

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**
**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования**
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению лабораторных работ по дисциплине

ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Специальность
Специализация

21.05.02 Прикладная геология
Геология месторождений нефти и газа

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Лабораторная работа 1. Определение коэффициента проницаемости призабойной зоны скважины по результатам исследований

Лабораторная работа 2. Пористость горных пород

Лабораторная работа 3. Проницаемость горных пород

Лабораторная работа 4. Методика определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации

Лабораторная работа 5. Определение карбонатности коллекторов.

Лабораторная работа 6. Расчет свойств природного газа.

Лабораторная работа 7. Определение давления насыщения нефти газом.

Лабораторная работа 8. Расчет объемного коэффициента нефти.

Лабораторная работа 9. Исследование скважин методом восстановления давления

Лабораторная работа 10. Определение параметров пласта газовой скважины по КВД

Лабораторная работа 11. Определение гидропроводности по индикаторным диаграммам

Лабораторная работа 12. Определение давления на забое нефтяной и газовой скважины

Лабораторная работа 13. Обработка результатов исследования фонтанных нефтяных скважин

Лабораторная работа 14. Обработка результатов исследования насосных скважин

Лабораторная работа 15. Исследования скважин, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами

Лабораторная работа 16. Обработка результатов исследования газлифтных скважин

Определение коэффициента проницаемости призабойной зоны скважины по результатам исследований

Основные параметры призабойной зоны - коэффициент гидропроводности, коэффициент подвижности и проницаемость. Используя результаты исследования нефтяных скважин на установившихся режимах работы, можно рассчитать названные параметры. Для этого воспользуемся уравнением Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi k h (P_{пл} - P_{заб})}{b_n \mu_n \ln \frac{R_k}{r_{np}}} \quad (1.1)$$

где Q - дебит скважины, м³/сек

k - проницаемость пласта, м²

h - мощность пласта, м

$P_{пл}$ и $P_{заб}$ - пластовое и забойное давление, Па

μ_n - вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с

b_n - объемный коэффициент нефти при пластовой температуре

R_k - радиус контура питания, м

r_c - приведенный радиус скважины, м

Уравнение (10.1) справедливо при $P_{заб} > P_{нас}$ в случае фильтрации необводненной нефти.

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб} \quad (1.2)$$

С учетом (10.2) перепишем (10.1) в следующем виде

$$\frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi k h}{b_n \mu_n \ln \frac{R_k}{r_{np}}} \quad (1.3)$$

$$\frac{Q}{\Delta P} = K_{np} \quad (1.4)$$

Подставляя (4) в (3), получаем

$$K_{np} = \frac{2\pi k h}{b_n \mu_n \ln \frac{R_k}{r_{np}}} \quad (1.5)$$

Или

$$\frac{k h}{\mu_n} = \frac{K_{np} b_n \ln \frac{R_k}{r_{np}}}{2\pi} \quad (1.6)$$

где K_{np}^* - коэффициент продуктивности в м³/(Па·сек), определенный по результатам исследования скважины.

Для пересчета K_{np} в K_{np}^* используем следующую формулу

$$K_{np}^i = 1,15741 \cdot 10^{-8} \frac{K_{np}}{\rho_n} \quad (1.7)$$

Коэффициент газопроводности призабойной зоны газовой скважины рассчитывается по формуле (если справедлив закон Дарси)

$$\frac{k h}{\mu_z} = \frac{z P_0 T_{nl}}{a \pi T_{cm}} \ln \frac{R_k}{r_{np}} \quad (1.8)$$

Где μ_r - вязкость газа в пластовых условиях, Па·с

a - числовой коэффициент, имеющий размерность ($\text{с} \cdot \text{Н}^2/\text{м}^7$) и вычисляемый по известному коэффициенту A

$$a = 8,64 \cdot 10^6 A \quad (1.9)$$

Задача 1.1. Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{np} = 14,634$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 5$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,22$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{np} = 802$ кг/м³; вязкость пластовой нефти 2 мПа·с; радиус контура питания $R_k = 200$ м, приведенный радиус скважины $r_{np} = 9 \cdot 10^{-6}$ м.

Решение.

Определяем коэффициент продуктивности по формуле (1.7)

$$K_{np}^i = 1,15741 \cdot 10^{-8} \frac{14,634}{802} = 2,11 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$$

Коэффициент гидропроводности по (1.6)

$$\frac{k h}{\mu_n} = \frac{2,11 \cdot 10^{-10} \cdot 1,22 \cdot \ln \frac{200}{9 \cdot 10^{-6}}}{2 \pi} = 6,94 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$$

Коэффициент подвижности нефти:

$$\frac{k}{\mu_n} = \frac{6,94 \cdot 10^{-10}}{5} = 1,39 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Па} \cdot \text{с}$$

Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины:

$$K = 1,39 \cdot 10^{-10} \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 0,28 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 0,28 \text{ Д}$$

Таблица 1.1 – Варианты для расчета параметров ПЗП нефтяной скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K_{np} , т/сут МПа	11,32	10,522	12,314	11,623	15,231	16,122	13,843	15,671	12,398	17,163
h , м	10	7	6,5	4,8	8	7,3	9	4	6	8,7
b_n	1,02	1,03	1,12	1,08	1,04	1,14	1,18	1,26	1,24	1,08
ρ_{np} , кг/м ³	805	807	809	806	811	823	804	817	816	815

μ , мПа с	2,3	2,1	2,06	2,5	2,08	2,3	2,05	2,13	2,24	2,18
R_k	300	10,522	500	350	700	600	450	550	800	1000
$r_{пр}$, 10^{-6} , м	7	8	8,3	7,2	6,8	5,6	8,1	9,4	7,6	6,4

Задача 1.2. Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A=25 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 315$ К; радиус контура питания $R_k = 400$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 5 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 11,3$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,3 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,791$.

Решение.

Рассчитываем по (10.9) числовой коэффициент a :

$$a = 8,64 \cdot 10^6 \cdot 25 \cdot 10^6 = 2,16 \cdot 10^{14} \text{ сН}^2/\text{м}^7$$

Коэффициент газопроводности по (10.8)

$$\frac{k h}{\mu_z} = \frac{0,791 \cdot 10^5 \cdot 315}{2,16 \cdot 10^{12} \pi \cdot 293} \ln \frac{400}{5 \cdot 10^{-5}} = 1,95 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$$

Затем, аналогично предыдущей задаче, определяется коэффициент подвижности газа и коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины:

Таблица 1.2 – Варианты для расчета параметров ПЗП газовой скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$A, 10^6$ Па ² сут/м ³	19	23	21	19	15	27	16	22,3	18	12
$T_{пл}$, К	327	318	316	321	326	312	327	313	319	324
R_k , м	500	450	300	250	400	600	650	700	800	450
$r_{пр}$, 10^{-5} м	6	8,6	4	7	3	8	5,5	7,1	6,3	5,8
h , м	16	16	15	19	21	18	24	23	26	27
μ , 10^{-5} Па с	1,2	1,21	1,23	1,25	1,31	1,34	1,3	1,15	1,4	1,6
z	0,837	0,832	0,811	0,873	0,851	0,834	0,816	0,798	0,837	0,854

Вопросы к лабораторной работе

1. Как отличается вязкость нефти и газа?
2. Размерность коэффициента подвижности

Лабораторная работа №2

Пористость горных пород

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (*пор*).

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости m_n называется отношение суммарного объема пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$:

$$m_n = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} \quad (1)$$

Измеряется пористость в долях единицы или в процентах. По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным порам относят пустоты между зернами, промежутки между плоскостями наложения и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Вторичные поры образовались в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин вследствие сокращения породы (например, вследствие доломитизации) и т. д.

Структура порового пространства пород обусловлена большим числом факторов: гранулометрическим составом частиц, их формой, химическим составом пород, происхождением пор, а также соотношением количества больших и малых пор (рис. 1).

В большой степени свойства пористых сред определяются размерами поровых каналов. По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

- 1) сверхкапиллярные — размеры больше 0,5 мм;
- 2) капиллярные — от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм)
- 3) субкапиллярные — меньше 0,2 мкм (0,0002 мм).

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно. По капиллярным каналам движение жидкостей и газов происходит при значительном участии капиллярных сил. Иногда движение по ним возможно только при преодолении капиллярных сил, противодействующих движению.

В субкапиллярных каналах жидкости настолько сильно удерживаются силой притяжения стенками каналов (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в ней находится в сфере действия молекулярных сил материала стенок), что практически в природных условиях перемещаться в них не могут. Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы). Хорошие коллекторы нефти — те породы, поры которых представлены в основном капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными. Из сказанного следует, что при существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении.

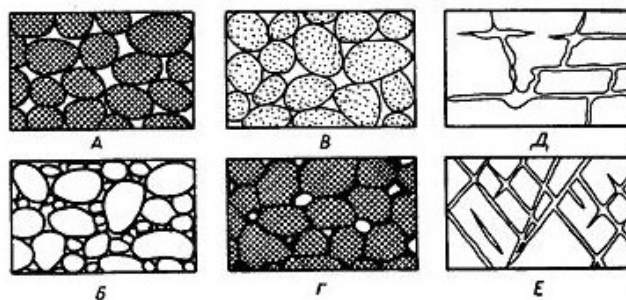


Рисунок 1 - Различные поровые пространства пород:

А — хорошо окатанный и отсортированный песок, Б - плохо отсортированный песок, имеющий низкую пористость, В — хорошо отсортированная порода, зерна которой также пористы, Г - хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложениями минерального вещества в пространство между зернами, Д — поровое пространство трещиноватых известняков, частично расширенное растворением, Е — порода, ставшая пористой вследствие возникновения трещин

Наряду с полной пористостью для характеристики нефтесодержащих пород вводят еще понятия коэффициента открытой пористости, а также коэффициентов, характеризующих статическую полезную емкость и динамическую полезную емкость коллектора. Коэффициентом открытой пористости m_o принято называть отношение объема открытых сообщающихся пор к объему образца. Статическая полезная емкость коллектора характеризует объем пор и пустот,

которые могут быть заняты нефтью или газом. Эта величина обозначается через $P_{ст}$ и определяется как разность открытой пористости и объема остаточной воды.

В зависимости от перепадов давления, существующих в пористой среде, и свойств жидкостей и поверхности пород та или иная часть жидкости не движется в порах. Сюда относятся неподвижные пленки у поверхности породы и капиллярно удержанная жидкость. Динамическая полезная емкость коллектора $P_{дин}$ характеризует относительный объем пор и пустот, через которые может происходить фильтрация нефти и газа в условиях, существующих в пласте.

Пористость фиктивного грунта

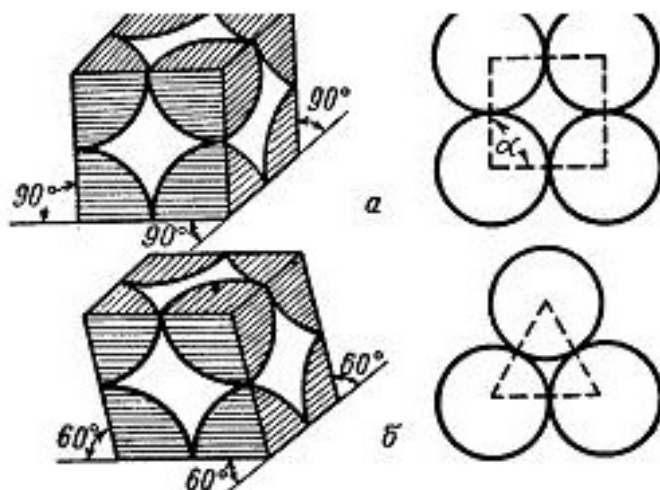


Рисунок 2 – Плотная и свободная укладка шаров фиктивного грунта

Фиктивным принято называть воображаемый грунт, состоящий из шарообразных частиц одного и того же размера.

Пористость такого идеализированного грунта целесообразно рассмотреть потому, что закономерности изменения ее легко могут быть получены аналитическим путем и, кроме того, некоторые зависимости величины пористости фиктивных грунтов действительны также и для хорошо отсортированных однородных естественных песков.

Из рис. 2 можно видеть, что каждый элемент фиктивного грунта, сложенный восемью шарообразными частицами, может иметь плотную (рис. 2, б) и свободную (рис. 2, а) укладку. При этом угол, α ромба, образованного линиями, соединяющими центры шаров, изменяется от 60 до 90°.

Из простых геометрических соображений вытекает, что пористость фиктивного грунта в зависимости от угла α будет равна

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos \alpha) \sqrt{1 + 2 \cos \alpha}} \quad (2)$$

где m — коэффициент пористости в долях единицы;

α — угол пересечения линий, соединяющих центры шаров.

Как следует из формулы (2), пористость фиктивного грунта не зависит от диаметра частиц, а зависит лишь от плотности укладки, т. е. от взаимного расположения шаров, определяемого величиной угла α .

Подставляя в формулу (2) крайние значения угла α , которые он принимает при наиболее плотной и свободной укладке, получим пределы изменения пористости фиктивного грунта:

$$m = 0,259 \text{ при } \alpha = 60^\circ;$$

$$m = 0,477 \text{ при } \alpha = 90^\circ.$$

Пористость однородных естественных песков, сложенных хорошо окатанными зернами, близка к пористости фиктивного грунта.

В природных условиях наблюдаются более сложные закономерности изменения пористости пород нефтесодержащих пластов.

Пористость естественных пород

На величину пористости нефте- и газосодержащих пород, кроме расположения зерен, влияет много факторов: размер и форма частиц, неоднородность их размера, процессы цементации, растворения и переотложения солей, процессы разрушения минералов и др.

Замечено, что по мере уменьшения величины зерен пористость возрастает. Это связано с возрастанием неправильности форм частиц при уменьшении их величины. Зерна неправильной формы укладываются менее плотно, что приводит к увеличению пористости.

Чем больше неоднороден песок по размерам своих частиц, тем меньше обычно и пористость, так как мелкие зерна забивают поры песка, образованные крупными частицами (рис. 1, Б).

Вследствие влияния на пористость большого числа факторов величина ее изменяется в широких пределах (табл. 1).

Таблица 1 - Пределы изменения полной пористости некоторых горных пород

Породы	Пористость, %	
	от	до
Глинистые сланцы	0,54	1,4
Глины	6	50
Пески	6	52
Песчаники	3,5	29
Известняки и доломиты	0,6	33

Широкие пределы изменения пористости одноименных пород объясняются различными геологическими условиями их отложения и разнообразием свойств частиц. Наблюдается тесная связь между пористостью и ее изменением по пласту с палеогеографическими условиями отложения пород. Наиболее равномерной и весьма большой пористостью обладают морские песчаные отложения. Прибрежные же осадки обычно меняют свои коллекторские свойства в значительных пределах и по вертикали и по горизонтали.

С увеличением глубины залегания пород пористость обычно уменьшается в связи с их уплотнением под действием веса вышележащих пород.

Карбонатные породы образовались в основном из химических и биохимических осадков. Поэтому считают, что они чаще всего обладают вторичной пористостью, связанной с развитием трещиноватости и с явлениями растворения и доломитизации, сопровождающимися сокращением объема пород.

При доломитизации пористость часто имеет равномерный характер в противоположность трещиноватой пористости, которая бывает, развита неравномерно в соответствии с условиями ее возникновения.

Изменение коллекторских свойств пород в залежи, в том числе и пористости, иногда бывает связано с наличием нефти и газа. В водоносной части вследствие отложения в порах карбонатов и других веществ коллекторские свойства пород обычно ухудшаются. В пределах залежи эти явления не происходят, и здесь может сохраняться повышенная пористость.

Наиболее неравномерна пористость карбонатных пород, в которых наряду с крупными трещинами, кавернами и пустотами имеются плотные блоки, практически лишенные пор.

Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть, обычно следующая (в %).

Пески..... 20—25

Песчаники..... 10—30

Карбонатные коллекторы10—25

и меньше

В последнее время открыт ряд месторождений в карбонатных коллекторах, поровое пространство которых состоит в основном из трещин. Пористость (коэффициент трещиноватости) таких пластов оценивается долями и единицами процентов. Однако из них получены большие промышленные притоки нефти.

В связи с неравномерной пористостью пород при гидродинамических расчетах для определения запасов нефти приходится вычислять средние величины пористости.

Если установлено, что пласт состоит из n пропластков, имеющих мощности $H_1, H_2, \dots, H_n$ с пористостью пород $m_1, m_2, \dots, m_n$, то средний коэффициент пористости пласта в районе скважины будет равен

$$m = \frac{\sum H_i m_i}{\sum H_i}$$

(3)

Если на пласт пробурено n скважин, площадь дренирования которых $F_1, F_2, \dots, F_n$, а мощности пласта $H_1, H_2, \dots, H_n$ и средние величины пористости пород в разрезе скважин $m_1', m_2', \dots, m_n'$, то среднюю пористость пород вычисляют по формуле

$$m = \frac{\sum F_i H_i m_i'}{\sum F_i H_i}$$

(4)

Объем породы может быть также определен по размерам образца. Для этого керну придают правильную геометрическую форму. Объем же зерен, необходимый для определения объема пор, может быть найден приблизительно по средней плотности минералов. Для кварца, например, $\rho = 2650 \text{ кг/м}^3$.

Имеется множество других методов определения объемов образца, пор и частиц, составляющих породу, детальное описание которых приводится в соответствующих руководствах.

Считается, что метод И. А. Преображенского может быть также использован для приближенной оценки динамической полезной емкости коллектора. При этом свежие образцы, не отмытые от нефти, предварительно продуваются воздухом или азотом при перепаде давления в $2\text{—}3 \text{ ат}$ ($\sim 0,2\text{—}0,3 \text{ Мн/м}^2$) в течение $2\text{—}3 \text{ мин}$, а затем оценку объема пор, не занятого жидкостями, ведут методом Преображенского обычным образом. Предполагается, что при продувке образца освобождается от жидкости только та часть пор, через которую фильтруются жидкости.

Следует отметить, что достаточно обоснованные методы определения динамической полезной емкости коллектора еще не разработаны.

Задание: Определить пористость пласта, состоящего из n пропластков, если известна мощность пласта и угол расположения зерен (фиктивный). Среднюю пористость определить в %.

Вопросы к лабораторной работе

1. Что такое пористость?
2. Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть?
3. Как определяется средняя пористость пласта?

Лабораторная работа 3

Проницаемость горных пород

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления. Проницаемость — важнейший параметр,

характеризующий проводимость коллектора, т. е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ.

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. Однако при существующих в нефтяных пластах сравнительно небольших перепадах давлений многие породы оказываются практически мало или совсем непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.) из-за малых размеров пор в этих породах.

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство осадочных пород, кроме субкапиллярных пор, складывается также порами большего размера. По экспериментальным данным подавляющая часть пор нефтесодержащих коллекторов больше 1 мкм.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей — совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Для характеристики только физических свойств пород используется ее абсолютная проницаемость.

Под абсолютной принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной жидкости), химически инертной по отношению к породе. Для этой цели обычно используется воздух или газ, так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на величину ее проницаемости оказывают влияние физико-химические свойства жидкостей.

Эффективной или фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{L} \quad (3.1)$$

где Q — объемный расход жидкости в единицу времени;

v — скорость линейной фильтрации;

μ — динамическая вязкость жидкости;

F — площадь фильтрации;

Δp — перепад давления;

L — длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать сквозь себя жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k , который называют коэффициентом проницаемости:

$$k = \frac{QL\mu}{\Delta p F} \quad (3.2)$$

При измерении проницаемости пород газом в формулу (3.2) следует подставлять средний расход газа в условиях образца:

$$k = \frac{\overline{Q}_r L \mu}{\Delta p F} \quad (3.3)$$

где $\overline{Q}_r$ — объемный расход газа, приведенный к среднему давлению $\overline{p}$ в образце.

Необходимость использования среднего расхода газа при определении проницаемости по газу объясняется непостоянством его объемного расхода при уменьшении давления по длине образца.

При малых длинах испытываемых образцов среднее давление по длине керна может быть принято

$$\overline{p} = \frac{p_1 + p_2}{2}$$

где p_1 и p_2 — соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него.

Полагая, что процесс расширения газа при фильтрации через образец происходит изотермически, и используя закон Бойля-Мариотта, получим

$$\overline{Q}_r = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2} \quad (3.4)$$

где Q_0 — расход газа при атмосферном давлении p_0 .

Тогда формула для определения проницаемости пород по газу запишется в виде

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu L}{(p_1^2 - p_2^2) F} \quad (3.5)$$

Единицы измерения проницаемости

В Международной системе единиц величины, входящие в формулу проницаемости, имеют размерности

$$[L] = \text{м}; [F] = \text{м}^2; [Q] = \text{м}^3/\text{сек}; [p] = \text{н}/\text{м}^2; [\mu] = \text{н} \cdot \text{сек}/\text{м}^2.$$

При $L = 1 \text{ м}$; $F = 1 \text{ м}^2$, $Q = 1 \text{ м}^3/\text{сек}$, $p = 1 \text{ н}/\text{м}^2$ и $\mu = \text{н} \cdot \text{сек}/\text{м}^2$ получим значение коэффициента проницаемости $k = 1 \text{ м}^2$.

Действительно, подставив единицы измерения соответствующих величин в формулу (3.3), получим

$$[k] = \frac{\frac{\text{м}^3}{\text{сек}} \frac{\text{н} \cdot \text{сек}}{\text{м}^2} \text{м}}{\text{м}^2 \frac{\text{н}}{\text{м}^2}} = \text{м}^2 \quad (3.6)$$

Таким образом, в Международной системе (СИ) за единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой

площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления 1 н/м^2 расход жидкости вязкостью $1 \text{ н} \cdot \text{сек/м}^2$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Физический смысл размерности k (площадь) заключается в том, что проницаемость как бы характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация. Для оценки проницаемости обычно пользуются практической единицей д а р с и , которая приблизительно в 10^{12} раз меньше, чем проницаемость в 1 м^2 .

За единицу проницаемости в 1 дарси (1 д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления 1 кг/см^2 расход жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) составляет $1 \text{ см}^3/\text{сек}$. Величина, равная $0,001 \text{ д}$, называется миллидарси (мд). Учитывая, что $1 \text{ кг/см}^2 = \sim 10^5 \text{ н/м}^2$, $1 \text{ см}^3 = 10^{-6} \text{ м}^3$, $1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$, $1 \text{ спз} = 10^{-3} \text{ н} \cdot \text{сек/м}^2$, из (1. 12) получим следующее соотношение:

$$1\text{д}^1 = \frac{10^{-6} \text{ м/сек} \cdot 10^{-3} \text{ н} \cdot \text{сек/м}^2 \cdot 10^{-2} \text{ м}}{10^{-4} \text{ м}^2 \cdot 10^{-5} \text{ н/м}^2} \quad (3.7)$$

Проницаемость пород нефтяных и газовых пластов изменяется от нескольких миллидарси до 2—3 д и редко бывает выше.

Как уже отмечалось, формула (3. 1) соответствует закону Дарси при линейном потоке. Иногда возникает необходимость определять проницаемость образцов при радиальной фильтрации жидкости и газа, т. е. как бы при воспроизведении условий притока их в скважину. При этом образец породы готовят к опыту в виде цилиндрического кольца с осевым отверстием — «скважиной», а фильтрация жидкости или газа происходит в радиальном направлении от наружной поверхности образца к внутренней. Тогда проницаемость пород по данным опыта определяют по формулам:

при фильтрации жидкости

$$k = \frac{\mu_{\text{ж}} Q_0 \ln \frac{R}{r}}{2 \pi h (P_1 - P_2)}$$

при фильтрации газа

$$k_g = \frac{\mu_g P_0 Q_0 \ln \frac{R}{r}}{\pi h (P_1^2 - P_2^2)} \quad (3.8)$$

где $Q_{\text{ж}}$ — расход жидкости или газа (при атмосферном давлении) в $\text{м}^3/\text{сек}$;

Q_g — расход газа при атмосферном и среднем давлении в образце в $\text{м}^3/\text{сек}$;

$\mu_{\text{ж}}$ и μ_g — вязкость жидкости и газа в $\text{Па} \cdot \text{с}$;

P_1 и P_2 — давление у наружной и внутренней поверхностей кольцевого образца в Па ;

R и r — наружный и внутренний радиусы кольца в м ;

h — высота цилиндра в м ;

k — проницаемость в м^2 .

Вопросы к лабораторной работе

1. Физический смысл проницаемости?
2. Единицы измерения коэффициента проницаемости?
3. Определение коэффициента проницаемости для жидкости?
4. Определение коэффициента проницаемости для газа?

Лабораторная работа 4

Методика определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации

Цель работы: Ознакомиться с методикой и последовательностью измерения абсолютной газопроницаемости пород-коллекторов при стационарной фильтрации с линейным направлением потока газа для получения информации о фильтрационных свойствах изучаемых пород, закрепить у студентов теоретические сведения по проницаемости горных пород.

Теоретическая часть

Проницаемость – это свойство горных пород пропускать сквозь себя флюиды, т.е. жидкости, газы и их смеси. Различают абсолютную (физическую) и эффективную (фазовую) проницаемости.

Абсолютная проницаемость – это проницаемость породы в случае фильтрации через неё однородной жидкости или газа, инертных по отношению к поверхности твёрдой фазы. Фазовая проницаемость – это способность пород, насыщенных смесью нефти, газа и воды или любой другой неоднородной жидкости, пропускать отдельные её фазы.

Прибор GPE предназначен для общего анализа керна. При помощи расходомера и дифференциального датчика давления измеряются расход газа и падение давления на выходе из образца, что позволяет рассчитать проницаемость.

Расчет проницаемости использует закон Дарси, который для жидкостей при стационарных условиях, вязкости и ламинарном потоке выражается как:

$$k = \frac{\mu Q L}{S \Delta P}, \quad (2.1)$$

где k – проницаемость по жидкости (Д, дарси); μ – вязкость насыщающей жидкости (Сп, сантипуаз); Q – скорость потока жидкости (мл/с); L – длина образца керна (см); S – площадь поперечного сечения образца (см²); ΔP – перепад давления на входе и выходе образца.

Выражение для проницаемости по газу отличается из-за сжимаемости газа. По мере приближения газа к выходу из образца, его давление снижается, объем увеличивается и, следовательно, растет скорость потока.

Закон Дарси для идеального горизонтального ламинарного потока газа при стабильных изотермических условиях выражается как:

$$k_{\text{газ}} = \frac{2 \mu Z T P_6 L Q_6}{S T_6 (P_{12} - P_{22})}, \quad (2.2)$$

где $k_{\text{газ}}$ – проницаемость по газу (Д, дарси); μ – вязкость газа (Сп, сантипуаз); Z – коэффициент сжимаемости газа; T – средняя температура потока газа; P_6 – базовое или атмосферное давление; L – длина образца керна (см); Q_6 – атмосферный поток газа (см/с) при базовом давлении P_6 ; S – площадь поперечного сечения образца (см²); T_6 – базовая температура (окружающей среды); P_1, P_2 – соответственно, входное и выходное давления.

Если базовая температура равна средней температуре потока газа, а коэффициент Z равен 1 (что допустимо для азота при обычных условиях) и так как падение давления $p = P_1 - P_2$, а среднее давление $P_{\text{cp}} = (P_1 - P_2)/2$, то выражение (2.2) можно записать как:

$$k_{\text{газ}} = \frac{\mu P_6 L Q_6}{S \Delta P P_{\text{cp}}}, \quad (2.3)$$

где μ – вязкость газа (Сп, сантипуаз); Q_6 – атмосферный поток газа (см/с) при; P_6 – базовое или атмосферное давление; ΔP – разность давления; P_{cp} – среднее давление газа; L – длина образца керна (см); S – площадь поперечного сечения образца (см²).

Данное выражение используется для расчета проницаемости по азоту при условии ламинарного потока.

Аппаратура, оборудование и материалы

Принципиальная схема установки для определения газопроницаемости показана на рисунке 4.1.

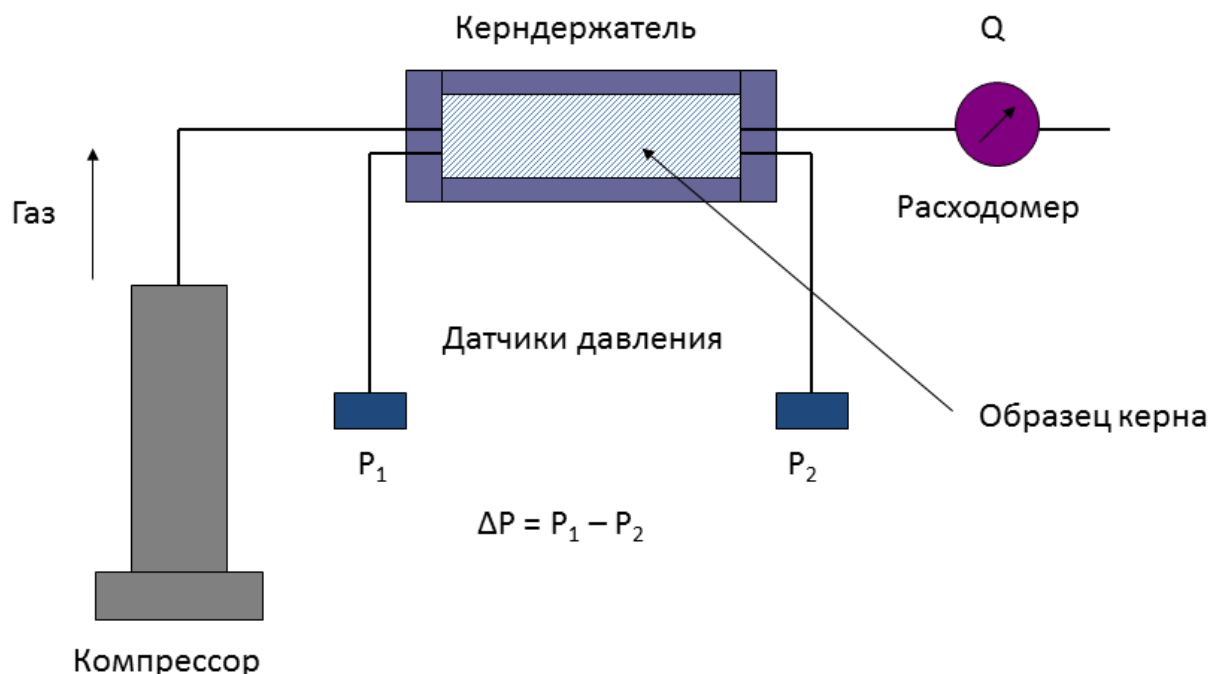


Рисунок 4.1 – Схема измерения проницаемости по газу

При стационарной фильтрации источником давления служит баллон с газообразным азотом (рисунок 4.2). (Газ очищают от паров воды и загрязняющей пыли с помощью фильтра и хлористого кальция).

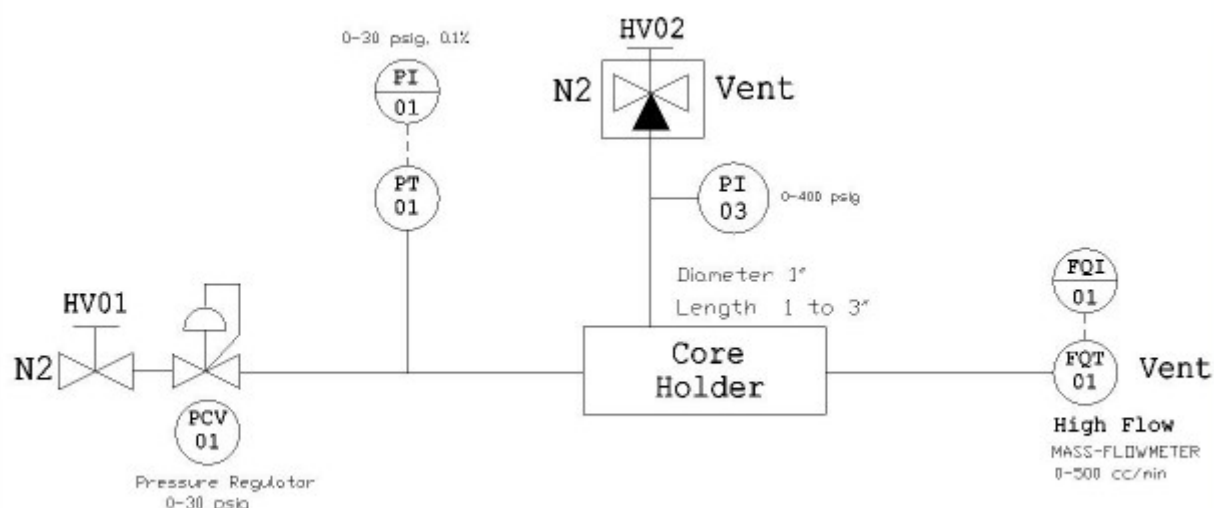


Рисунок 4.2 – Схема установки газового пермеаметра GPE-30

Указания по технике безопасности

Приступать к обслуживанию и эксплуатации оборудования можно только после полного обеспечения безопасности персонала.

Покупатель должен ограничить доступ к оборудованию. Доступ должен иметь только специально обученный персонал, обладающий соответствующим опытом работы.

Если при измерении не наблюдается стабилизация давления на достаточно проницаемом образце, то это может свидетельствовать о наличии утечки. Перед проверкой убедитесь в хороших условиях измерения:

1. Стабильность температуры, расположение прибора и т.д. (см. предыдущие разделы).
2. Убедитесь, что давление падает не из-за естественных причин (например, низкой проницаемости образца).

Порядок выполнения работы

1. Подсоедините электропитание и включите главный выключатель на задней панели. Для получения точных результатов датчик давления следует «прогреть» около получаса.
 2. Перед извлечением образца убедитесь, что в давление сброшено: (переключатель ON/OFF в положение **OFF**, а кран PRESSURE / VENT в **VENT**).
 3. Зафиксировать атмосферное давление;
 4. Поместите образец в кернодержатель, закрутите регулировочный болт до контакта с торцом образца.
 5. Поверните ручку PRESSURE / VENT в положение **PRESSURE**, чтобы подать обжимное давление.
 6. Ручка регулятора давления до предела заверните против часовой стрелки.
 7. Переключите кран ON / OFF в положение **ON**.
 8. Плавное поднимать давление азота до достижения нужного расхода и разности давлений (3-4 показания, допустим через 5 psig)
 9. После стабилизации значений расхода и давления зафиксируйте окончательный результат.
- Введите отображаемое значение давления и расхода в файл XLS. Считайте результат в колонке U.
10. Поверните выключатель в положение **OFF**.
 11. Установите кран обжима в положение **VENT** (сброс обжимного давления);
 12. Извлеките образец.
 13. Введите данные нового образца и поместите его в кернодержатель.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику и ход выполнения работы, порядок обработки полученных данных, исходя из нижеприведенных.

При стационарной фильтрации результаты обмера образцов, перепады давлений, расход газа, вязкость газа при температуре проведения опыта, барометрическое давление записывают в рабочую тетрадь.

Проведение расчета

Вязкость азота рассчитывается автоматически из формулы Sutherland в шаблоне XLS в зависимости от температуры при эксперименте:

$$\mu = \mu_o \left(a/b \right) \left(T/T_o \right)^{3/2}, \quad 2.4$$

Расход (скорость потока) Q в мл/с считывается с датчика на консоли прибора.

Размеры образца: длина в мм и площадь поперечного сечения в мм² измеряются вручную и указываются в файле XLS на вкладке “INFO” в колонках C и D соответственно (для каждого образца).

Атмосферное давление P_а измеряется при помощи барометра и записывается файл XLS в psi на вкладке “CONTROL”.

Дифференциальное давление ΔP (psid) равно разности давлений на входе и выходе образца.

$$\Delta P = P_1 - P_2$$

Для ΔP менее 8 psid дифференциальное давление можно считать непосредственно с датчика (при условии его предварительного обнуления). Пересчет единиц измерения (psi→атм) проводится автоматически.

$$P_1 = \frac{\Delta P(\text{psid})}{14,695949} + P_b(\text{atm}) \quad P_2 = P_b(\text{atm})$$

Если противодавление не используется, то
Отсюда значение ΔP точнее, чем P_1 (3 знака вместо 2).

Среднее давление P_m находится из формулы

$$P_m = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad (\text{атм}),$$

где P_1 и P_2 - рассчитаны на предыдущем шаге.

Фунт на кв. дюйм / pound square inches (psi) = 0,68 atmosphere = 0,07 кгс/см².

Для перевода используемых в практике единиц измерения при определении проницаемости в единицы СИ используют соотношения, которые при водятся в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Единицы измерения

Измеряемая величина	Обозначения	Единицы, применяемые при определении проницаемости	Единицы системы СИ
Проницаемость	Кпр	1 дарси 1 миллидарси	-0,9869 10 ⁻¹² м ² = 1 мкм ² 10 ⁻³ мкм ²
Расход	Q	1 см ³ /сек	1 см ³ /сек = 10 ⁶ 1 см ³ сек
Площадь	F	1 см ²	1 см ² = 10 ⁻² м
Длина	L	1 см	1 см = 10 ⁻² м
Давление	P	1 атм.	1,01325 10 ⁵ Па = 10 ⁻¹ МПа
Вязкость (динамическая)	μ	1 пуаз	10 ⁻¹ Па сек = 1 дПа сек
Вязкость	μ	1 сантипуаз	10 ⁻³ Па сек = 1 мПа сек

При защите работы студент должен иметь отчет о выполненной работе и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями

1. Устройство установки GPE-30.
2. Принцип действия установки GPE-30.
3. Назовите величины, определяемые в процессе проведения работы.
4. Напишите формулу определения коэффициента газовой проницаемости при стационарной фильтрации.

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы:

1. ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации»

Лабораторная работа 5

Определение карбонатности коллекторов

Важное значение для промысловой практики имеет карбонатность пород, т. е. содержание в них солей угольной кислоты — известняка CaCO_3 , доломита $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, сидерита FeCO_3 и т. д.

Карбонатность нефтяных коллекторов колеблется в широких пределах. Некоторые породы содержат карбонаты в небольшом количестве в виде цементирующего вещества, а другие почти целиком сложены карбонатами.

Определение карбонатности пород основано на химическом разложении содержащихся в них карбонатов и на учете количества выделившегося углекислого газа объемным или весовым способом.

В лабораториях физики пласта получил распространение объемный газометрический способ измерения карбонатности пород. Выделившийся в специальном приборе вследствие взаимодействия карбонатов с соляной кислотой углекислый газ улавливается в измерительном устройстве.

Подсчет величины карбонатности ведется по отношению к CaCO_3 , так как известняк составляет основную часть карбонатов породы. По объему выделившегося CO_2 массовую концентрацию в процентах карбонатов в породе определяют по формуле

$$k_a = \frac{V \cdot p}{4,4 \cdot a} \quad (1)$$

где k_a — содержание CaCO_3 в породе в %;

V — найденный объем CO_2 в см^3 ;

p — вес 1 см^3 при температуре и барометрическом давлении во время отсчета в мг;

a — вес исследуемого образца в г.

Подобные анализы используются для установления целесообразности солянокислотных обработок забоев скважин с целью увеличения пропускной способности пород. Содержание карбонатов может также быть дополнительным фактором при корреляции пластов.

Задача.

Определить карбонатность пород при действии соляной кислоты.

Дано:

Количество породы: $a = 7,5$ г.

Количество выделившегося углекислого газа (CO_2): $V = 81$ см^3 .

Температура в момент определения CO_2 : $T = 23$ °C.

Барометрическое давление: $P = 750$ мм.рт.ст.

Под карбонатностью пород нефтяных месторождений подразумевается суммарное содержание в них солей угольной кислоты: соды Na_2CO_3 , поташа K_2CO_3 , известняка CaCO_3 , доломита $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, сидерита FeCO_3 и т.д. Содержание этих солей в нефтесодержащих породах колеблется в широких пределах.

При определении карбонатности пород все расчеты ведутся на CaCO_3 .

Для определения карбонатности пород существуют три способа:

1) Способ, основанный на титровании раствора HCl при взаимодействии его с карбонатами.

2) Способ, основанный на определении веса углекислоты;

3) Способ, основанный на определении объема углекислоты.

Наиболее распространенным и простым из них является способ, основанный на измерении объема CO_2 при выделении его из породы в процессе воздействия на нее соляной кислотой.

Содержание карбонатов в пересчете на CaCO_3 по найденному объему CO_2 (в %) подсчитывают по формуле (1)

$p = 1,832$ мг (из таблицы «Пересчет миллилитров CO_2 в миллиграммы»)

$$K_a = \frac{81 \cdot 1,832}{4,4 \cdot 7,5} = 4,5 \%$$

Ответ: Карбонатность данной породы при заданных условиях равна 4,5 %.

Значения Р при различных давлениях и температурах. Пересчет миллилитров СО₂ в миллиграммы

Темпера- тура, °С	Барометрическое давление Рб, мм рт. ст.													
	742	744,5	747	749	751	753,1	756	758	760	762,5	765	767	769	771
28	1,778	1,784	1,791	1,797	1,804	1,810	1,817	1,823	1,828	1,833	1,837	1,842	1,847	1,852
27	1,784	1,790	1,797	1,808	1,810	1,816	1,823	1,829	1,834	1,839	1,843	1,848	1,853	1,858
26	1,791	1,797	1,803	1,809	1,816	1,822	1,829	1,835	1,840	1,845	1,848	1,854	1,859	1,864
25	1,797	1,803	1,810	1,816	1,823	1,829	1,836	1,842	1,847	1,852	1,856	1,861	1,866	1,871
24	1,803	1,809	1,816	1,822	1,829	1,835	1,842'	1,848	1,853	1,858	1,862	1,867	1,872	1,877
23	1,809	1,815	1,822	1,828	1,835	1,841	1,848	1,854	1,859	1,866	1,868	1,873	1,878	1,883
22	1,815	1,821	1,828	1,834	1,841	1,847	1,854	1,860	1,865	1,870	1,875	1,880	1,885	1,890
21	1,822	1,828	1,835	1,841	1,848	1,854	1,861	1,867	1,872	1,877	1,882	1,887	1,892	1,897
20	1,828	1,834	1,841	1,847	1,854	1,860	1,867	1,873	1,878	1,883	1,888	1,893	1,898	1,903
19	1,834	1,840	1,847	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,884	1,889	1,894	1,899	1,904	1,909
18	1,840	1,846	1,853	1,859	1,866	1,872	1,879	1,885	1,890	1,895	1,900	1,905	1,910	1,915
17	1,846	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,886	1,892	1,897	1,902	1,907	1,912	1,917	1,922
16	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,886	1,892	1,898	1,903	1,908	1,913	1,918	1,923	1,928
15	1,859	1,866	1,872	1,879	1,886	1,892	1,899	1,905	1,910	1,915	1,920	1,925	1,930	1,935
14	1,865	1,872	1,878	1,885	1,892	1,899	1,906	1,912	1,917	1,922	1,927	1,932	1,937	1,942
13	1,872	1,878	1,885	1,892	1,899	1,906	1,913	1,919	1,924	1,929	1,934	1,939	1,944	1,949
12	1,878	1,885	1,892	1,899	1,906	1,912	1,919	1,925	1,930	1,935	1,940	1,945	1,950	1,955
11	1,885	1,892	1,899	1,906	1,913	1,919	1,926	1,932	1,937	1,942	1,947	1,952	1,957	1,962
10	1,892	1,899	1,906	1,913	1,920	1,926	1,933	1,939	1,944	1,949	1,954-	1,959	1,964	1,969

Лабораторная работа 6

Расчет свойств природного газа

Основными свойствами газа, необходимыми для выполнения технологического расчета газопровода, являются: плотность, молярная масса, газовая постоянная, псевдокритические температура и давление, относительная плотность газа по воздуху, коэффициент сжимаемости газа.

Некоторые свойства компонентов природных газов приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Физические свойства компонентов природных газов

Газ	Плотность, кг/м ³		Динамическая вязкость, мПа·с		Молярная масса, кг/кмоль	Газовая постоянная, Дж/(Кг·К)
	при 273 К и 0,1 МПа	при 293 К и 0,1 МПа	при 273 К и 0,1 МПа	при 293 К и 0,1 МПа		
Метан CH ₄	0,717	0,669	1,020	1,102	16,04	518,57
Этан C ₂ H ₆	1,356	1,264	0,880	0,940	30,07	276,64
Пропан C ₃ H ₈	2,010	1,872	0,770	0,820	44,09	188,68
Бутан C ₄ H ₁₀	2,307	2,519	0,690	0,760	58,12	143,08
Пентан C ₅ H ₁₂	3,457	3,228	0,636	0,632	72,15	115,23
Азот N ₂	1,251	1,165	1,710	1,840	28,02	296,75
Двуокись углерода CO ₂	1,977	1,842	1,400	1,650	44,01	188,97
Сероводород H ₂ S	1,539	1,434	1,230	-	34,02	115,23
Воздух	1,293	1,206	1,745	1,822	28,96	292,70

Плотность газа при стандартных условиях (293 К и 0,1 МПа) определяется по формуле аддитивности (сложения):

$$\rho_{cm} = a_1 \rho_1 + a_2 \rho_2 + \dots + a_n \rho_n, \quad (6.1)$$

где $a_i \dots a_n$ – доля каждого компонента в смеси для данного состава;

$\rho_1 \dots \rho_n$ – плотности компонентов при стандартных условия.

Молярная масса

$$M = a_1 M_1 + a_2 M_2 + \dots + a_n M_n, \quad (6.2)$$

где $M_i \dots M_n$ – молярная масса компонента, кг/кмоль.

Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_B}. \quad (6.3)$$

При этом различают нормальные ($T=273,15$ К и $P=0,1013$ МПа) и стандартные ($T=293,15$ К и $P=0,1013$ МПа) условия.

При нормальных условиях плотность газа можно определить по его молярной массе

$$\rho = \frac{M}{22,41}, \quad (6.4)$$

где 22,41 – объем одного киломоля газа при нормальных условиях, м³/кмоль

Газовая постоянная природного газа (Дж/(кг·К)) зависит от состава газовой смеси

$$R = \frac{\bar{R}}{M}, \quad (6.5)$$

где $\bar{R}$ – универсальная газовая постоянная $R = 8314,3 \text{ Н·м/(кмоль·К)}$.

Псевдокритические температура $T_{ПК}$ (К) и давление $P_{ПК}$ (МПа) для природных газов с содержанием метана 85 % и более могут быть найдены по известной плотности газа при стандартных условиях:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{см}) \quad (6.6)$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{см}) \quad (6.7)$$

Коэффициент сжимаемости учитывает отклонение свойств природного газа от законов идеального газа. Коэффициент сжимаемости z определяется по специальным номограммам в зависимости от приведенных температуры и давления либо по формуле, рекомендованной отраслевыми нормами проектирования [13]

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{ПР}}{1 - 1,68 \cdot T_{ПР} + 0,78 \cdot T_{ПР}^2 + 0,0107 \cdot T_{ПР}^3}; \quad (6.8)$$

$$P_{ПР} = \frac{P_{ср}}{P_{ПК}}; \quad T_{ПР} = \frac{T_{ср}}{T_{ПК}}. \quad (6.9)$$

$$P = P_{ср} = \frac{2}{3} \left(P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right) \quad (6.10)$$

Таблица 6.2 – Варианты расчета свойств газа

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH ₄ , %	92,4	89,5	91,06	95,07	85,6	93,62	90,47	88,21	91,63	96,43
C ₂ H ₆ , %	2,7	6,16	3,61	3,21	6,3	3,04	3,48	6,05	3,01	1,41
C ₃ H ₈ , %	2,05	2,37	2,58	1,4	4,34	1,48	3,01	3,11	2,03	0,91
C ₄ H ₁₀ , %	1,04	1,06	1,19	0,07	2,12	1,04	2,15	1,71	1,34	0,52
C ₃ H ₁₂ , %	0,63	0,57	0,55	0,056	0,85	0,51	0,23	0,47	0,87	0,44
CO ₂ , %	0,41	0,2	0,37	0,05	0,53	0,26	0,15	0,26	0,68	0,1
H ₂ S, %	0,07	0	0,2	0,08	0,21	0	0,11	0	0,26	0
N ₂ , %	0,7	0,14	0,44	0,064	0,05	0,05	0,4	0,19	0,18	0,19
P _н , МПа	5,5	7,4	5,48	7,35	5,55	7,5	5,38	7,4	5,38	7,5
P _к , МПа	3,6	5,3	3,8	5,14	3,34	5,23	3,07	5,2	3,71	5,7
T _{ср} , К	285	284	287	286	290	281	280	290	286	287

Вопросы к лабораторной работе

1. Основные свойства газа.
2. Относительная плотность газа по воздуху
3. Что учитывает коэффициент сжимаемости

Лабораторная работа 7

Расчет давления насыщения нефти газом

Как правило, эксплуатация добывающих скважин связана с изменением температуры в процессе подъема продукции как вследствие теплообмена с окружающими горными породами, так и вследствие работы отдельных элементов погружного оборудования, например, погружного электродвигателя в установке погружного центробежного электронасоса. Учет влияния температуры на давление насыщения ($p_{нас}$) позволяет существенно повысить точность расчета технологических процессов добычи нефти, особенно при решении оптимизационных задач.

Расчет давления насыщения в зависимости от температуры ($p_{нас t}$) при постоянном количестве растворенного в нефти газа можно выполнить по формуле М.Д. Штофа, Ю.Н. Белова и В.П. Прончука, если известно содержание в растворенном газе метана и азота:

$$P_{нас t} = P_{нас} + \frac{t - t_{пл}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8 y_a)}} \quad (7.1)$$

где $p_{нас}$ - давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре $t_{пл}$, МПа; t - текущая температура, °С; $\Gamma_{ом}$ - газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, м³/т; y_m , y_a - соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы.

Задача. Рассчитать давление насыщения нефти при 50 °С, если:

пластовая температура $t_{пл} = 82$ °С; давление насыщения при пластовой температуре $p_{нас} = 11,2$ МПа; газосодержание пластовой нефти $G_o = 78,5$ м³/м³ (объем газа приведен к стандартным условиям); плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 854$ кг/м³ (при стандартных условиях); содержание метана в газе однократного разгазирования при стандартных условиях $y_m = 0,622$, а азота $y_a = 0,027$.

Решение. Предварительно необходимо привести размерность газосодержания пластовой нефти G_o к размерности формулы (7.1). Для этого воспользуемся следующей зависимостью:

$$\Gamma_{ом} = \frac{10^3 G_o}{\rho_{нд} T_{ст} / T_o} \quad (7.2)$$

где 10^3 - коэффициент перевода плотности, выраженной в кг/м³, в плотность, выраженную в т/м³.

Рассчитываем газонасыщенность:

$$\Gamma_{ом} = \frac{10^3 \cdot 78,5}{\left(\frac{293,15}{273}\right) \cdot 854} = 85,6 \text{ м}^3/\text{т}$$

Вычисляем давление насыщения нефти газом при температуре 50 °С:

$$P_{нас50} = 11,2 + \frac{50 - 82}{9,157 + \frac{701,8}{85,6(0,622 - 0,8 \cdot 0,027)}} = 9,8 \text{ МПа}$$

Т.о., давление насыщения при температуре 50 °С составляет 9,8 МПа.

Таблица 7.1 -Варианты для определения давления насыщения нефти газом

Параметры	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
t пл, °С	94	81	78	95	83	67	61	76
P _{нас} , МПа	10,6	10,1	10,5	9,7	11,4	10,7	9,6	10,8
G _о , м ³ /м ³	76,1	74,8	75,2	76,4	77,3	74,1	77,7	76,4
гнд, кг/м ³	862	884	873	884	861	851	867	868
у м	0,624	0,623	0,621	0,623	0,624	0,625	0,626	0,619
у а	0,024	0,022	0,021	0,021	0,025	0,024	0,022	0,024
T, °С	55	61	70	74	60	46	35	47

Вопросы к лабораторной работе

1. Газосодержание пластовой нефти
2. Зависимость давления насыщения от температуры?

Лабораторная работа 8

Расчет объемного коэффициента нефти

Определение объемного коэффициента нефти при различных термобарических условиях необходимо не только для выполнения расчетов в процессе эксплуатации скважин, но также для расчетов запасов нефти. Точность вычисления объемного коэффициента нефти определяет и точность расчета ее плотности при различных условиях.

Установлена тесная статистическая связь между газонасыщенностью нефти, определяемой при контактном однократном изотермическом разгазировании (при $t = 20$ °С), и ее объемным коэффициентом b_n :

$$\left. \begin{aligned} b_n &= 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \Gamma_0 \text{ при } \Gamma_0 \leq 400 \text{ м}^3/\text{м}^3 \\ b_n &= 1 + 3,63 \cdot 10^{-3} (\Gamma_0 - 58) \text{ при } \Gamma_0 > 400 \text{ м}^3/\text{м}^3, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где Γ_0 - газонасыщенность пластовой нефти, м³/м³ (объем газа приведен к стандартным условиям).

Формулы (1) рекомендуются для проверки экспериментально определенных значений объемного коэффициента пластовых нефтей. Если ошибка превышает 10%, то достоверность экспериментального определения объемного коэффициента вызывает сомнение и указывает на необходимость повторных исследований.

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по следующей формуле:

(2)

$$b_n = 1 + \lambda_0 \Gamma_0 + \alpha_n (t - 20) - \beta_n p_{пл}$$

где λ_0 - эмпирический коэффициент, определяемый следующим образом:

$$\lambda_0 = 10^{-3} \left[4,3 + 0,858 \rho_r + 5,2(1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \Gamma_0) \cdot 10^{-3} \Gamma_0 - 3,54 \bar{\rho}_{нд} \right], \quad (3)$$

ρ_r - плотность выделившегося газа при 20 °С и 0,1 МПа, кг/м³; $\rho_{нд}$ - относительная плотность дегазированной нефти при 20 °С и 0,1 МПа; α_n - коэффициент термического расширения дегазированной нефти.

$$\alpha_n = 10^{-3} \begin{cases} 2,638(1,169 - \bar{\rho}_{нд}) \text{ при } 0,78 \leq \bar{\rho}_{нд} \leq 0,86 \\ 1,975(1,272 - \bar{\rho}_{нд}) \text{ при } 0,86 < \bar{\rho}_{нд} \leq 0,96, \end{cases} \quad (4)$$

β_n - коэффициент сжимаемости дегазированной нефти, 1/МПа; $p_{пл}$ - пластовое давление, МПа.

Задача. Для условий: $G_{ом}=35$ м³/т, плотность нефти дегазированной 873 кг/м³,

Рассчитать объемный коэффициент нефти при $t = 20$ °С и $t_{пл} = 35$ °С, оценив предварительно вероятность правильности экспериментального определения объемного коэффициента нефти (при $t = 20$ °С) $b_n = 1,1$. Дополнительные исходные данные следующие: коэффициент сжимаемости дегазированной нефти ($\beta = 5,6 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, пластовое давление $P_{пл} = 17$ МПа.

Решение. В соответствии с размерностью газонасыщенности Γ_0 , используемой относительная плотность дегазированной нефти при 20 °С и 0,1 МПа; α_n - коэффициент термического расширения дегазированной нефти в формулах (1), (2) и (3) (м³/м³ при стандартных условиях), пересчитаем экспериментальное значение Γ_0 по формуле:

$$G_0 = \frac{\Gamma_{ом} \rho_{нд} T_{ст}}{10^3 T_0} = \frac{35 \cdot 873 \cdot 293}{10^3 \cdot 273} = 32,8 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Таким образом, газонасыщенность пластовой нефти $\Gamma_0 = G_0 = 32,8$ м³/м³

Оцениваем объемный коэффициент нефти по формуле (1):

$$b_n = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 32,8 = 1,1.$$

Экспериментально определенный объемный коэффициент нефти равен также 1,1.

Рассчитываем по формуле (2) объемный коэффициент, предварительно, вычисляя по формулам (4) и (3) коэффициенты α_n и λ_0 :

$$\alpha_n = 1,975 \cdot 10^{-3} (1,272 - 0,873) = 0,788 \cdot 10^{-3},$$

$$\lambda_0 = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \cdot 1,55 + 5,2 (1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 32,8) \cdot 10^{-3} \cdot 32,8 - 3,54 \cdot 0,873] = 2,7017 \cdot 10^{-3}.$$

Объемный коэффициент нефти при температуре $t = 20$ °С

$b_n = 1 + 2,7017 \cdot 10^{-3} \cdot 32,8 + 0,788 \cdot 10^{-3} (20 - 20) - 5,6 \cdot 10^{-4} \cdot 17 = 1,08$, т.е. ошибка экспериментального и расчетного определения составляет всего $((1,1 - 1,08)/1,1) \cdot 100\% = 1,8\%$

Таблица 8.1 – Варианты для определения объемного коэффициента нефти

параметры	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Гом, м3/т	43	40	42	38	36	47	51	49
ρнд, кг/м3	876	776	887	778	888	854	881	862
Рпл, МПа	16	15,5	16	13,7	19	14	16,8	15,4

B, 1/МПа	0,0005 2	0,0005 5	0,00052 2	0,0005 8	0,0005 3	0,0005 8	0,00054 3	0,00054 7
t1, °C	20	20	20	20	20	20	20	20
t2, °C	40	37	36	41	55	48	53	38
b _н эксп.	1,15	1,1	1,2	1,16	1,15	1,15	1,2	1,2
ρ _г , кг/м ³	1,52	1,54	1,51	1,52	1,51	1,58	1,54	1,57

Вопросы к лабораторной работе

1. Физический смысл объемного коэффициента нефти?
2. Единица измерения объемного коэффициента нефти?

Лабораторная работа 9

Исследование скважин методом восстановления давления

Исследования на нефтяных месторождениях проводятся для получения данных о продуктивном пласте, насыщающих его жидкостях, а также о скважинах для установления рационального режима разработки месторождения, дальнейшего его контроля и корректировки.

Принято считать, что исследования скважин при неустановившемся режиме дают больше информации, чем исследования методом установившихся отборов. При обработке кривой восстановления давления (КВД) получают среднее значение гидропроводности или проницаемости на различных расстояниях от скважины, определяют коэффициент пьезопроводности и приведенный радиус скважины, оценивают коэффициент дополнительных потерь давления (показатель скин-эффекта), определяют пластовое давление и приближенный коэффициент продуктивности скважины.

Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации – это исследование при режиме, изменение которого происходит только под действием упругих сил пласта и насыщающих его жидкостей. По существу это исследование перехода работы пласта с одного установившегося режима на другой под действием этих сил.

При интерпретации данных исследования принимают расширяющуюся зону за круговую с радиусом R , соответствующим определенному времени t . Прошедшему с момента изменения режима. Свойства продуктивного пласта на расстоянии R от скважины принимаются одинаковыми – средними по пласту (рис. 9.1).

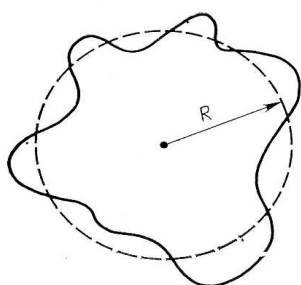


Рисунок 9.1 – Расширяющаяся зона нарушения режима в неоднородном пласте

Вследствие того, что изменение режима происходит за счет упругих сил, при интерпретации используют уравнение упругого режима.

$$\Delta P(t) = \frac{Q \mu_n b_n}{4 \pi K h} \ln \frac{2,25 \chi t}{r_{np}^2}, \quad (9.1)$$

- где $\Delta P(t)$ – изменение перепада забойных давлений в функции времени, Па
 Q – установившийся дебит скважины, измеренный на поверхности, с которым скважина работала до закрытия, м³/с;
 μ_n – вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с;
 b_n – объемный коэффициент нефти при пластовой температуре;
 K – проницаемость дренируемой зоны, м²
 h – эффективная толщина пласта, м

- χ - коэффициент пьезопроводности реагирующей зоны пласта, м²/с;
 r_{np} - приведенный радиус скважины, м

Уравнение (9.1) перепишем в виде

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu_{nb_n}}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_{np}^2} + \frac{Q\mu_{nb_n}}{4\pi Kh} \ln t \quad (9.2)$$

Данное выражение является уравнением прямой в координатах $\Delta P - \ln t$, при этом отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат,

$$\alpha = \frac{Q\mu_{nb_n}}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_{np}^2}, \quad (9.3)$$

а угловой коэффициент прямой

$$i = \frac{Q\mu_{nb_n}}{4\pi Kh} \quad (9.4)$$

С учетом принятых обозначений уравнение (2.1) запишем в виде

$$\Delta P = \alpha + i \cdot \ln t \quad (9.5)$$

Т.о., для интерпретации кривой восстановления давления (КВД) необходимо:

1. Для фиксированных значений времени t вычислить $\ln t$;
2. Построить зависимость $\Delta P - f(t)$ в координатах $\Delta P - \ln t$;
3. Прозэкстраполировать прямолинейный участок данной зависимости до пересечения с осью ординат и определить численное значение α ;

4. Рассчитать угловой коэффициент i :

$$i = \frac{\Delta P_{заб2} - \Delta P_{заб1}}{\ln t_2 - \ln t_1} \quad (9.6)$$

5. Вычислить коэффициент гидропроводности ϵ

$$\epsilon = \frac{Kh}{\mu} = \frac{2,3Qb}{4\pi i} \quad (9.7)$$

6. При известной величине h рассчитать коэффициент подвижности K/μ ;
7. Определить проницаемость K ;
8. Рассчитать коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{K}{\mu_n(m\beta_{жс} + \beta_n)} \quad (9.8)$$

- где m - коэффициент пористости;
 $\beta_{ж}$ и β_n - соответственно коэффициент сжимаемости жидкой и горной породы
 $\beta_{ж} = 9,5 \cdot 10^{-10} 1/\text{Па}$; $\beta_n = 2 \cdot 10^{-10} 1/\text{Па}$.

9. Вычислить приведенный радиус скважины

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{10^{\alpha/i}}} \quad (9.9)$$

10. Показатель скин-эффекта (суммарный коэффициент дополнительных потерь)
 $S = \ln(r_c/r_o)$ (9.10)

11. Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в ПЗП, МПа:
 $\Delta P_d = iS/1,15$ (9.11)

12. Депрессия давления при работе скважины на установившемся режиме, МПа:

$$\Delta P_{заб0} = i \ln \left(\frac{R_K}{r_o} \right) / 1,15 \quad (9.12)$$

13. Пластовое давление при работе на установившемся режиме, МПа:

$$P_{пл} = P_{заб0} + \Delta P_{заб0}, \quad (9.13)$$

14. Коэффициент продуктивности скважины, т/(сут·МПа):

$$K_{пр} = Q / \Delta P_{заб\ 0} \quad (9.14)$$

15. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в ПЗП, %:

$$\square_s = 100 \Delta P_{\partial} / \Delta P_{заб\ 0} \quad (9.15)$$

Задача 9.1. Исследуют методом восстановления давления скважину, которая более двух месяцев работала на установившемся режиме с дебитом 80 т/сут. Забойное давление 18,45 МПа (больше давления насыщения). Эффективная толщина пласта 25 м, пористость 20 %. Плотность дегазированной нефти 850 кг/м³, объемный коэффициент 1,2, вязкость нефти в пластовых условиях 2,7 мПа·с, коэффициент сжимаемости нефти $9,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, коэффициент сжимаемости пористой среды $2 \cdot 10^{-10}$ 1/Па. Радиус скважины по долоту 0,124 м, среднее расстояние до ближайших скважин 250 м.

Определить свойства продуктивного пласта, оценить пластовое давление и коэффициент продуктивности, определить приведенный радиус скважины, долю депрессии, приходящуюся на сопротивление в ПЗП.

Решение.

Перед остановкой скважины режим можно считать установившимся, а давление на забое постоянным.

Обработку результатов исследования проводим в координатах $\Delta P - \ln t$ (рис.9.2).

В таблице 9.1 приведены данные исследования, по которым построена КВД.

t, с	P _{заб} , МПа	ln t	ΔP _{заб} , МПа
0	18,451	0	0
60	19,674	4,09	1,22
120	20,148	4,79	1,70
180	20,681	5,19	2,23
240	21,233	5,48	2,78
300	22,452	5,70	4,00
360	23,011	5,89	4,56
420	23,121	6,04	4,67
480	23,245	6,17	4,79
540	23,375	6,29	4,92
600	23,468	6,40	5,02
1000	23,837	6,91	5,39

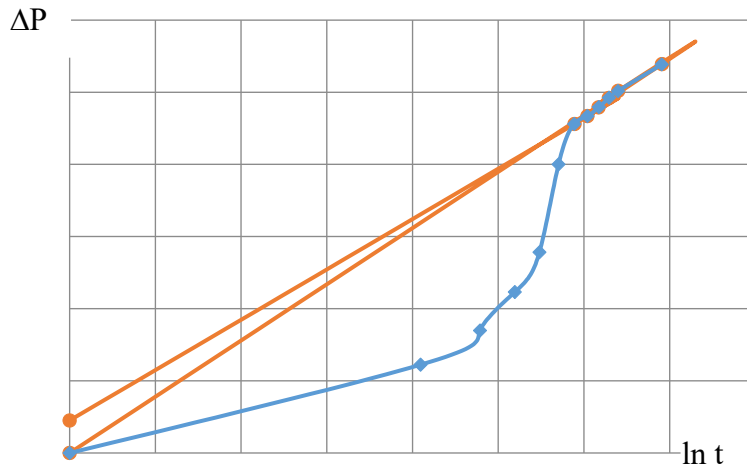


Рисунок 9.2 – Кривая восстановления давления в координатах ΔP и $\lg t$

1. Уклон линейного участка

$$i = \frac{\Delta P_{заб2} - \Delta P_{заб1}}{\ln t_2 - \ln t_1} = \frac{5,39 - 4,56}{6,91 - 5,89} = 0,814 \text{ МПа}$$

2. Продолжение линейного участка отсекает на оси ΔP отрезок $\alpha = 0,45$ МПа.

3. Объемный дебит скважины

$$Q = Q_m \cdot 10^3 / 86400 \cdot \rho_{но} = 80000 / 86400 \cdot 850 = 1,089 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

4. Коэффициент гидропроводности ε

$$\varepsilon = \frac{K h}{\mu} = \frac{2,3 Q b}{4 \pi i} = \frac{2,3 \cdot 1,089 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,814} = 1,28 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}.$$

5. Коэффициент подвижности $K/\mu = (1,28 \cdot 10^{-10}) / 25 = 5,11 \cdot 10^{-12}$, $\text{м}^2/\text{Па} \cdot \text{с}$.

6. Определить проницаемость $K = (5,11 \cdot 10^{-12}) \cdot 2,7 = 1,38 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 0,014 \text{ Д}$

7. Рассчитать коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{K}{\mu_n (m \beta_{жс} + \beta_n)} = \frac{0,014 \cdot 10^{-12}}{2,7 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 9,5 \cdot 10^{-10} + 2 \cdot 10^{-10})} = 0,013 \text{ м}^2/\text{с}$$

8. Вычислить приведенный радиус скважины

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25 \chi}{10^{\alpha/i}}} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 0,013}{10^{0,45/0,814}}} = 0,0909 \text{ м}$$

9. Показатель скин-эффекта $S = \ln \left(\frac{r_c}{r_o} \right) = \ln \left(\frac{0,124}{0,0909} \right) = 0,3106$

10. Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в ПЗП, МПа:

$$\Delta P_d = \frac{i S}{1,15} = \frac{0,814 \cdot 0,3106}{1,15} = 0,22 \text{ МПа}$$

11. Депрессия давления при работе скважины на установившемся режиме, МПа:

$$\Delta P_{заб0} = \frac{i \ln \left(\frac{R_K}{r_0} \right)}{1,15} = \frac{0,814 \ln \left(\frac{250}{0,0909} \right)}{1,15} = 5,6 \text{ МПа}$$

12. Пластовое давление при работе на установившемся режиме:

$$P_{пл} = P_{заб0} + \Delta P_{заб0} = 18,45 + 5,6 = 24,05 \text{ МПа}$$

13. Коэффициент продуктивности скважины:

$$K_{пр} = Q / \Delta P_{заб0} = 80 / 5,6 = 14,28 \text{ т/(сут·МПа)}$$

14. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в ПЗП

$$\square_s = 100 \Delta P_{\partial} / \Delta P_{заб0} = 100 \cdot 0,22 / 5,6 = 3,9 \%$$

Таблица 9.2 – Варианты для расчета параметров продуктивного пласта по результатам исследования скважины методом восстановления давления

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h, м	15	9	8	11,3	14	16	20	22	19	31
b _н	1,4	1,3	1,1	1,2	1,6	1,4	1,2	1,94	1,4	1,12
μ _{нп} , МПа с	2,3	2,5	1,9	2,5	2,4	2,1	2,1	2,11	2,53	2,1
m	0,24	0,21	0,26	0,27	0,28	0,29	0,25	0,17	0,25	0,31
Q _м , т/сут	112	84	180	132	260	95	150	124	97	210
ρ _{нл} , кг/м ³	850	830	865	854	846	836	858	867	836	842
R, м	300	450	500	150	200	300	400	300	350	200

Вопросы к лабораторной работе

1. Какие параметры снимают при исследовании нефтяных скважин методом восстановления давления?
2. Как интерпретируют кривую восстановления давления?
3. Единица измерения проницаемости

Лабораторная работа 10

Определение параметров пласта газовой скважины по КВД

В процессе исследования регистрируется кривая восстановления забойного давления (КВД) после остановки скважины. Обработка КВД ведется с использованием следующих уравнений.

Для случая, когда время работы скважины на стационарном режиме T больше времени исследования t (T > 20t), что отражает пласт с бесконечными границами, используют следующую зависимость:

$$P_z^2(t) - P_{zc}^2 = \frac{Q_{cm} \mu_z z P_0 T_{nl}}{2 \pi K h T_{cm}} \cdot \ln \frac{2,25 \chi t}{r_{np}^2} \quad (10.1)$$

- где $P_3^2(t)$ - давление на забое скважины через время t после остановки, МПа;
- P_{3c}^2 - давление на забое скважины, работавшей на стационарном режиме перед остановкой, МПа
- $Q_{ст}$ - дебит скважины перед остановкой, м³/с;
- μ_r - вязкость газа, Па·с;
- z - коэффициент сверхсжимаемости газа;
- $T_{пл}$ - пластовая температура, К;
- $T_{ст}$ - стандартная температура, К.

Уравнение (3.1) можно переписать в виде

$$P_3^2(t) = \alpha + \beta \ln t \quad (10.2)$$

$$\text{Где } \alpha = P_{3c}^2 + \frac{Q_{cm} \mu_z z P_0 T_{пл}}{2 \pi K h T_{cm}} \cdot \ln \frac{2.25 \chi}{r_{np}^2} \quad (10.3)$$

$$\beta = \frac{Q_{cm} \mu_z z P_0 T_{пл}}{2 \pi K h T_{cm}} \quad (10.4)$$

Обработывая результаты исследования в координатах $P_3^2(t) - \ln t$, определяют α и β . Затем рассчитывают коэффициент гидропроводности

$$\frac{K h}{\mu} = \frac{Q_{cm} z P_0 T_{пл}}{2 \pi T_{cm} \beta} \quad (10.5)$$

и коэффициент проницаемости K .

Рассчитывают коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{K}{\mu_z (m \beta_z + \beta_n)} \quad (10.6)$$

где $\beta_r = (2 - 100) \cdot 10^{-8}$ 1/Па - коэффициент сжимаемости газа;

$\beta_n = 1.5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па - коэффициент сжимаемости породы.

$$\text{Приведенный радиус: } r_{np} = \sqrt{\frac{K}{0,444 e^{\frac{\alpha - P_{3c}^2}{\beta}}}} \quad (10.7)$$

Если время работы скважины на стационарном режиме $T < 20t$, что характерно для пласта ограниченных размеров, то обработку результатов ведут с использованием следующей зависимости:

$$P_3^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \ln \frac{T+t}{t} \quad (10.8)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, Па.

Задача 10.1. Исследуют методом восстановления давления газовую скважину, которая T суток работала на стационарном режиме с дебитом Q , тыс м³/сут. Эффективная толщина пласта h , м, пористость m , %. Вязкость газа μ_r , Па·с, коэффициент сжимаемости нефти $9,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, коэффициент сжимаемости пористой среды $2 \cdot 10^{-10}$ 1/Па; коэффициент сверхсжимаемости газа z . Пластовая температура, К. Результаты исследования скважины Кушевского ПХГ приведены в таблице 10.1

Определить параметры пласта по результатам исследования

Таблица 10.1 – Результаты исследования газовой скважины

t, с	P _з , МПа	ln t	ΔP ² _з , МПа ²
0	12,56		
60	12,75	4,09	162,56
120	12,75	4,79	162,56
180	12,76	5,19	162,82
240	12,78	5,48	163,33
360	12,8	5,89	163,84
600	12,82	6,40	164,35
1260	12,89	7,14	166,15
2460	13	7,81	169,00
4260	13,12	8,36	172,13
6600	13,14	8,79	172,66
12660	13,17	9,45	173,45

Таблица 10.2 – Варианты для расчета параметров продуктивного пласта по результатам исследования скважины методом восстановления давления

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T, сут	220	37	60	41	47	70	65	45	50	54
Q, тыс.м ³ /сут	521,0	130,4	180,0	220,0	541,0	450,6	358,2	371,4	463,7	120,6
h, м	20	14	30	15	10	12	13	12	17	25
m	0,2	0,24	0,27	0,3	0,28	0,31	0,27	0,35	0,26	0,22
μ _г , 10 ⁻⁵ Па·с	1,3	1,5	1,2	1,3	1,4	1,2	1,2	1,1	1,5	1,6
z	0,9	0,8	0,8	0,8	0,91	0,78	1	0,78	0,95	0,93
T _{пл} , К	340	338	350	352	334	305	341	361	320	335

Вопросы к лабораторной работе

1. На каких режимах (стационарных или нестационарных) проводят исследования газовых скважин методом КВД?
2. Как по графику КВД определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений?

Лабораторная работа 11

Определение гидропроводности по индикаторным диаграммам

Сущность метода исследования на установившихся режимах заключается в многократном изменении режима работы скважины и, после установления каждого режима, регистрации дебита и забойного давления.

Уравнение притока газа к скважине:

$$\Delta P^2 = A Q_r + B Q_r^2 + C \quad (11.1),$$

где A и B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений,

Q – дебит газовой скважины

Депрессия в газовой скважине определяется по формуле:

$$\Delta P^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 \quad (11.2)$$

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление,

$P_{\text{заб}}$ – давление на забое

Для обработки данных исследований строится зависимость $P_{\text{заб}}$ от Q (рис. 11.1)

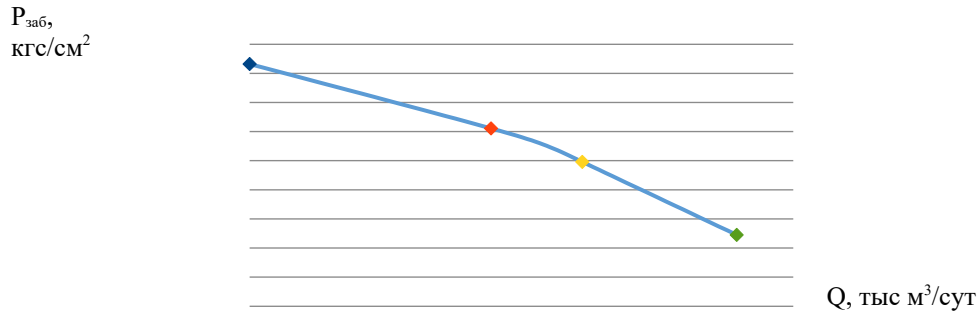


Рисунок 11.1 - Зависимость $P_{\text{заб}}$ от Q

Затем рассчитывается ΔP^2 и строится зависимость ΔP^2 от Q . (рис. 4.2)

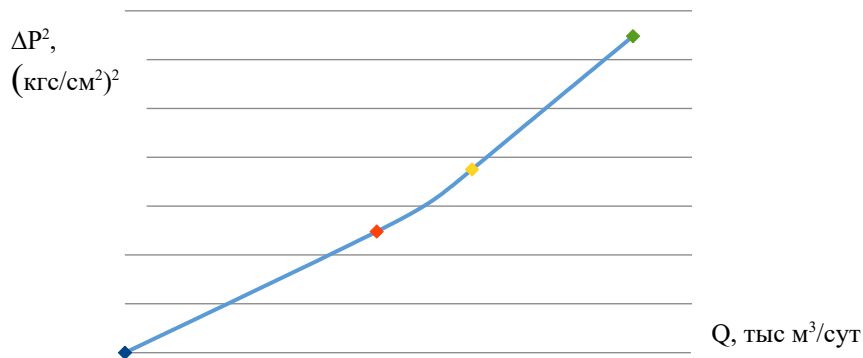


Рисунок 11.2 - Зависимость ΔP^2 от Q .

Экстраполируем линию до оси ординат. Отрезок, отсекаемый на оси ординат дает значение коэффициента C . (В нашем случае $C=0$)

Затем строится зависимость $\Delta P^2/Q$ или $\Delta P^2 - C/Q$ от дебита газа, которая называется индикаторной линией (рис. 11.3). Экстраполируем прямую линию до оси ординат. Отрезок, отсекаемый на оси ординат дает значение коэффициента A . $(A = \frac{(\text{кгс/см}^2)^2}{\text{тыс} \cdot \text{м}^3/\text{сут}})$.

$\Delta P^2/Q$,
(кгс/см²)²/
тыс м³/сут

Рисунок 11.3 – Индикаторная линия

Рассчитываем коэффициент B , используя точки, лежащие на прямой линии:

$$B = \frac{\left(\frac{\Delta P^2 - C}{Q} \right)_4 - \left(\frac{\Delta P^2 - C}{Q} \right)_3}{Q_4 - Q_3} \cdot \frac{(\text{кгс/см}^2)^2}{(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2}$$

$$A = \frac{(\text{кгс/см}^2)^2}{\text{тыс. м}^3/\text{сут}} = \frac{10^{10} \cdot 86400}{1000} = \frac{\text{Па}^2}{\text{м}^3/\text{с}}$$

$$B = \frac{(\text{кгс/см}^2)^2}{(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2} = \frac{10^{10} \cdot 86400^2}{10^6} = \frac{\text{Па}^2}{(\text{м}^3/\text{с})^2}$$

Уравнение притока можно записать:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = \frac{\mu P_0}{\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_c} Q + \frac{\rho_0 P_0 \beta}{2 \pi^2 h^2 r_c \sqrt{K_{\square}}} Q^2 \quad (11.3)$$

Т.е.

$$A = \frac{\mu P_0}{\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_c}; B = \frac{\rho_0 P_0 \beta}{2 \pi^2 h^2 r_c \sqrt{K_{\square}}} \quad (11.4)$$

Следовательно, коэффициент проницаемости:

$$K = \frac{\mu P_0}{\pi A h} \ln \frac{R_k}{r_c}, \text{ м}^2 \quad (11.5)$$

Коэффициент вихревых сопротивлений

$$\beta = \frac{2 B \sqrt{K} \pi^2 h^2 r_{c \square \square}}{\rho_0 P_0} \quad (11.6)$$

Коэффициент гидропроводности:

$$\chi = \frac{K h}{\mu} \quad (11.7)$$

Коэффициент продуктивности

$$K_{пр} = 1/A$$

Задача 11.1. По результатам исследования газовой скважины построить индикаторные линии и определить параметры пласта. Эффективная толщина пласта h , м, радиус контура питания R_k , радиус скважины $r_c = 0,1$ м, вязкость газа μ_g , плотность газа ρ_g . Результаты исследований приведены в таблице 11.2. При $Q_g = 0$, $P_{заб} = P_{пл}$

Таблица 11.1 – Варианты для определения параметров пласта по индикаторным линиям

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\mu_g, 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$	1,2	1,4	1,3	1,5	1,2	1,6	0,8	1,3	1,3	1,4
$\rho_g, \text{ кг/м}^3$	0,722	0,722	0,814	0,725	0,724	0,711	0,701	705	0,671	0,705
$H, \text{ м}$	11	18	16	12	18	21	8	15	22	13
R_k	500	200	250	300	250	300	150	400	300	400

Таблица 11.2 – Результаты исследования скважин

Вариант 1		Вариант 2	
Q, тыс. м ³ /сут	P _{заб} , кгс/см ²	Q, тыс. м ³ /сут	P _{заб} , кгс/см ²
255	56,49	370	59,35
226	57,04	282	62,04
164	58,11	198	64,21
103	59,07	98	66,16
48	59,81	0	67,55

0	60,38		
Вариант 3		Вариант 4	
670	96,99	226,2	109,79
487	104,21	161,2	110,87
311	109,1	102,6	111,78
140	112,3	62,6	112,33
0	113,78	0	113,07
Вариант 5		Вариант 6	
0	113,32	0	123,06
111	111,11	92,2	122,72
153	110,02	201	121,9
224	107,45	274,4	121,13
Вариант 7		Вариант 8	
276	78,3	306	117,88
194	77,56	193	120,14
97	76,9	95	121,43
0	76,48	0	122,11
Вариант 9		Вариант 10	
0	65,36	385	82,57
305	62,89	290	81,7
382	61,6	152	80,61
442	60,21	0	79,73

Вопросы к лабораторной работе

1. Как построить индикаторную линию?
2. Как определяется депрессия для газовой скважины?
3. Единица измерения гидропроводности

Лабораторная работа 12

Определение давления на забое нефтяной и газовой скважин

12.1 Расчет пластового давления в добывающей (нефтяной) скважине

Под пластовым давлением будем понимать давление на забое остановленной на определенный период времени скважины. Методы расчета пластового давления различны для разных категорий скважин по обводненности и базируются на использовании ряда показателей скважины, получаемых в процессе её эксплуатации.

По обводненности скважины делятся на безводные и обводненные.

К безводным будем относить только те скважины, в продукции которых полностью отсутствует вода и скважины при проведении подземного ремонта не были заглушены водой (или вся вода глушения вынесена на поверхность).

К обводненным будем относить все скважины, в продукции которых содержится вода при стационарном режиме их работы независимо от места рассмотрения продукции (на поверхности, в подъемнике, в интервале «забой-прием»). Т.о, скважину, в продукции которой на поверхности вода отсутствует, но которая была заглушена водой и в интервале «забой-прием» имеется вода при стационарной её работе, будем считать обводненной.

Для безводной скважины $P_{пл}$ рассчитывают:

$$P_{пл} = h_n \bar{\rho}_n g \quad (12.1)$$

где h - высота столба нефти в скважине, отчитываемая от забоя скважины, м
 $\bar{\rho}_n$ - средняя плотность нефти в остановленной скважине, кг/м³

Высота столба нефти

$$h_n = L_c - H_{ст} \quad (12.2)$$

где L_c - глубина скважины, м
 $H_{ст}$ - статический уровень жидкости, м

Если при остановке скважины давление на устье больше атмосферного, то

$$P_{пл} = L_c \bar{\rho}_n g + P_y \quad (12.3)$$

где P_y – давление на устье остановленной скважины, Па.

Среднюю плотность нефти можно рассчитать, принимая линейный закон её распределения в функции давления:

$$\bar{\rho}_n = (\rho_{нп} + \rho_{нд}) / 2 \quad (12.4)$$

1. В обводненной скважине, которая не глушилась водой (или другой жидкостью глушения) при эксплуатации, возможны следующие условия:

- вся вода, поступающая из пласта с продукцией, выносится на дневную поверхность и не накапливается в интервале «забой-прием»;
- поступающая из пласта с нефтью вода частично выносится на дневную поверхность, а частично накапливается в интервале «забой-прием».

В этих условиях проверяется возможность накопления воды в интервале «забой-прием» в процессе эксплуатации скважины.

Условия полного выноса накопленной в интервале «забой-прием» воды, поступающей с продукцией из пласта,) следующие:

$$Re_n > Re_{n\text{ пр}} = 1600 \quad (12.5)$$

Или

$$Re_n < Re_{n\text{ пр}} = 1600, \quad \left. \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right\} \quad (12.6)$$

$$H_{cn} \geq H_{cn}^i = L_c D_{\text{ЭК}}^2 / (D_{\text{ЭК}}^2 + d_{\text{вн}}^2)$$

где Re_n - приведенное число Рейнольдса по нефти

$Re_{n\text{ пр}}$ - предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, $Re_{n\text{ пр}} = 1600$ и при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала «забой-прием» (накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит)

H_{cn} - глубина спуска подъемника или насоса, м

$D_{\text{ЭК}}$ - диаметр ЭК, м

$d_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр НКТ, м

Приведенное число Рейнольдса по нефти

$$Re_n = 1,274 Q_{\text{нд}} \cdot b_n / (86400 D_{\text{ЭК}} v_n), \quad (12.7)$$

где $Q_{\text{нд}}$ - дебит скважины по дегазированной нефти, м³/сут,

b_n - объемный коэффициент нефти,

v_n - кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м²/с.

При соблюдении условий (5.5) или (5.6) плотность водонефтяной смеси $\rho_{\text{вн}}$ в интервале «забой-прием»:

$$\overline{\rho_{\text{вн}}} = \overline{\rho_n} + (\rho_v - \overline{\rho_n}) B, \quad (12.8)$$

где ρ_v - плотность воды, кг/м³,

B - обводненность продукции.

В данном случае пластовое давление

$$P_{\text{пл}} = (L_c - H_{cn}) \rho_{\text{вн}} g + (H_{cn} - H_{\text{дин}}) \rho_{\text{нд}} g + (H_{\text{дин}} - H_{\text{см}}) \rho_{\text{нп}} g \quad (12.9)$$

где $H_{\text{дин}}$ - динамический уровень в скважине, м

Условие неполного выноса накопленной в интервале «забой-прием» воды:

$$\left. \begin{array}{l} Re_n < Re_{n\text{ пр}} = 1600, \\ \\ \end{array} \right\} \quad (12.10)$$

$$H_{cn} < H_{cn}^i = L_c D_{\text{ЭК}}^2 / (D_{\text{ЭК}}^2 + d_{\text{вн}}^2)$$

В условиях неполного выноса поступающей из пласта воды (вода накапливается в интервале «забой-прием») плотность водонефтяной смеси

$$\rho_{\text{см}} = \rho_v - \frac{(1-B) H_{cn}}{(L_c - H_{cn})} \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{D_{\text{ЭК}}^2} \cdot (\rho_v - \rho_{\text{вн}}) \quad (12.11)$$

где $\rho_{\text{вн}}$ - плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса воды, рассчитывается по формуле (12.8), кг/м³.

2. Если скважина в процессе эксплуатации дает безводную продукцию, но при текущем ремонте она была заглушена водой, то возможны также два условия:

- в процессе эксплуатации происходит полный вынос воды глушения;
- в процессе эксплуатации вода глушения частично остается в интервале «забой-прием».

Условия полного выноса воды глушения:

$$Re_n > Re_{n\text{ пр}} = 850 \quad (12.12)$$

Или

$$\left. \begin{aligned} Re_n < Re_{n\text{ пр}} = 850, \\ H_{cn} \geq H_{cn}^{\text{г}} = L_c D_{\text{эк}}^2 / (D_{\text{эк}}^2 + d_{\text{вн}}^2) \end{aligned} \right\} \quad (12.13)$$

При соблюдении условий (12) и (13) пластовое давление определяют по формуле (5.1) или (5.3).

Условия неполного выноса воды глушения:

$$\left. \begin{aligned} Re_n < Re_{n\text{ пр}} = 850, \\ H_{cn} < H_{cn}^{\text{г}} = L_c D_{\text{эк}}^2 / (D_{\text{эк}}^2 + d_{\text{вн}}^2) \end{aligned} \right\} \quad (12.14)$$

При соблюдении условия (14) плотность водонефтяной смеси в интервале «забой-прием»

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}} - \varphi_n (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{нп}}), \quad (12.15)$$

где $\rho_{\text{в}}$ - плотность воды глушения, кг/м³,

$\rho_{\text{нп}}$ - плотность пластовой нефти, кг/м³,

φ_n - истинное нефтесодержание в интервале «забой-прием».

Истинное нефтесодержание зависит от Re_n и может быть рассчитано:

$$\text{При } 0 \leq Re_n \leq 400 \quad \varphi_n = 0,0024 Re_n \quad (12.16)$$

$$\text{При } 400 \leq Re_n \leq 850 \quad \varphi_n = 0,915 + 10^{-4} \cdot Re_n \quad (12.17)$$

При соблюдении условия (12.14):

$$P_{\text{пл}} = (L_c - H_{cn}) \rho_{\text{см}} g + (H_{cn} - H_{\text{дин}}) \rho_{\text{нд}} g + (H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{нп}} g \quad (12.18)$$

Задача 12.1. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины L ; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк}} = 0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $D_{\text{НКТ}} = 0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{\text{сп}}$; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{\text{нд}}$; объемный коэффициент нефти b_n ; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}}$; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}}$;

кинематическая вязкость пластовой нефти ν_n ; обводненность продукции В; динамический уровень $H_{\text{дин}}$; статический уровень $H_{\text{ст}}$; плотность воды $\rho_v = 1100 \text{ кг/м}^3$.

В нечетных вариантах - при предыдущем ремонте скважина была заглушена водой.

В четных вариантах - при предыдущем ремонте скважина не глушилась водой.

Таблица 12.1 – Варианты для расчета давления на забое нефтяной скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L_c, \text{ м}$	800	1200	1700	1500	850	1600	1400	900	1100	1630
$H_{\text{сп}}, \text{ м}$	700	950	1100	1050	700	750	1000	500	1000	800
$\rho_{\text{нд}}, \text{ кг/м}^3$	880	880	810	890	880	870	890	880	880	876
$\rho_{\text{нп}}, \text{ кг/м}^3$	853	843	778	866	853	735	836	845	838	834
$Q_{\text{нд}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	65	100	110	150	60	140	80	100	110	90
b_n	1,07	1,05	1,03	1,12	1,05	1,15	1,08	1,14	1,09	1,07
$\gamma_n, 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$	0,1	0,2	0,15	0,15	0,1	0,15	0,15	0,2	0,2	0,1
В	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,4	0,2	0,4
$H_{\text{дин}}, \text{ м}$	650	800	600	500	600	500	800	400	600	550
$H_{\text{ст}}, \text{ м}$	150	140	95	190	150	100	150	60	100	150

12.2 Определение пластового давления в газовой скважине

Пластовое давление в остановленной газовой скважине рассчитывают по барометрической формуле:

$$P_{\text{пл}} = P_y e^S \quad (12.19)$$

Где S – показатель степени

$$S = 0,03415 \bar{\rho}_g L / z_{\text{cp}} T_{\text{cp}} \quad (12.20)$$

T_{cp} – средняя температура, К

$\bar{\rho}_g$ – относительная плотность газа

$$\bar{\rho}_g = \rho_g / \rho_v, \quad (12.21)$$

ρ_v – плотность воды, $\rho_v = 1,293 \text{ кг/м}^3$;

L – глубина скважины,

z_{cp} – средний коэффициент сверхсжимаемости,

P_y – давление на устье остановленной скважины.

Задача 12.2. Рассчитать пластовое давление в газовой скважине для следующих условий: глубина скважины L_c ; средняя температура T_{cp} ; плотность газа ρ_g ; коэффициент сверхсжимаемости z . Давление на устье остановленной скважины P_y .

Таблица 12.2 – Варианты для расчета давления на забое газовой скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L_c , м	2200	2000	1850	1600	1560	1970	2400	2150	1750	1900
ρ_g , кг/м ³	1,02	1,03	1,01	1,06	1,04	1,07	1,05	1,03	1,04	1,01
T_{cp} , °C	41	53	42	32	56	42	29	36	47	51
z	0,78	0,95	0,76	0,87	0,84	0,83	0,73	0,84	0,93	0,87
P_y , МПа	16,7	18,6	22,4	18,5	32,8	15,3	18,4	19,6	21,5	18,4

Вопросы к лабораторной работе

1. *Определение обводненных и безводных нефтяных скважин*
2. *Алгоритм расчета для категорий нефтяных скважин*
3. *Единицы измерения температуры в барометрической формуле*

Лабораторная работа 13

Обработка результатов исследования фонтанных нефтяных скважин

На нефтяных промыслах широкое распространение получил метод исследования скважин, базирующийся на данных измерения динамического уровня. Динамический уровень определяется либо с помощью эхолота (создание в затрубном пространстве скважины звукового импульса, перед этим скважина должна быть разряжена и $P_{затр} = P_{атм}$, для чего проводят стравливание газа из затрубного пространства), либо с помощью импульсатора (создание в затрубном пространстве упругого импульса без стравливания газа из затрубного пространства скважины). Последний метод предпочтителен, так как дает более точные результаты.

Суть исследования сводится к замеру дебита, $P_{затр}$ и $H_{дин}$ для каждого стационарного режима работы скважины.

Основной вопрос при таком методе исследования - расчет забойного давления, соответствующего данному режиму работы скважины.

При известном динамическом уровне и затрубном давлении

$$P_{\text{заб}} = P_6 + \Delta P_{\text{сз}}, \quad (13.1)$$

где P_6 - давление у башмака лифта

$$P_6 = P_{\text{затр}} e^{0,000114 \rho_{\text{H}_{\text{нас}}}^2} + \rho_{\text{сз}} g h \quad (13.2)$$

где $P_{\text{затр}}$ - затрубное давление, Па

$\rho_{\text{г}}$ - относительная плотность газа в затрубном пространстве

$\rho_{\text{сз}}$ - плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины, кг/м³

$h_{\text{н}}$ - глубина погружения башмака лифта под динамический уровень, м.

$$h_{\text{н}} = H_6 - H_{\text{дин}}, \quad (13.3)$$

H_6 - глубина спуска колонны НКТ (башмака).

Плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве можно определить по номограмме (рис. 6.1). Эта номограмма применима в случае, когда давление $P_6 < P_{\text{нас}}$.

По номограмме находим $\rho_{\text{сз}} / \rho_{\text{жз}}$,

Где $\rho_{\text{жз}} = 1,07 \cdot \rho_{\text{нд}}$ (при $B > 0$) - плотность жидкой фазы в затрубном пространстве.

Если $P_6 > P_{\text{нас}}$, то $\rho_{\text{сз}} = \rho_{\text{н}}$ (где $\rho_{\text{н}}$ - средняя плотность нефти в затрубном пространстве,

$$\bar{\rho}_{\text{н}} = (\rho_{\text{нп}} + \rho_{\text{нд}}) / 2 \quad (13.4)$$

Перепад давления рассчитывается по формуле

$$\Delta P_{\text{сз}} = \rho_{\text{вн}} g (L_{\text{с}} - H_6), \quad (13.5)$$

где $\rho_{\text{вн}}$ - плотность водонефтяной смеси в интервале $(L_{\text{с}} - H_6)$, в случае неполного (полного) выноса воды (см. лабораторную работу 13.1).

$$\bar{\rho}_{\text{вн}} = \bar{\rho}_{\text{н}} + (\rho_{\text{в}} - \bar{\rho}_{\text{н}}) B, \quad \text{для полного выноса воды}$$

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}} - \frac{(1-B) H_{\text{сн}}}{(L_{\text{с}} - H_{\text{сн}})} \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{D_{\text{эк}}^2} \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{вн}}) \quad \text{для неполного выноса воды}$$

$$\text{Re}_{\text{н}} = 1,274 Q_{\text{нд}} \cdot b_{\text{н}} (1-B) / (86400 D_{\text{эк}} v_{\text{н}})$$

Задача 13.1. Рассчитать забойное давление фонтанной скважине глубиной $L_{\text{с}} = 1500$ м и внутренним диаметром эксплуатационной колонны $D_{\text{эк}} = 0,1503$ м. Продукция скважины обводнена. Плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}}$; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}}$; плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1160$ кг/м³, относительная плотность газа $\bar{\rho} = 1,05$; объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}}$; кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях $v_{\text{нп}} = 2 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Скважина фонтанирует по колонне НКТ с внутренним диаметром $d_{\text{вн}} = 0,0403$ м, спущенной на глубину $H_6 = 1000$ м.

Таблица 13.1 – Варианты для расчета забойного давления фонтанной нефтяной скважины

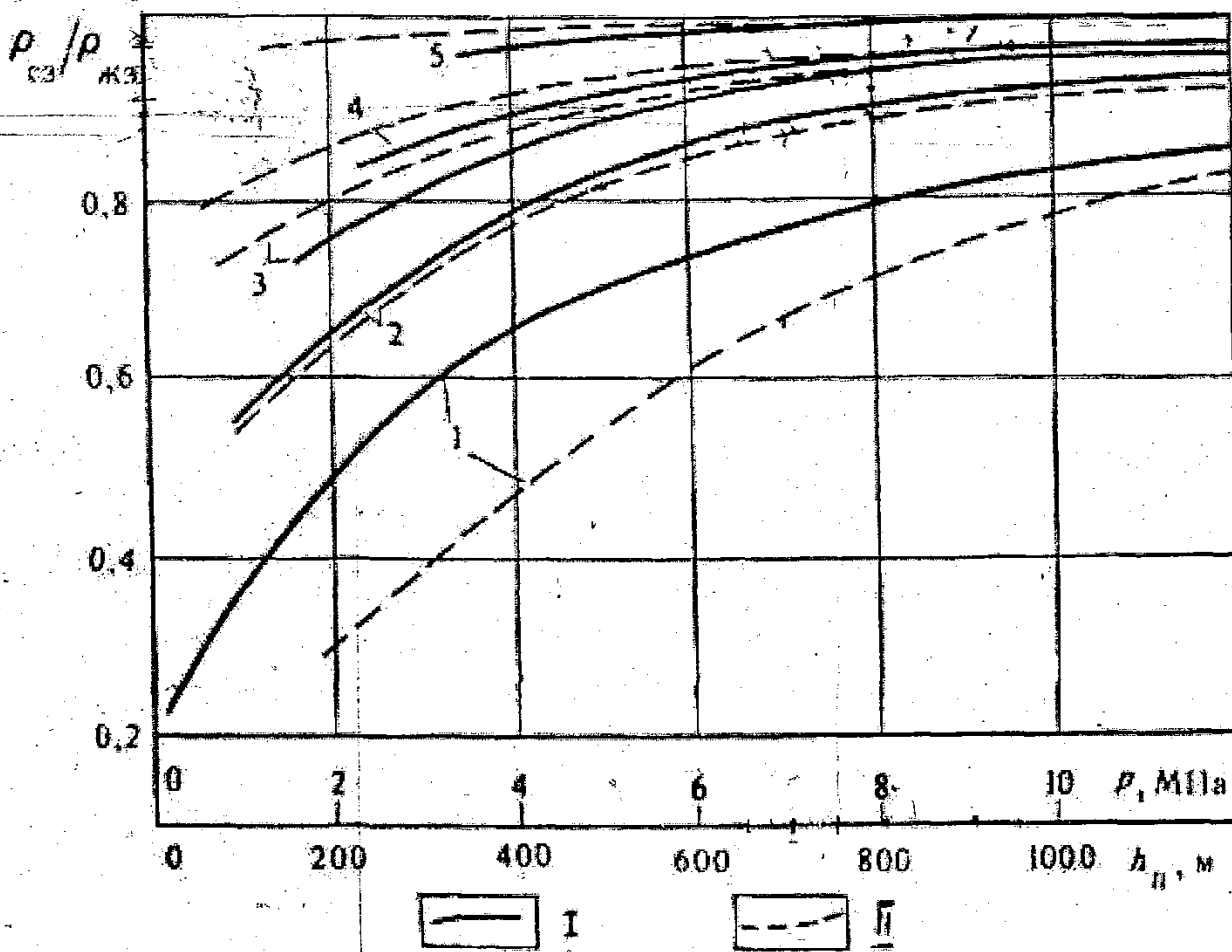
№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
----------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Лс, м	1500	1300	1600	1400	1200	1100	1000	1700	1800	1600
В	0,4	0,6	0,3	0,7	0,3	0,4	0,5	0,8	0,4	0,6
$\rho_{нд}, \text{кг/м}^3$	806	806	806	806	778	806	806	806	806	806
$\rho_{нп} \text{кг/м}^3$	864	864	864	864	821	864	864	864	864	864
bn	1,06	1,15	1,09	1,03	1,14	1,12	1,09	1,18	1,15	1,18
$\gamma_n, 10^{-5} \text{м}^2/\text{с}$	0,2	0,3	0,2	0,2	0,1	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2
Нб, м	1000	950	1050	1000	900	700	750	1100	1200	1000

Результаты исследований приведены в таблице 13.2

Таблица 13.2 – Результаты исследований

Вариант 1				Вариант 2			
№ реж	Q, т/сут	P _{затр} , Мпа	H _{дин} , м	№ реж	Q, т/сут	P _{затр} , Мпа	H _{дин} , м
1	100	0,5	300	1	150	0,5	250
2	76	0,75	200	2	105	1	190
3	52	1	90	3	75	1,5	120
4	15	1,5	10	4	50	2	25
Вариант 3				Вариант 4			
1	105	0,5	300	1	100	0,25	300
2	70	1	250	2	82	0,5	200
3	50	1,5	100	3	53	1	120
4	34	2	50	4	30	1,5	60
Вариант 5				Вариант 6			
1	130	0,5	250	1	90	0,5	200
2	87	1	150	2	53	1	150
3	62	1,5	100	3	30	1,5	100
4	43	2	70	4	15	2	25
Вариант 7				Вариант 8			
1	120	0,5	150	1	140	0,5	400
2	70	1	100	2	88	1	300
3	47	1,5	50	3	37	1,5	200
4	28	2	25	4	22	2	100
Вариант 9				Вариант 10			
1	190	0,5	400	1	170	0,5	300
2	118	1	250	2	105	1	200
3	80	1,5	150	3	75	1,5	100
4	36	2	100	4	53	2	50



1, 2, 3, 4 и 5 – соответственно при давлении в затрубном пространстве
0; 0,5; 1; 1,5 и 3 МПа

Рисунок 13.1 - Зависимость относительной плотности смеси в затрубном пространстве от давления (I) и глубины погружения (II)

Вопросы к лабораторной работе

1. Условие полного и неполного выноса вода из интервала «забой - башмак»
2. Определение плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве

Лабораторная работа 14

Обработка результатов исследования насосных скважин

Исследование скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами

1. Расчет давления на приеме насоса можно выполнить, используя динамограмму нормальной работы установки. Установка спущена в вертикальную скважину.

Нагрузка, действующая на колонну штанг при остановке головки балансира в нижней мертвой точке, определяется весом штанг в жидкой смеси $P_{ш}^*$

$$P_{НМТ} = P_{ш}^* = \frac{\rho_{ш} - \rho_{см}}{\rho_{ш}} \quad (14.1)$$

где $P_{ш}$ - нагрузка отвеса штанг в воздухе, Н

$\rho_{см}$ и $\rho_{ш}$ - соответственно плотность смеси в НКТ и материала штанг, $\rho_{ш}=7800$ кг/м³.

При остановке головки балансира в верхней мертвой точке нагрузка на штанги

$$P_{ВМТ} = P_{ш}^* + P_{ВН} F_{пл} - P_{ПН} F_{пл} \quad (14.2)$$

Откуда

$$P_{ПН} = P_{ВН} - \frac{P_{ВМТ} - P_{НМТ}}{F_{пл}} \quad (14.3)$$

где $P_{ВН}$ и $P_{ПН}$ - давления на выкиде насоса и приеме, Па

$F_{пл}$ - площадь поперечного сечения плунжера, м

$$F_{пл} = 0,785 D^2$$

Давление на выкиде насоса

$$P_{ВН} = \rho_{см} g H_n + P_y \quad (14.4)$$

где H_n - глубина спуска насоса, м

P_y - давление на устье, Па.

Выражая $\rho_{см}$ из (14.1) и подставляя в (14.4), получаем

$$P_{ВН} = \rho_{ш} g H \left(1 - \frac{P_{НМТ}}{P_{ш}} \right) + P_y \quad (14.5)$$

$$P_{ПН} = \rho_{ш} g H \left(1 - \frac{P_{НМТ}}{P_{ш}} \right) + P_y - \frac{P_{ВМТ} - P_{НМТ}}{F_{пл}} \quad (14.6)$$

Это уравнение можно использовать для расчета давления на приеме насоса, работающего в вертикальной скважине.

2. При работе скважинного штангового насоса в наклонно направленной скважине (при углах отклонения от вертикали $0 \leq \alpha \leq 22^\circ$) линия нагрузки в НМТ соответствует

$$P_{HMT} = P_{ш} \left(1 - \frac{\rho_{см}}{\rho_{ш}} \right) (1 - 0,0165 \alpha) \quad (14.7)$$

где α — угол отклонения скважины от вертикали.

Давление на выкиде насоса

$$P_{BH} = \rho_{ш} g H \cos \alpha \left[1 - \frac{P_{HMT}}{P_{ш} (1 - 0,0165 \alpha)} \right] + P_y \quad (14.8)$$

Давление на приеме насоса

$$P_{PH} = \rho_{ш} g H \cos \alpha + P_y - \frac{P_{BMT}}{F_{пл}} + \frac{P_{HMT}}{(1 - 0,0165 \alpha)} \left(\frac{1}{F_{пл}} - \frac{\rho_{ш} g H \cos \alpha}{P_{ш}} \right) \quad (14.9)$$

Задача 14.1. Вертикальная скважина эксплуатируется установкой штангового насоса, спущенного на глубину $H=1200$ м. Диаметр плунжерного насоса $D_{пл} = 43$ мм. Давление на устье 0,42 МПа. При расшифровке динамограммы получено: $P_{HMT} = 26777$ Н, $P_{BMT} = 35667$ Н. Нагрузка от веса штанг в воздухе $P_{ш} = 29430$ Н, $\rho_{ш} = 7800$ кг/м³.

Рассчитать давления на выкиде и приеме насоса.

Решение.

По (14.5) рассчитываем давление на выкиде насоса:

$$P_{BH} = 7800 \cdot 9,81 \cdot 1200 \left(1 - \frac{26777}{29430} \right) 10^{-6} + 0,42 = 8,7 \text{ МПа}$$

Давление на приеме по формуле (3)

$$P_{PH} = 8,7 \cdot 10^6 - \frac{35667 - 26777}{0,785 \cdot 0,043^2} = 2,57 \text{ МПа}$$

Таблица 14.1 – Варианты для расчета давления

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
H, м	1300	1400	1100	1500	1250	1000	1150	1000	1200	1400
D _{пл} , м	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
P _у , МПа	0,46	0,43	0,41	0,85	0,42	0,35	0,33	0,56	0,48	0,53
P _{HMT} , Н	23647	23564	24876	23121	23546	21355	24656	26132	25313	27444
P _{BMT} , Н	34637	31467	33562	32412	32698	30564	35612	35421	34987	36212
P _ш , Н	28430	26430	27430	26350	26330	24230	27530	29430	28430	30125

Задача 14.2. В наклонно-направленную скважину, угол отклонения от вертикали $\alpha = 15,5^\circ$, на глубину $H=828$ м спущен штанговый насос диаметром $D_{пл} = 32$ мм. Масса колонны штанг 2105 кг. Давление на устье 1,2 МПа. По динамограмме $P_{HMT} = 13800$ Н, $P_{BMT} = 22100$ Н. Рассчитать давления на выкиде и приеме насоса.

Решение.

Нагрузка от веса штанг в воздухе $P_{ш} = Mg = 2105 \cdot 9.81 = 20650$ Н

Давление на выкиде насоса

$$P_{BH} = \rho_{ш} g H \cos \alpha \left[1 - \frac{P_{HMT}}{P_{ш} (1 - 0,0165 \alpha)} \right] + P_y = 7.53 \text{ МПа}$$

Давление на приеме насоса

$$P_{PH} = \rho_{ш} g H \cos \alpha + P_y - \frac{P_{BMT}}{F_{пл}} + \frac{P_{HMT}}{(1 - 0,0165 \alpha)} \left(\frac{1}{F_{пл}} - \frac{\rho_{ш} g H \cos \alpha}{P_{ш}} \right) = 3 \text{ МПа}$$

Таблица 14.2 – Варианты для расчета давления

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
α , град	16,8	16,3	14,9	20,6	15,8	15,5	15,8	9,5	9,6	14,6
H, м	820	829	828	750	839	864	845	867	945	900
D _{пн} , м	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032
M _{шт} , кг	2270	2340	2264	2060	2090	2105	2108	2224	2105	1960
P _y , МПа	1,3	1,6	1,4	1,1	1,3	1,2	1,4	1,58	1,28	1,62
P _{HMT} , Н	13900	12865	11654	12600	12600	14100	12900	13900	13600	9800
P _{BMT} , Н	22200	21630	19844	19860	20100	23120	21800	22300	21800	18100

Вопросы к лабораторной работе

1. Какое давление должно быть больше: на входе или выходе насоса?
2. Как влияет угол отклонения скважины от вертикали на расчеты давления на входе-выходе насоса?

Рекомендуемая литература

Основная литература:

- 1) Кудинов, В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». Удмуртский госуниверситет, –2011 – 728 с.
- 2) Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. - Изд. 2-е, стер.,Перепеч. с изд. 1983 г. - М. : Альянс, 2009. - 510 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 503. - ISBN 5-98535-012-6

Дополнительная литература:

- 3) Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. - Изд. 2-е, стер.,Перепеч. с изд. 1983 г. - М. : Альянс, 2005. - 510 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 503. - ISBN 5-98535-012-6
- 4) Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений : учебник для вузов / Ю. П. Желтов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Недра, 1998. - 365 с. : ил. - Библиогр. с. 359. - ISBN 5-247-03806-1
- 5) Лысенко, В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко. - М. : Недра, 2000. - 516 с. - Библиогр.: с. 523-524. - ISBN 5-8365-0034-7
- 6) Вяхирев, Р. И. Теория и опыт добычи газа / Р. И. Вяхирев, Ю. П. Коротаев, Н. И. Кабанов. - М. : Недра, 1998. - 480 с. - Библиогр. в тексте. - ISBN 5-247-03801-0
- 7) Справочник по добыче нефти/ В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000.
- 8) Справочник по добыче нефти/ В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000.
- 9) - Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. Учебное пособие.- М.: Недра/. Недра, 1978.- 405 с. Авт.: А. И. Гужов, В. Г. Титов, В. Ф.Медведев, В. А.Васильев.
- 10) - Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа.- М.: «Нефть и газ», 2008.-296 с

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

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине

ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Методические рекомендации предназначены для студентов специальности 21.05.02
Прикладная геология

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).

2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу бакалавриата входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы бакалавриата, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы бакалавриата, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы бакалавриата, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы бакалавриата. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по

всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

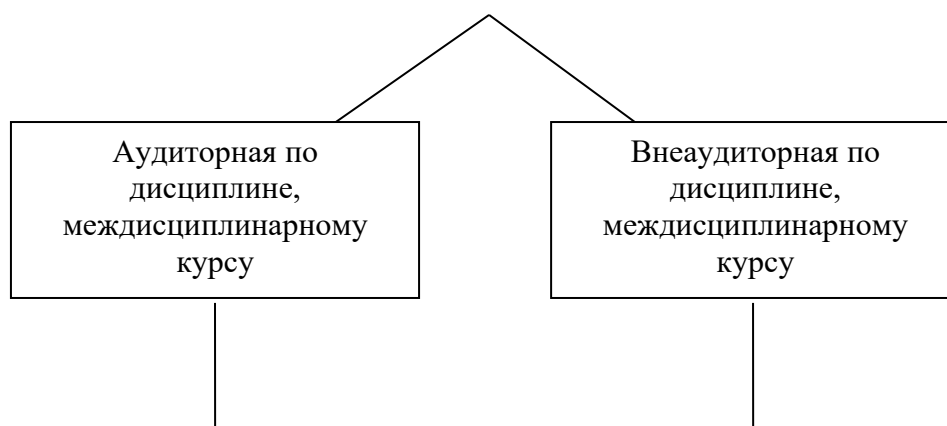
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
3. Самостоятельное изучение учебной литературы.

Рекомендуемая литература

Основная литература:

3) Кудинов, В.И. Основы нефтегазового дела. Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». Удмуртский госуниверситет, –2011 – 728 с.

4) Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. - Изд. 2-е, стер.,Перепеч. с изд. 1983 г. - М. : Альянс, 2009. - 510 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 503. - ISBN 5-98535-012-6

Дополнительная литература:

3) Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. - Изд. 2-е, стер.,Перепеч. с изд. 1983 г. - М. : Альянс, 2005. - 510 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 503. - ISBN 5-98535-012-6

4) Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений : учебник для вузов / Ю. П. Желтов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Недра, 1998. - 365 с. : ил. - Библиогр. с. 359. - ISBN 5-247-03806-1

- 5) Лысенко, В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко. - М. : Недра, 2000. - 516 с. - Библиогр.: с. 523-524. - ISBN 5-8365-0034-7
- 6) Вяхирев, Р. И. Теория и опыт добычи газа / Р. И. Вяхирев, Ю. П. Коротаев, Н. И. Кабанов. - М. : Недра, 1998. - 480 с. - Библиогр. в тексте. - ISBN 5-247-03801-0
- 11) Справочник по добыче нефти/ В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000.
- 12) Справочник по добыче нефти/ В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000.
- 13) - Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. Учебное пособие.- М.: Недра/. Недра, 1978.- 405 с. Авт.: А. И. Гужов, В. Г. Титов, В. Ф.Медведев, В. А.Васильев.
- 14) - Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа.- М.: «Нефть и газ», 2008 .-296 с