

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ
РАБОТ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

«Подземное хранение газа»

Направление подготовки/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело	
Направленность (профиль)/специализация	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ газа	
Год начала обучения	<u>2026</u>	
Форма обучения	очная	очно-заочная
Реализуется в семестре	<u>8</u>	<u>9</u>

Ставрополь
2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Практическое занятие 1 Определить число эксплуатационных скважин, объем буферного газа, мощность КС при исходных данных	6
Практическое занятие 2 Определить общий объем газа, который можно закачать в частично выработанное месторождение	12
Практическое занятие 3 Определить коэффициент остаточной объемной газонасыщенности и коэффициент газоотдачи подземного хранилища	17
Практическое занятие 4 Провести гидравлический расчет газопроводов	22
Практическое занятие 5 Определить объем и форму подземных емкостей	25
Практическое занятие 6 Определить максимальную емкость ПХГ	29
Практическое занятие 7 Определить максимальный объем газа в хранилище, максимальное забойное и устьевое давление в конце периода закачки	36
Практическое занятие 8 Определение числа добывающих скважин, объем буферного газа, мощность КС и глубину залегания пласта для создания ПХГ	42
Практическое занятие 9 Определение объемной газонасыщенности обводненной зоны при отборе газа	45
Список рекомендуемой литературы	48

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

**Определить число эксплуатационных скважин, объем буферного газа,
мощность КС при исходных данных**

Теоретическая часть

Способ обработки результатов исследований методом установившихся отборов с целью определения гидропроводности выбирают в зависимости от условий фильтрации жидкости в районе скважины (одно- или многокомпонентная смесь) и формы полученной индикаторной диаграммы.

Фильтрация жидкости.

При фильтрации жидкости (нефти, воды или водонефтяной смеси) в тех случаях, когда индикаторная диаграмма прямолинейна, гидропроводность пласта можно определить по формуле:

$$\varepsilon = 0,159 \cdot 10^{-3} K_{пл} [\ln (\sigma_{ср}/r_c) + C],$$

где $K_{пл}$ — коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях, $\text{см}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$; C — поправочный коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины.

Для определения C обычно пользуются способом, разработанным В. И. Щуровым. Если коэффициент продуктивности измерен в поверхностных условиях ($K_{пов}$) и имеет размерность $\text{т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, то для перехода к размерности $\text{см}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$ в пластовых условиях можно воспользоваться соотношением:

$$K_{пл} = K_{пов} \cdot b \cdot 11,57 / \rho_{пов}.$$

Здесь b — объемный коэффициент нефти; $\rho_{пов}$ — плотность нефти

(в т/м^3), определенные по результатам исследования проб жидкости в лабораториях.

Пример 1.1. Определить гидропроводность пласта в районе нефтяной эксплуатационной скважины, имеющей индикаторную диаграмму, приведенную на рис. 1.1 ($K = \tan \varphi = 160 \text{ т/}(\text{сут} \cdot \text{МПа})$) при следующих исходных данных: $\sigma_{\text{ср}} = 250 \text{ м}$; $r_{\text{с}} = 0,15 \text{ м}$; $n = 10$. Эффективная толщина $h = 12 \text{ м}$; $C = 8,7$; вязкость нефти $\mu_{\text{н}} = 3,8 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; объемный коэффициент $b = 1,1$, плотность жидкости в поверхностных условиях $\rho_{\text{пов}} = 0,86 \text{ т/м}^3$. Определить гидропроводность пласта ϵ и его проницаемость k .

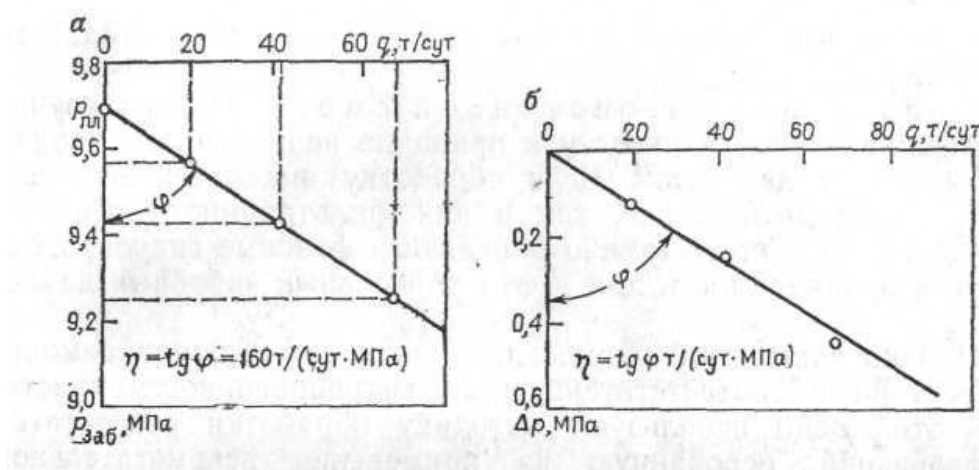


Рисунок 1.1 – Индикаторная диаграмма добывающей скважины:

а – в координатах $q - P_{\text{заб}}$; б – в координатах $q - \Delta p$

Решение.

1. Коэффициент продуктивности в пластовых условиях:

$$K_{\text{пр}} = \frac{160 \cdot 1,1 \cdot 11,57}{0,86} = 2368 \text{ см}^3 / (\text{с} \cdot \text{МПа})$$

2. Коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = 0,159 \cdot 10^{-3} \cdot 2368 \left(\ln \frac{250}{0,15} + 8,7 \right) = 6,07 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$$

3. Проницаемость пласта

$$k = \frac{3,86,07}{12} = 1,92 \text{ мкм}^2$$

Гидропроводность пласта в районе скважин, по которым индикаторная диаграмма криволинейна вследствие нарушения линейного закона фильтрации, может быть определена таким же образом. При этом, если начальный участок диаграммы прямолинейный, в формулы следует подставлять значение $\text{tg}\varphi$ этого участка; если вся диаграмма криволинейна, то приближенное значение гидропроводности можно получить после подстановки в указанные формулы значения тангенса угла между осью давлений и касательной, проведенной к индикаторной линии в точке ее пересечения с осью давлений.

Если индикаторная диаграмма криволинейна вследствие изменения степени раскрытости трещин в призабойной зоне в зависимости от давления, то гидропроводность пласта в районе скважины является величиной переменной. Она, как и коэффициент продуктивности, будет функцией забойного давления.

Ее можно определить при разных значениях забойного давления.

Фильтрация газонефтяной смеси. В этом случае коэффициент продуктивности в принципе величина переменная и зависит от депрессии. Если обработку индикаторной диаграммы проводить так же, как и для фильтрации однофазной жидкости, то в итоге можно определить фазовые гидропроводность и проницаемость для нефти при разных забойных давлениях.

Однако часто необходимо знать физическую проницаемость коллектора и соответствующую ей гидропроводность пласта. Для этой цели используют методику обработки результатов исследований, основанную на применении

вспомогательной функции H , имеющей размерность давления и учитывающей изменения фазовой проницаемости для жидкости, вязкости нефти и объемного коэффициента при выделении из нее растворенного газа в пласте.

Эту функцию подставляют в формулу Дюпюи вместо давления:

$$w_{nl} = \frac{10^3 2\pi k h (H_{nl} - H_{заб})}{\mu_n [\ln(\sigma_{cp} / r_c) + C]} = K' (H_{nl} - H_{заб}),$$

где $q_{пл}$ – дебит нефти в пластовых условиях, $см^3/с$; k – физическая проницаемость коллектора; $H_{пл}$ и $H_{заб}$ – функция H соответственно при пластовом и забойном давлениях; K' – коэффициент продуктивности в случае притока однородной жидкости.

Индикаторная диаграмма, построенная для данной скважины в координатах $q_{пл} - H$ или $q - H$ должна быть прямолинейной, а расчетная формула для определения гидропроводности будет иметь вид

$$\varepsilon = 0,159 \cdot 10^3 K' [\ln(\sigma_{cp}/r_c) + C]$$

где K' имеет размерность $см^3/(с \cdot МПа)$ в пластовых условиях.

Чтобы воспользоваться этой формулой, необходимо построить индикаторную диаграмму в координатах $q - H$, т. е. знать значения функции H при пластовом давлении и при зафиксированных на каждом режиме забойных давлениях. Зависимость H от p для каждой залежи можно получить на основании данных исследований пластовой нефти, в процессе которых изучают изменение растворимости в ней газа, вязкости и объемного коэффициента в зависимости от давления и данных исследований фазовых проницаемостей для нефти и газа в зависимости от нефтенасыщенности.

Фильтрация газа. Для определения коэффициентов a и b двучленной формуле притока газа

$$p_{nl}^2 - p_{заб}^2 = a w_r + b w_r^2,$$

Таблица 1.1 – Результаты исследования скважин

Номер режим	Исходные величины			Рассчитанные величины			
	$p_{пл}$ МПа	$p_{заб-}$ МПа	$w_{г>}$ тыс. м'/сут	$P^2_{пл}$	$P^2_{заб}$	$p_{пл} - p_{заб}$	$(p^2_{пл} - p^2_{заб})/w_{г}$
1	24,79	23,86	200,5	615	570	45	0,225
2	24,79	23,42	284,0	615	550	65	0,233
3	24,79	21,02	643,0	615	442	173	0,269
4	24,79	19,72	794,0	615	390	224	0,283

необходимо построить по результатам измерения p и $w_{г}$ индикаторную диаграмму в координатах $(p^2_{пл} - p^2_{заб})/w_{г} - w_{г}$. Полученный график должен иметь форму прямой линии, которая отсекает на оси ординат отрезок, численно равный коэффициенту a . Тангенс угла наклона этой линии к оси абсцисс равен коэффициенту b . Гидропроводность пласта

$$\varepsilon = \frac{11,57 p_{ам} z [\ln(\sigma_{ср} / r_c) + C]}{\pi a} \frac{T_{пл}}{T_{см}}.$$

Пример 1.2. Определить коэффициенты a и b , а также гидропроводность и проницаемость пласта при следующих исходных данных: $\sigma_{ср} = 250$ м; $r_c = 12,4$ см; $C = 5,3$; $T_{пл} = 355$ К; $h = 6$ м; $\mu_{г} = 0,0267$ мПа·с; $z = 0,77$.

Результаты исследований скважины приведены в табл. 1.1 (исходные величины).

Решение. Найдем зависимость $(p^2_{пл} - P^2_{заб})/w_{г}$ от $w_{г}$.

С этой целью произведем расчеты, порядок которых указан в таблице.

2. По полученным результатам строим график искомой зависимости (рис. 1.1)

3. По графику определяем: $a = 0,2$; $b = \tan \varphi = BC/AB = 0,0001$.

4. Гидропроводность пласта

$$\varepsilon = \frac{11,557 \cdot 0,1 \cdot 0,77 (\ln \frac{250}{0,124} + 5,3)}{3,14 \cdot 0,20} \frac{355}{293} = 22,1 = 22,1 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}.$$

5. Проницаемость

$$k = 22,1 \cdot 0,0267 / 6 = 0,098 \text{ мкм}^2.$$

Вопросы к практическому занятию 1

1. Коэффициент продуктивности скважины
2. Гидравлическое совершенство скважины
3. Объемный коэффициент нефти
4. Функция Н (из методички)

Практическое занятие 2

Определить общий объем газа, который можно закачать в частично выработанное месторождение

Теоретическая часть

Наиболее точные результаты обработки К.В.Д. без учета дополнительного притока в ствол скважины можно получить при условии, что до момента изменения режима эксплуатации скважины (в частности, остановки) ее дебит оставался неизменным в течение длительного периода, в 10 раз и более превышающего время регистрации К.В.Д. Кроме того, есть основания считать дополнительный приток незначительным. Это условие практически соблюдается в добывающих скважинах с высоким затрубным давлением и незначительным объемом газа в затрубном пространстве, а также в нагнетательных скважинах, весь ствол которых в период исследования остается заполненным водой.

Обработка данных исследования осуществляется в следующем порядке.

1. По результатам регистрации изменения забойного давления (Δp) глубинным манометром или дифманометром во времени (t) строится график зависимости $\Delta p(t)$.

2. Прямолинейный участок графика экстраполируется (продолжается) до пересечения с осью ординат, определяется отрезок A , отсекаемый на оси ординат, и уклон i прямолинейного участка К. В. Д.

3. Определяют гидропроводность

$$\epsilon = \frac{10^{-3} \cdot 2,12 \cdot q_b}{i \rho_n} \quad (2.1)$$

Предполагается, что объемный коэффициент нефти b и плотность дегазированной нефти ρ_n известны по данным лабораторных определений.

4. Определяют проницаемость пласта

$$k = \mu \varepsilon / h, \quad (2.2)$$

если известны μ и h .

5. Определяют приведенный радиус скважины:

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{10^{A/i}}}, \quad (2.3)$$

для чего необходимо предварительно найти параметр χ по известным значениям пористости m , сжимаемости пласта β_c и жидкости $\beta_{ж}$ или на основании исследований пласта методом гидропрослушивания

$$\chi = \frac{10^{-3} \kappa}{\mu(m\beta_{ж} + \beta)_c} \quad (2.4)$$

6. Определяют коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\alpha = \frac{\ell g \sigma_{cp/r_c}}{\ell g \sigma_{cp/r_{np}}}, \quad (2.5)$$

где σ_{cp} – половина среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними.

7. Определяем коэффициент продуктивности скважины, т/(сут·МПа):

$$K = \frac{236 \varepsilon \rho_{пов}}{b \lg \sigma_{cp/r_{np}}} \quad (2.6)$$

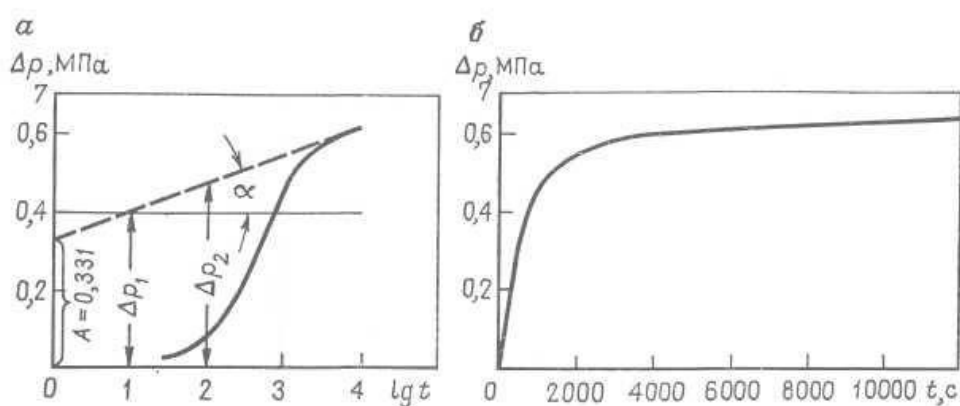


Рисунок 2.1 – К примеру обработки К. В. Д. по нефтяной фонтанной

скважине

Задача 2.1. Определить гидропроводность и проницаемость пласта в районе нефтяной фонтанной скважины, приведенный радиус, коэффициент совершенства и коэффициент продуктивности при следующих исходных данных: $b=1,1$; $\rho_{нов} = 0,86 \text{ т/м}^3$; $\mu_n=4,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $h=8 \text{ м}$; $m = 0,2$; $\beta_n=9,42\cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$; $\beta_c = 3,6\cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$; $r_c=0,15 \text{ м}$; $\sigma_{ср}=150 \text{ м}$. Кривая восстановления давления регистрировалась после остановки скважин. Дебит скважины до остановки составлял 70 т/сут . Известно, что в пласте движется однофазная нефть.

Данные исследований скважины приведены в табл. 2.1.

Решение. Определяем значение $\lg t$ (табл. 2.1) и строим кривую восстановления давления в координатах $\Delta p/\lg t$ (рис. 2.1, а). На рис. 2.1,б для сопоставления приведена та же кривая в обычных координатах $\Delta p/t$.

2. Экстраполируем прямолинейный участок кривой до пересечения с осью ординат и определяем A ($A = 0,331$).

Для оценки i зададимся значениями: $\lg t_1=1$ $\lg t_2=2$.

Им соответствуют депрессии: $\Delta p = 0,403$; $\Delta p_2=0,475$. Тогда

1. Уклон i прямолинейного участка К. В. Д.

$$i = \frac{0,475 - 0,403}{2 - 1} = 0,072$$

2. Гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{10^{-3} 2,12 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 70}{0,072 \cdot 0,86} = 2,64 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$$

3 Проницаемость пласта

$$k = \frac{2,64 \cdot 4,5}{8} = 1,48 \text{ мкм}^2$$

5. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{10^{-3} \cdot 1,48}{4,5(0,2 \cdot 9,42 \cdot 10^{-4} + 3,6 \cdot 10^{-4})} \approx 0,6 \text{ м}^2/\text{с}$$

6. Приведенный радиус

скважины

$$r_{np} = \sqrt{-\frac{2,25 \cdot 0,6}{10 \cdot 0,331/0,072}} = 5,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

7. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\alpha = \frac{\lg 150/015}{\lg 150/(0,588 \cdot 10^{-3})} = 0,68$$

8. Коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{236 \cdot 0,86 \cdot 2,64}{1,1 \cdot \lg 15000/0,588 \cdot 10^{-3}} = 100,5 \text{ т/ (сут} \cdot \text{МПа)}$$

Таблица 2.1 – Данные исследования скважины

Время с момента остановки t,с	lg t	Р _{заб} МПа	Время с момента остановки t,с	lg t	Р _{заб} МПа
60	1,78	0,041	4800	3,68	0,595
120	2,08	0,082	5400	3,73	0,598
180	2,26	0,147	6000	3,78	0,605
300	2,48	0,231	6600	3,82	0,607
600	2,78	0,352	7200	3,86	0,608
1200	3,08	0,495	7 800	3,89	0,610
1800	3,255	0,530	8400	3,92	0,612
2400	3,38	0,560	9000	3,95	0,615
3000	3,48	0,575	9600	3,98	0,618
3600	3,56	0,580	10200	4,01	0,620
4200	3,62	0,590	10800	4,03	0,621

В приведенном примере рассматривается случай фильтрации однофазной нефти.

Если в пласте имеется связанная вода, то полученное в расчете значение k характеризует величину его фазовой проницаемости для нефти, соответствующую начальной нефтенасыщенности. Она может отличаться от физической проницаемости. Соответственно и определяемая величина ϵ характеризует фазовую гидропроводность пласта при начальной нефтенасыщенности.

Вопросы к практическому занятию 2

- 1 Какие параметры определяются по К. В. Д.?
- 2 Порядок обработки данных исследования
- 3 Что определяет коэффициент гидродинамического совершенства скважины

Практическое занятие 3

Определить коэффициент остаточной объемной газонасыщенности и коэффициент газоотдачи подземного хранилища

Теоретическая часть

После остановки газовой скважины, эксплуатируемой при постоянном забойном давлении $P_{заб.о}$, К.В.Д. регистрируется с помощью устьевых или глубинных манометров и дифманометров. По результатам измерений необходимо вычислить значения квадратов забойного давления после закрытия скважины ($p_{заб}^2$) через определенные интервалы времени t , а также разности квадратов забойных давлений ($p_{заб}^2 - p_{заб.о}^2$) и соответствующие им значения $\lg t$. Эти данные заносят в таблицу, а затем по ним строят график зависимости $p_{заб}^2 - p_{заб.о}^2$ от $\lg t$. Как в случае фильтрации жидкости, экспериментальные точки в начале процесса восстановления давления не лежат на прямой линии. Проводя прямую линию таким образом, чтобы среднее отклонение фактических точек от нее было минимальным (обычно это делается визуально), продолжают ее до пересечения с осью ординат.

Для определения уклона прямой линии к оси абсцисс выбирают два произвольных значения $\lg t$ в начале $\lg t_1$ и конце $\lg t_2$ линии и по графику определяют соответствующие им разности квадратов забойных давлений. Уклон линии вычисляют по форму

$$l = \frac{(p_{заб}^2 - p_{заб.о}^2)_2 - (p_{заб}^2 - p_{заб.о}^2)_1}{\lg t_2 - \lg t_1}. \quad (3.1)$$

Зная уклон l , гидропроводность пласта в $(\text{мкм}^2 \cdot \text{м})/(\text{мПа} \cdot \text{с})$ можно определить по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{4,24 \cdot q_{гп} \cdot p_{атТ_{мz}}}{i \Gamma_{ст}}, \quad (3.2)$$

где q_e — установившийся дебит газовой скважины до ее остановки при нормальных условиях, тыс. м³/сут; p_{at} — атмосферное давление, МПа; $T_{пл}$ и $T_{ст}$ — соответственно пластовая и стандартная температуры, К ($T_{ст} = 293$ К); z — коэффициент сверх сжимаемости газа, соответствующий пластовому давлению и пластовой температуре.

Задача 3.1. Определить гидропроводность пласта в районе газовой скважины по данным ее исследования методом восстановления давления при следующих исходных данных: 1) установившийся дебит скважины до остановки 1300 тыс. м³/сут (при $p = 0,1$ МПа и $T_{ст} = 293$ К);

2) пластовая температура $T_{пл} = 330$ К;

3) коэффициент сверхсжимаемости газа $z = 0,885$.

Результаты наблюдений за восстановлением давления на забое скважины приведены в табл. 2.1 (указано время отсчитываемое с момента остановки скважины).

Решение. Найдем значения $\lg t$ и $p_{заб}^2 - p_{заб.о}^2$ для всех измеренных t и $p_{заб}$.

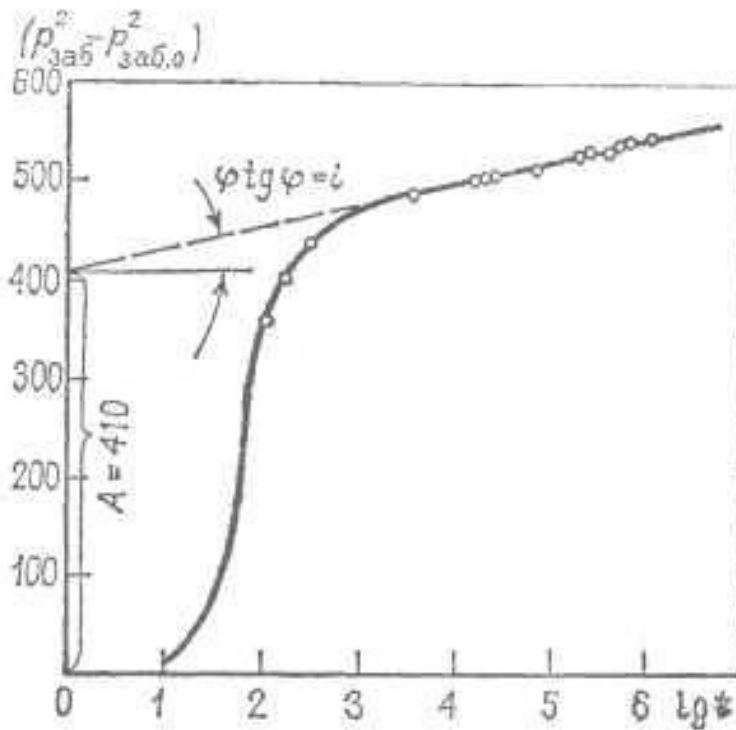


Рисунок 3.1 – К примеру обработки К. В. Д. газовой скважины.

Так, для $t = 30$ с, $\lg t = 1,4771$. В этот момент $p_{заб} = 11,1$ МПа; $p_{заб}^2 = 123,21$.

В нашем случае $p_{заб,0} = 6,96$ МПа ($t=0$); $p_{заб,0}^2 = 6,96^2 = 48,44$. Отсюда находим: $p_{заб}^2 - p_{заб,0}^2 = 123,21 - 48,44 = 74,77$.

Таблица 3.1 – Восстановление давления на забое скважины

t, с	lg t	P _{заб} , МПа	P ² _{заб}	P ² _{заб} -P ² _{заб-о}
0		6,96	48,44	
30	1,4771	11,10	123,21	74,77
60	1,7782	16,01	256,32	207,88
120	2,0792	20,20	408,04	359,60
180	2,2553	21,21	449,86	401,42
300	2,4771	22,20	492,84	444,40
600	2,7782	22,63	512,11	463,68
900	2,9542	22,90	524,41	475,97
3 600	3,5563	23,20	538,24	489,80
7 200	3,8573	23,28	541,95	493,52
10 800	4,0334	23,40	547,56	499,12
14 400	4,1584	23,42	548,50	500,05
18 000	4,2553	23,46	550,37	501,93
21 600	4,3345	23,47	550,84	502,40
25 200	4,4014	23,48	551,31	502,87
72 000	4,8573	23,74	563,58	515,15
101 000	5,0043	23,84	568,34	519,90
158 500	5,1987	23,90	571,21	522,77
183 500	5,2636	24,00	575,00	527,56
194 000	5,2878	24,01	576,48	528,04
244 000	5,3874	24,04	577,92	529,48
417 000	5,6201	24,08	579,85	531,40
507 000	5,7050	24,21	586,12	537,68
590 000	5,7709	24,23	587,09	538,65
676 000	5,8299	24,26	588,55	540,11
1 030 000	6,0128	24,29	590,00	541,56
1 130 000	6,0531	24,30	590,49	542,05
1 205 000	6,0792	24,30	590,49	542,05

Аналогичные расчеты проводим для каждой точки. Результаты записываем в табл. 3.1.

2. Строим график зависимости $p_{заб}^2 - p_{заб-о}^2$ от $\lg t$ (рис. 3.1). Определяем отрезок А, отсекаемый прямой на оси ординат ($A=410$).

3. Определим уклон полученной прямой. Для этой цели выберем

$\lg t_1 = 3$ и $\lg t_2 = 6$. При $\lg t_1 = 3$ разность $p_{заб}^2 - p_{заб-о}^2 = 474$, а при $\lg t_2$ разность $p_{заб}^2 - p_{заб-о}^2 = 541,00$.

$$4.1 = \frac{541 - 474}{6 - 3} = 22,33$$

Таким образом, уравнение полученной прямой имеет вид

$$(p_{заб}^2 - p_{заб-о}^2) = 410 - 22,33 \lg t.$$

$$5. \varepsilon = \frac{4,24 \cdot 1300 \cdot 0,1 \cdot 330 \cdot 0,885}{22,33 \cdot 293} = 24,6 \text{ (мкм}^2 \cdot \text{м) / МПа} \cdot \text{с.}$$

Вопросы к практическому занятию 3

1. Последовательность обработки К. В. Д. газовых скважин
2. Определение уклона прямой линии при обработке К. В. Д.
3. Определение гидропроводности пласта при эксплуатации газовых месторождений

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4

Провести гидравлический расчет газопроводов.

Теоретическая часть

В процессе фонтанной эксплуатации скважины дебит ее может изменяться (снижаться) вследствие, например, падения пластового давления или увеличения обводненности продукции. Так как подъемник должен обеспечивать работу в течение определенного периода времени при изменении дебита скважины, то необходимо уметь рассчитывать его диаметр, исходя из следующего условия: в начале подъемник работает на максимальном режиме, а затем — на оптимальном. При работе на оптимальном режиме диаметр подъемника:

$$d_{\text{опт}} = 400 \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}} H_{\text{б}}}{p_{\text{б}} - p_{\text{у}}}} \sqrt[3]{\frac{Q_{\text{опт}} H_{\text{б}}}{\rho_{\text{ж}} g H_{\text{б}} - p_{\text{б}} + p_{\text{у}}}}, \quad (4.1)$$

где $Q_{\text{опт}}$ — подача подъемника на оптимальном режиме, т/сут; $d_{\text{опт}}$ — диаметр подъемника при работе на оптимальном режиме, мм; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости (нефти) в подъемнике, кг/м³; $H_{\text{б}}$ — глубина спуска фонтанного подъемника, м; $p_{\text{б}}$ — давление у башмака, $p_{\text{у}}$ — давление на устье скважины.

Если расчетный диаметр $d_{\text{опт}}$ не соответствует стандартному диаметру, то принимают ближайший больший стандартный диаметр подъемника $d_{\text{ст}}$.

Затем проводится проверка диаметра подъемника для работы на максимальном режиме (в начале фонтанирования). Для этого рассчитывается диаметр подъемника по формуле:

$$d_{\text{max}} = 186 \sqrt{\frac{H_{\text{б}}}{p_{\text{б}} - p_{\text{у}}}} \sqrt[3]{Q'_{\text{max}} \rho_{\text{ж}}^{0.5}}, \quad (4.2)$$

где Q'_{max} — подача подъемника в начале фонтанирования, т/сут; d_{max} — диаметр подъемника при работе на максимальном режиме, мм.

Если $d_{\max} > d'_{\text{ст}}$, то выбирают ближайший больший к $d_{\max}$ диаметр стандартных труб $d_{\text{ст}}$.

ЗАДАЧА 4.1. Рассчитать диаметр фонтанного подъемника для следующих условий эксплуатации скважины: глубина скважины $L_c = 1300$ м; коэффициент продуктивности $K_{\text{п}} = 52$ т/(сут·МПа); пластовое давление начальное $p_{\text{плн}} = 15,2$ МПа; пластовое давление текущее $p_{\text{плт}} = 12,7$ МПа; давление насыщения $p_{\text{нас}} = 10$ МПа; минимальное возможное забойное давление $p_{\text{заб}} = p_{\text{нас}}$; средняя плотность нефти при движении ее в подъемнике $\rho_n = 792$ кг/м³; давление на устье скважины $p_y = 1,2$ МПа.

Решение. Так как в процессе эксплуатации скважины забойное давление не должно снижаться ниже давления насыщения, то $p_{\text{заб}} = p_{\text{нас}} = 10$ МПа.

Для данного случая глубина спуска башмака подъемника принимается равной глубине скважины: $H_b = L_c = 1300$ м.

Рассчитаем дебит скважины для начала фонтанирования

$$Q_{\max} = K_{\text{пр}}(p_{\text{плн}} - p_{\text{заб}}) = 52(15,2 - 10) = 270,4 \text{ т/сут},$$

а также для случая фонтанирования при работе подъемника на оптимальном режиме

$$Q'_{\text{он}} = K_{\text{пр}}(p_{\text{плт}} - p_{\text{заб}}) = 52(12,7 - 10) = 140,4 \text{ т/сут}.$$

Рассчитываем по (4.1)

$$d_{\text{опт}} = 400 \sqrt{\frac{792 \cdot 1300}{(10 - 1,2)10^6}} \sqrt[3]{\frac{140,4 \cdot 1300}{792 \cdot 9,81 \cdot 1300 - (10 - 1,2) \cdot 10^6}} = 71,09 \text{ мм}.$$

Выбираем, используя литературу [5], трубы с высаженными наружу концами с условным диаметром $d = 89$ мм (внутренний диаметр $d_{\text{вн}} = 72,9$ мм).

Вычисляем по (4.2) диаметр труб при работе на максимальном режиме

$$d_{\max} = 186 \sqrt{\frac{1300}{(10 - 1,2)10^6}} \sqrt[3]{270,4 \cdot 792^{0,5}} = 44,5 \text{ мм}$$

Так как $d_{\max} < d_{\text{опт}}$, то в скважину необходимо спустить подъемные

трубы диаметром 89 мм.

ЗАДАЧА 4.2. Для условий предыдущей задачи рассчитать диаметр фонтанного подъемника, если при пластовом текущем давлении $P_{\text{плт}} = 12,7$ МПа допускается снижение забойного давления до величин $0,75 P_{\text{нас}}$.

Варианты расчета диаметра фонтанного подъемника

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление на устье, МПа	1,3	1,2	1,1	1,0	1,35	1,1	1,15	1,2	1,0	1,4
Глубина скважины, м	1250	1300	1320	1200	1150	1170	1210	1350	1120	1320
Текущее пластовое давление, МПа	12,7	11,0	12,0	13,0	14,0	12,8	13,1	13,2	13,0	12,5

Вопросы к занятию 4.

1. Какие имеют место режимы работы подъемников?
2. Дайте определение коэффициенту продуктивности сква

ПРАКТИЧЕСКОЕ

ЗАНЯТИЕ 5

Определить объем и форму подземных емкостей

Теоретическая часть

Пусковым давлением называется максимальное давление в системе, соответствующее моменту времени, когда уровень жидкости в скважине достигает башмака насосно-компрессорных труб.

При расчете пускового давления рассматривают следующие случаи:

- поглощение жидкости пластом отсутствует;
- полное поглощение жидкости пластом;
- частичное поглощение жидкости пластом.

Введем коэффициент K_{π} , учитывающий поглощение жидкости пластом. Под этим коэффициентом будем понимать отношение объема жидкости, поглощаемой пластом, к полному объему вытесняемой жидкости. Если поглощение пластом жидкости отсутствует, то $K_{\pi} = 0$. Если пласт поглощает вытесняемую жидкость полностью, то $K_{\pi} = 1$. В реальных условиях $0 < K_{\pi} < 1$.

Пусковое давление для однорядного подъемника рассчитывают по следующим формулам:

$$p_{\pi} = h \rho_{ж} g \left[1 + (1 - K_{\pi}) \frac{D_{вн}^2 - d_{нар}^2}{d_{вн}^2} \right]; \quad (5.1)$$

$$p_{\pi} = h \rho_{ж} g \left[1 + (1 - K_{\pi}) \frac{d_{вн}^2}{D_{вн}^2 - d_{нар}^2} \right]; \quad (5.2)$$

Для двухрядного подъемника пусковое давление

$$p_{\pi} = h \rho_{ж} g \left[1 + (1 - K_{\pi}) \frac{d_{вн}^2 - d_{нар}^2}{D_{вн}^2 - d_{внар}^2 + d_{вн}^2} \right]; \quad (5.3)$$

$$p_{\pi} = h \rho_{ж} g \left[1 + (1 - K_{\pi}) \frac{d_{вн}^2}{D_{вн}^2 - d_{внар}^2 + d_{вн}^2 - d_{нар}^2} \right]; \quad (5.4)$$

где h – погружение башмака подъемника под статический уровень, м;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{\text{нар}}$ – наружный диаметр подъемника, м; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр подъемника, м; $d_{\text{ввн}}$ – внутренний диаметр воздушных труб, м; $d_{\text{внар}}$ – наружный диаметр воздушных труб, м.

Формулы (5.1) и (5.3) используют при кольцевой системе закачки, а формулы (5.2) и (5.4) – при центральной системе закачки.

Погружение рассчитывают по формуле

$$h = H_{\text{сп}} - H_{\text{ст}}, \quad (5.5)$$

где $H_{\text{сп}}$, $H_{\text{ст}}$ – соответственно глубина спуска подъемника и статический уровень, м.

ЗАДАЧА 5.1. Рассчитать и сопоставить пусковые давления для однорядного подъемника при кольцевой и центральной системах для следующих условий:

диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{вн}} = 0,1321$ м; соответственно диаметры подъемника $d_{\text{вн}} = 0,0403$ м и $d_{\text{нар}} = 0,0483$ м; коэффициент, учитывающий поглощение пластом $K_{\text{п}} = 0; 0,3; 0,7; 1$; погружение под статический уровень жидкости $h = 450$ м; плотность жидкости $\rho_{\text{ж}} = 809$ кг/м³.

Решение. Рассчитываем пусковые давления при кольцевой системе закачки соответственно при $K_{\text{п}} = 0; 0,3; 0,7$ и 1 :

$$p_{\text{п}} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \left[1 + \frac{0,1321^2 - 0,0483^2}{0,0403^2} \right] = 37,07 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{п}} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \left[1 + (1 - 0,3) \frac{0,1321^2 - 0,0483^2}{0,0403^2} \right] = 26,84 \text{ МПа}$$

$$p_{\pi} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \left[1 + (1 - 0,7) \frac{0,1321^2 - 0,0483^2}{0,0483^2} \right] = 13,54 \text{ МПа}$$

$$p_{\pi} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 = 3,57 \text{ МПа.}$$

Соответствующие пусковые давления при центральной системе

$$p_{\pi} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \left[1 + \frac{0,0403^2}{0,1321^2 - 0,0403^2} \right] = 3,95 \text{ МПа ;}$$

$$p_{\pi} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \left[1 + (1 - 0,3) \frac{0,0403^2}{0,1321^2 - 0,0483^2} \right] = 3,84 \text{ МПа ;}$$

$$p_{\pi} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \left[1 + (1 - 0,7) \frac{0,0403^2}{(0,1321^2 - 0,0483^2)} \right] = 3,68 \text{ МПа;}$$

$$p_{\pi} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 = 3,57 \text{ МПа.}$$

Таким образом, в данной скважине пусковые давления при кольцевой системе закачки примерно на порядок выше, чем при центральной, за исключением случая, когда при пуске пласт полностью поглощает жидкость. Тогда давления одинаковы.

ЗАДАЧА 5.2. Для условий предыдущей задачи рассчитать пусковые давления, если подъемник двухрядный, а соответствующие диаметры воздушной колонны $d_{\text{ввн}} = 0,0759$ м и $d_{\text{ввн}} = 0,0889$ м.

Проанализировать пусковые давления для однорядного и двухрядного подъемников.

Варианты расчета пусковых давлений

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Погружение под статический уровень, м	460	470	450	455	475	480	455	440	445	430
Плотность жидкости, кг/м ³	810	820	830	840	850	815	810	825	820	835

Вопросы к практическому занятию 5.

1. Причины повышенных пусковых давлений в газлифтных скважинах?
2. Опишите принцип работы газлифтной скважины?
3. Особенности конструкции газлифтных скважин?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6

Определить максимальную емкость ПХГ

Теоретическая часть

Известно множество различных методик подбора установки ЭЦН как отечественных, так и зарубежных исследователей. Не останавливаясь на рассмотрении существующих методик, отметим, что большинство из них достаточно сложны и требуют применения компьютеров.

В основу метода подбора положены следующие экспериментально установленные факты:

1. Эффективность работы насоса определяется давлением у приема насоса и коэффициентом сепарации свободного газа у приема, то есть количеством свободного газа, попадающего в насос.

2. Реальные характеристики насосов могут существенно отличаться от паспортных.

Представленные экспериментальные кривые распределения давления справедливы при дебитах от 23 до 475 т/сут для диаметров подъемников 0,048 и 0,060 м при обводненности продукции 0 – 1.

Экспериментальные кривые распределения давления (см. рис. 6.1 и 6.2) приведены к давлению на устье скважины, равному нулю. При любом устьевом давлении давление на выходе из насоса находится так, как это показано на рис. 6.1 для следующих условий: $p_y = 1,5$ МПа, глубина спуска насоса $H_n = 855$ м, обводненность продукции $B = 0,2$. На оси давлений откладывают давление $p_y = 1,5$ МПа и проводят линию до пересечения с кривой 3, соответствующей обводненности $B = 0,2$, получая глубину $H = 395$ м. К этой глубине прибавляют глубину спуска насоса 855 м и получают глубину 1250 м. Из данной глубины проводят линию до пересечения с кривой 3 и получают давление на выкиде насоса 7,25 МПа.

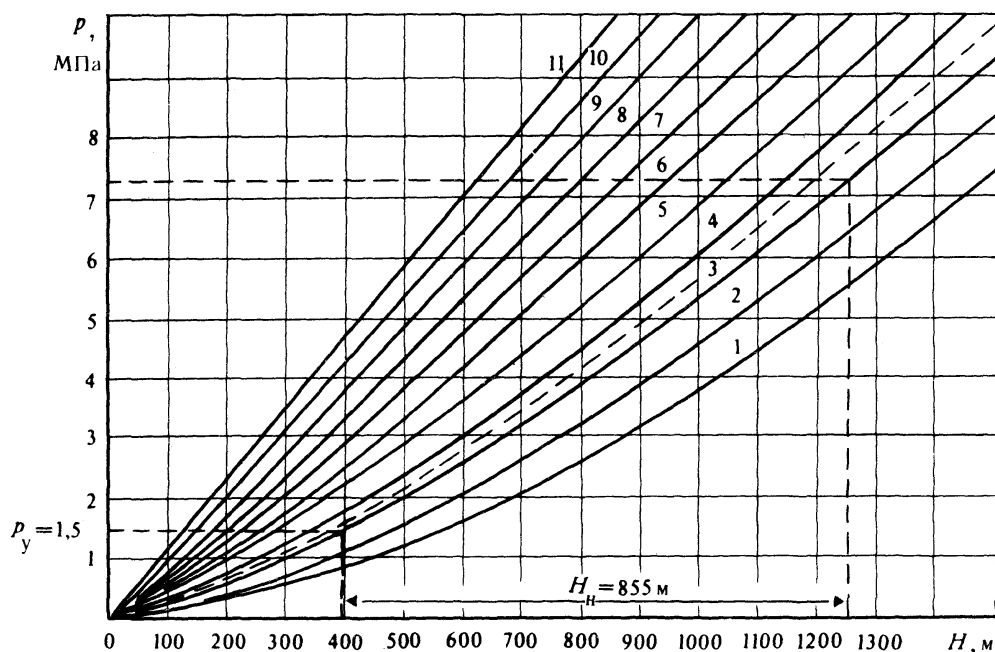


Рисунок 6.1 – Экспериментальные кривые распределения давления ($\rho_{\text{в}} = 1170 \text{ кг/м}^3$). 1, 2, 3, 4 и т. д. – соответственно при обводненности

$$B = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0$$

Суть метода подбора ЭЦН заключается в построении гидродинамической характеристики скважины и совмещении ее с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения характеризуют совместные режимы работы скважины и насоса.

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) $H = f(Q)$. Дальнейшее изложение справедливо для прямолинейной

$$\text{индикаторной линии скважины: } p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{пр}}}, \quad (6.1)$$

где $K_{\text{пр}}$ — коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$;

Q — дебит скважины, равный подаче насоса, $\text{м}^3/\text{сут}$.

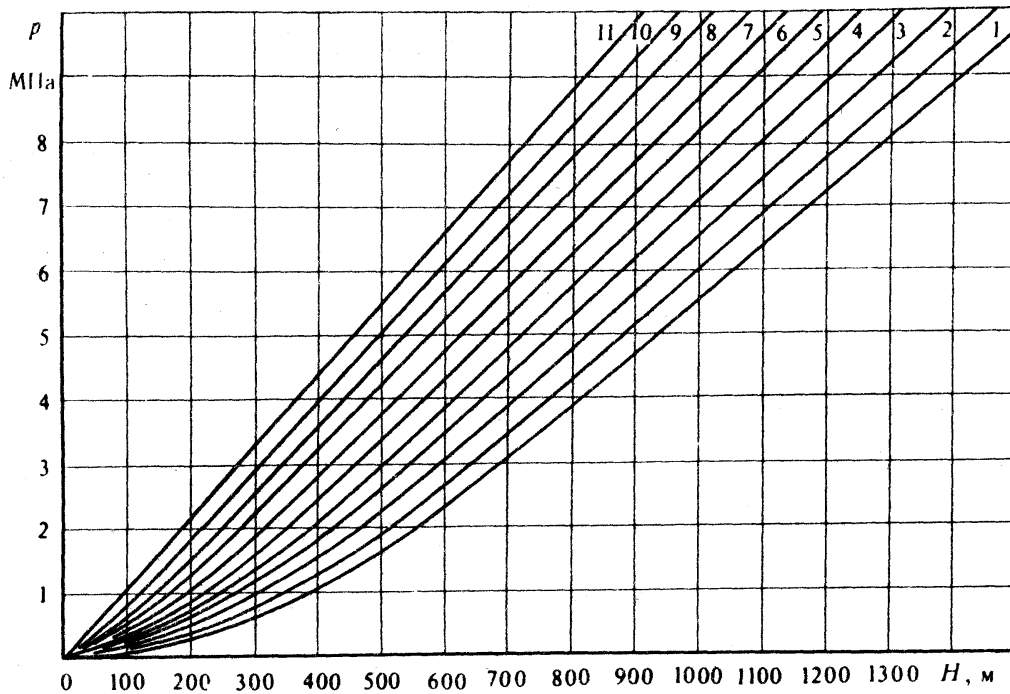


Рисунок 6.2 – Экспериментальные кривые распределения давления ($\rho_{\text{в}} = 1100 \text{ кг/м}^3$); 1, 2, 3, 4, 5 и т. д. – соответственно при обводненности $B = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0$.

Давление на приеме насоса

$$p_{\text{пн}} = p_{\text{заб}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{н}}) \rho'_{\text{ж}} g \quad (6.2)$$

где $\rho'_{\text{ж}}$ - плотность жидкости в интервале от забоя скважины до приема насоса, кг/м^3 ;

Принимая давление на приеме оптимальным $p_{\text{опт}}$ из (6.2) получаем

$$H_{\text{н}} = L_{\text{с}} + \frac{10^6 (p_{\text{опт}} + Q/K_{\text{пр}} - p_{\text{пл}})}{\rho'_{\text{ж}} g}. \quad (6.3)$$

Таким образом, по (3.3) для заданного дебита Q и определенного давления $p_{\text{опт}}$ вычисляется глубина спуска насоса $H_{\text{н}}$. Затем по соответствующим кривым рис. 6.1 или 6.2 в зависимости от обводненности и устьевого давления определяется давление на выходе насоса $p_{\text{вых}}$ при заданной подаче Q .

Давление $p_{\text{н}}$, необходимое для подъема заданного Q на поверхность, рассчитывается по формуле:

$$P_H = P_{\text{вых}} - P_{\text{опт}} \quad (6.4)$$

При необходимости пересчета давления p_H в напор выражение (6.4) записывают в виде

$$H = 10^6(p_{\text{вых}} - p_{\text{опт}}) / (\rho_{\text{ж}} \cdot g) \quad (6.5)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, рассчитываемая по формуле:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_H + (\rho_{\text{в}} - \rho_H)B \quad (6.5a)$$

Задаваясь несколькими значениями дебитов (подач), вычисляют для каждого из них соответствующие H_H , $P_{\text{вых}}$, $p_H(H)$ и строят графическую зависимость $p_H(H) = f(Q)$, которая совмещается с реальными характеристиками ЭЦН. Точки пересечения характеризуют возможные совместные (согласованные) режимы работы системы.

После выбора необходимого насоса в соответствии с технической характеристикой установок ЭЦН [4] определяется полный комплект установки ЭЦН.

ЗАДАЧА 6.1. Рассчитать гидродинамическую характеристику скважины, выбрать типоразмер ЭЦН и глубину его спуска для следующих условий:

глубина скважины $L_c = 2050$ м; пластовое давление $p_{\text{пл}} = 19,2$ МПа; коэффициент продуктивности $K = 31$ м³/(сут·МПа); объемная обводненность $B = 0,25$; плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1170$ кг/м³; давление на устье $p_y = 0,5$ МПа; диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк}} = 0,168$ м., $p_{\text{нас}} = 9,9$ МПа.

Максимально возможный дебит скважины ограничен условием:

$$P_{\text{заб}} = 0,75 p_{\text{нас}}.$$

Решение. Вычисляем минимально возможное забойное давление:

$$P_{\text{заб min}} = 0,75 \cdot 9,9 = 7,425 \text{ МПа.}$$

Максимально возможный дебит скважины

$$Q_{\text{max}} = 31 (19,2 - 7,425) = 365 \text{ м}^3/\text{су т.}$$

Задаемся следующими значениями дебитов (подач) : $Q_1 = 200 \text{ м}^3 / \text{сут}$;

$$Q_2 = 300 \text{ м}^3 / \text{сут} \text{ и } Q_3 = 400 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Оптимальное давление у приема насоса при $B = 0,25$ равно

$$P_{\text{опт}} = 5,24 \text{ МПа}.$$

Вычисляем по (6.3) глубины спуска насоса для заданных подач, предварительно рассчитывая плотность жидкости $\rho'_{\text{жс}}$ по (3.5a).

Средняя плотность нефти $\rho_{\text{н}}$:

$$\rho_{\text{н}} = (829 + 869)/2 = 849 \text{ кг/м}^3.$$

Средняя плотность жидкости

$$\rho'_{\text{жс}} = 849 + (1170 - 849)0,25 = 930 \text{ кг/м}^3.$$

Глубина спуска насоса

при $Q_1 = 200 \text{ м}^3 / \text{сут}$

$$H_{\text{н1}} = 2050 + \frac{(5,24 + \frac{200}{31} - 19,2)10^6}{930 \cdot 9,81} = 1227 \text{ м};$$

при $Q_2 = 300 \text{ м}^3 / \text{сут}$

$$H_{\text{н2}} = 2050 + \frac{(5,24 + \frac{300}{31} - 19,2)10^6}{930 \cdot 9,81} = 1581 \text{ м};$$

при $Q_3 = 400 \text{ м}^3 / \text{сут}$

$$H_{\text{н3}} = 2050 + \frac{(5,24 + \frac{400}{31} - 19,2)10^6}{930 \cdot 9,81} = 1934 \text{ м};$$

Для каждой глубины спуска насоса находим по рис. 6.1 давления на выкиде насоса $P_{\text{вых1}}$, $P_{\text{вых2}}$, $P_{\text{вых3}}$ (при $p_y = 0,5 \text{ МПа}$; $B = 0,25$), интерполируя на обводненность $B = 0,25$: $P_{\text{вых1}} = 8,75 \text{ МПа}$; $P_{\text{вых2}} = 11,75 \text{ МПа}$; $P_{\text{вых3}} = 11,75 \text{ МПа}$ (для нахождения $P_{\text{вых2}}$ и $P_{\text{вых3}}$ проводится экстраполяция экспериментальных кривых).

Рассчитываем по (6.4) требуемое давление

$$P_{н1} = 8,75 - 5,24 = 3,51 \text{ МПа};$$

$$P_{н2} = 11,75 - 5,24 = 6,51 \text{ МПа};$$

$$p_{н3} = 14,8 - 5,24 = 9,56 \text{ МПа}.$$

Вычисляем по (6.5) требуемые напоры (принимая $\rho_{ж} = 930 \text{ кг/м}^3$):

$$H_1 = 3,51 \cdot 10^6 / (930 \cdot 9,81) = 385 \text{ м};$$

$$H_2 = 6,51 \cdot 10^6 / (930 \cdot 9,81) = 713,5 \text{ м};$$

$$H_3 = 9,56 \cdot 10^6 / (930 \cdot 9,81) = 1048 \text{ м}.$$

По результатам расчета строим зависимость $H = f(Q)$, которая представлена на рис. 6.3 (линия 1). На этот же рисунок нанесены реальные характеристики насосов: ЭЦН5А-360-600 (линия 2), 1ЭЦН5А 360-700 (линия 3) и 1ЭЦН6-500-750 (линия 4). Соответствующие точки пересечения гидродинамической характеристики с реальными характеристиками насосов составляют: $Q = 273 \text{ м}^3/\text{сут}$ (ЭЦН5А-360-600); $Q = 322 \text{ м}^3/\text{сут}$ (1ЭЦН5А-360-700); $Q = 333 \text{ м}^3/\text{сут}$ (1ЭЦН6-500-750).

В данном случае максимально возможный дебит скважины не может быть обеспечен установками ЭЦН. Наиболее близкий дебит ($Q = 333 \text{ м}^3/\text{сут}$) может быть обеспечен насосом 1ЭЦН6-500-700, при отсутствии этого насоса скважину можно эксплуатировать и насосом ЭЦН5А-360700 с дебитом $322 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Рассчитаем глубину спуска насоса 1ЭЦН6-500-750:

$$H_n = 2050 + \frac{(5,24 + \frac{333}{31} - 19,2)10^6}{930 \cdot 9,81} = 1697 \text{ м};$$

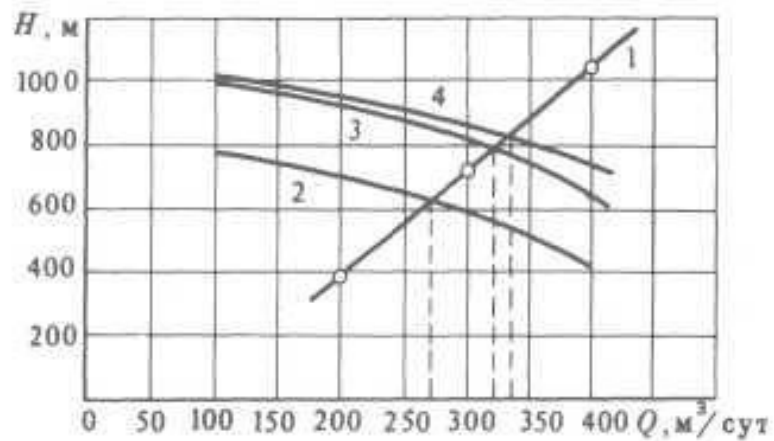


Рисунок 6.3 – Гидродинамическая характеристика скважины (1) и реальные характеристики насосов (2, 3, 4)

Если скважина будет эксплуатироваться насосом 1ЭЦН5А-360-700, то глубина его спуска

$$H_n = 2050 + \frac{(5,24 + \frac{322}{31} - 19,2)10^6}{930 \cdot 9,81} = 1658 \text{ м;}$$

В соответствии с технической характеристикой УПЦЭН [5] выбираем: для насоса 1ЭЦН5А-360-700 необходим погружной электродвигатель ПЭД45-117; для насоса 1ЭЦН6-500-750 – погружной электродвигатель ПЭД100-123.

Наконец, следует проверить поперечные габариты установок и соответствие их размерам скважины.

Вопросы к практическому занятию 6.

1. Причины, влияющие на эффективность работы насосов?

3. Дать характеристики насосов?

3. Метод подбора ЭЦН?

Практическое занятие №7
Определить максимальный объем газа в хранилище, максимальное
забойное и устьевое давление в конце периода закачки

Истощенные газовые месторождения во многих случаях оказываются наилучшими объектами для создания в них ПХГ, так как месторождение полностью разведано, известны геометрические размеры и форма площади газоносности, геолого-физические параметры пласта, начальные давления и температура, состав газа, изменение во времени дебитов скважин, коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B , режим разработки месторождения, технологический режим эксплуатации, герметичность покрышки.

На месторождении имеется определенный фонд добывающих, нагнетательных и наблюдательных скважин, промысловые сооружения для получения товарного газа.

При проектировании строительства подземного хранилища в истощенном газовом месторождении определяют: 1) максимально допустимое давление; 2) минимально необходимое давление в конце периода отбора; 3) объемы активного и буферного газов; 4) число нагнетательно-эксплуатационных скважин; 5) диаметр и толщину стенок промысловых и соединительного газопроводов; 6) тип компрессорного агрегата для КС; 7) общую мощность РС; 8) тип и размер оборудования подземного хранилища для очистки газа от твердых взвесей при закачке его в пласт и осушки при отборе; 9) объем дополнительных капитальных вложений, себестоимость хранения газа, срок окупаемости дополнительных капитальных вложений.

После этого проводят ревизию технологического состояния скважин, оборудования устья, промысловых газопроводов, сепараторов, компрессоров, определяют виды ремонта, замены, а также необходимость строительства новых сооружений.

Особое внимание уделяют определению герметичности скважин,

скорости и интенсивности процессов коррозии металлического промышленного оборудования и разработке мероприятий по борьбе с ней, комплексной автоматизации работы всех элементов оборудования подземного хранилища, повышению производительности труда, охране окружающей среды, источников питьевой воды в верхних горизонтах.

Схема истощенного газового месторождения пластового типа приведена на рис.1. Известны размеры и форма газонасыщенного пласта, объем порового пространства залежи, коэффициенты пористости и проницаемости, пластовые давление и температура, состав газа, размещение нагнетательных скважин на площади газоносности, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, изменение расхода закачиваемого в хранилище газа во времени.

Определим максимальный объем газа, который можно закачать в подземное хранилище, изменение во времени давлений в хранилище, на забоях и устьях нагнетательных скважин, необходимое число компрессоров для закачки газа. Фильтрацию газа в пласте примем изотермической, плоскорадиальной, закон фильтрации газа — нелинейным.

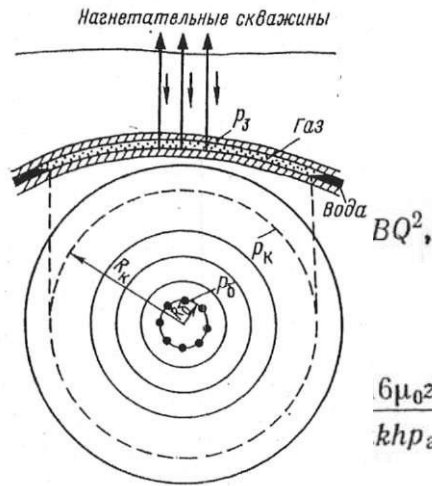
Уравнение материального баланса газа при закачке его в хранилище имеет вид

$$N(t) dt = \Omega d(p/z), \quad (1)$$

где $N(t)$ —заданный расход закачиваемого в хранилище газа, м³/сут; — постоянный газонасыщенный объем порового пространства хранилища, м³; $p=p/p_a$ — безразмерное средневзвешенное по объему порового пространства пласта давление в хранилище: z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

Интегрируя уравнения (1) от 0 до t и от p_n до p_k получим

$$Q_3 = \int_0^t N(t) dt = \Omega \left(\frac{p_k}{z_k} - \frac{p_n}{z_n} \right). \quad (2)$$



$$R_K = L_K = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m}} \quad (5)$$

(3)

$$\frac{6\mu_0 z_0 T_0}{k h p_a T_c} \left(\ln \frac{R_K}{R_c} + \xi_1 + \xi_2 \right),$$

Рис. 1. Схема истощенного газового месторождения пластового типа

$$R = R_c + 1,5 \sqrt{\kappa t};$$

$$\tilde{p} = \left(\frac{p_K}{z_K} + \frac{N t p_a}{\Omega z_a} \right) \tilde{z}, \quad \kappa = \frac{k p_K}{m \mu_0};$$

(6)

$$B = \frac{63 \cdot 10^6 \rho_a T_0^2 [1 + \xi'_1 + \xi'_2]}{(k/m)^{3/2} 2\pi^2 h^2 T_c^2 R_c \rho_a 0,746 \cdot 10^4}.$$

Для приближенного определения давлений на забое нагнетательных скважин при закачке газа с постоянным темпом используем формулу

где

По достижении R значения R_K при равномерном размещении скважин на площади газонаности

$$R_K = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}}, \quad (4)$$

а при батарейном размещении скважин

первая фаза неуставившейся фильтрации кончается, начинается вторая фаза равномерно- неуставившейся фильтрации, при которой вместо p_K подставляем значение p

т.е. считаем, что давление на контуре удельной площади повышения

давления p_k равно средневзвешенному по объему дренирования p_d , которое в свою очередь равно средневзвешенному по объему порового пространства хранилища p : $p_d \approx p$.

Давление на устье нагнетательной скважины определим по формуле Г. А. Адамова

$$p_r = \sqrt{p_3^2 e^{-2s} - \frac{1,377 \cdot 10^{-2} z^2 \tilde{T}^2 \lambda Q^2}{d^5} (e^{-2s} - 1)}, \quad (7)$$

где

$$2s = 0,06833 \Delta L / \tilde{z} \tilde{T}.$$

Число компрессоров, необходимое для закачки газа в хранилище, находим, полагая, что КС расположена вблизи нагнетательных скважин и потери давления газа на пути КС — скважина малы:

$$n_k = N(t) / q_k,$$

где q_k — расход газа, закачиваемого в пласт одним компрессором известного типа.

Пример. Определить максимальный объем газа в хранилище, максимальное забойное и устьевое давление в конце периода закачки, число поршневых компрессоров, необходимое для закачка газа при следующих исходных данных: начальное давление в хранилище $p_k = 3,6$ МПа; объем порового пространства хранилища $\Omega = 10 \cdot 10^6$ м³; коэффициент проницаемости $k = 0,5$ мкм²; коэффициент пористости $m = 0,2$; коэффициент динамической вязкости газа $\mu_0 = 0,012$ МПа·с; толщина пласта $h = 10$ м; радиус гидродинамически совершенной по степени и характеру вскрытия пласта скважины $R_c = 0,1$ м; число нагнетательных скважин $n = 5$; постоянный расход газа, закачиваемого в хранилище, $N(t) = 0,5 \cdot 10^6$ м³/сут; максимально допустимое давление в хранилище $p_{\max} = 7$ МПа; глубина скважин $L = 500$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $d = 0,132$ м; коэффициент

гидравлического сопротивления труб $\lambda=0,02$; относительная плотность закачиваемого газа по воздуху $\Delta = 0,6$; давление в приемном коллекторе компрессора $p_6 = 1,7$ МПа; температура газа в приемном коллекторе компрессора $t_6 = 20$ °С; геометрический объем, описываемый поршнями компрессора, $V_y=26\ 650$ м³/сут; объем вредного пространства цилиндров компрессора $C=0,1$; показатель политропы сжатия газа в цилиндрах компрессора $m_I=1,2$; для упрощения расчётов примем коэффициент сверхсжимаемости газа $z=1$; размещение скважин на площади газоносности равномерное, коэффициент фильтрационного сопротивления $B=0$.

Максимальный объем газа, который можно закачать в хранилище

$$Q_3 = 10 \cdot 10^6 (70 - 36) = 340 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Время закачки газа в хранилище

$$t = 340 \cdot 10^6 / 0,5 \cdot 10^6 = 680 \text{ сут.}$$

Общий объем газа в хранилище

$$Q_0 = 10 \cdot 10^6 \cdot 36 + 340 \cdot 10^6 = 700 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Состояние объемов активного и буферного газов

Давление на забое $Q_a/Q_0 = 340 \cdot 10^6 / 360 \cdot 10^6 = 0,945$. скважины в конце периода закачки определим по видоизмененной формуле (8) при p_k —ртах, $R=R_k$,

$$\begin{aligned} p_3 &= \sqrt{p_{\max}^2 + \frac{N(t) \ln \frac{R_k}{R_c}}{n A_p}} = \\ &= \sqrt{4900 + \frac{0,5 \cdot 10^6 \cdot 2,3 \ln \frac{565}{0,1}}{0,1}} = 7,05 \text{ МПа.} \\ A_p &= \frac{\pi k h p_a T_c}{116 \mu_0 z_0 T_0} = \frac{3,14 \cdot 0,5 \cdot 1000 \cdot 1 \cdot 293}{116 \cdot 0,012 \cdot 1 \cdot 293} = 1,13 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ R_k &= \sqrt{\frac{10 \cdot 10^6}{3,14 \cdot 10 \cdot 0,2 \cdot 5}} = 565 \text{ м.} \end{aligned}$$

Давление на устье нагнетательной скважины в конце периода закачки газа

Число компрессоров, необходимое для закачки газа в конце периода

$$p_r = \sqrt{4970 \cdot 0,935 - \frac{1,377 \cdot 1^2 \cdot 0,02 \cdot 293 \cdot 100^2}{13,2^5} (0,935 - 1)} = 6,83 \text{ МПа.}$$

закачки:

$$n_k = \frac{0,5 \cdot 10^6}{26650 \cdot 17 [0,97 - 0,1 (4,01^{1/1,2} - 1)]} = 1,47,$$

т.е. два компрессора.

Практическое занятие №8

Определение числа добывающих скважин, объем буферного газа, мощность КС и глубину залегания пласта для создания ПХГ

Уравнение для определения числа добывающих скважин имеет вид

$$\frac{Q_a p_n C_6 f_3 t}{2 C_n} = \frac{\sqrt{\frac{Q_0}{nA} + \frac{Q_0^2}{C^2 n^2}} \left(p_n - \sqrt{\frac{Q_0}{nA} + \frac{Q_0^2}{C^2 n^2}} \right)^2 \left(f_1 t + \frac{0,0038 Q_0 b t_0}{2,3 C_n n} \right)}{\left(\frac{Q_0}{A n^2} + \frac{2 Q_0^2}{C^2 n^3} \right)} \quad (1)$$

где Q_a — активный объем хранилища; p_n — начальное пластовое давление; C_6 — стоимость 1000 м³ буферного газа; f_1, f_3 — годовые нормы амортизации скважин и буферного газа соответственно; t — время работы хранилища, годы; C_n — стоимость бурения, оборудования устья и освоения одной скважины; Q_0 — постоянный среднесуточный отбор газа из ПХГ; n — число добывающих скважин; A, C — коэффициенты, учитывающие геологофизические параметры пласта и свойства газа, определяемые по данным исследований скважин; t_0 — время отбора газа, годы; b — годовые эксплуатационные затраты (без реновации) по КС.

В правую часть уравнения (1) необходимо подставить произвольные значения n и построить график зависимости $n = f(n)$ (рис. 1). Далее подсчитать значение левой части равенства и по графику определить искомое n_0

Среднее давление в залежи в конце отбора газа

$$p_k = \sqrt{\frac{Q_0}{n_0 A} + \frac{Q_0^2}{C^2 n_0^2}} \quad (2)$$

Динамическое давление на забое скважины в конце отбора газа

Объем порового пространства в конце отбора газа

$$\Omega_k = Q_a p_a / (p_n - p_k) \quad (3)$$

Объем буферного газа

$$Q_6 = \Omega_k p_k / p_a$$

Мощность КС в конце отбора газа

$$N_{\text{КС}} = 0,0038 Q_0 \lg(p_1/p_2).$$

(6)

Пример. Определить число добывающих скважин, объем буферного газа, мощность КС и глубину залегания пласта для создания ПХГ при следующих исходных данных: активный объем хранилища $Q_a = 150$ млн. м^3 ; начальное пластовое давление $p_n = 5$ МПа; давление в начале газопровода $P_1 = 3,5$ МПа; постоянное давление на приеме КС при закачке газа в пласт $p_2 = 2,5$ МПа; средний расход отбираемого из хранилища газа $Q_0 = 1$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Коэффициенты C и A в формулах $q = C p_z$, $q = Q_0/n = A(p_n^2 - p_z^2)$ равны: $C = 2000 (\text{м}^3/\text{сут})/10^5 \text{ Па}$; $A = 4000 \text{ м}^3/\text{сут}(10^5 \text{ Па})$; стоимость бурения, оборудования устья и освоения одной эксплуатационной скважины $C_n = 25000$ руб.; стоимость 1000 м^3 буферного газа $C_6 = 7$ руб.; стоимость строительства КС, отнесенная к 735 Вт установленной мощности $a = 270$ руб./Вт; годовые эксплуатационные затраты, отнесенные к 735 Вт, $b = 30$ руб./Вт; $t = 1$ год; $t_0 = 0,5$ лет; нормы амортизации: скважин $f_1 = 0,07$; трубопроводов? $f_3 = 0,07$; КС — $f_2 = 0,15$; радиус, скважины $R_c = 0,1$ м; глубина пласта $L = 500$ м.

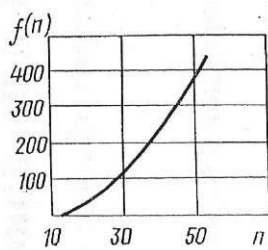


Рис. 1. График зависимости $f(n)$ от числа добывающих скважин n .

При $L = 240$ м $C_n = 12\,000$ руб., $p_n = 2,5$ МПа; $C_6 = 5,6$ руб.

При $L = 1000$ м $C_n = 60\,000$ руб., $p_n = 10$ МПа; $C_6 = 9$ руб.

При $L = 2000$ м $C_n = 200\,000$ руб., $p_n = 20$ МПа; $C_6 = 12$ руб.

Результаты расчетов приведены в табл. 8.1.

Таблица 8.1. Основные технико-экономические показатели ПХГ на разной глубине

L, м	n_0	Q_6	Q_a/Q_6	$Q_{\max}$	p_H/p_Γ	p_1/p_2	Δp	N
250	48	119,5	79,8	1,7	-	3,28	0,025	1,9
500	25	102	68	1,75	2	1,81	0,025	1
1000	13	95	63,3	1,8	4	-	0,025	2,3
2000	7	84	56	1,9	8	-	0,025	3,4

Практическое занятие №9

Определение объемной газонасыщенности обводненной зоны при отборе газа

При отборе газа из ПХГ давление в нем уменьшается, что приводит к продвижению воды в газонасыщенную часть коллектора. Продвигающаяся вода не полностью вытесняет газ из порового пространства. В обводненной зоне остается невытесненным некоторый объем газа. Отношение объема порового пространства, занимаемого газом в обводненной зоне, к общему объему порового пространства обводненной зоны пласта, занимаемому газом и водой, называется коэффициентом объемной газонасыщенности обводненной зоны. Его можно определить при помощи геофизических методов, вычислить аналитически по данным об отборе газа и продвижении подошвенной воды в залежь.

Положение границы раздела газ — вода устанавливают при помощи геофизических методов и по обводнению скважин, расположенных на различных гипсометрических отметках. Коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны ПХГ при продвижении подошвенной воды в залежь можно определить по "изменению средневзвешенного по объему порового пространства; пласта давления в зависимости от объема отобранного газа. В этом случае расчеты проводят в следующем порядке.

Запишем уравнение баланса газа в залежи

$$\Omega_{\Gamma} + \alpha (\Omega_0 - \Omega_{\Gamma}) \frac{\tilde{p}_B z_B}{\tilde{z}_B p_B} = \frac{(Q_3 - Q_d) z_B}{p_B},$$

где Ω_{Γ} и Ω_0 — соответственно текущий и начальный объемы порового пространства газонасыщенной части залежи, м³; α — коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны, доли эффективной пористости; p_B / z_B — средневзвешенное приведенное давление в обводненной части залежи, МПа; p_B / z_B — средневзвешенное приведенное давление в необводненной

части залежи, МПа; Q_3 и Q_d — соответственно начальные запасы газа и объем отобранного газа из залежи, приведенные к атмосферному давлению и пластовой температуре, м³.

Объем вторгшейся в залежь воды

$$Q_B = \Omega_0 - \frac{(Q_3 - Q_d) p_a / z_a}{p_B / z_B}.$$

Объем газа, добытого из обводненной части залежи за счет вторжения воды

$$\Delta Q_d = Q_d - \Omega_0 \left(\frac{p_0}{z_0} - \frac{p_B}{z_B} \right),$$

где p_0/z_0 — начальное приведенное давление в залежи, МПа.

Объем газа, оставшегося в обводненной зоне

$$Q_0 = Q_B \frac{p_B}{z_B} - \Delta Q_d = \alpha (\Omega_0 - \Omega_r) \frac{p_B}{\tilde{z}_B}.$$

Объем чисто газонасыщенной части залежи

$$\Omega_B = \frac{(Q_3 - Q_d) z_B}{p_B} - \frac{\left(Q_B \frac{p_0}{z_0} - \Delta Q_d \right) z_B}{p_B}$$

Коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны

Коэффициент газоотдачи обводненной зоны

$$\alpha = \frac{\left(Q_B \frac{p_0}{z_0} - \Delta Q_d \right) \tilde{z}_B}{\beta = 1 - \alpha \frac{\tilde{p}_B z_0}{\tilde{z}_B p_0}}.$$

Газ, остающийся в обводненной зоне,—составная часть буферного газа. Коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны и масса газа в этом объеме существенно зависят от геолого-физических параметров пласта, давления в обводненной зоне, темпов отбора газа из хранилища, физических свойств воды и газа, литологии газонасыщенного коллектора (типа горных пород, слагающих коллектор: песков, песчаников, известняков, доломитов и др.).

Пример. Определить коэффициент остаточной объемной газонасыщенности и коэффициент газоотдачи обводненной зоны ПХГ при следующих исходных данных: $p_0/z_0 = 3,03$ МПа; $p_B / z_B = 1,56$ МПа; Ω_0

$$= 9,95 \cdot 10^6 \text{ м}^3; Q_{\text{д}} = 208,1 \cdot 10^6 \text{ м}^3; p_{\text{B}} / z_{\text{B}} = 2,29 \text{ МПа}; p_{\text{B0}} / z_{\text{B0}} = 2,5 \text{ МПа}.$$

$$Q_{\text{B}} = 9,95 \cdot 10^6 - (9,95 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 208,1 \cdot 10^6) / 15,6 = 4 \text{ млн. м}^3;$$

$$\Delta Q_{\text{д}} = 208,1 - 9,95 \cdot 10^6 (30,3 - 15,6) = 61,9 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$Q_{\text{o}} = 4 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 61,9 \cdot 10^6 = 59,3 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$\Omega_{\text{r}} = (9,95 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 208,1 \cdot 10^6) / 15,6 - (4 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 61,9 \cdot 10^6) / 15,6 = 2,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$\alpha = 59,3 \cdot 10^6 / (9,95 - 2,15) \cdot 10^6 \cdot 22,9 = 0,332; \beta = 1 - 0,332 \cdot 22,9 / 30,3 = 0,75.$$

Основная литература

1. Смирнов А.К. Подземные хранилища газа в водоносных пластах. [Текст] / А. К. Смирнов. М.: «Компания Спутник+», 2003, – 115 с.
2. Вяхирев, Р. И. Теория и опыт добычи газа [Текст] / Р. И. Вяхирев, Ю. П. Коротаев, Н. И. Кабанов. – М.: Недра, 1998. – 479 с.
3. Вяхирев, Р. И. Теория и опыт разработки месторождений природных газов [Текст] / Р. И. Вяхирев, Ю. П. Коротаев. – М.: Недра, 1999. – 412 с.
4. Эксплуатация газовых скважин [Текст] / О. М. Ермилов, З. С. Алиев, В. В. Чугунов и др. / М.: Наука, 1995. – 359 с.
5. Коротаев, Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. Учебник для вузов [Текст] / Ю. П. Коротаев, А. И. Ширковский. – М. : Недра, 1984. – 487 с.
6. Мирзаджанзаде, А. Х. Основы технологии добычи газа [Текст] / А. Х. Мирзаджанзаде, О. Л. Кузнецов, К. С. Басниев. – М.: Недра, 2003. – 880 с.

Дополнительная литература

7. Ширковский, А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А. И. Ширковский. – М.: Недра, 1987. – 347 с.
8. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах [Текст]: ПБ 08-621-03: утв. Госгортехнадзором России 05.06.2003 г.
9. Добыча природного газа [Текст] / Ф. А. Требин, Ю. Ф. Макогон, К.С. Басниев. – М.: Недра, 1976. – 607 с.
10. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата [Текст]. Справочное руководство в 2 т. Т. 1. / Под ред. Ю. П. Коротаева, Р. Д. Маргулова. – М.: Недра, 1984. – 360 с.
11. Коротаев, Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений [Текст] / Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1975. – 415 с.