Лекция №1

Исследование скважин

Исследование скважин – ответственный этап при составлении проектов разработки нефтяных и газовых месторождений; при анализе, контроле и регулировании процессов, протекающих в недрах в процессе их эксплуатации. Полученная информация необходима для организации правильных, экономически оправданных процессов добычи нефти, для осуществления рациональных способов разработки месторождения, для обоснования способа добычи нефти, выбора оборудования скважины, для установления наиболее экономичного режима работы этого оборудования при высоком коэффициенте полезного действия.

В процессе добычи нефти условия в нефтяной залежи постоянно меняются. Продукция скважин обводняется, падает пластовое давление, изменяется газовый фактор. Исследование скважин позволяет постоянно получать обновляющуюся информацию о скважинах и пластах.

Основную информацию о состоянии скважины и призабойной зоны, можно использовать для решения двух основных задач. Первая заключается в определении эффективности геолого-технического мероприятия на скважине, например, гидроразрыва пласта и т.п., сравнением результатов исследования до и после мероприятия. Вторая задача связана с оценкой текущего состояния системы призабойная зона – скважина. В процессе эксплуатации происходит изменение ее характеристик, вызванное различными причинами: отложениями парафина в призабойной зоне и подъемных трубах, накоплением воды на забое скважины, образованием песчаных пробок и т.д. Контролирование состояния скважины и диагностирование возможных причин снижения ее продуктивности на основе результатов исследований позволяют своевременно и целенаправленно проводить необходимые геолого-технические мероприятия.

Для решения этих задач применяют комплекс методов исследования скважин: геофизические методы, гидродинамические, скважинные дебитометрические исследования.

Геофизические методы исследования основаны на физических явлениях, происходящих в горных породах и жидкостях при взаимодействии их со скважинной жидкостью и при взаимодействии на них радиоактивного искусственного облучения или ультразвука. Эти методы дают обильную информацию о состоянии горных пород, их параметрах и об их изменениях в процессе эксплуатации месторождения. Так как эти методы, их теория и техника осуществления основаны на знаниях специальных предметов, поэтому они осуществляются геофизическими организациями, имеющими специально-обученный персонал, оборудование и аппаратуру. К геофизическим исследованиям скважин относятся различного рода каротажи, т.е. прослеживание за изменением какой-то величины по стволу скважины с помощью специальной аппаратуры.

Электрокаротаж – позволяет проследить за изменением электрического поля в результате взаимодействия скважинной жидкости с породой. Разновидности электрического каротажа – боковой каротаж, микрокаротаж, индукционный каротаж – позволяют определить положение кровли и подошвы коллекторов, нефтенасыщенные пропластки и другую информацию о породах.

Радиоактивный каротаж – основан на радиоактивных процессах, происходящих в ядрах атомов горных пород и жидкостей. Наиболее часто применяемым является гамма-каротаж, который позволяет дифференцировать породы по интенсивности естественной радиоактивности. Косвенно гамма-каротаж позволяет определить пористость коллекторов, а также обнаружить поступление воды в скважину.

Нейтронный каротаж – основан на взаимодействии нейтронов с ядрами элементов горных пород. Этот каротаж дает дополнительную информацию о коллекторе и пластовых жидкостях.

Акустический каротаж – это определение упругих свойств горных пород, который применяется для контроля цементного кольца и технического состояния скважины.

Другие виды каротажа: кавернометрия – т.е. измерение диаметра необсаженной скважины вдоль ствола, что позволяет уточнить положение проницаемых и непроницаемых пород; термокаротаж - изучение распределения температуры по стволу скважины, это позволяет получить информацию о теплоемкости и теплопроводности пластов, местоположение газонефтяного контакта, дефекта в обсадной колонне, зоны поглощения воды и газа при закачке.

# Гидродинамические методы исследования

Эти исследования выполняются персоналом и техническими средствами нефтедобывающих предприятий. При гидродинамических методах исследования процессом охватывается вся зона дренирования, поэтому результаты этих исследований охватывают большие радиусы, чем при геофизических исследованиях. Гидродинамические методы исследования разделяются на 2 вида: при установившихся режимах работы скважины и при неустановившихся режимах работы скважины.

Исследования при установившихся режимах называется методом пробных откачек. Этот метод позволяет получить индикаторную линию скважины, которая представляет собой графическую зависимость между установившимися дебитами скважины Q и депрессиями на пласт Δр = Рпл – Рзаб. В результате исследований получают коэффициент продуктивности скважины К, исходя из соотношения

Q = К · Δр.

Это соотношение необходимо для определения оптимального дебита скважины и технических средств для подъема жидкости. С помощью этого метода также можно определить гидропроводность пласта:



где k – проницаемость пласта, м2 h – толщина пласта, м μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с

Значения этого параметра ε наиболее характерно для призабойной зоны, т.к. здесь происходит наибольшее падение давления.

Для правильного проведения исследований необходимо, чтобы при каждой депрессии (или дебите) скважина вышла на установившийся режим. Установление режима в скважине может происходить в течение длительного времени – от нескольких часов до нескольких суток, поэтому обычно проводят исследования на 3-5 режимах.

В качестве примера рассмотрим данные исследования скважины № 5:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Режим | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Дебит, м3/сут | 48 | 132 | 178 | 222 |
| Депрессия, МПа | 0,5 | 0,98 | 1,26 | 1,62 |

Тогда

,

Получится 4 разных значения К, рекомендуется принять среднее арифметическое.

Если пластовое давление неизвестно, то индикаторную линию можно построить в функции забойного давления, т.е. Q = f (Pc). Экстраполируя индикаторную линию до пересечения с осью ординат, можно определить пластовое давление; а пересечение с осью дебитов дает величину так называемого потенциального дебита Qпот.

Фактические точки Q (P), получаемые при исследовании скважины, обычно не лежат на одной прямой и дают разброс, иногда значительный. Таким образом, индикаторная линия не всегда получается прямой, а искривляется, что объясняется следующими причинами: 1) образованием вокруг скважины области с двухфазной фильтрацией при Рзаб < Рнас; 2) изменением проницаемости при изменении внутрипластового давления; 3) превышением скоростей движения жидкости в призабойной зоне критических значений, при которых линейный закон Дарси нарушается.

При любом виде искривления индикаторной линии ее всегда можно аппроксимировать уравнением

Q = K · (Pk - Pc)n

Это уравнение называют общим уравнением притока. Если n = 1, то индикаторная линия прямолинейна. При 1 > n > ½ и индикаторная линия с искривлением в сторону оси Р, при n > 1 – с искривлением в сторону оси Q.

Линейная фильтрация является аналогом ламинарного течения жидкости в трубной гидравлике, такая фильтрация с энергетической точки зрения наиболее экономична. Таким образом, n > 1 не может быть. При n = ½ приток имеет четко выраженное турбулентное течение жидкости, когда коэффициент трения λ не зависит от числа Re.

Исследования на неустановившихся режимах дают наиболее полную информацию о свойствах пласта. Общая схема проведения этих исследований состоит в следующем. Создают определенное воздействие на пласт, например, изменением дебита или давления в скважине. Затем проводят наблюдение за изменением дебита или давления в некоторой точке пласта. По полученной информации определяют гидродинамические свойства исследуемого пласта. Различают 2 основных вида исследований – исследование скважин и гидропрослушивание.

Исследование скважин заключается в наблюдении за изменением давления или дебита скважины во времени вызванного изменением режима ее работы. Наиболее часто проводится метод снятия кривой восстановления давления (КВД). Скважину останавливают и следят за восстановлением забойного или устьевого давления во времени. Аналогично снимаются кривые падения давления (КПД) при пуске скважины в работу.

Методы обработки результатов гидродинамических исследований скважин основаны на различных математических моделях в зависимости от типа коллектора и реологических свойств пластовой нефти. Распространенным способом определения параметров пласта является обработка КВД в полулогарифмических координатах. Тогда изменение забойного давления во времени может быть представлено в виде:



где Q0 – дебит скважины до остановки; rc – приведенный радиус скважины;

по тангенсу угла наклона прямолинейной зависимости ΔP – lnt (величина а) определяют коэффициент гидропроводности:



и коэффициент пьезопроводности (величина b)







Полученные параметры пласта характерны для удаленных зон пласта. Аналогично исследуются нагнетательные скважины, и снимается кривая падения давления (КПД). Обработка данных КПД аналогична КВД.

Исследование пласта методом гидропрослушивания заключается в изучении особенностей распространения возмущений по пласту между 2-мя скважинами. В одной из них, называемой скважинной – источником или возмущающей скважиной, изменяют режим, т.е. остановка, пуск в работу, а в другой – удаленной или в нескольких скважинах – реагирующих фиксируется изменение давления во времени.

Для обработки результатов гидропрослушивания используется следующая формула:



где ΔQ – изменение дебита возмущающей скважины; R – расстояние между скважинами: возмущающей и реагирующей; t – время, истекшее с начала возмущения.

Исследования на неустановившихся режимах позволяют качественно оценить изменение проницаемости или наличие непроницаемых включений в удаленных областях пласта. Наличие таких аномалий показывает вид концевых участков КВД.

**Лекция №2**

# Термодинамические исследования скважин

Колебания температуры на земной поверхности вызывают изменения температуры на малой глубине. Суточные колебания температуры затухают на глубине не менее метра, а газовые – на глубине ≈ 15 м. Этот уровень называют нейтральным слоем, ниже которого температура постоянна и равномерно нарастает от действия теплового потока, идущего из глубины земли. Мощность этого теплового потока q связана простым соотношением с теплопроводностью λ и температурным градиентом

:



Температурный градиент земли для различных геологических районах отличается и в среднем Г ≈ 0,03 0С/м. Естественное распределение температуры в неработающей скважине – это естественная геотерма. Термограмма – распределение температуры в работающей скважине имеет отклонения от геотермы, которые связаны с термодинамическими и гидродинамическими процессами, происходящими в продуктивном пласте.

В настоящее время имеются скважинные термометры – дебитомеры. Основанные на принципе охлаждения нагретой электротоком спирали, омываемой потоком жидкости. Чем больше расход жидкости, тем интенсивнее понижается температура спирали. Таким образом можно экспериментально установить зависимость между температурой спирали и расходом жидкости. С помощью термодебитомера снимаются 2 термограммы: первая – обычная, когда нагретая спираль подвергается воздействию потока жидкости; вторая – геотерма в остановленной скважине.

По разности показаний этих 2-х термограмм с помощью калибровочных кривых определяется изменение расхода жидкости вдоль исследуемого интервала.

Но это еще не все возможности термометрических исследований. Изучение изменения температуры на забое скважины при изменении ее режима работы позволяет проводить термозондирование пласта для определения его параметров. Эти исследования также можно применять и для изучения газовых скважин.

## Лекция №3

## Основы теории движения газожидкостных смесей в скважине

При всех известных способах добычи нефти приходится иметь дело с движением газожидкостных смесей либо на всем пути от забоя до устья, либо на большей части этого пути. Поэтому для умения проектировать установки для подъема и выбирать необходимое оборудование скважин, необходимо знать законы движения газожидкостных смесей (ГСЖ) в трубах. Эти законы сложнее законов движения однородных жидкостей в трубах и изучены хуже.

Для наглядности процесса движения ГЖС в вертикальной трубе проделаем следующий опыт (см. рис.1)

Рис.1 Схема газожидкостного подъемника

Пусть трубка 1 длиною L погружена под уровень жидкости на глубину h. К нижнему концу трубки (или башмаку НКТ) подведена другая трубка 2 для подачи газа с поверхности. На трубке 2 имеется регулятор 3 подачи газа. Давление у башмака подъемной трубки 1 будет равно гидростатическому на глубине h, т.е. Р1 = ρ · g · h. Это давление будет меняться в зависимости от количества газа, подаваемого к башмаку. В трубке 1 образуется ГЖС средней плотности ρс, которая поднимается на высоту Н. Внутренняя полость трубки 1 и наружная область являются сообщающимися сосудами, тогда можно записать равенство:

ρgh = ρc · g · H, или H = h · 

Плотность смеси в трубке ρc зависит от расхода газа V, причем, чем больше V, тем меньше ρc. Значит, меняя V, можно регулировать Н. При некотором расходе V = V1 величина Н = L, отсюда при V < V1 Н < L, а при V > V1 Н > L и наступает перелив жидкости через верхний край трубки 1. При дальнейшем увеличении V количество жидкости, поступающей на поверхность, q увеличится. Но при непрерывном увеличении V, ΔP = P1 – P2 = const, т.к. h = const, то при некотором расходе газа V2 дебит достигнет максимума q = qmax. Однако если увеличивать расход газа, то он достигнет определенной величины V = V3, когда пропускная способность трубки 1 при заданных L,d, ΔP будет равна V3. Очевидно, что при этом дебит жидкости будет равен нулю q = 0 (см. рис.2).

Анализируя график рис. 2 можно сделать следующие выводы:

1) при V < V1 q = 0 (Н < L)

2) при V = V1 q = 0 (Н = L)

3) при V1 < V < V2 0 < q < qmax (Н > L)

4) при V = V2 q = qmax - точка max подачи

5) при V2 < V < V3 qmax > q > 0

6) при V = V3 q =0 – точка срыва подачи.

Для всех точек кривой постоянным является давление Р, т.к. погружение h в процессе опыта не меняется. На практике существует понятие – относительное погружение . Очевидно, что ε будет меняться от 0 до 1, вид кривых q(V) будет одинаковый (см. раис3).

По рис.3 видно, что при увеличении ε новые кривые обогнут прежнюю, т.к. с ростом h потребуется меньший расход газа для наступления перелива. При уменьшении ε кривые q(V) расположатся внутри предыдущих и при ε = 0 кривая превратится в точку. В случае ε = 1 (h=L; 100% погружение) при очень малом расходе газа начинается перелив, поэтому точка начала подачи сместится в начало координат.

Теперь рассмотрим, как изменяется кривые q(V) при изменении диаметра подъемника d. Новое семейство кривых для трубы диаметром d2 > d1 показано на рис.4.

Рис.4. Кривые q (V) для различных диаметров подъемника при d2 > d1

По рис.4 видно, что с увеличением диаметра требуется большего расхода газа, т.к. увеличивается объем жидкости пропорционально d2. Пропускная способность трубы с d2 увеличится, а семейство кривых q(V) будут смещены вправо в сторону увеличения объемов, кроме точки при ε = 1, совпадающей с началом координат.

**Лекция №4**

## К.П.Д. Подъемника ГЖС

При работе газожидкостного подъемника очень важно определить точку, так называемой оптимальной производительности, соответствующий наибольшему к.п.д. подъемника определенного диаметра и при заданном ε.

Из определения понятия к.п.д. η следует:

 ,

где Wп – полезная работа Wз – затраченная работа

Полезная работа заключается в поднятии жидкости с расходом q на высоту (L - h), т.е.

Wп = q · ρ · g · (L - h)

Затраченная работа – это работа газа, расход которого приведен к стандартным условиям, равен V. Будем считать процесс расширения газа изотермическим, тогда на основании законов термодинамики идеальных газов будем иметь:



где Р1 + Р0 – абсолютное давление у башмака; Р2 + Р0 – абсолютное давление на устье; Р0 – атмосферное давление

Подставим Wп и Wз в формулу для η , тогда получим:



В последней формуле все величины, кроме q и V, постоянны, так как рассматривается одна кривая q(V) при ε = const. Тогда перепишем формулу:

,

где С - константа



Таким образом, к.п.д. будет иметь максимальное значение в точке, в которой максимально отношение q/ V. Но q/ V = tg φ, т.к. q – ордината, V – абсцисса, φ – угол наклона прямой, проведенной из начала координат через данную точку (q, V). Только для касательной tg φ будет иметь max значение, т.к. только для нее угол φ будет max. Поэтому в точке касания прямой, проведенной из начала координат к кривой q(V), получаются такой дебит q и такой расход газа V, при которых к.п.д. процесса будет наибольшим. Дебит при максимальном к.п.д. называют оптимальным дебитом qопт. (см.рис.5)

## Понятие об удельном расходе газа

Удельным расходом газа называют отношение

,

т.е. необходимое количество газа для подъема 1 объема жидкости. Из определения следует, что для точек начала и срыва подачи, когда q = 0, а V > 0, удельный расход R обращается в бесконечность (см. рис 6.).

Таким образом, анализируя вышеизложенное можно сделать вывод, что для достижения наибольшей эффективности работы газожидкостного подъемника погружение подъемной трубы под уровень жидкости необходимо осуществить на 50-60% (ε ≈ 0,5 – 0,6) от всей длины трубы L. Но эта рекомендация не всегда может быть осуществлена в реальных условиях из-за низкого динамического уровня жидкости или из-за органического давления газа, используемого для подъема жидкости.

### Структура потока ГЖС в вертикальной трубе

Рис. 8. Структуры газожидкостного потока:

а – эмульсионная; б – четочная, в – стержневая

Различные структуры движения ГЖС в трубе существенно влияют на энергетические показатели подъема жидкости. Структура потока ГЖС зависит от физических свойств жидкости и характера ввода газа в поток.

Рассмотрим изменение структуры ГЖС в фонтанной скважине. На участке НКТ, где давление меньше давления насыщения, выделяющийся из нефти газ образует тонкодисперсную структуру, которая называется эмульсионной. Мелкие пузырьки газа равномерно расположены в массе нефти и образуют однородную смесь газа и жидкости. Из-за маленьких размеров (доли мм) и большой плотности газовые пузырьки обладают малой архимедовой силой, поэтому их скорость всплытия очень мала и в расчетах может не учитываться. Далее при движение ГЖС по трубе вверх давление уменьшается, газовые пузырьки расширяются, сливаются друг с другом, и образуют глобулы больших размеров (диаметр глобул составляет несколько см). Скорость всплытия этих глобул становится большой, что ухудшает энергетические показатели процесса подъема. Эта структура называется четочной. При больших расходах газа возникает стержневая структура, при которой пленка жидкости по стенкам трубы увлекается потоком газа с каплями жидкости. При этом скорость газа по отношению к жидкости достигает нескольких метров в секунду.

На практике не существует резких границ перехода между структурами ГЖС, здесь могут образовываться переходные структуры. Возникновение различных структур потока ГЖС зависит от вязкости нефти, наличия в ней ПАВ, способствующих распылению газа в потоке.

Знание различных структур потока ГЖС необходим для расчетов движения потоков в вертикальной трубе.

##### Лекция №5

**Гидродинамический расчет процесса движения ГЖС в вертикальной трубе**

скважина гидродинамический газ фонтанный

Расчет подъемника заключается в определении распределения давления по стволу работающей скважины, диаметра подъемника, глубины его спуска и пропускной способности.

Рассмотрим 2 случая работы скважины – добычу маловязкой и высоковязкой нефти. Здесь основные отличия заключаются в следующем:

1. потери на трение при подъеме высоковязкой нефти играют существенную роль в общем балансе энергии, тогда как потери на трение при подъеме маловязкой нефти достаточно малы;
2. структура потока и режим движения ГЖС в подъемнике при подъеме высоковязкой нефти обычно остаются постоянными, т.е. эмульсионная структура при ламинарном режиме;
3. скольжение фаз (относительная скорость газа в нефти) пренебрежимо мало.

При расчете распределения давления по стволу скважины необходимо учитывать различные структуры потока ГЖС, которым соответствуют различные схемы для определения гидравлических характеристик потока. Изменение структуры потока играет существенную роль в скважинах с маловязкой нефтью.

При подъеме маловязкой нефти потери на трение составляют незначительную долю перепада давления между забоем и устьем скважины (примерно ≈ 0,6 – 1%).

Структура потока по глубине может изменяться, в нижней части НКТ обычно имеет место эмульсионная структура, который выше может переходить в четочную структуру и т.д. Граница перехода одного режима в другой четко не определяется, что снижает точность расчетов.

Таким образом, расчет перепада давления по стволу скважины при движении ГЖС сводится к расчету гидростатического давления. Для этого необходимо знать, как изменяется удельный вес ГЖС по глубине: γсм = γсм (h).

Поскольку γсм = γж (1 - φ) + γг · φ,

где γж, γг – удельный вес соответственно жидкости и газа; φ – объемная концентрация газа в данном сечении.



удельный вес газа, приведенный к условиям Р и Т.

В практических условиях объемное газосодержание φ не определяют. Удобной для измерения величиной является расходное газосодержание – отношение расхода газа к сумме расходов газа и жидкости.

Зная зависимость γсм (h), интегрированием уравнения



находят распределение давления по глубине.

При известном давлении на устье Ру формула имеет следующий вид:

,

где h – глубина скважины.

При известном забойном давлении Рз



где Н – глубина скважины.

При определении расходного газосодержания следует учитывать как свободный газ, поступающий в скважину из пласта, или газ, закачиваемый в скважину при газлифтном способе эксплуатации, так и газ, выделяющийся из нефти при подъеме жидкости вверх. Обозначим массовый дебит свободного газа через qгс. Примем линейный закон растворимости газа в нефти (закон Генри) и рассмотрим участок подъемника длиной dh. Изменение qг на этом участке происходит за счет выделения газа из нефти, т. е. баланс массы газа за время dt будет:



где а – коэффициент Генри; ρго – плотность газа при нормальных условиях; F – площадь поперечного сечения труб.

Δq2 = q2 (h + dh) – q (h)

Δp = p (h) – p (h + dh)

Учтем, что dh = υж · dt, тогда получим:



где υж – скорость движения жидкости в трубах.

Расходное газосодержание



Очевидно, что υж · (1 - φ) · F = Q,

где Q – дебит скважины

Зная зависимость φ = φ (β) находим распределение давления по стволу скважины Р, объемное газосодержание φ и дебит газа qг.

Теперь рассмотрим особенности расчета подъемника высоковязкой жидкости. В этом случае необходимо учесть потери давления на трение, т.е.:



где - скорость движения смеси;

λсм – коэффициент гидравлического сопротивления смеси.

λсм можно оценить по формуле λсм ≈ λж; при ламинарном движении потока . При высокой вязкости откачиваемой жидкости необходимо учитывать изменение температуры потока по глубине, т.к. вязкость очень сильно зависит от температуры. Распределение температуры по глубине можно определить опытным путем или расчетным.

Рассмотрим установившийся поток в подъемных трубах. По мере подъема жидкости температура ее понижается в результате теплообмена с окружающей средой. Получим уравнение теплового баланса.

Пусть в сечении h температура потока равна T(h), соответственно в сечении h + Δh – T (h + Δh). Время, за которое жидкость проходит расстояние Δh, равно , где u – скорость движения потока. Обозначим через с – теплоемкость системы, то изменение количества тепла в элементе (h; h + Δh) за время Δt будет равно:



где F – площадь поперечного сечения трубы.

Это же количество тепла передается окружающей среде. Предположим, что теплопередача происходит по закону Ньютона, получим:

ΔW = 2 · π · R · φ · (T - Tпор)

где R – радиус скважины; φ – теплопроводность; Tпор – температура горной породы.

Из последних двух соотношений при Δh → 0 находим

,

где а = 2 · π · R · φ / (F· C· U). Температура породы изменяется в зависимости от h (h = 0 соответствует забою скважины) по следующему закону

Tпор = T0 – k · h

k – геотемпературный градиент;

T0 – температура на забое скважины.

Теперь, зная зависимость вязкости от температуры μ = μ(Т) для нефти, можно определить изменение вязкости системы по глубине.

Здесь мы привели простейшую схему расчета, в которой не учтены зависимости растворенности газа в нефти и его объема от температуры, влияние нагрева окружающих пород и т.п. На основе рассмотренной схемы можно сделать следующие выводы:

1. при увеличении скорости потока потери давления на трение возрастают; однако при этом вязкость нефти в скважине снижается;
2. при определенных условиях снижение вязкости нефти с увеличением скорости движения может оказывать большое влияние на изменение гидравлического сопротивления;
3. зависимость потерь давления на трение от скорости движения имеет немонотонный характер, что имеет важное значение при установлении рабочих режимов насосных установок.

Выше были рассмотрены случаи движения ГЖС при установившихся режимах. Теперь рассмотрим модель работы скважины при неустановившемся режиме. Уравнение нестационарного притока жидкости имеет вид:

 (1)

где Т – время переходного процесса в пласте; К – коэффициент продуктивности.

Рассмотрим графические зависимости совместной работы пласта и скважин.

Характеристика подъемника будет

Рс = f (Q) (2)

Обозначим координаты точки пересечения через (Рс1; Q1). Это означает, что одновременно выполняются условия:

Рс1 = f(Q1),

.

Исследуем устойчивость данного режима, для этого предположим, что забойное давление и дебит получили малые приращения:

P = Pc1 + δP,

Q = Q1 + δQ,

| δP | << Pc1,

| δQ | << Q1

Если δP и δQ возрастают во времени, то данный режим неустойчив. Представим выражения для P и Q в уравнение (1), то получим:

 (3)

Рс1 + δP = f (Q1 + δQ) ≈ f (Q1) + f ′(Q1) · δQ (4)

Вычитая почленно из (3) и (4) соответственно (1) и (2), находим



δP = f ′(Q1) · δQ

Исключая из полученных соотношений δP, получаем уравнение относительно δQ:

 (5)

Последнее уравнение (5) – линейное дифференциальное уравнение первого порядка. При а > 0 решение экспоненциально возрастает во времени (неустойчивый режим), при а < 0 – режим устойчив.

Таким образом, если рабочая точка находится на правой, возрастающей ветви зависимости f (Q), то f ′(Q1) >0 и а < 0. Возрастающий участок характеристики подъемника соответствует устойчивому режиму работы, а внизпадающий участок – неустойчивому.

##### Лекция №6

## Эксплуатация фонтанных скважин

Фонтанирование скважин обычно происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик, т.е. давление на забое скважин достаточно большое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодавление на устье скважины и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости. Общим условием для работы любой фонтанирующей скважины будет следующее основное равенство:

Рз = Рг + Ртр + Ру

где Рз – давление на забое скважины; Рг – гидростатическое давление столба жидкости в скважине; Ртр – потери давления на трение в НКТ; Ру – давление на устье скважины.

Различают 2 вида фонтанирования скважин:

* артезианское фонтанирование, когда поднимается жидкость, не содержащая пузырьков газа;
* фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа – наиболее распространенный способ фонтанирования.

Артезианское фонтанирование встречается при добыче нефти редко. Оно возможно в 2-х случаях:

1. полное отсутствие газа и Рз >> Рг;
2. при наличии растворенного газа в нефти, который не выделяется, т.к. Ру > Рнас и Рз > Рг + Ру;

Поскольку присутствие пузырьков газа в жидкости уменьшает плотность, то давление на забое скважины, необходимое для фонтанирования газированной жидкости существенно меньше, чем при артезианском фонтанировании.

## Артезианское фонтанирование

Давление на забое скважины определяется по ф-ле (1), в которой

Рг =  (2)

где  - средняя плотность жидкости в скважине; Н – расстояние между забоем и устьем.

Для наклонных скважин:

H = L · cos α (3)

где L – расстояние от забоя до устья вдоль оси наклонной скважины; α – средний угол кривизны скважины.

При движении жидкости по НКТ она охлаждается и ее плотность меняется.

 (4)

где ρз, ρу – плотность жидкости на устье и на забое скважины соответственно.

При фонтанировании обводненной нефти плотность жидкости подсчитывается:

ρз = ρн пл (1-n) + ρв пл · n (5)

ρу = ρн д (1-n) + ρв · n (6)

Ру определяется удаленностью скважины от групповой замерной установки или размером штуцера, устанавливаемого на выкидной линии фонтанирующей скважины для регулирования ее дебита.

Ртр определяется по следующей формуле:

 (7)

где L – длина колонны НКТ; υж – скорость жидкости.

 (8)

где Qн, Qв – дебит нефти и воды, приведенный к стандартным условиям; ρн, ρв – плотность н и в в стандартных условиях; вн, вв – объемные коэффициенты; f – площадь сечения НКТ.

Диаметр НКТ существенно влияет на Ртр, например при уменьшении Ø на 10% (покрытие эпоксидными смолами) Ртр возрастают в 1,6 раза.

Коэффициент сопротивления λ определяется через число Re по соответствующим формулам.

Λ зависит от режима течения, при Re < 1200 течение ламинарное, при Re > 2500 – турбулентное и при 1200 < Re < 2500 – переходная зона:

При ламинарном течении

 (9)

При турбулентном

 (10)

Для переходной зоны

 (11)

Приток жидкости из пласта в скважину

 (12)

Решая относительно Рз, получим

 (13)

При совместной работе пласта и фонтанного подъемника на забое скважины устанавливается Рз, определяющее такой приток жидкости, который фонтанные трубы будут в состоянии пропустить при данной глубине скважины, Ру, Ø НКТ и т.д. Для определения этого притока приравняем правые части уравнений (1) и (13):

 (14)

Левая часть равенства зависит от Q, т.к. Ртр и Ру зависят от Q, с увеличением расхода Ртр и Ру – увеличиваются. Рг не зависит от Q. Заменим Ртр и Ру на некоторую функцию f(Q), тогда получим:

 (15)

Из этого равенства надо найти Q. Для этого задаваясь различными Q вычисляем левую часть равенства:

А = Рг + f(Q) (16)

И правую часть

 (17)

Далее строятся два графика А(Q) и В(Q), с увеличением Q А возрастает, а В уменьшается.

Точка пересечения линий А и В определит условие совместной работы пласта и фонтанного подъемника, т.е. дает дебит скважины Qc и соответствующее этому дебиту Рз.

## Фонтанирование за счет энергии газа

При фонтанировании за счет энергии газа плотность столба ГЖС в фонтанных трубах мала, поэтому гидростатическое давление такой смеси будет меньше. Следовательно, и для фонтанирования скважины потребуется меньше забойное давление.

В зоне, где Р < Рнас, из нефти выделяется газ, причем этого газа становится больше, чем меньше давление, т.е. чем больше разница давлений ΔР = Рнас – Р. В данном случае фонтанирование будет происходить при давлении на забое скважины, превышающем давление насыщения (Рз > Рнас), и газ будет выделяться на некоторой высоте в НКТ.

Возможен другой случай, когда фонтанирование происходит при Рз > Рнас.

Очевидно, Рз в любом случае будет

Рз = Рб + Р (18)

где Рб – давление у башмака НКТ при фонтанировании скважины с постоянным дебитом.

Р = (H - L) · g · ρ

гидростатическое давление столба жидкости между башмаком и забоем (H - L)

Н – глубина скважины;

L – длина НКТ;

ρ – средняя плотность жидкости.

С другой стороны Рз может быть определено через уровень жидкости в межтрубном пространстве

Рз = Р1 + Р2 (19)

где Р1 = h · ρ · g – гидростатическое давление в межтрубном пространстве; Р2 = Рм + ΔР – давление газа, находящегося в межтрубном пространстве, на уровне жидкости; Рм – давление газа, находящегося в межтрубном пространстве на устье скважины; ΔР – гидростатическое давление столба газа от уровня до устья.

ΔР = (H - h) · ρг · g,

где ρг – средняя плотность газа в затрубном пространстве.

Рз = h · g · ρ + Рм + (H - h) · ρг · g, (20)

Таким образом, в скважине фонтанирующей с постоянным дебитом, давление Рз должно быть const. Поэтому необходимо, чтобы уменьшение h сопровождалось увеличением давления Рм и наоборот.

Рассмотрим 2 случая фонтанирования:

1) Рз < Рнас

В этом случае свободный газ имеется на самом забое скважины. Часть газа поступает в межтрубное пространство и накапливается там. Накопление газа в затрубном пространстве приводит к увеличению давления Рм и соответствующему понижению уровня жидкости h на такую величину, чтобы Рз согласно уравнения (20) оставалось бы const. Этот процесс продолжается до тех пор, пока уровень не опустится до башмака труб. В этом случае можно достаточно точно определить

Рб = Рм + (H - h) · ρг · g (21)

где  - плотность газа.

Рз > Рб и определяется по формуле (18).

Таким образом, при Рз < Рнас уровень жидкости в затрубном пространстве обязательно должен устанавливаться на уровне башмака НКТ после выхода работы скважины на установившейся режим. Это справедливо, если нет утечки газа через затрубное пространство.

2) Рз > Рнас

В этом случае свободный газ не накапливается в затрубном пространстве. В самих трубах газ начинает выделяться на некоторой высоте, где Р = Рнас. Различным положениям уровня будет соответствовать различные Рм. Т.к. h меняется, то становится невозможным определение Рз по величине Рм.

## Условие фонтанирования

Фонтанирование возможно в случае, если энергия, приносимая на забой жидкостью, равна или > энергии, необходимой для подъема этой жидкости на поверхность при условии, что подъемник работает на режиме наибольшего к.п.д. Полезная работа при подъеме 1м3 жидкости равна произведению веса жидкости на высоту подъема:

 [Дж] (22)

Вместе с нефтью на забой может поступать свободный газ, также при снижении давления происходит выделение газа из нефти. Общее кол-во газа, приходящееся на 1 м3 нефти, называется полным газовым фактором Г0. Газ, расширяясь, тоже совершает работу. Но эту работу совершает только свободный газ. Поэтому при подсчете работы расширения газа учитывается эффективный газовый фактор Гэф = Г0 – Граств.

По А.П.Крылову работа газа при изометрическом расширении

 [Дж] (23)

Тогда общее количество энергии

 (24)

Т.к. на устье скважины всегда есть некоторое противодавление Ру, то кол-во энергии, уносимое с жидкостью по аналогии:

 (25)

Кол-во энергии, поступающей из пласта и затраченной на подъем жидкости от забоя до устья

 (26)

Если фонтанный подъемник работает на оптимальном режиме, т.е. на режиме наибольшего к.п.д., то удельный расход газа R, необходимого для подъема 1 м3 жидкости, достигнет min Rопт. В этом случае:

 (27)

Следовательно, фонтанирование возможно, если

Wп ≥ Wн (28)

Отсюда Г0 ≥ Rопт (29)

На основании экспериментальных исследований А.П.Крыловым были получены формулы для определения удельного расхода газа Rmax при работе газожидкостного подъемника на режиме max подачи Qmax.

 (30)

Rопт = Rmax (1 - ε) (31)

где ε – относительное погружение

 (32)

Подставляя (32) и (30) в (31), получим

 (33)

Таким образом, газовый фактор, определяющий количество м3 газа при стандартных условиях, находящегося в свободном состоянии пр среднем давлении в подъемнике, и отнесенное к 1 м3 жидкости (обводненной нефти) и будет эффективным газовым фактором Гэф. Тогда условие фонтанирования запишется:

Гэф ≥ Rопт (34)

или

 (35)

Из неравенства (35) можно определить min необходимое давление на забое, обеспечивающее фонтанирование скважины. Решение неравенства относительно Рз можно получить, либо подбором Рз, либо графоаналитическим путем.

Если выделение газа начинается не на забое, а в фонтанных трубах на некоторой глубине Lнас, то

 (36)

Решая это неравенство относительно Lнас, получим

 (37)

Определив глубину Lнас можно определить min Рз

Рз = Рнас + (H – L) ρ · g (38)

где ρ – плотность насыщенной газом нефти.

**Лекция №7-8**

## Расчет фонтанного подъемника

Дебиты фонтанных скважин изменяются в широких пределах как по количеству жидкости, так и по кол-ву попутного газа. Для обеспечения фонтанирования все скважины оборудуются фонтанными трубами НКТ, которые спускаются в скважину обычно до забоя. С помощью фонтанных труб (НКТ) скважины осваиваются, проводятся различные промывки, воздействие на забой и т.д.

Ø НКТ – 48, 60, 73, 89 и 102 мм наиболее употребительные (до 85%) – Ø 73 мм.

Всякий подъемник работает при относительном погружении



Обычно эти пределы лежат 0,3 – 0,65.

0,3 < ε < 0,65 – к.п.д. подъемника наивысший.

По А.П.Крылову

 (м3/с) (39)

qопт = qmax (1- ε)

 м3/с) (40)

Если Рб > Рнас, то в ф. (39) и (40) вместо Рб - Рнас, L – Lнас.

Эти формулы можно решить относительно d:

 (м) (41)

 (м) (42)

По этим формулам определяется d фонтанных труб, необходимый для обеспечения max и опт подачи.

Расчет фонтанного подъемника сводится к определению для проектируемой скважины max и опт подач. Планируемый дебит скважины должен лежать в пределах между qmax и qопт. Это гарантирует высокий к.п.д. и устойчивую его работу. С течением времени условия фонтанирования ухудшаются: расчет обводненность, падает Рпл, Гэф уменьшается. Поэтому планируя фонтанную эксплуатацию, рекомендуют рассчитывать фонтанные подъемники по max подаче – для начальных условий и по опт – для условий конца фонтанирования.

При установившейся работе системы пласт-скважина Рз может быть найдено из условия равенства притока и подачи фонтанного подъемника.

qn = K (Рn - Рз)n (43)

если трубы спущены до забоя, то Рб - Рз, если они подняты выше (L<H), то

Рз = Рб + (H -L) · g · ρ (44)

с учетом (44) ф-ла (43) имеет вид

qn = K [Рn - Рб - (H -L) · g · ρ]n (45)

приравнивая правые части формулы притока (45) и ф-лы пропускной способности подъемника (39) получим:

K [Рn - Рб - (H -L) · g · ρ]n =  (46)

Решение равенства (46) получается либо путем подбора Рб, либо графоаналитическим путем. Затем определяется соответствующий дебит скважины путем подстановки Рб в (45) или в (39).

Найденный таким образом, дебит, отвечающий совместной работе пласта и фонтанного подъемника, соответствует работе подъемника при режиме max подачи. Для определения qопт приравниваем правые части ф. (45) и (40).

K [Рn - Рб - (H -L) · g · ρ]n =  (47)

##### Лекция № 9-10

**Расчет процесса фонтанирования с помощью кривых распределения давления**

Зная дебит, газовый фактор, плотность нефти, воды и обводненность продукции, а также другие данные строим КРД р(х), начиная от точки с известным давлением Рз.

П рис.3 длина участка НКТ от забоя до точки с Рнас, на котором будет двигаться однородная жидкость обозначена h, тогда

Рз = Рг + Ртр + Рнас (48)

где Рг = ρж · g · h



подставляя значения Рг и Ртр и решая относительно h:

 (49)

слагаемое  очень мало и им можно пренебречь.

На остальной длине НКТ, равной L - h, т.е. от точки Рнас и выше, будет происходить движение ГЖС, поэтому давление на устье будет:



Если башмак НКТ выше забоя на величину а = H –L, то на этом участке при расчете КРД вместо диаметра труб берется диаметр обсадной колонны.

Рассчитав КРД т определив значение Ру при заданном режиме работы скважины, сопоставим вычисленную величину Ру с возможным давлением в выкидной линии Рл, по которому продукция скважины поступает в систему сбора промысла. Если Ру > Рл, то работа скважины на рассчитанном режиме возможна, а избыточное давление на устье Ру - Рл = ΔРшт должно быть понижено созданием дополнительного гидравлического сопротивления в виде регулируемого штуцера, в котором поток ГЖС дросселируется с Ру до Рл.

Если при расчете окажется, что Ру < Рл, то фонтанирование скважины невозможно. В этом случае необходимо задаться меньшим отбором Q, при котором давление на забое возрастает, что приведет к увеличению Ру. Изменяя Q, можно подобрать такие соотношения, при которых Ру ≥ Рл, когда фонтанирование будет возможно.

Эта система расчета процесса фонтанирования может быть повторена для труб меньшего или большего диаметра для определения возможных режимов фонтанирования.

Рассмотрим общий случай определения всего комплекса возможных и невозможных условий фонтанирования скважин. При этом будем считать, что все проектируемые отборы жидкости из пласта допустимы и не противоречат принципам рациональной разработки залежи.

Задаемся несколькими забойными давлениями Рci, которые находятся в пределах Рпл и Рmin – min давление на забое, при котором фонтанирование скважины неосуществимо, т.е.

Рmin < Рci < Рпл

Для принятых значений Рci определяем приток жидкости в скважину Qi по уравнению притока или по индикаторной линии. Задаемся диаметром НКТ и рассчитываем распределение давления р(х) снизу вверх для принятых значений Рci и соответствующих им кривых р(х) (см. рис. 4).

Получаем систему данных, состоящих из Рci, Qi и Pyi. Увеличение давления на забое Рci вызывает уменьшение притока Qi и соответственно увеличение давления на устье Pyi, т.е.

Рс1 > Рс2 > Рс3 > …….. > Рci

Q1 < Q2 < Q3 < …….. < Qi (50)

Ру1 > Ру2 > Ру3 > …….. > Pyi

По полученным данным (50) можно построить две графические зависимости Q = f1 (pc) и Ру = f2 (pc) (см. рис. 5).

Рис.5. Согласование индикаторной линии (1) с зависимостью Ру = f2 (pc) (2)

По рис. 5 графики (1) и (2) отражают совместную работу пласта и газожидкостного подъемника. Точки а-b разделяют возможные и невозможныережимы фонтанирования. На оси Ру откладываем давление в выкидной линии Рл. По которой скважинная продукция поступает в систему сбора. Точка а соответствует min допустимому давлению на устье (Ру = Рл), а ее проекция на ось Рс определит Ркр – критическое забойное давление, соответствующее этому режиму работы. Точка b – критический дебит Qкр, превышение котрого приведет к Ру < Рл. Таким образом, область режимов, лежащая влево от линии а-b – нереальная, а область режимов, лежащая вправо – осуществима, т.к. при этих условиях пластовая энергия превышает необходимую для подъема жидкости. Избыток энергии обуславливает устьевое давление Ру, которое превышает давление в выкидной линии Рл. Этот избыток энергии поглощается штуцером, в котором создается перепад давлений ΔРшт = Ру - Рл.