

Лекция 12. Опробование и испытание скважин

Автор: доцент кафедры бурения
скважин Ковалев Артем Владимирович

СКВАЖИНЫ

В исследовании скважин применяют ряд методов для оценки продуктивности разреза, которые можно разделить на две группы – **косвенные** и **прямые**.

- Методы, отнесённые к **косвенным**, позволяют получить характеристики косвенным образом указывающие на возможность присутствия нефти или газа в исследуемом интервале. К косвенным методам относят оперативный геологический контроль в процессе бурения и геофизические методы исследования в скважине. Косвенные методы не позволяют определить промышленное значение эксплуатационных объектов, так как они не дают полных сведений о нефтеотдаче пласта и обеспечивают лишь данные, необходимые для обоснования выбора интервалов, подлежащих опробованию и испытанию пластов.
- **Прямые методы** базируются на непосредственных свидетельствах о присутствии нефти или газа (отбор пробы, получение притока и т.д.). Прямые методы осуществляют вызовом притока нефти или газа из пласта.

По режиму работы пласта прямые методы подразделяются на **стационарные** и **экспресс-методы**. При **стационарных** методах исследование ведут на установившемся режиме фильтрации. К ним можно отнести метод пробной эксплуатации, когда наблюдения ведутся в течение длительного времени (до месяца и более), и метод установившихся отборов, когда наблюдения и замеры проводят на нескольких режимах, доведенных до стабилизации притока. Стационарные методы позволяют получить характеристику пласта и эксплуатационных возможностей скважины, но не позволяют судить о степени снижения проницаемости ПЗП.

На проведение исследований по **экспресс-методу** требуется значительно меньше времени. Экспресс-метод заключается в контроле за восстановлением давления в ограниченном объеме, сообщаемом с объектом, после вызова притока из последнего. По технологии, применяемым техническим средствам и объему получаемой информации исследования по экспресс-методу можно подразделить на **испытание** и **опробование**.

Цель и задачи испытаний

Под **опробованием** пласта понимается комплекс работ, проводимых в целях вызова притока из пласта, отбора проб пластовой жидкости, оценки характера насыщенности пласта и определения его ориентировочного дебита.

При проведении испытаний ставятся более широкие задачи, чем при опробовании. Под **испытанием** пласта понимается комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб пластовой жидкости и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и др.). Испытание скважин проводится в целях установления промышленной нефтегазоносности пластов, оценки их продуктивной характеристики, получения необходимых данных для подсчета запасов нефти и газа и составления проектов разработки месторождений.

Испытание скважин проводят с **целью**:

- получения достоверной информации, необходимой для оценки коллекторских свойств пород продуктивных пластов;
- определения основных гидродинамических параметров (продуктивности и т.д.);
- определение степени загрязнения объекта;
- выбора способа и оптимального режима эксплуатации скважины и месторождения в целом.

Задачами испытания пластов являются:

- Оценка продуктивности объекта (пласта).
- Отбор проб пластовых флюидов для исследования.
- Оценка коллекторских свойств пласта.
- Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).

Испытание в открытом и закрытом

стволах

Испытание проводится как в процессе бурения скважины, так и после окончания бурения, спуска и цементировании эксплуатационной колонны. **Испытание и опробование пластов в процессе бурения проводится в последовательности разбуривания перспективных горизонтов (метод «сверху вниз»).**

Испытание пластов после завершения строительства скважины проводится в закрепленном (обсаженном) стволе в последовательности «снизу вверх» с учетом результатов испытания в открытом стволе. Испытания начинают с самого нижнего объекта. В его интервале обсадную колонну перфорируют и осуществляют вызов притока. Отбирают пробы пластовой жидкости и проводят необходимые измерения. После завершения испытания нижнего объекта выше перфорированного участка создают цементный мост или взрывной пакер. Затем перфорируют обсадную колонну против следующего интервала, испытывают его и подобным образом последовательно все последующие объекты, перемещаясь снизу вверх.

Испытание в открытом и закрытом

стволах

Способ опробования пластов после завершения строительства скважины имеет ряд **недостатков**:

- загрязнение пройденных объектов при добурировании скважины, спуске и цементировании колонны;
- искажение результатов исследования, а иногда и пропуски продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением;
- необходимость спуска и цементирования обсадной колонны, которая в данном случае необходима для разобщения опробуемых объектов.

Преимущества испытания пластов в процессе бурения заключаются в том:

- данные о гидродинамических характеристиках пласта получаются более объективными, т.к. призабойная зона пласта еще интенсивно не загрязнена буровым и цементным растворами;
- на проведение исследований требуется меньшее время, чем на испытание в обсаженном стволе.

Скважинные инструменты для

ИСПЫТАНИЯ

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

1. Пластоиспытатели спускаемые в скважину **на колонне бурильных труб или НКТ.**

Основные **недостатки** пластоиспытателей - необходимость выполнения довольно значительного объема подготовительных работ, значительные затраты времени на СПО, возможность более существенного загрязнения подлежащего опробыванию объекта промывочной жидкостью за время подготовительных работ и спуска аппарата, большая стоимость работ.

2. **Аппараты сбрасываемые внутрь бурильных труб** сразу после вскрытия при бурении намеченного интервала. Данный вид опробователя позволяет вызывать приток сразу после вскрытия исследуемого объекта и отбирать пробу пластовой жидкости.

Основные **достоинства** - возможность опробывания объекта, пока он не загрязнен промывочной жидкостью; минимальные затраты времени на СПО и подготовительные работы; минимальная стоимость работ.

Недостатки - сравнительно малый объем отбираемой пробы и недостаточный объем получаемой информации, возможность их использования только в роторном бурении.

3. **Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле.** Пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле, применяют в тех случаях, когда необходимо исследовать пласт на отдельных уровнях, например для прослеживания изменения проницаемости по мощности пласта, определения положения водонефтяного контакта.

Достоинства - минимальный объем подготовительных работ, минимальные затраты времени на спуск и подъем аппарата и отбор пробы, минимальная степень загрязненности объекта.

Недостатки - малый объем информации, что связано с ограниченной вместимостью баббона и с тем, что исследование существует лишь несущественные участки мощности

Скважинные инструменты для

ИСПЫТАНИЯ

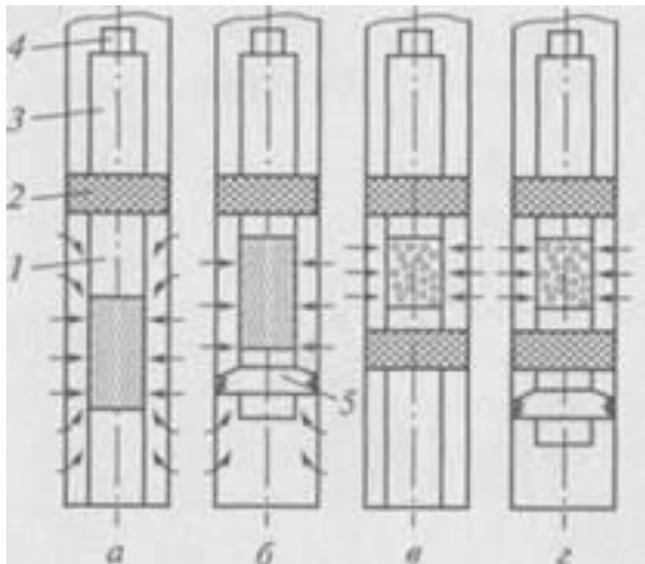


Схема испытания пластов:

а — испытание с опорой на забой;

б — без опоры на забой;

в, г — селективное (раздельное) испытание с опорой и без опоры на забой;

1 — хвостовик-фильтр; 2 — пакер;

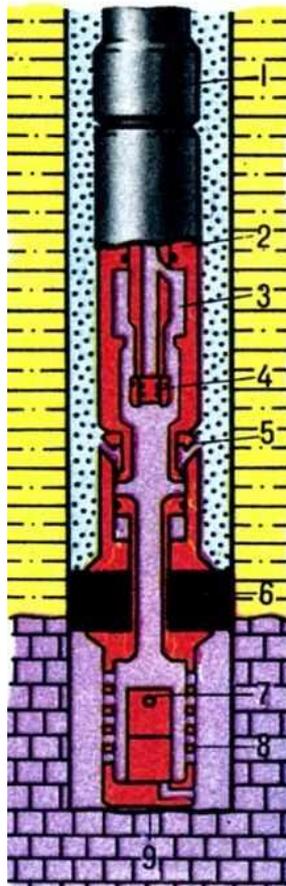
3 — испытатель пластов; 4

— колонна бурильных труб; 5 — приспособление для опоры на стенку скважины

Наибольшее распространение получили испытатели пластов, спускаемые в скважину на бурильных трубах — трубные испытатели. Испытание на приток трубными пластоиспытателями производится с опорой и без опоры на забой. Возможно также селективное (раздельное) испытание объектов как тем, так и другим способом.

Принцип работы трубного пластоиспытателя заключается в том, что при помощи пакера (при селективном испытании двух пакеров) изолируют интервал, подлежащий испытанию, от остальной части ствола. Затем снижают давление для получения необходимой депрессии в подпакерном (или междупакерном) пространстве. Величину депрессии регулируют за счет высоты столба жидкости в колонне бурильных труб, а также ее плотности. Под влиянием депрессии пластовые флюиды поступают в скважину, а из нее — через фильтр в колонну бурильных труб. Глубинный манометр, установленный в испытателе пластов, записывает все происходящие в скважине изменения в давлении. Специальным пробоотборником отбирают пробы поступивших в колонну бурильных труб пластовых флюидов (нефть, вода) или поднимают их на поверхность непосредственно в испытателе пластов. Термометр, установленный в специальном кармане пластоиспытателя, фиксирует забойную температуру.

ИСПЫТАНИЯ



Испытание пласта:
 1 - бурильные (насосно-компрессорные) трубы;
 2 - многоцикловый испытатель пластов; 3 - пробоотборник;
 4 - клапан испытателя пластов;
 5 - уравнильный клапан;
 6 - пакер;
 7 - глубинный регистрирующий манометр; 8 - фильтр;
 9 - опорный башмак

Пластоиспытатели, спускаемые в скважину на каротажном кабеле

Опробователь опускают в скважину на глубину залегания пласта и по сигналу с поверхности пакерующий элемент специальным выдвижным механизмом 5 прижимается к стенке скважины (**рисунок слева**).

После открытия клапана возникает переток жидкости (газа) из призабойной зоны пласта в ёмкость пробоотборника (в котором предварительно создаётся давление меньше пластового). После заполнения пробоотборника 3 опробователь поднимают на поверхность и производят анализ полученной пробы. Наличие электрической связи с поверхностью позволяет контролировать процесс опробования пластов, а также передавать измеряемые параметры (давление, температуру и др.) на наземную аппаратуру. Применение кабеля-каната 1 обеспечивает большие скорости спуска и подъёма инструмента. Однако каротажные опробователи позволяют отбирать не более 6-8 л пластового флюида. Кроме того, перед их использованием бурение скважины прекращают, а бурильный инструмент поднимают на поверхность.

Пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ

Испытатель пластов (**рисунок справа**) спускают в скважину на незаполненных или частично заполненных жидкостью трубах 1 (что даёт возможность отбора значительных объёмов пластового флюида, вплоть до пробной эксплуатации скважин), создают осевое усилие на пакер 6, который перекрывает затрубное пространство скважины.

После этого перемещением бурильных труб вниз и вверх открывают и закрывают клапан 4 испытателя. Цикл испытания состоит из периода притока (при открытом клапане) и периода восстановления давления (при закрытом клапане). Наиболее распространено двухцикловое испытание пластов (применяют также многоцикловое испытание). После завершения испытания клапан 4 испытателя закрывается, давление в скважине выравнивается и бурильную колонну 1 вместе с испытателем пластов поднимают на поверхность. Установленные в последнем регистрирующие манометры 7 записывают

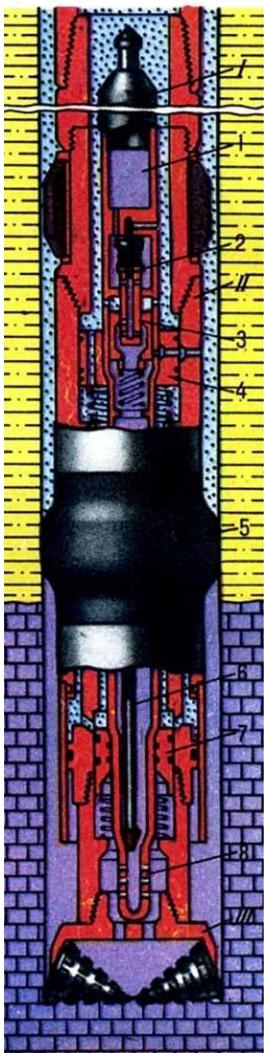
Опробование пласта опробователем типа ОПТ-7 -10:

1 - кабель; 2 - головка;
 3 - баллон;
 4 - уплотнительный башмак;
 5 - лампа рычажная.

ИСПЫТАНИЯ

Опробование пластов без подъёма бурильного инструмента на поверхность производится при помощи опробователей, пробоотборник *I* которых сбрасывают в бурильные трубы. В этом случае при спуске бурильного инструмента в скважину над долотом *III* устанавливают гидравлический пакер *II* и вскрытие пласта производят, как при бурении. После этого в бурильную колонну сбрасывают пробоотборник, который перекрывает внутреннее отверстие пакера *5* под действием избыточного давления, создаваемого внутри бурильных труб. Происходит перекрытие затрубного пространства скважины, а затем открытие клапана *3* пробоотборника.

Жидкость (газ) из пласта через отверстие долота поступает в пробоотборник. Глубинные регистрирующие манометры *6* записывают изменения давления в процессе притока. После заполнения пробоотборник *I* поднимают на поверхность лебёдкой при помощи металлического троса и овершота. За один рейс обеспечивается отбор 50-120 л пластовой жидкости (газа). Этот вид опробования пласта позволяет осуществлять следующие технологические операции: вскрытие и опробование пласта (в т.ч. многократные опробования пласта) без углубления ствола скважины; вскрытие и опробование пласта, дальнейшее углубление ствола скважины, опробование вновь вскрытого пласта (до 5 опробований вскрываемых пластов без подъёма бурильного инструмента на поверхность). По результатам опробования пласта делают предварительную оценку продуктивности пласта



Опробование пласта опробователем типа ОПБ:

- I* - пробоотборник, *II* - гидравлический пакер,
- III* - долото; 1 - баллон секционный;
- 2 - дроссель; 3 - приёмный клапан;
- 4 - верхний клапан; 5 - гидравлический пакерующий элемент;
- 6 - глубинный регистрирующий манометр;
- 7 - верхний клапан; 8 - фильтр

Состав пластоиспытателя ПЛП К 120 на кабеле



Пластоиспытатель ПЛГК 120 на кабеле

Выполняет следующие **функции**:

- замер параметры флюида (давление, температуру, удельную проводимость);
- регистрация КПД и КВД при экспресс анализе свойств пластового флюида;
- отбор PVT-пробы пластового флюида с поддержанием пластовых условий;
- разделение коллектора на продуктивные и водоносный пласты;
- определение характера их насыщенности, контакт между флюидами и эффективной толщины;
- определение параметров пласта и околоствольной зоны;
- прогнозирование режима эксплуатации скважины.

Принцип действия:

- спуск пластоиспытателя на кабеле в скважину;
- фиксация пластоиспытателя в скважине;
- испытание пласта, отбор качественных проб, их анализ и заполнение камер хранения;
- хранение пробы при качественном отборе, либо выброс пробы в ствол скважины;
- расфиксация оборудования;
- подъём пластоиспытателя на поверхность.
- разбор пластоиспытателя, извлечение проб.

Преимущества – модульный принцип, высокая достоверность полученных результатов, низкая аварийность, неограниченное число гидравлических испытаний за один спуск.

Обвязка устья скважины

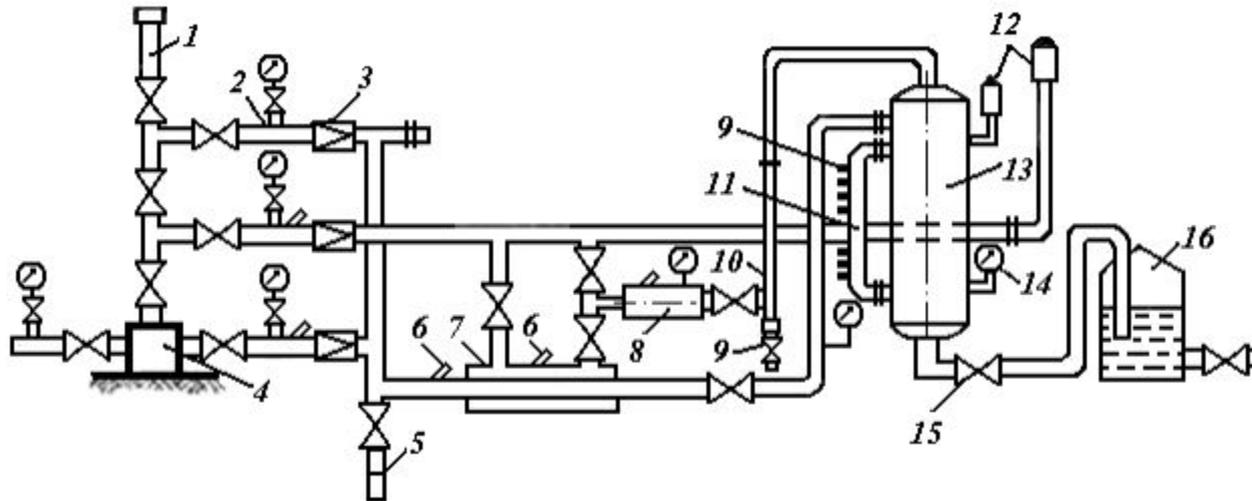


Схема обвязки устья газовой скважины для испытания и исследования:

- 1 - лубрикатор; 2 - катушка для установки манометров и термометров; 3 - штуцерная камера; 4 - устье скважины; 5 – породоулавливатель; 6 – термометры; 7 – теплообменник; 8 – пружер; 9 – вентили высокого давления; 10 – пробоотборная трубка; 11 – гребенка; 12 – предохранительные клапаны; 13 – трап; 14 – манометр; 15 – задвижка; 16 – мерная емкость

Перед испытанием проводится оборудование устья скважины в соответствии с выбранным режимом испытания, типом пластового флюида, ожидаемым рабочим давлением. На верхний фланец колонной головки устанавливается фонтанная арматура. На боковом отводе елки фонтанной арматуры размещают штуцерную камеру 3 (обычно штуцеры 3 диаметров). На всех боковых отводах устанавливают регистрирующие приборы (манометры, расходомеры), пробоотборник 10. После задвижек высокого давления и штуцерной камеры 3 присоединяется линия низкого давления, которая соединяется с трапами 13 и мерными емкостями 16.

Трапную установку 13 и мерные емкости 16 устанавливают на расстоянии не менее 50 м от устья скважины. От трапной установки прокладывают 2 трубопровода - к коллектору для сбора жидкости и к факельному стояку, для сжигания газа, выделяющегося при дегазации нефти в трапной установке. Факел устанавливается на расстоянии не менее 100 м от скважины, трапа и мерных емкостей. Для лучшей очистки жидкости от газа иногда применяется двухступенчатая сепарация. Все линии опресовываются на полуторакратное рабочее давление. при исследовании газовой скважины на линии, которая идет на факел устанавливается дополнительный штуцер.

Анализ кривых давления

Основной этап исследования подразделяется на **два периода**: период притока и период восстановления давления. Работу пластоиспытателя в режиме притока и восстановления давления принято называть циклом испытания. Продолжительность первого периода (периода притока) зависит от проницаемости горных пород, состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), свойств пластового флюида и депрессии на пласт. По истечении времени первого периода путь поступления жидкости в колонну труб перекрывают и начинается период восстановления давления в подпакерной (межпакерной) зоне, фиксируемый глубинным манометром. Регистрируют темп и характер восстановления пластового давления.

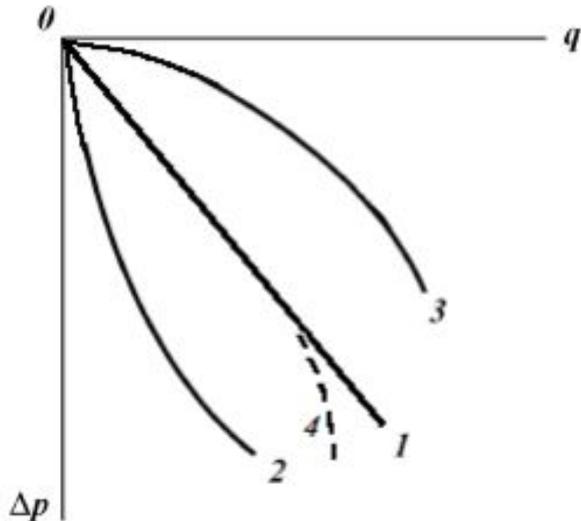
Основной документ, получаемый в результате работы пластоиспытателя в скважине — диаграмма давления глубинного регистрирующего манометра. Обычно в комплект пластоиспытателя включают несколько глубинных манометров.

Один из них, называемый **трубным**, размещают выше запорного поворотного клапана в промежутке между ним и циркуляционным клапаном. **Основной манометр** (забойный) размещают ниже фильтра за глухим переводником. Для надежности его показания дублируют дополнительным манометром, который помещают либо вместе с основным, либо в фильтре. В некоторых случаях его устанавливают выше безопасного переводника, под гидравлическим испытателем, чтобы в случае необходимости извлечь из скважины после разъединения безопасного переводника.

Полную информацию о надежности пластоиспытателя и работе пласта на разных этапах испытания получают с двух манометров — забойного и трубного. Забойный манометр регистрирует полную картину изменения давления в стволе скважины против фильтра, в промежутке времени между пакеровкой и снятием пакера забойный манометр фиксирует изменение давления в подпакерной зоне, т. е. на всех этапах испытания пласта. Его показания относят к верхней отметке проницаемой части испытываемого интервала или к глубине установки пакера. Трубный манометр позволяет контролировать герметичность колонны труб, давление долива в колонну и изменение давления в колонне в период открытого притока. Его показания относят к глубине расположения в стволе скважины забойного штуцера или гидравлического испытателя пластов.

Анализ кривых давления

По результатам измерений параметров строят индикаторную кривую зависимости дебита от величины забойного давления или от величины депрессии на пласт. По виду зависимости устанавливают характер закона фильтрации (режим работы пласта).



Зависимость дебита от величины депрессии при установившемся режиме исследований (индикаторная диаграмма):

- 1 – линейная зависимость фильтрации (напорный режим);
- 2 – режим дренирования (режим растворенного газа, гравитационный);
- 3 – неустойчивые процессы в пласте (дефектная кривая);
- 4 – нарушение линейного закона под влиянием сил инерции

Нефтяные не фонтанирующие скважины исследуются методом неустановившихся режимов. Сущность этого метода заключается в состоит в прослеживании скорости восстановления забойного давления во времени после остановки скважины или скорости снижения забойного давления после пуска скважины в работу. При этом забойное давление регистрируется через равные промежутки времени.

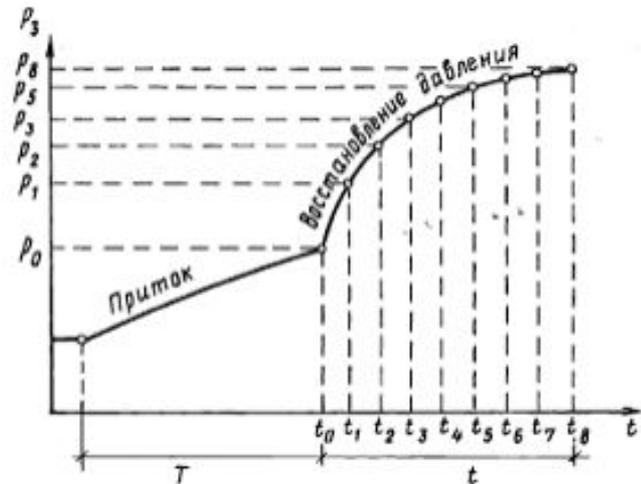


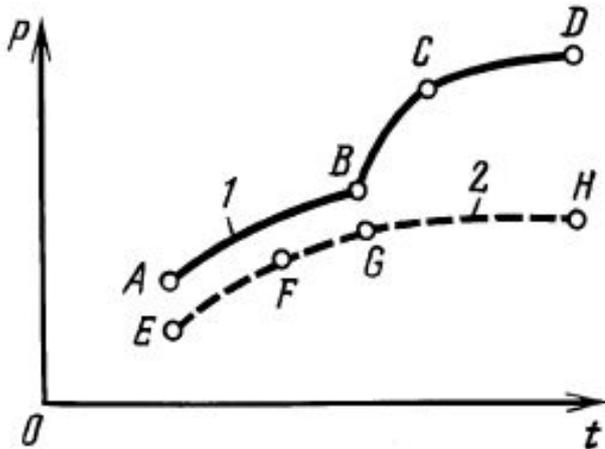
График изменения давления на забое скважины при испытании в неустановившемся режиме:

- T – время притока при открытом устье;
- t_0 – время закрытия устья скважины;
- $(t = t_B - t_0)$ – время восстановления давления

Анализ кривых давления

Участки АВ и EG записаны в период открытого притока, а участки BD и GH – в период восстановления давления. На кривую BD наносят промежуточную точку С, на линию EG - точку F. Положение точек С и F на диаграмме выбирают произвольно, но с таким расчётом, чтобы каждая отстояла от последующей точки (D и G) на расстоянии, соответствующем в масштабе времени 1-5 мин, а разность давления в конечной и указанной точках превышала чувствительность глубинного манометра. Для каждой из указанных точек составляют таблицы давления и времени.

Точки	A	B	C	D	E	F	G
P							
T							



Точки замера давления на диаграммах записанных забойным(1) и трубным(2) манометрами.

Средний дебит притока $\text{м}^3/\text{с}$

$$q_{\text{ср}} = \frac{(p_4 - p_0) S_{\text{тр}}}{(T_4 - T_0) \rho}$$

где $S_{\text{тр}}$ – площадь поперечного сечения внутреннего канала труб, м^2 ; ρ – плотность поступающей в трубы жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Конечный дебит притока

$$q_{\text{ср}} = \frac{(p_4 - p_3) S_{\text{тр}}}{(T_4 - T_3) \rho}$$

Коэффициент гидропроводности (подвижности).

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{183 q_{\text{ср}} 10^8}{(p_2 - p_1)} \left(\lg \left(\frac{T_k + T_1}{T_1} \right) - \lg \left(\frac{T_k + T_2}{T_2} \right) \right)$$

Анализ кривых забойного давления

Пластовое давление

$$p_{\text{пл}} = p_2 + 183 \cdot 10^3 \cdot \frac{q_{\text{ср}} \mu}{kh} \lg\left(\frac{T_k + T_2}{T_2}\right)$$

Продуктивность – возможность пласта по флюидоотдаче. Определяется отношением дебита к депрессии.

Средний коэффициент продуктивности, м³/(Па*сут).

$$\eta_{\text{ср}} = 0,864 \frac{q_{\text{ср}}}{p_{\text{пл}} - \frac{p_k p_0}{2}}$$

Потенциальный коэффициент продуктивности, м³/(Па*сут)

$$\eta_{\text{пот}} = 0,864 \frac{kh}{\mu}$$

Средний коэффициент призабойной закупорки

$$P_{\text{зср}} = \frac{\eta_{\text{пот}}}{\eta_{\text{ср}}}$$

Предварительная оценка результатов испытания экспресс-методом позволяет сделать заключение о полноте полученной информации для характеристики объекта, о промышленной его значимости или необходимости продолжения испытаний. Промышленную значимость исследованного объекта оценивают на основании сопоставления вычисленных характеристик.

Если коэффициент гидропроводности не превышает 0,1 и средний коэффициент призабойной закупорки равен примерно 0,5-1,5, то объект может быть отнесён к непродуктивным.

Если фактический коэффициент продуктивности не превышает $0,01 \cdot 10^{-5}$ м³/(Па*сут), то при незначительном коэффициенте призабойной закупорки П, испытанный объект может быть также отнесён к непродуктивным.

Если потенциальный коэффициент продуктивности превышает $0,01 \cdot 10^{-5}$ м³/(Па*сут) и коэффициент призабойной закупорки выше 1,5, то при благоприятных условиях (наличие признаков нефти и газа) рекомендуется провести повторные испытания.

Интерпретация данных испытания

Если из разведочной скважины после проведенных работ **получен промышленный приток нефти или газа**, скважину передают для дальнейшей эксплуатации.

В том же случае, если после всех проведенных работ **все испытываемые объекты окажутся «сухими»**, т. е. из них не будут получены промышленные притоки нефти или газа, скважина ликвидируется по геологическим причинам. Факт ликвидации разведочной скважины после спуска в нее эксплуатационной колонны свидетельствует о некачественном испытании скважины в процессе бурения с помощью испытателей пластов.

В случае ограниченности притока окончательная оценка промышленной нефтегазоносности производится по результатам испытания после применения известных методов обработки призабойной зоны или сочетания их.

При этом рекомендуются следующие методы воздействия на призабойную зону пласта:

- а) гидроструйная перфорация;
- б) метод переменных давлений для устойчивых коллекторов всех типов;
- в) кислотная обработка для коллекторов, представленных карбонатными породами, а также песчаниками с большим содержанием карбонатного цемента;
- г) термокислотная обработка для коллекторов, представленных доломитами, доломитизированными известняками или песчаниками с карбонатным цементом, когда обычная кислотная обработка недостаточно эффективна;
- д) гидравлический разрыв для устойчивых коллекторов всех типов или гидрокислотный разрыв для коллекторов, представленных карбонатными и карбонизированными породами.