbf{b}) = \min_{\mathbf{k}, \mathbf{b}} \sum_{i=i_0}^{i_0+4} w_{i-i_0+1} (f(\mathbf{x}_i) - (\mathbf{k}\mathbf{x}_i + \mathbf{b}))^2 =$$

$$= F(\mathbf{k}_0, \mathbf{b}_0) = \sum_{i=i_0}^{i_0+4} w_{i-i_0+1} (f(\mathbf{x}_i) - (\mathbf{k}_0\mathbf{x}_i + \mathbf{b}_0))^2 = \sum_{i=i_0}^{i_0+4} w_{i-i_0+1} (f(\mathbf{x}_i) - y(\mathbf{x}_i))^2$$

$$i_0 = \overline{1, n},$$

w_1, w_2, w_3, w_4, w_5 здесь веса, то есть некоторые положительные числа.

Метод регуляризации.

Пусть кривая, как и ранее, задана семейством значений $f(\mathbf{x}_i), i = \overline{1, n}$.

Перейдем от задачи поиска производной этой кривой к задаче нахождения решения системы линейных уравнений. Вообще для непрерывно-дифференцируемой функции $g(\mathbf{x})$ на отрезке $[\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_n]$ верно следующее равенство

$$g(\mathbf{x}_i) - g(\mathbf{x}_1) = \int_{\mathbf{x}_1}^{\mathbf{x}_i} g'(\mathbf{x}) d\mathbf{x} \quad " i = \overline{1, n},$$

которое для достаточно “хороших” функций $g(\mathbf{x})$ (по формуле прямоугольников) преобразуется в достаточно “хорошее” по точности приближительное равенство

$$g(\mathbf{x}_i) - g(\mathbf{x}_1) \approx \sum_{j=2}^i D_j g'(\mathbf{x}_j) \quad " i = \overline{2, n},$$

где $D_j = \mathbf{x}_j - \mathbf{x}_{j-1} \quad j = \overline{2, n}$. Следовательно в нашем случае для функции $f(\mathbf{x})$ можно сказать, что

$$f(\mathbf{x}_i) - f(\mathbf{x}_1) = \sum_{j=2}^i D_j f'(\mathbf{x}_j) \quad " i = \overline{2, n}. \quad (3.7)$$

Это система линейных уравнений относительно $f'(\mathbf{x}_j) \quad j = \overline{2, n}$, причем матрица этой системы – нижнетреугольная. Особенностью полученной системы уравнений является то, что ее матрица плохо обусловлена. Это является следствием того, что значения D_j намного меньше прироста функции $f(\mathbf{x})$ из предыдущей точки \mathbf{x}_{j-1} в следующую \mathbf{x}_j , то есть меньше разницы $|f(\mathbf{x}_j) - f(\mathbf{x}_{j-1})|$. А.Н. Тихоновым и В.Я. Арсениным предложен следующий метод решения этой некорректной задачи. Обозначив матрицу системы (3.7) через \mathbf{A} , а правую часть за вектор \mathbf{b} , то есть

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \alpha & D_2 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \zeta & D_2 & D_3 & 0 & \dots & 0 \\ \zeta & D_2 & D_3 & D_4 & \dots & 0 \\ \zeta & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \zeta & D_2 & D_3 & D_4 & \dots & D_n \end{pmatrix} \quad \mathbf{b} = \begin{pmatrix} \alpha f(x_2) - f(x_1) \\ \zeta f(x_3) - f(x_1) \\ \zeta f(x_4) - f(x_1) \\ \zeta \\ \zeta f(x_n) - f(x_1) \end{pmatrix}, \text{ то}$$

за решение (3.7) можно принять вектор \mathbf{z}_a , который минимизирует функционал

$$\mathbf{M}[\mathbf{z}] = \|\mathbf{Az} - \mathbf{b}\|^2 + a\|\mathbf{z}\|^2.$$

Такая операция “дифференцирования” кривой $\mathbf{f}(\mathbf{x}_i)$ $i = \overline{1, n}$ уже будет корректной в смысле определения корректности по Тихонову /Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. М.:Наука, 1986. 224 с./ Устойчивость данной операции будет зависеть от параметра \mathbf{a} , который пользователь и выбирает. Ниже на рис. 3.3. дан пример дифференцирования КВД, где $\mathbf{a} = 1$.

Далее в расчетах используется регуляризирующий метод Тихонова А.М.

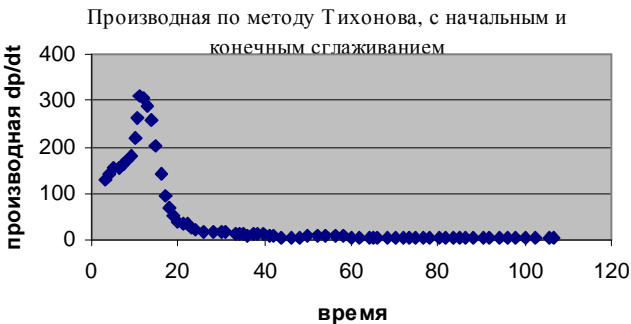
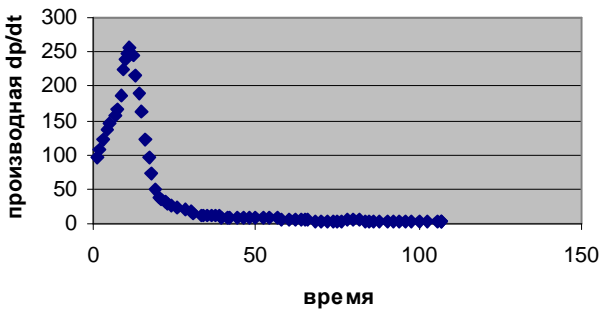


Рис.3.3.Регуляризация производной $\frac{dP}{dt}$.

Пример 3.1.

Обработать КВД в скважине, работавшей с дебитом $Q = 60 \text{ м}^3 / \text{сут}$ в течение 1 года. Остановка скважины на 2 сут.

Исходные промысловые данные

эффективная толщина пласта	$h = 6 \text{ м};$
пористость	$m = 0.2;$
коэффициенты сжимаемости: нефти	$b_n = 11 * 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}};$
скелета пласта	$b_c = 1 * 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}};$
объемный коэффициент нефти	$b = 1.15;$
вязкость нефти в пластовых условиях	$\mu = 2.6 \text{ сП};$
плотность нефти в пластовых условиях	$\rho_{\text{пл}} = 860 \text{ кг/м}^3;$
расстояние между скважинами	$2R_k = 400 \text{ м},$
диаметр скважины по долоту	$2r_c = 0.24 \text{ м};$
внутренний диаметр колонны	$d_c = 0.13 \text{ м};$
внешний диаметр НКТ	$d_{\text{нкт}} = 0.072 \text{ м}$

КВД, полученная при гидродинамическом исследовании скважины представлена на рис. 3.4. Кривая недовосстановлена. Обработку КВД необходимо вести с учетом «послепритока» $q(t)$ в скважину после её остановки.

1. Величину «послепритока» $q(t)$ вычисляем по формуле

$$q(t) = \frac{f_3}{r_{\text{пл}} g} \frac{dP_c}{dt}$$

с использованием регуляризирующего метода Тихонова А.М. для производной $\frac{dP}{dt}$.

График переменного притока $q(t)$ от времени представлен на рис.3.5.

Площадь затрубного пространства

$$f_3 = \frac{\pi(d_c^2 - d_{\text{нкт}}^2)}{4} = \frac{3,14(0,13^2 - 0,072^2)}{4} = 0,009 \text{ м}^2$$

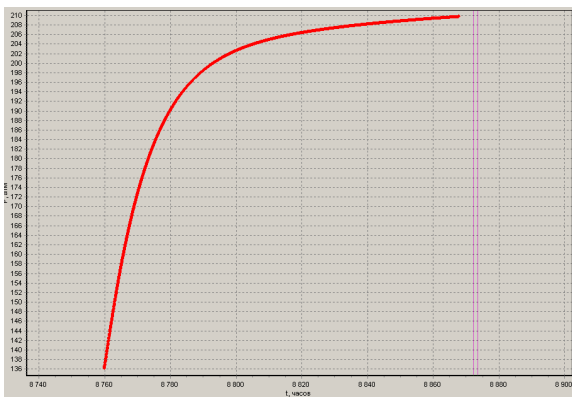
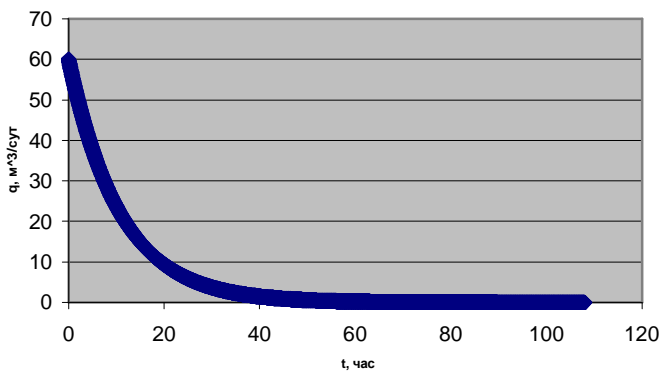


Рис.3.4. График КВД (недовосстановленный)

Рис. 3.5. Изменение дебита во времени в остановленной скважине.



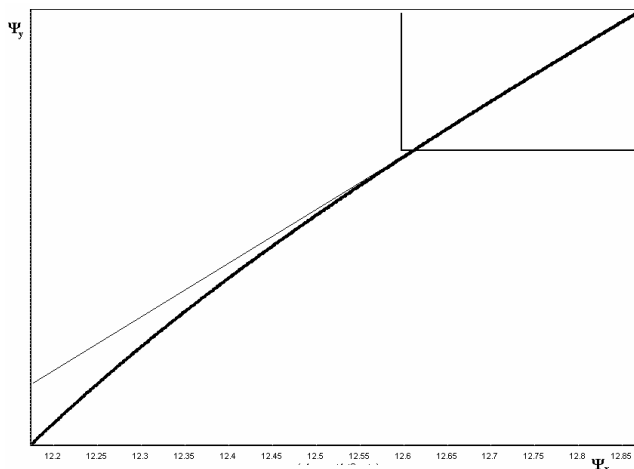


Рис.3.6. График КВД в модифицированных координатах ψ_x, ψ_y (3.5)

Обработка КВД проводится по формуле (3.4). График КВД в модифицированных координатах ψ_x, ψ_y (3.5) представлен на рис.3.6. Удаленный участок аппроксимируется прямой с уклоном i .

$$i = \frac{m}{4\rho kh}, \quad A = \frac{m}{4\rho kh} \ln \frac{2.25c}{r_{с.пр}^2}$$

По величине A определяется комплексный параметр $\frac{c}{r_{с.пр}^2}$.

Результаты обработки КВД

гидропроводность	10,401	м ³ /(МПа сут)
продуктивность	8,188	м ³ /(МПа сут)
проницаемость	40,128	мд
пьезопроводность	0,049	м ² /с
радиус приведенный скин	0,068	м
удельная продуктивность	1,365	м ³ /(м МПа сут)

По зависимости производной давления $\frac{dP}{dt}$ от давления P , рис.3.7. можно оценить пластовое давление. Экстраполируя прямолинейный участок кривой изменения давления до пересечения с осью ординат из условия

$$\frac{dP}{dt} = 0,$$

определяется пластовое давление $P_{пл}$ по отрезку, отсекаемому на оси давления P

3.2 Идентификационный метод

Для повышения достоверности результатов интерпретации КВД данные исследования скважин можно обрабатывать также методом прослеживания за забойным давлением, одним из основных способов получения информации о характеристиках низкопроницаемого пласта. Этот метод позволяет определять коэффициент продуктивности $K_{пр}$, пластовое давление P_k , начальный дебит при максимальной депрессии, существующей в момент прекращения возмущения пласта, а также дебит в любой момент времени. По значению скин-фактора S , оцененному по результатам трёхмерного гидродинамического моделирования и значению коэффициента продуктивности определяется проницаемость пласта.

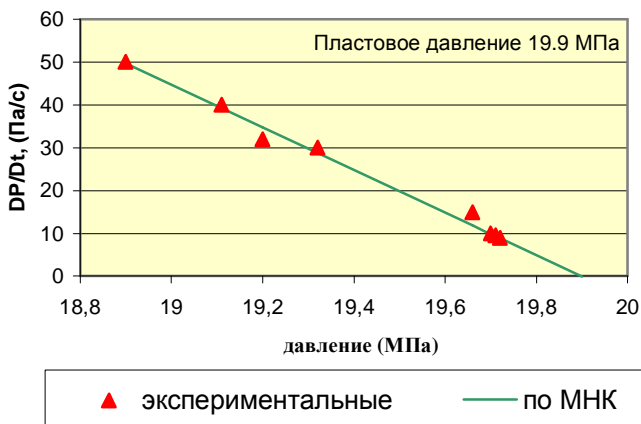


Рис.3.7. Оценка пластового давления

В основе метода лежит уравнение Маскета, характеризующее изменение давления во времени после остановки скважины. При низких значениях коэффициента проницаемости (порядка 15–20 мД) и, соответственно, низких темпах отбора характер дренирования пласта остаётся неизменным в течение длительного периода. Поэтому, используя принцип последовательной смены стационарных состояний, приток жидкости в скважину можно рассчитать по формуле Дюпюи, записанной в виде

$$q(t) = \frac{2pkh (P_k - P_c(t))}{m \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (3.8)$$

Здесь R_k — радиус контура питания, принимаемый равным половине расстояния между скважинами.

С другой стороны, изменяющийся приток жидкости в скважину после остановки определяется по формуле (3.5). Приравнивая левые части уравнений (3.5) и (3.23), получаем дифференциальное уравнение

$$\frac{F}{rg} \frac{dP_c}{dt} = \frac{2pkh (P_k - P_c(t))}{m \ln \frac{R_k}{r_c}}.$$

Площадь поперечного сечения F определяется из условий эксплуатации скважин (фонтанная или насосная). Интегрируя это дифференциальное уравнение по времени от нуля до текущего t и по давлению от P_0 до $P_c(t)$, получаем

$$P(t) = P_k - DP_c \exp(-at), \quad (3.9)$$

где $a = \frac{K_{np} r g}{F}$.

Уравнение (3.24) можно преобразовать к виду

$$\ln(P_k - P_c(t)) = \ln(P_k - P_0) - at \quad (3.10)$$

Выражение (3.10) представляет собой уравнение прямой в координатах $\ln j$ и t , где $j = (P_k - P_c(t))/(P_k - P_0)$. При обработке данных замеров восстановления забойного давления значение пластового давления P_k неизвестно. Графический анализ уравнения (3.10), рис.3.8., показывает, что при значениях $P_{ki} \neq P_k \neq \text{const}$ оно является уравнением некоторого семейства кривых, которые при $P_{ki} \rightarrow P_k \rightarrow \text{const}$ стремятся преобразоваться в прямую линию.

Перестраивая неполную кривую восстановления забойного давления в координатах $\ln(P_{ki} - P_c(t))$ и t при различных задаваемых значениях $P_{ki} > \text{или} < P_k$, необходимо добиться такого значения P_{ki} , когда семейство кривых трансформируется в прямую линию типа $y = b - ix$. При этом достигнутое равенство $P_{ki} = P_k$ определяет значение динамического пластового давления в районе расположения исследуемой скважины.

Угловой коэффициент этой прямой согласно выражению (3.10)

$$i = \frac{K_{np} r g}{F_{затр}} \quad (3.11)$$

Из формулы (3.11) определяется коэффициент продуктивности скважины.

В малодебитных скважинах исходные данные определяются со значительными ошибками, поэтому преобразованные данные могут иметь большой разброс точек и выделение прямолинейного участка затруднительно. Поэтому прослеживание за восстановлением давления должно быть относительно длительно, чтобы можно было не учитывать данные нескольких замеров непосредственно после остановки скважины, которые сильно искажены из-за продолжающегося притока жидкости в скважину и скин-эффекта.

Значения скин-фактора могут быть восстановлены по результатам трёхмерного гидродинамического моделирования месторождения. По восстановленным значениям скин-фактора и коэффициента продуктивности рассчитываются гидропроводность и проницаемость пласта.

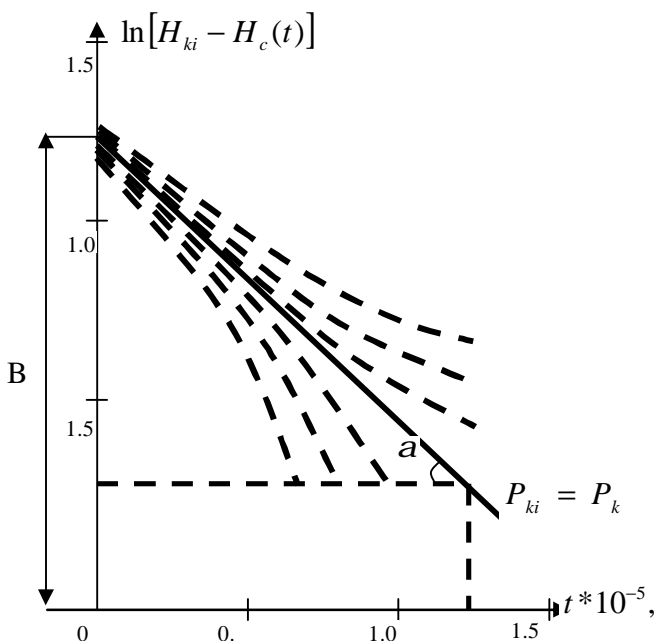


Рис. 3.8.

Обработка данных исследования скважин по идентификационному методу.

Недостатком этого метода является его невысокая точность при обработке недовосстановленных кривых. При исследованиях скважин, вскрывающих низкопроницаемые коллектора, восстановление давления после прекращения отбора может происходить от нескольких дней до десятков дней и более. В этих случаях кривые прослеживания не истерируются, и полного восстановления пластового давления. При обработке таких кривых использование метода Маскета может привести к существенным погрешностям в определении коэффициента продуктивности.

3.3 Обработка кривых восстановления уровня (КВУ) в насосных скважинах, эксплуатируемых с открытым затрубным пространством

Для насосных скважин, работающих с открытым затрубным пространством. Результаты исследований по прослеживанию уровня с целью их обработки представляются в виде зависимости приращения динамического уровня $DH(t) = H(0) - H(t)$ от времени, отсчитываемого с момента остановки скважины.

1. В каждый замеренный момент времени t определяется скорость подъёма динамического уровня $\frac{dDH}{dt}$ по формуле

$$H\dot{\xi} = \frac{dDH}{dt} = \frac{DH_2 - DH_1}{2Dt}$$

2. Вычисляется поправка $z(t)$ на «послеприток»

$$z(t) = \frac{r_{пл}g}{1 - \frac{f_3 H \dot{\xi}}{Qb}}$$

3. Изменение давления в каждый момент времени вычисляется по формуле

$$DP_3(t) = z(t) \times DH(t)$$

4. Строится зависимость $DP - \ln(t)$.

5. Обработка ведется методом касательной, рассмотренной в разделе 2.1.

3.4 Интерпретация КВД по модели ограниченного пласта (двухшаговый метод)

Предполагается, что скважина в радиусом r_c , дренирующая круговой ограниченный пласт с радиусом r_k , после длительной работы с постоянным объемным дебитом q_0 в момент $t = 0$ остановлена. После закрытия на устье скважины к забою продолжает протекать нефть с затухающим объемным дебитом $q(t)$. Вокруг скважины имеется кольцевая зона с радиусом r_1 . В этой зоне пласт имеет проницаемость k_1 и коэффициент пьезопроводности c_1 . Вне этой зоны соответствующие пластовые параметры обозначим через k_2 и c_2 . Указанная задача решена приближенно с применением метода осреднения правых частей дифференциальных уравнений фильтрации жидкости в упругом пласте при соответствующих начальных и граничных условиях. При этом исследован случай заданного давления на внешней границе пласта. Приняв, что средняя интенсивность изменения во времени давления в зонах пласта равна и сделав ряд упрощений, не снижающих точность конечных формул, решение задачи представлено в виде:

$$j(t) = Bq_0 + a(A + B)q_0F(t), \quad (3.12), \text{ где}$$

$$\begin{aligned} j(t) &= j_1(t) + aj_2(t); & F(t) &= \frac{D\bar{Q}(t)}{D\bar{q}(t)}; \\ j_1(t) &= \frac{DP_c(t)}{D\bar{q}(t)}; & j_2(t) &= \frac{DI(t)}{D\bar{q}(t)}; \\ D\bar{Q}(t) &= \int_0^t D\bar{q}(t) dt; & DI(t) &= \int_0^t DP_c(t) dt; \\ D\bar{q}(t) &= 1 - \frac{q(t)}{q_0}; & A &= \frac{mb}{2pk_2h}; \\ B &= A \frac{c_1}{c_2} \ln \frac{r_k}{r_{cn}} - 1 \frac{c_1}{c_2}; & a &= \frac{8c_2}{k_2^2}. \end{aligned}$$

Здесь m и b – соответственно вязкость и объемный коэффициент нефти;

$$r_{cn} = r_c \frac{c_1}{c_2} \frac{\bar{\sigma}}{\bar{\sigma}_1} \frac{k_2 - k_1}{k_1} - \text{приведенный радиус скважины}; \quad c_2 = \frac{k_2}{m_n b_2^*} - \text{пьезопроводность}$$

пласта; b_2^* – упругоёмкость основной части пласта; $DP_c(t) = P_c(t) - P_c(0)$.

Переменный приток нефти $q(t)$ из пласта в скважину после её закрытия на устье определяют либо непосредственно при помощи глубинных дебитомеров, либо косвенно с использованием данных восстановления забойного и устьевых давлений, методика приближенного расчета которого подробно изложена в [2], которую значительно можно упростить, если расчеты произвести по формуле

$$q(t) = \frac{dQ(t)}{dt}. \quad (3.13)$$

Уравнение (3.12) в координатах $j(t)$ и $F(t)$ выражается прямой линией. Параметр a является неизвестным и подлежит определению. Учитывая, что значения $DP_c(t)$ и $D\bar{q}(t)$ известны в отдельных моментах времени, уравнение (3.12) можно представить в виде

$$\begin{aligned} j_0(t_{II}) &= \frac{1}{a(A+B)q_0} + \frac{1}{(A+B)q_0} F_0(t_{II}) \\ j_0(t_{II}) &= \frac{F(t_k) - F(t_{II})}{j_1(t_k) - j_1(t_{II})}, \quad (3.14) \\ A_0(t_{II}) &= \frac{j_2(t_k) - j_2(t_{II})}{j_1(t_k) - j_1(t_{II})} \end{aligned}$$

где t_k , t_{II} – соответственно фиксированное (например, конечное) и любое дискретное значение времени исследования.

Представляя данные восстановления давления в координатах $j_0(t_{II})$ и $F_0(t_{II})$ в соответствии с формулой (3.14), находим параметры $A+B$ и a . Затем, подставляя найденное значение параметра a в уравнение (3.12), эти же данные представляют в координатах $j(t)$ и $F(t)$ и определяют параметры B и $A+B$. При этом значения параметров A , B и a можно считать достоверными в том случае, если равными окажутся значения параметра $A+B$ найденного при указанных выше координатах обработки.

Таким образом, в результате интерпретации данных восстановления давления в соответствии с уравнениями (3.12) и (3.14) находят следующие комплексные и отдельные фильтрационные и геометрические параметры неоднородного конечного пласта:

коэффициент продуктивности скважин $h = \frac{2pk_2h}{m \ln \frac{r_{сн}}{r_k}} = \frac{1}{A+B}$; гидропроводность

пласта $e = \frac{k_2h}{m} = \frac{1}{2pA}$; комплексные параметры $\frac{r_k}{r_{сн}} = e^{\frac{A+B}{A}}$, $\frac{c_2}{r_k^2} = \frac{a}{8}$ и

$\frac{c_2}{r_{сн}^2} = \frac{a}{8} e^{\frac{A+B}{A}}$; при известных значениях h и b^* пьезопроводность пласта $c_2 = \frac{e}{hb^*}$;

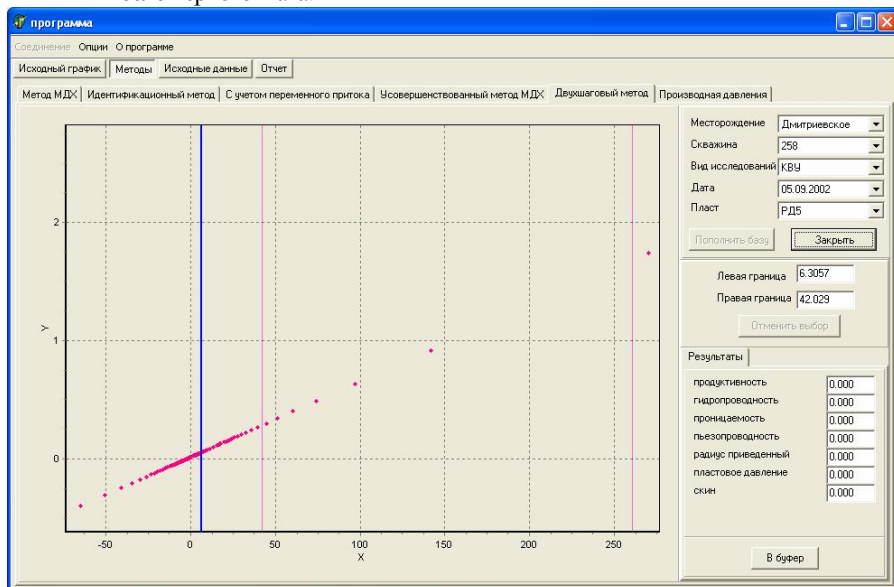
геометрия пласта $r_k = \sqrt{\frac{8c_2}{a}}$ и его неоднородность по проницаемости, которая

сказывается лишь на значении приведенного радиуса скважины $r_{сн} = r_k e^{-\frac{A+B}{A}}$ или

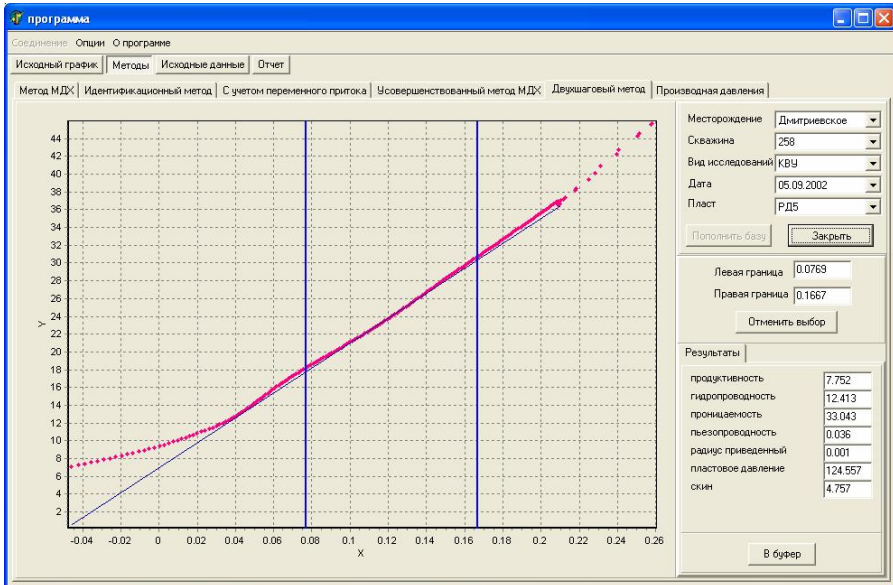
$$r_{\text{сн}} = \sqrt{\frac{8c_2}{a} e^{-2\frac{A+B}{A}}}$$
 . При известном значении коэффициента продуктивности можно найти значение $DP_{\text{с0}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{с0}}$, соответствующее полному восстановлению давления в пласте в виде $DP_{\text{с0}} = \frac{Q_0}{h}$. Отсюда следует, что по данным восстановления давления можно определить так же условно статическое пластовое давление $P_{\text{пл}} = P_{\text{с0}} + DP_{\text{с0}}$. Как видно, предлагаемый метод позволяет по существу определять все необходимые параметры пласта по данным восстановления давления.

Пример графиков для двухшагового метода после первого и второго шагов:

После первого шага:



После второго шага:



Пример 3.2.

Обработать КВД двухшаговым методом.

Исходные промысловые данные:

эффективная толщина пласта

пористость

коэффициенты сжимаемости: нефти

скелета пласта

объемный коэффициент нефти

вязкость нефти в пластовых условиях

плотность поступившей жидкости

расстояние между скважинами

упругоёмкость

$$h = 6 \text{ м};$$

$$m = 0.21;$$

$$b_n = 11 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}},$$

$$b_c = 1 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}};$$

$$b = 1.19;$$

$$m = 2.3 \text{ сП};$$

$$\gamma_{\text{ат}} = 870 \text{ кг/м}^3;$$

$$2R_k = 150 \text{ м};$$

$$b = 4 \cdot 10^{-6} \text{ МПа};$$

Зависимость давления от времени представлена на рис. 3.9.

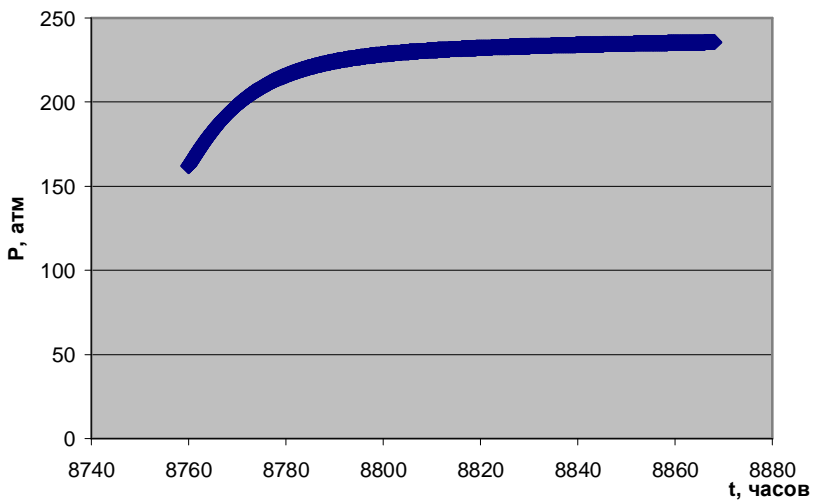


Рис.3.9.
Зависимость давления от времени (исходная информация)

Кривая восстановления давления, построенная в модифицированных координатах представлена на рис. 3.10.

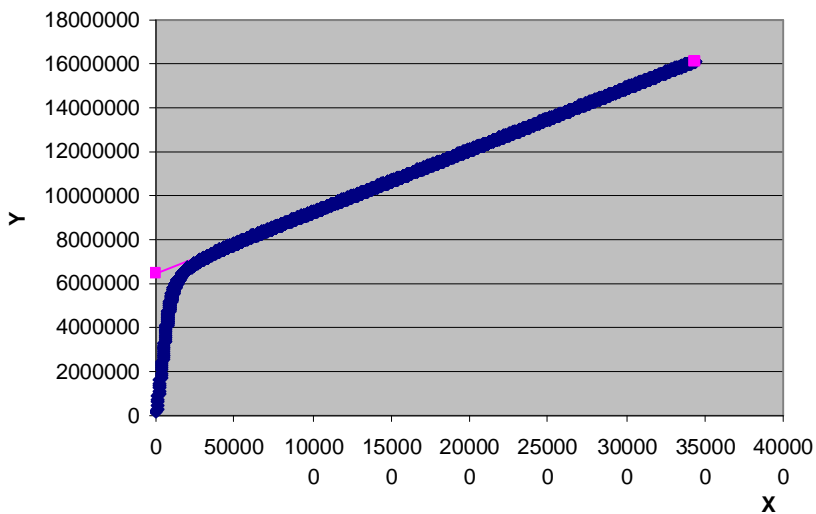


Рис .3.10.
КВД в модифицированных координатах

Результаты обработки КВД:

гидропроводность	6.89744 м ³ /(МПа*сут)
пластовое давление	239.4757 атм
проницаемость	30.60207 мД
пьезопроводность	0.033263 м ² /с
скин	-0.75917
продуктивность	6.381575 м ³ /МПа*сут
радиус приведенный	0.299112 м
радиус контура питания	266.1763 м

Примечание: данный метод используется **только** в случае регистрации КВД с помощью манометров, то есть при наличии значительного объема исходной информации (более 500 точек замеров забойного, затрубного давлений).

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ОПРОБЫВАНИЯ ЕГО ИСПЫТАТЕЛЕМ ПЛАСТОВ

Технологические схемы опробования скважин с применением ИПТ (испытание пластов инструментами на трубах) с целью оценки гидродинамических параметров в прискважинной и удаленной зонах пласта предусматривают проведение цикла – «приток – восстановление». Диаграмма одно-циклового испытания пласта показана на рис. 4.1. Во время исследования пласта проведен период притока АВ и период восстановления давления ВС, в течение которого получена полная КВД.

Методики обработки диаграмм давления подразделяются на две группы: методики обработки кривых притока (КП) и методики обработки кривых восстановления давления (КВД).

Основные расчетные формулы, положенные в основу методик обработки кривых притока и восстановления давления рассмотрены в главе 2.

При математическом описании гидродинамических процессов в пласте, происходящих во время испытания, предполагается, что пласт является горизонтальным с постоянной мощностью и бесконечным по протяженности, однородным и изотропным по своей структуре, без нарушений (экранов, сбросов и т.д.) в зоне исследования. Проницаемость и пористость пласта, а так же сжимаемость и вязкость пластовой жидкости считается постоянными.

Решения уравнения (1.8) для условий испытания скважин в процессе бурения получены в предположении, что наружная граница пласта находится на бесконечности от скважины, где давление остается постоянным, а внутренняя граница весьма мала (но конечна, $r=r_c$) с заданными функциями дебита или давления на ней.

Первое допущение обосновывается тем, что при кратковременных отборах жидкости из пласта область дренирования не успевает распространиться до естественных границ пласта, и поэтому можно считать пласт бесконечным по протяженности. При рассмотрении условий фильтрации жидкости на внутренней границе пласта учитывается возможное «повреждение» пласта в призабойной зоне, связанное с особенностями вскрытия продуктивных отложений при бурении.

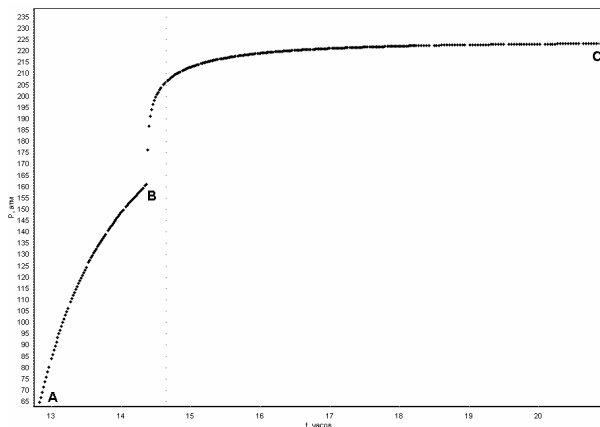


Рис.4.1.

Изменение давления при испытании скважины испытателем пласта

Кривые изменения давления, полученные при испытании скважины обрабатываются методом Хорнера, раздел 2.2, 2.3.

4.1 Определение скин-эффекта

Степень загрязнения пласта, определяемая показателем скин-эффекта, может быть определена как дополнительное снижение давления, которое следует приложить, чтобы преодолеть сопротивление зоны пониженной проницаемости. Численно скин-эффект выражается безразмерным числом, обозначается S и находится из равенства

$$\Delta p_{\text{скин}} = S \frac{qm}{2phk} \quad (4.1)$$

Разность между начальным пластовым давлением и давлением на забое закрытой скважины определяется по формуле

$$p_c = p_{nl} - \frac{qm}{4phk} \left[\ln \frac{2,25kt}{mmb r_c^2} + 2S \right] \quad (4.2)$$

Средний дебит за время притока жидкости в систему испытательных инструментов (КИИ) оценивается по формуле

$$Q = \frac{f_r}{r_{пл} g} (P_{кп} - P_{ин}),$$

где давление $P_{\text{нп}}$ начала притока и давление $P_{\text{кп}}$ конца притока определяется по кривой давления, записанной манометром над испытателем пласта (ИПТ)

На практике порядок величины скин-эффекта можно установить по разнице давлений до и после закрытия скважины. Решая выражение (4.2) относительно S при

условии, что $\frac{T+q}{q} \rightarrow 1$, т.е. $P_c = P_{\text{пл}}$, получаем следующее выражение для подсчета величины скин-эффекта:

$$S = 1,151 \left(\frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{к.п.}}}{M} - \lg \frac{2,25kt}{m m b r_c^2} \right) \quad (4.3)$$

где $P_{\text{к.п.}}$ – давление в конце периода притока; M – наклон конечного участка КВД;

Если призабойная зона имеет проницаемость, пониженную по сравнению с проницаемостью пласта $S > 0$, скин-эффект положительный; если призабойная зона имеет проницаемость повышенную по отношению к удаленной части пласта, $S < 0$, то скин-эффект отрицательный; при $S = 0$ – скин-эффект отсутствует, т.е. проницаемости в удаленной и призабойной зонах пласта равны.

Поскольку при испытании скважин в процессе бурения многие характеристики пластовой системы (пористость m и проницаемость k пласта, вязкость μ и сжимаемость b пластовой жидкости) неизвестны, расчетную формулу (4.3) упрощают, заменив конкретные значения указанных параметров их среднестатистическими значениями.

Анализ показывает, что для практических определений величину скин-эффекта можно рассчитать по формуле

$$S \approx 1,151 \left(\frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{к.п.}}}{M} - \lg T \right) \quad (4.4)$$

где T – время периода притока.

Определив гидропроводность и скин-фактор, вычисляем фактический коэффициент продуктивности:

$$K = \frac{2pkh}{bm \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + S \right)}$$

где b – объемный коэффициент нефти.

При обработке кривой притока АВ (рис.4.1) используются методы, учитывающие переменный дебит. Эти методы базируются на решениях, полученных для случая постоянного дебит с использованием принципа суперпозиции.

По кривой притока вычисляется переменный дебит $q(t)$ по формуле

$$q(t) = \frac{f_r}{r_{пл} g} \frac{dP}{dt}$$

Тогда, обработку кривой притока можно вести по формуле (3.4), положив в расчетной формуле $Q = 0$.

4.2 Уточненный расчет параметров пласта по КВД с учетом изменения дебита во время притока.

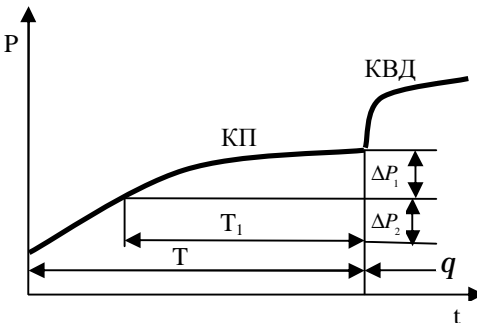
Во время испытания скважин испытателями пластов в случаях кратковременного (5-10 мин) отбора жидкости из пласта, а также в случаях отбора небольшого объема пластового флюида, хотя и при положительном периоде притока, дебит незначительно изменяется при работе скважины. При этом без больших погрешностях в расчетах можно использовать среднюю величину дебита, равную отношению суммарного объема отобранной пробы ко времени периода притока.

На практике критерием, определяющим возможность использования формулы Хорнера (2.5) без получения существенных погрешностей, может служить условие: дебит в начале открытого периода q_n не должен превышать дебит в конце периода притока q_k больше чем в 2 раза, т.е.

$$\frac{q_n}{q_k} \leq 2 \quad (4.5)$$

В случае превышения отношения дебитов в начале и в конце притока более чем в 2 раза необходимо пользоваться формулами, учитывающими существенное изменение дебита во время притока.

а)



б)

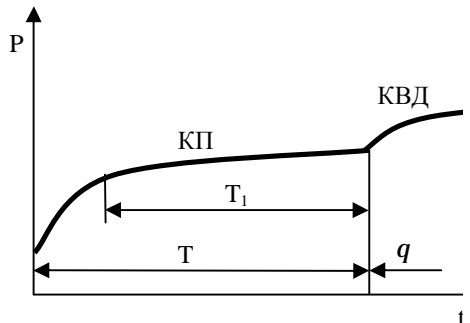


Рис. 4.2. Способы разбивки кривой притока.

Расчетная формула может быть получена методом суперпозиции по аналогии с описанным выше способом получения формулы Хорнера (2.5). При этом участок кривой притока разбивается на две части и предполагается, что дебиты на

этих участках постоянные, но отличаются друг от друга по величине (рис. 4.2). В соответствии с принципом суперпозиции можно записать следующее уравнение, описывающее процесс восстановления давления после закрытия скважины:

$$p_{пл} - p_c = 0.183 \frac{m}{kh} [q_1 \lg(T + q) \frac{k}{m m b r_c^2} + (q_2 - q_1) * \\ * \lg(T_1 + q) \frac{k}{m m b r_c^2} - q_2 \lg \frac{k}{m m b r_c^2} q]$$

или

$$p = p - 0.183 \frac{m}{kh} \frac{q_1}{q} \lg \frac{T + q}{T_1 + q} + q_2 \lg \frac{T_1 + q}{q} \frac{k}{m} \quad (4.6)$$

Порядок расчета параметров $p_{пл}$ и $\frac{kh}{m}$ с использованием формулы (4.6) не отличается от ранее рассмотренного. Рабочий график КВД строится в системе координат $p_c, q_1 \lg \frac{T + q}{T_1 + q} + q_2 \lg \frac{T_1 + q}{q}$; затем проводится прямая через точки полученной таким образом КВД, по данным пересечения которой с осью давления и величине ее наклона определяются показатели пластового давления и гидропроводности (проницаемости пласта).

Следует оговорить способ разбивки кривой притока на два участка.

Если кривая притока изменяется монотонно без явного, резкого изменения скорости роста давления в какой-либо момент (см. рис. 4.2, а), то время T_1 выбирается исходя из равенства объемов поступления флюидов в начальном $q_{н}$ и конечном $q_{к}$ этапах притока. Поэтому точка, соответствующая началу второго этапа притока, находится при делении кривой прироста давления пополам.

Если же на кривой притока визуально обнаруживаются два различных по наклону участка, характеризующих существенное изменение дебита при притоке, то именно время изменения интенсивности притока и должно быть основой для разбивки кривой притока на два участка (рис. 4.2, б).

Рассмотренные здесь варианты кривых притока касаются притока жидкости в односекционную колонну бурильных труб. Для двух (и более) секций бурильной колонны кривую притока следует разбивать исходя из равенства объемов отобранного флюида (не ориентируясь на внешний вид КП, так как характер изменения последней в большей степени зависит от перетоков жидкостей из одной секции в другую, нежели от изменения интенсивности притока).

Опыт показывает, что за редким исключением использование приведенного здесь уточненного метода расчета параметров пласта по данным КВД с учетом переменного дебита во время притока путем разбивки кривой притока на два участка вполне достаточно для повышения точности оценки характеристик пласта. Использование большего числа «ступеней» для дебита (разбивки КП на большее число участков) не дает существенного повышения точности расчета характеристик пласта. Тем не менее ниже приведем расчетную формулу для случая, когда кривая притока разбивается на n участков с постоянными дебитами на каждом из них. Она может быть использована в случае продолжительного притока, когда дебит по каким-либо причинам претерпевает ряд изменений (связанных с ростом и падением давления):

$$p_{пл} - p_c = 0.173 \frac{m}{kh} \sum_{i=1}^n q_i \lg \frac{DT(n-i+1) + q}{DT(n-i) + q} + q_n \lg \frac{DT + q}{q} \quad (4.7)$$

где DT – равные участки разбивки кривой притока.

Пример 4.1.

Обработать КВД с учетом изменения дебита во время притока.

Исходные промысловые данные:

эффективная толщина пласта	$h = 10$ м;
пористость	$m = 0.22$;
коэффициенты сжимаемости: нефти	$b_n = 11 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ат}$,
скелета пласта	$b_c = 1 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ат}$;
объемный коэффициент нефти	$b = 1.109$;
вязкость нефти в пластовых условиях	$\mu = 2.24$ сП;
плотность поступившей жидкости	$\rho_{ат} = 1100 \text{ кг/м}^3$;
расстояние между скважинами	$2R_k = 150$ м;
упругоёмкость	$b = 4 \cdot 10^{-6}$ МПа;

Зависимость давления от времени представлена на рис. 4.3.

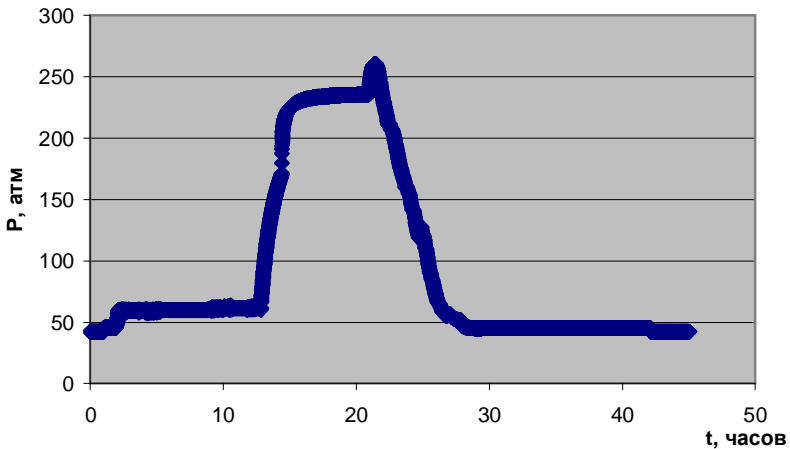


Рис.4.3.

Зависимость давления от времени (исходная информация)

Кривая восстановления давления, построенная в модифицированных координатах представлена на рис.4.4

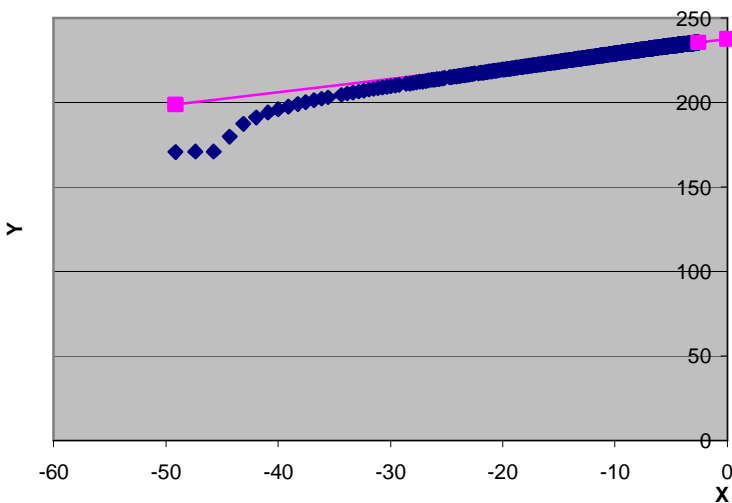


Рис .4.4. КВД в модифицированных координатах

Результаты обработки КВД:

	переменный приток	метод Хорнера	единицы измерения
гидропроводность	1.024784	1.152787	м ³ /(МПа сут)
пластовое давление	237.6059	237.6531	атм
проницаемость	2.656848	2.988706	мД
пьезопроводность	0.002965	0.003336	м ² /с
скин	-1.24229	-1.25862	-
продуктивность	1.076709	1.214514	м ³ /(МПа сут)
удельная продуктивность	0.107671	0.121451	м ² /(МПа сут)
радиус приведенный	0.252839	0.257002	м

4.3 Определение параметров пласта при многоцикловом испытании

С применением принципа суперпозиции, который был рассмотрен ранее, можно получить расчетную формулу для любой кривой восстановления давления п-циклового испытания. В общем виде формула для изменения давления в n-м цикле испытания имеет следующий вид:

$$P_c = P_{пл} - 0.183 \frac{m}{kh} \frac{\sum_{j=1}^n \dot{q}_1 \lg \frac{\dot{q}_j + \dot{q}_{j-1} + q}{\dot{q}_j + \dot{q}_j + q}}{\sum_{j=i}^n \dot{q}_j + \dot{q}_{j-1} + q}, \quad (4.8)$$

где q_i – дебит i -го открытого периода; T_i, q_i – время i -х открытого и закрытого периодов; q – текущее время n -го закрытого периода.

Интересен случай испытания скважин в два цикла, наиболее часто применяемый в настоящее время. При этом формула (4.8) видоизменится ($n=2$) и примет вид

$$P_c = P_{пл} - 0.183 \frac{m}{kh} \frac{\dot{q}_1 \lg \frac{T_1 + q_1 + T_2 + q}{q_1 + T_2 + q} + q_2 \lg \frac{T_2 + q_1}{q}}{\dot{q}_1}. \quad (4.9)$$

Расчет параметров пласта с использованием приведенной формулы сводится к построению рабочего графика КВД в координатах P_c ,

$x = q_1 \lg \frac{T_1 + q_1 + T_2 + q}{q_1 + T_2 + q} + q_2 \lg \frac{T_2 + q_1}{q}$. При влиянии послеприточного эффекта

значения точек для координаты оси абсцисс необходимо рассчитывать по формуле

$$x = q_1 \lg \frac{T_1 + q_1 + T_2 + q}{q_1 + T_2 + q} + q_2 \lg \frac{T_2 + q_1}{q - t}. \quad (4.10)$$

При проведении расчетов параметров пласта не всегда необходимо вести расчет точек для рабочего графика по формуле (4.10). При показателе

$$S = \frac{q_1}{q_2} \lg \frac{T_1 + q_1 + T_2}{q_1 + T_2} < 0.1 \quad (4.11)$$

погрешность расчета параметров пласта по формулам, не учитывающим влияния первого цикла испытания на второй, находятся в допустимых пределах (гидропроводность пласта вычисляется с погрешностью не превышающей 17%, пластовое давление определяется с погрешностью не более 2.7%)

Указанное условие (4.11) может служить критерием выбора формул для расчета параметров пласта по второй КВД.

4.4 Анализ результатов испытания скважин, работающих с переменным дебитом.

При испытании скважин в силу каких-либо объективных причин иногда невозможно осуществить ее закрытие и записать кривые восстановления давления.

Поэтому, наряду с изложенными выше методами анализа диаграммы давления, необходимы и такие методы, которые позволяют по данным о давлении на забое работающей скважины судить о коллекторских свойствах пласта и его продуктивных характеристиках по кривой притока.

Основные уравнения для анализа результатов испытания скважин на приток при условии переменного дебита базируются на решениях, полученных для случая постоянного дебита с использованием принципа суперпозиций. При этом плавная кривая давления представляется в виде некоторой ступенчатой линии, для которой справедливы следующие условия:

$$\begin{aligned}
 q &= q_1 && \text{при } 0 \leq t < t_1 \\
 q &= q_2 && \text{при } t_1 \leq t < t_2 \\
 q &= q_3 && \text{при } t_2 \leq t < t_3 \\
 &\dots && \\
 q &= q_n && \text{при } t_{n-1} \leq t < t_n
 \end{aligned}
 \tag{4.12}$$

При увеличении числа ступеней ломаная линия будет приближаться к кривой, отражающей реальные условия.

В качестве базового берется уравнение

$$p_{пл} - p(t) = \frac{mB}{4\rho kh} \frac{\alpha}{\xi} q_n \ln \frac{4k}{m m b r_c^2 g_3} + q_n 2S \frac{\ddot{\theta}}{\theta}
 \tag{4.13}$$

Применяя к этому уравнению принцип суперпозиции и производя несложные преобразования, получаем следующее выражение для измерения давления в скважине, работающей с переменным дебитом:

$$\begin{aligned}
 p_{пл} - p_n &= \frac{mB}{4\rho kh} \sum_{i=1}^n [\dot{a} q_i - q_{i-1} \ln(t - t_{i-1}) + \\
 &\quad + q_n \ln \frac{4k}{m m b r_c^2 g_3} + q_n 2S]
 \end{aligned}
 \tag{4.14}$$

Разделим обе части выражения (4.14) на q_n и перейдем к десятичным логарифмам, тогда

$$\begin{aligned}
 \frac{p_{пл} - p_n}{q_n} &= 0.183 \frac{mB}{kh} \left[\sum_{i=1}^n \frac{q_i - q_{i-1}}{q_n} \lg(t - t_{i-1}) + \right. \\
 &\quad \left. + \lg \frac{4k}{m m b r_c^2 g_3} + 0.87S \right]
 \end{aligned}
 \tag{4.15}$$

Если построить точки в координатах, где по оси абсцисс откладывается $\sum_{i=1}^n \frac{q_i - q_{i-1}}{q_n} \lg(t - t_{i-1})$, а по оси ординат $\frac{p_{пл} - p_n}{q_n}$, то должна получиться прямая линия, наклоненная к оси абсцисс под углом, тангенс которого

$$M\zeta = 0.183 \frac{mB}{kh}
 \tag{4.16}$$

и отсекающая на оси ординат отрезок

$$b\zeta = 0.183 \frac{mB}{kh} \frac{\alpha}{\xi} \lg \frac{4k}{m m b r_c^2 g_3} + 0.87S \frac{\ddot{\theta}}{\theta}
 \tag{4.17}$$

Подставляя уравнение (4.17) в (4.15) и решая последнее уравнение относительно S , получаем выражение для скин-эффекта:

$$S = 1.151 \frac{q B c}{c M c} \lg \frac{4k}{m m b r_c^2 g_0 \theta} \quad (4.18)$$

Гидропроводность определяется из выражения

$$\frac{kh}{m} = 0.183 \frac{B}{M c} \quad (4.19)$$

Указанный метод применим только в случае, когда известно начальное пластовое давление.

Пример 4.2.

Обработать кривую притока, при условии, что КВД не снята по каким-либо причинам.

Исходные промысловые данные:

эффективная толщина пласта	$h = 6 \text{ м};$
пористость	$m = 0.2;$
коэффициенты сжимаемости: нефти	$b_n = 11 * 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}} ,$
скелета пласта	$b_c = 1 * 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}} ;$
объемный коэффициент нефти	$b = 1.19;$
вязкость нефти в пластовых условиях	$m = 0.3 \text{ сП};$
плотность поступившей жидкости	$\rho_{\text{ат}} = 140.043 \text{ кг/м}^3;$
расстояние между скважинами	$2R_k = 150 \text{ м};$
упругоёмкость	$b = 4 * 10^{-6} \text{ МПа};$

Зависимость давления от времени представлена на рис. 4.5.

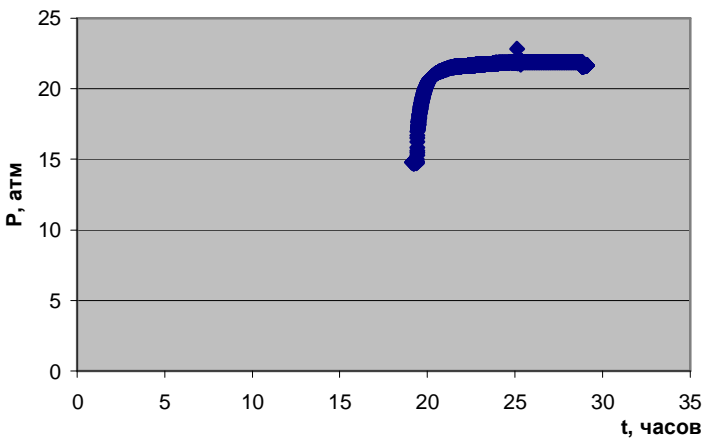


Рис.4.5.

Зависимость давления от времени (исходная информация)

Кривая восстановления давления, построенная в модифицированных координатах представлена на рис. 4.6.

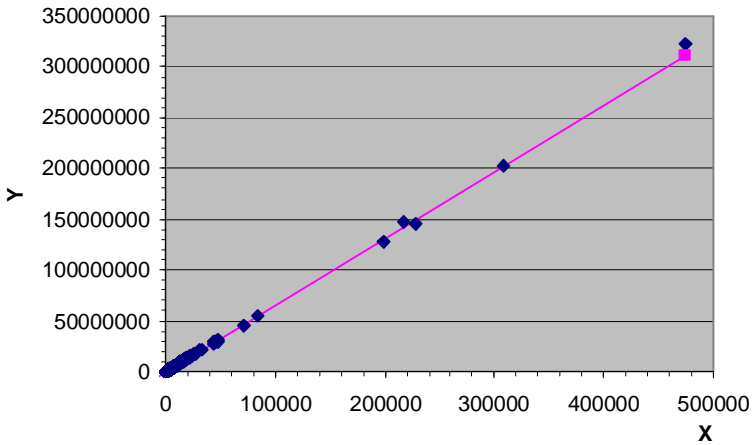


Рис .4.6.

КВД в модифицированных координатах

Результаты обработки КВД:

гидропроводность	106.9073 м ³ /(МПа*сут)
проницаемость	61.86768 мД
пьезопроводность	0.515564 м ² /с
скин	-2.73197
продуктивность	128.5436 м ³ /МПа*сут
радиус приведенный	1.075415 м
удельная продуктивность	21.42393 м ² /МПа*сут
потенциальная продуктивность	92.46681 м ³ /МПа*сут
коэффициент совершенства	1.15617
радиус зоны совершенства	60.19345 м

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В методическом руководстве приведены краткие сведения о механизме исследования неустановившейся фильтрации жидкости в пористых коллекторах. Приведены методы определения параметров пласта по данным восстановления забойного давления или динамического уровня. Для обработки результатов гидродинамических исследований пластов и скважин разработано программное обеспечение, которое можно использовать на любой ПЭВМ, совместимой с IBM PC/AT в операционной системе WINDOWS 95 и выше.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баренблатт Г.И., Ентов В.Н., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. -М.: Недра, 1984. 211 с.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.Н., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. -М.: Недра, 1972. 288 с.
3. Бузинов Р.М., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследований скважин и пластов. -М.: Недра, 1973. 246 с.
4. Бузинов Р.М., Умрихин И.Д. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. -М.: Недра, 1984. 269 с.
5. Бурде Д., Алагоа А. Интерпретация результатов гидродинамических исследований трещиноватых пластов // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1983. -№10. с.16-22.
6. Бурде Д., Алагоа А. Новый метод эталонных кривых при исследовании скважин // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1983. -№5. с. 32-37.
7. Бурде Д., Алагоа А. Усовершенствованный метод интерпретации гидродинамических исследований скважин // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1984. -№9. с. 5-10.
8. Василевский В.Н., Петров А.И. Исследования нефтяных пластов и скважин. -М.: Недра, 1973. 344 с.
9. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости / Бан А., Богомоллова А.Ф., Максимов В.А. и др. -М.: Гостоптехиздат, 1962. 271 с.
10. Габдуллин Т.Г. Оперативное исследование скважин. -М.: Недра, 1981. 213 с.
11. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фахруллин Р.Г. и др., -М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999. 227 с.
12. Желтов Ю.П. Механика нефтегазового пласта. -М.: Недра, 1975.
13. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. -М.: Недра, 1986.
14. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазовых пластов. -М.: Недра, 1974.
15. Методика расчета добывного потенциала скважин.- Уфа: УФ ЮганскНИПИнефть, 2001, 85с.
16. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений. -М.: Гостоптехиздат, 1949.
17. Пыхачёв Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика, -М.: Недра, 1973.
18. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений /Под ред. Муравьева И.М.-М.: Недра, 1970. – 446 с.
19. Руководство по исследованию скважин /Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. М.:Наука, 1995, 323 с.
20. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи /Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И.-М.: Недра, 1984. – 272 с.
21. Справочная книга по добыче нефти. / Под ред. д.т.н. Гиматудинова Ш.К. -М.: Недра, 1974.
22. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. -М.: Гостоптехиздат, 1963. 369 с.
23. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. -М.: Гостоптехиздат, 1960. 317 с.
24. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. -М.: Наука, 1998. 304 с.

25. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. М.: Гостоптехиздат, 1949.
26. Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. 1983. May. P. 95-106.
27. Boyrdet D. Pressure behavior of layered reservoirs with crossflow // SPE. 1985. 13628.
28. Bourdet D., Ayoub J..A., Pichard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // SPE. 1984. 12777.
29. Mukherjee H. Well Performance Manual. -Denver.: 1991.