

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

Учебное пособие (лабораторный практикум)

по дисциплине «Разработка газовых месторождений» для студентов
направления подготовки **21.03.01** «Нефтегазовое дело»
Направленность (профиль) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи
газа, газоконденсата и подземных хранилищ газа»

Ставрополь
2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

Лабораторная работа 1. Определение коэффициента проницаемости призабойной зоны скважины по результатам исследований	3
Лабораторная работа 2. Оценка коэффициента пористости на учебном гелиевом порозиметре Нер-Е	5
Лабораторная работа 3. Проницаемость горных пород	14
Лабораторная работа 4. Методика определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации	18
Лабораторная работа 5. Определение карбонатности коллекторов.	22
Лабораторная работа 6. Определение плотности образца керна.	26
Лабораторная работа 7. Определение параметров пласта газовой скважины по КВД	29
Лабораторная работа 8. Определение гидропроводности по индикаторным диаграммам	31
Лабораторная работа 9. Расчет свойств природного газа	35
Лабораторная работа 10. Подсчет запасов газовой залежи	37
Список рекомендуемой литературы	40

Лабораторная работа 1
(4 часа)
Определение коэффициента проницаемости призабойной зоны скважины
по результатам исследований

Цель работы: научиться определять коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины по результатам исследований

Формируемые компетенции: ПК-5 в части способность творчески применять процессы проектирования

Теоретическая часть

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

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

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

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

С учетом (1.2) перепишем (1.1) в следующем виде

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

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

Подставляя (4) в (3), получаем

$$K_{пр}^* = \frac{2\pi kh}{b_n \mu_n \ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (1.5)$$

Или

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{K_{пр}^* b_n \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}{2\pi} \quad (1.6)$$

где $K_{пр}^*$ - коэффициент продуктивности в $\text{м}^3/(\text{Па} \cdot \text{сек})$, определенный по результатам исследования скважины.

Для пересчета $K_{пр}$ в $K_{пр}^*$ используем следующую формулу

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

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

$$\frac{kh}{\mu_r} = \frac{z P_0 T_{пл}}{a \pi T_{ст}} \ln \frac{R_k}{r_{пр}} \quad (1.8)$$

Где μ_r - вязкость газа в пластовых условиях, $\text{Па} \cdot \text{с}$

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

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

Оборудование и материалы:

Персональный компьютер, ПО для обработки данных исследований

Указания по технике безопасности:

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью в журнале по технике безопасности.
2. Допуск выполняющих лабораторную работу к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задание. Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 25 \cdot 10^6 \text{ Па}^2 \text{сут}/\text{м}^3$; пластовая температура $T_{пл} = 315 \text{ К}$; радиус контура питания $R_k = 400 \text{ м}$; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 5 \cdot 10^{-5} \text{ м}$; толщина пласта $h = 11,3 \text{ м}$; вязкость газа в пластовых условиях $1,3 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,791$.

Рассчитываем по (1.9) 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)

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

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

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
Тпл, 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

Содержание отчета

Выполнить письменное задание по индивидуальному варианту.

Вопросы к лабораторной работе

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

Лабораторная работа №2 (4 часа)

Оценка коэффициента пористости на учебном гелиевом порозиметре Нер-Е

Цель: Научиться определять коэффициент пористости на учебном гелиевом порозиметре НЕР-Е. Гелиевый порозиметр предназначен для прямого измерения скелетного объема образца керна. Принцип работы основан на законе Бойля-Мариотта.

Формируемые компетенции: ПК – 5 способность осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья

Теоретическая часть

Гелиевый порозиметр НЕР-Е предназначен для прямого измерения при изотермических условиях скелетного объема образца в измерительной камере.

По прямым измерениям скелетного объема может быть определена пористость и минералогическая плотность образцов с известным весом.

Полный объем (Bulk volume): геометрический объем образца, рассчитываемый из его длины и диаметра.

Скелетный объем (Grain volume): объем твердых частиц образца.

Поровый объем (Pore Volume): объем связанных пор образца, в которые может проникнуть газ.

Пористость (Porosity): определяется как отношение порового объема к полному объему

$$\text{Пористость} = \frac{\text{Поровый_объем}}{\text{Полный_объем}}, \quad 2.1$$

$$\text{Поровый_объем} = \text{Полный_объем} - \text{Скелетный_объем}, \quad 2.2$$

$$\text{Пористость} = \frac{\text{Полный_объем} - \text{Скелетный_объем}}{\text{Полный_объем}}, \quad 2.3$$

Закон Бойля-Мариотта используется для расчета скелетного и порового объемов на основании двух измерений давления известных масс гелия. Газ изначально находится в эталонной камере известного объема при заданном давлении, а затем расширяется в рабочую камеру с образцом (кернадержатель). По закону Бойля-Мариотта:

$$\frac{P_{\text{ref}} * V_{\text{ref}}}{T_{\text{ref}}} = \frac{P_{\text{exp}} * V_{\text{exp}}}{T_{\text{exp}}}, \quad 2.4$$

где P_{ref} - начальное давление газа в эталонной камере, V_{ref} - начальный объем газа; T_{ref} - начальная температура газа; P_{exp} - давление после расширения газа; V_{exp} - объем после расширения газа; T_{exp} - температура газа после расширения.

Температура предполагается постоянной в ходе эксперимента, $T_{\text{ref}} = T_{\text{exp}}$.

$$P_{\text{ref}} * V_{\text{ref}} = P_{\text{exp}} * V_{\text{exp}}. \quad 2.5$$

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

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

$$m_n = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} \quad (2.6)$$

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.

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.

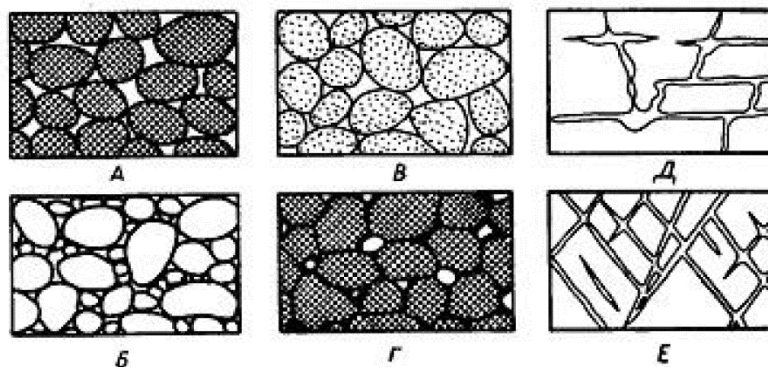


Рисунок 1 - Различные поровые пространства пород:

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

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

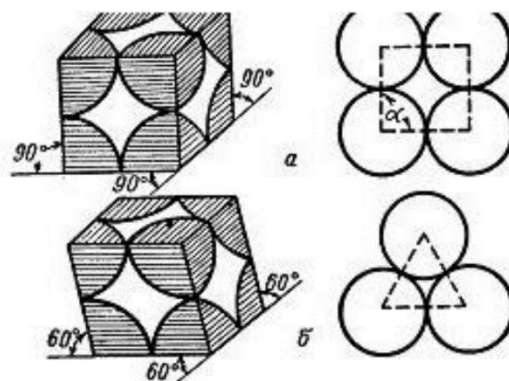


Рисунок 2 – Плотная и свободная укладка шаров фиктивного грунта

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°.

Пористость фиктивного грунта не зависит от диаметра частиц, а зависит лишь от плотности укладки, т. е. от взаимного расположения шаров, определяемого величиной угла α .

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 коллекторы 10—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.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Принцип работы гелиевого порозиметра НЕР-Е:

Измерение производится в тот момент, когда давление в рабочей камере и стандартной камере заданного объема выравнивается. Давление в камере составляет порядка 14 бар. Рабочая камера с образцом остается изолированной до момента открытия клапана и начала течения газа в стандартную камеру.

Установка для определения коэффициента пористости (схема - рисунок 1.1, общий вид рисунок 1.2).

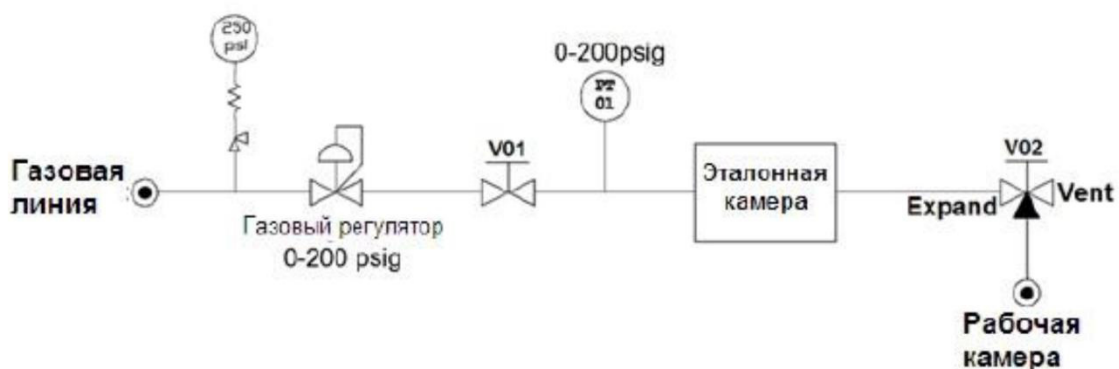


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема установки для измерения пористости



Рисунок 1.2 – Общий вид прибора для измерения пористости

Составные части прибора:

Газовый регулятор, подсоединяемый к газовой линии в лаборатории

Предохранительный клапан в газовой линии

Эталонная камера (калиброванная на заводе)

Рабочая камера для образца керна

Кран V01 для отсечения подачи газа в прибор

Датчик давления для измерения давления в эталонной и рабочей камерах

Кран V02 для соединения/отсечения камер друг от друга.

Указания по технике безопасности:

Для качественной калибровки и точных измерений необходимо:

1. Отсутствие утечек в приборе.

2. Температура:

Прибор не должен быть установлен возле окна (особенно на солнце) или двери.

Температура в помещении должна быть стабильна.

Рабочий газ должен иметь ту же температуру, что и помещение. Если баллон с газом находится в другом помещении, то рекомендуется использовать буферную емкость около 1 литра для выравнивания температуры.

3. Если до этого проблем в прибором не наблюдалось, то причиной может быть:

Образец очень низкопроницаемый.

Следует выждать дольше для стабилизации давления.

Смена сезона года и изменение распределения потоков воздуха в помещении. Убедитесь, что прибор не подвержен колебаниям температуры.

4. Если в приборе есть утечки - тщательно проверьте и протяните при необходимости все соединения.

Порядок выполнения работы

На первом шаге: кран V02 закрыт для разделения камер. Кран V01 открыт для нагнетания газа в эталонную камеру с давлением P_{ref} . Объем V_{ref} включает в себя эталонную камеру плюс соединительные трубки.

На втором шаге: кран V02 открывается (положение Expand) для расширения газа в рабочую камеру. В результате газ расширяется в рабочую камеру и заполняет поры находящего в ней образца. Так как в гранулы образца газ проникнуть не может, то объем рабочей камеры оказывается меньше на их объем V_{grain} . Тогда для объема получим:

$$V_{exp} = V_{ref} + (V_{matrix} - V_{grain}), \text{ а} \quad 1.6$$

можно записать как:

$$V_{grain} = V_{ref} + V_{matrix} - V_{exp}, \text{ б} \quad 1.7$$

где V_{ref} – объем рабочей камеры; V_{grain} – объем гранул образца; V_{matrix} – объем материнской породы (образца).

Заменим V_{exp} в законе Бойля-Мариотта $P_{ref} * V_{ref} = P_{exp} * V_{exp}$ в *б* и получим:

$$V_{grain} = (V_{ref} + V_{matrix}) - \frac{P_{ref}}{P_{exp}} * V_{ref} \quad 1.8$$

P_{ref} и P_{exp} считываются с цифрового манометра. V_{ref} , V_{matrix} и V_{dead} определяются в ходе калибровки прибора.

Ввод данных

Выберите файл «template.xls». Скопируйте его в новый файл и назовите, например, по текущей дате.

Введите данные в таблицу:

Sample name (столбец B)

Введите имя образца. В расчетах не используется.

Operator (столбец C)

Введите имя оператора. В расчетах не используется.

Comment 1, 2 and 3 (столбцы D, E, F)

Введите комментарии (например, глубину, номер скважины и т.п.). В расчетах не используется.

Sample diameter (столбец G)

Введите диаметр образца в мм, измеренный при помощи тангенциркуля.

Неточность в измерении приведет к неточности в результатах эксперимента.

Образец неправильной формы даст непредсказуемый результат.

Sample length (столбец H)

Введите длину образца в мм, измеренную при помощи штангенциркуля.

Неточность в измерении приведет к неточности в результатах эксперимента. Образец неправильной формы даст непредсказуемый результат.

После ввода автоматически будет рассчитан общий объем.

Dry Weight (столбец J)

Введите сухой вес образца в граммах. Неточное значение повлияет на расчетную плотность.

Пример таблицы с данными образца (таблица 1.1):

Таблица 1.1 Пример таблицы с данными образца

Sample № Номер образца	Sample name Наименование Образца	Operator Оператор	Comment Комментарии	Comment 2 Комментарии2	Comment 3 Комментарии3	Sample Dia (mm) Диаметр образца	Sample Length (mm) Высота образца	Bulk Vol (ml) Полный объем	Dry Weight (g) Сухой Вес
1	Sample 01	JFM	Sandstone	Berea		30	38	7.5	25.6

Date Time of test (столбец O)

Введите дату и время эксперимента. В расчетах не используется.

Matrix Type (от 1 до 4) (столбец P)

Необходимо указать для соответствия калибровке.

Для стандартной модификации HeP поставляется рабочая камера, подходящая для образцов диаметром до 38 мм (таблица 1.2). В этом случае укажите Matrix type=2.

Если используется вставка для образцов диаметров 1", то укажите тип

Matrix type=1. Остальные типы могут использоваться, например, для камер для полноразмерных образцов керна.

Таблица 1.2 Пример таблицы с данными образца

Matrix type 2 Тип матрицы	1,5"
Slope = Vref(ml)	0,000
Intercept (ml)	0,000
V Matrix (ml)	0,000
V Range (ml)	0,0
Std Deviation (ml)	0,0000

*например если загруженные диски от 1 до 5 записываем 12345

Процедура измерения

1. Открыть баллон Гелия;

- Измерить и занести в Excel **P_{Atm}** при открытой рабочей камере и открытом кране 2 (Expand), после замера закрыть кран V02 (Close)
- Измерить диаметр и высоту образца. Загрузить образец. Для более точных результатов использовать калибровочные диски.
- Открыть кран V01. Удостовериться, что давление на манометре находится в диапазоне 200-210 psi. Закрыть кран V01. После стабилизации давление внести P_{ref} в Excel.
- Открыть кран V02 в положение EXPAND.
- Дождаться стабилизации давления. Считать значение давления P_{exp} с манометра.
- Ввести значение P_{exp} в отчет.
- Запишите данный в файл отчета, сохраните и закройте его.
- Переключите кран V02 в положение «Vent».
- Откройте крышку рабочей камеры.
- Выгрузите образец (и, если использовались) калибровочные диски.
- Протрите уплотнительное кольцо (пальцем) и рабочую камеру.
- Прикрутите крышку камеры обратно, но не затягивайте ее.

В случае расчета пористости нескольких образцов, можно пропустить пункт замера P_{atm}.

Результаты расчетов

Результаты расчетов появятся автоматически после заполнения требуемых ячеек ввода.

Столбец K (grain volume): скелетный объем.

Столбец L (grain density): плотность образца. Это значение может проверено по справочнику для соответствующей породы. Например, для песчаника плотность обычно 2.65 г/мл.

Столбец M и N (Pore volume and porosity): объем пор и пористость.

Столбец Y (P_{ref}/P_{exp}): отношение давлений газа. Должно быть в диапазоне от 1.3 до 5. Подробнее смотрите в следующем разделе.

Столбец AC (last calibration involved): дата проведения калибровки. Калибровка должна регулярно проверяться.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

Исходные данные и результаты определений коэффициента динамической пористости способом вытеснения пластовой воды увлажненным азотом записываются в рабочую тетрадь по форме, приведенной в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Форма записи при определении на учебном гелиевом порозиметре HeP-e

Dry Weight (g) Сухой вес	Grain Vol (ml) Скелетный объем	Grain density (g/ml) Плотность образца	Pore Volume (ml) Объем пор	Porosity (%) Пористость	Date of test Дата замера	Matrix type Тип матрицы	Billets loaded (1 to 6)* Загруженные диски (1 до 6)	Pref recorded (psia) Давление в эталонной	Pexp (psia) Давление в рабочей камере	Pref/Pexp	V bill ets loaded (V)	Last calibration involving дата проведения калибровки
--------------------------	--------------------------------	--	----------------------------	-------------------------	--------------------------	-------------------------	---	---	---------------------------------------	-----------	-----------------------	---

								каме ре				

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

Вопросы к лабораторной работе

1. Дайте определение «коэффициента пористости».
2. Какие виды объема используются при проведении лабораторной работы. Как они соотносятся между собой?
3. Дайте характеристику закону Бойля-Мариотта, используемого для расчета скелетного и порового объемов на основании двух измерений давления известных масс гелия.
4. Каково устройство и принцип действия установки для измерения коэффициента пористости?
5. Какие величины необходимы для расчета коэффициента динамической пористости?
6. Охарактеризуйте порядок (по шагам) выполнения лабораторной работы по определению коэффициента пористости.
7. Охарактеризуйте процедуру измерения.

Лабораторная работа 3 (4 часа)

Проницаемость горных пород

Цель работы: научиться определять теоретический коэффициент проницаемости призабойной зоны

Формируемые компетенции: ПК-5 в части способность осуществлять в соответствии с технологическим регламентом оперативный контроль за техническим состоянием оборудования, используемого при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин.

Теоретическая часть

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 $1 \text{ н}/\text{м}^2$ расход жидкости вязкостью $1 \text{ н} \cdot \text{сек}/\text{м}^2$ 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

$$k_{\text{г}} = \frac{\mu_{\text{г}} P_0 Q_0 \ln \frac{R}{r}}{\pi h (P_1^2 - P_2^2)} \quad (3.8)$$

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

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

$\mu_{\text{ж}}$ и $\mu_{\text{г}}$ — 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 .

Оборудование и материалы:

Персональный компьютер, ПО для обработки данных исследований

Указания по технике безопасности:

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью в журнале по технике безопасности.

2. Допуск выполняющих лабораторную работу к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

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 (4 часа)

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.

Формируемые компетенции: ПК-5 способность осуществлять в соответствии с технологическим регламентом оперативный контроль за техническим состоянием оборудования, используемого при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин.

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:

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

где $k_{газ}$ – 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 (см³/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 $P_{cp} = (P_1 + P_2)/2$, то выражение (2.2) можно записать как:

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

где μ – вязкость газа (Сп, сантипуаз); Q_6 – атмосферный поток газа (см³/с) при; P_6 – базовое или атмосферное давление; ΔP – разность давлений; 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.

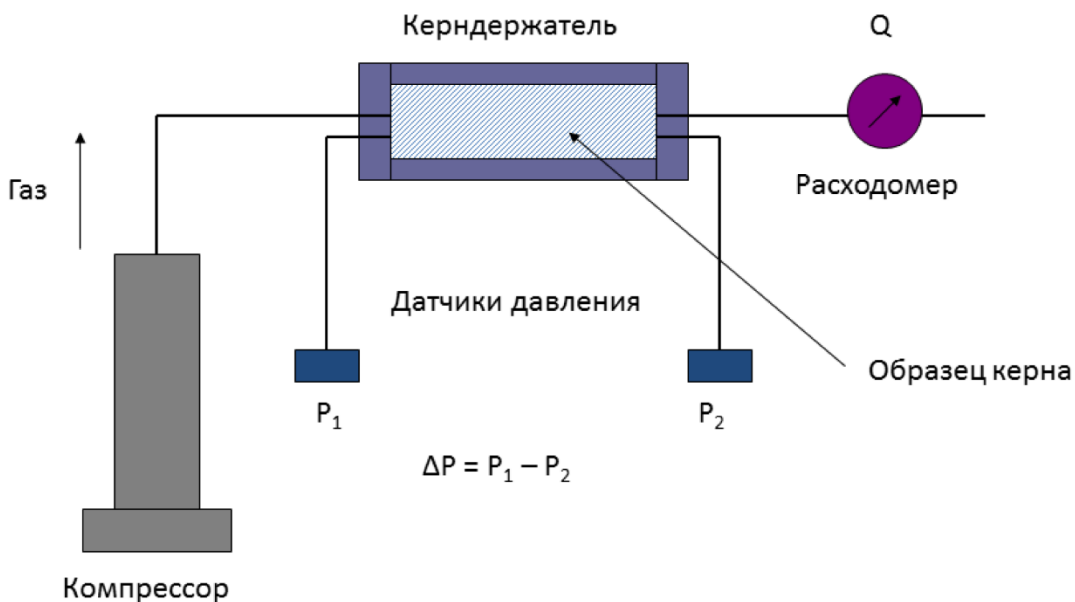


Рисунок 4.1 – Схема измерения проницаемости по газу

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).

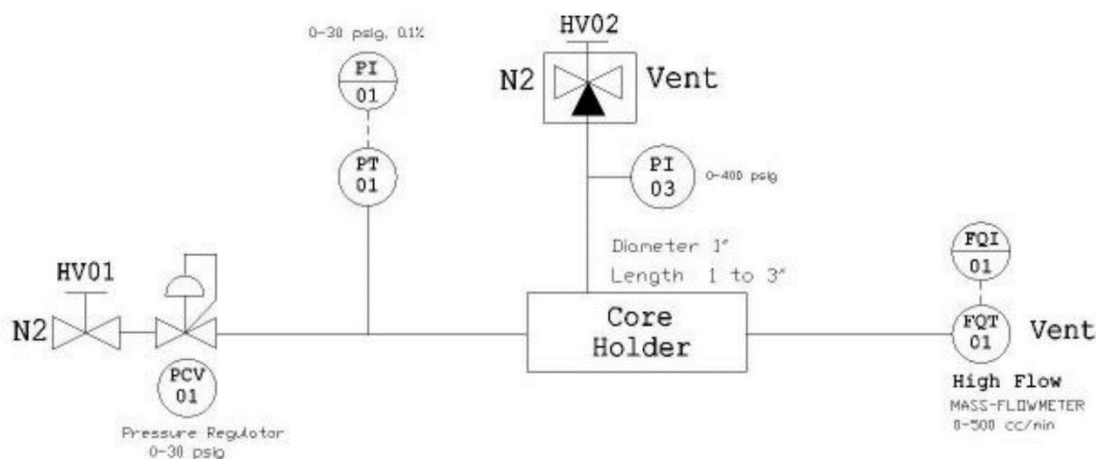


Рисунок 4.2 – Схема установки газового пермеаметра GPE-30

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 повышение давления 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:

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

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_b 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.

Если противодавление не используется, то $P_1 = \frac{\Delta P(\text{psid})}{14,695949} + P_b(\text{atm})$ $P_2 = P_b(\text{atm})$

Отсюда значение ΔP точнее, чем P₁ (3 знака вместо 2).

Среднее давление P_m находится из формулы

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

где P₁ и P₂ - 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
(2 часа)**

Определение карбонатности коллекторов

Цель работы: научиться определять карбонатности коллекторов

Формируемые компетенции: ПК-5 в части способность осуществлять в соответствии с технологическим регламентом оперативный контроль за техническим состоянием оборудования, используемого при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин

Теоретическая часть

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.

Оборудование и материалы

Экспериментальная установка для определения карбонатности горных пород газометрическим способом состоит из следующих основных узлов (см. рис.1.):

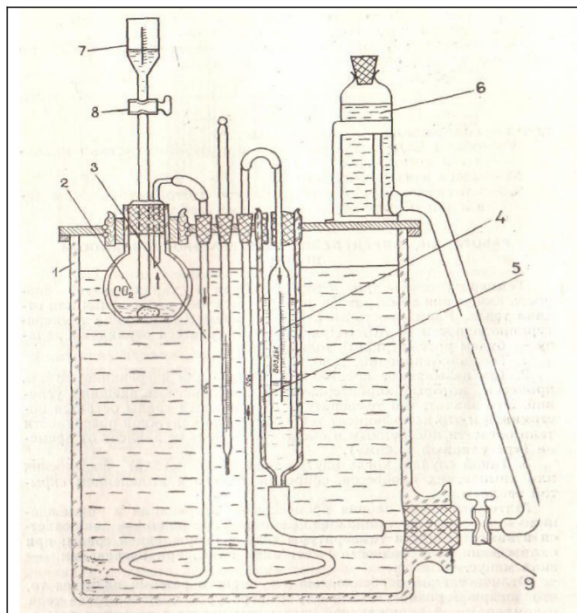


Рис.1. Схема установки для определения карбонатности горных пород
1 – термостат, 2 – реакционная колба, 3 – змеевик, 4 – бюретка, градуированная по 0,2 см³
5 – цилиндр, 6 – уравнивательная склянка, 7 – бюретка для соляной кислоты, 8 – сливной кран, 9 – кран.

Указания по технике безопасности.

1. Проверить показания манометра.
2. При работе с кислотой соблюдать меры предосторожности

Порядок проведения работы

1. Замеряется барометрическое давление.
2. Фиксируется температура в термостате.
3. Концентрические трубки 4 и 5 заполняются водой из склянки 6 так, чтобы вода в кольцевом пространстве и во внутренней трубке находились на одном уровне.
4. Отмечают уровень воды в бюретке 4.
5. Образец породы высушивают при температуре 105 - 107° С до постоянной массы.
6. Керна тщательно растирают в ступе до получения порошкообразного состояния.
7. Берется навеска порошка (примерно 0,5 г)
8. Навеска высыпается в колбу 2, которая тщательно закрывается пробкой.
9. При закрытом кране 8 в бюретку 7 наливают соляную кислоту.
10. Отмечают уровень кислоты в бюретке 7.
11. Кран 8 быстро открывается часть соляной кислоты (достаточная, чтобы прикрыть весь порошок) наливается в колбу 2.
12. Кран 8 закрывается.
13. Отмечают уровень кислоты в бюретке 7.
14. Выделяющийся углекислый газ по змеевику 3 поступает в бюретку 4, вытесняя из нее воду в кольцевое пространство. Для выравнивания уровней воды в кольцевом пространстве и в бюретке склянку 6 опускают, после чего кран 9 открывают до

выравнивания уровней. Эту операцию повторяют до тех пор, пока не прекратится выделение углекислого газа.

15. Отмечают уровень воды в бюретке 4.

16. Все измеренные величины приводятся к единой системе единиц СИ и заносятся в таблицу.

Задание.

Определить карбонатность пород при действии соляной кислоты.

Дано:

Количество породы: $a = 7,5$ г.

Количество выделившегося углекислого газа (CO_2): $V = 81$ см³.

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 (4 часа)

Определение плотности образца керна

Цель: Научиться измерять плотность образца керна.

Формируемые компетенции: ПК-5 в части способность осуществлять в соответствии с технологическим регламентом оперативный контроль за техническим состоянием оборудования, используемого при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин.

Теоретическая часть

Плотность горных пород зависит от их минерального состава, структурно-текстурных особенностей, пористости, вида вещества, заполняющего поры и пустоты (газ, нефть, вода), а также от условий образования и залегания горных пород.

Различают минералогическую плотность горных пород (отношение массы высушенных и измельчённых до исчезновения пор твёрдых частиц породы к объёму, ими занимаемому), плотность абсолютно сухой породы и плотность породы, заполненной флюидами (отношение массы твёрдой, жидкой и газообразной фаз горной породы к объёму, занимаемому этими фазами).

Измерение плотности горных пород на образцах ведётся главным образом гидростатическим способом, реже гамма-гамма методами. В естественном залегании плотность горных пород определяют по данным плотностного гамма-гамма-каротажа либо (что менее точно) оценивают по данным гравиметрических исследований в горных выработках или путём расчётов по гравиметрическим съёмкам.

Плотности природных газов δ_g изменяются от 0,7 до 3,0 кг/м³, жидкостей $\delta_{ж}$ – от 700 (нефть) до 1240 кг/м³ (сильно минерализованная пластовая вода). Плотности твердой фазы δ_t варьируют в пределах 1000 – 7000 кг/м³, сухих пород – 0,5 г/см³ – 0,7 г/см³, влажных $\delta_{пл}$ – от 1100 – 7000 кг/м³.

По прямым измерениям скелетного объема может быть определена пористость и минералогическая плотность образцов с известным весом.

При определении плотности сухой породы ее масса находится взвешиванием, а объем – одним из следующих способов: гидростатическим взвешиванием, объемным взвешиванием вводимой жидкости, пикнометрическим, определением объема образца по его размерам.

Из перечисленных способов используют наиболее часто первые два. Способ гидростатического взвешивания более точен, объемный способ требует меньшего времени.

Полный объем (Bulk volume): геометрический объем образца, рассчитываемый из его длины и диаметра.

Скелетный объем (Grain volume): объем твердых частиц образца.

Поровый объем (Pore Volume): объем связанных пор образца, в которые может проникнуть газ.

Пористость (Porosity): определяется как отношение порового объема к полному объему:

$$\text{Пористость} = \frac{\text{Поровый_объем}}{\text{Полный_объем}}, \quad 2.1$$

$$\text{Поровый_объем} = \text{Полный_объем} - \text{Скелетный_объем}, \quad 2.2$$

$$\text{Пористость} = \frac{\text{Полный_объем} - \text{Скелетный_объем}}{\text{Полный_объем}}, \quad 2.3$$

Аппаратура, оборудование и материалы.

Аналитические весы MS204S (производитель Mettler Toledo, Швейцария)

Указания по технике безопасности.

Для качественной калибровки и точных измерений необходимо:

1. Отсутствие утечек в приборе.

2. Температура:

Прибор не должен быть установлен возле окна (особенно на солнце) или двери.

Температура в помещении должна быть стабильна.

Рабочий газ должен иметь ту же температуру, что и помещение. Если баллон с газом находится в другом помещении, то рекомендуется использовать буферную емкость около 1 литра для выравнивания температуры.

3. Если до этого проблем в прибором не наблюдалось, то причиной может быть:

Образец очень низкопроницаемый.

Следует выждать дольше для стабилизации давления.

Смена сезона года и изменение распределения потоков воздуха в помещении.

Убедитесь, что прибор не подвержен колебаниям температуры.

4. Если в приборе есть утечки - тщательно проверьте и протяните при необходимости все соединения.

Порядок выполнения работы

Процедура измерения

1. Взвесить образец керна;

2. Введите сухой вес образца в граммах. Неточное значение повлияет на расчетную плотность. (Используйте файл «template.xls», созданный в лабораторной работе 1).

3. После ввода автоматически будет рассчитан общий объем. **Dry Weight** (столбец J).

Пример таблицы с данными образца (таблица 2.1):

Таблица 2.1 Пример таблицы с данными образца

Sample №	Sample name	Operator	Comment	Comment2	Comment3	Sample Dia (mm)	Sample Length (mm)	Bulk Vol (ml)	Dry Weight (g)
Номер	Наименование Образца	Оператор	Комментарии	Комментарии2	Комментарии3	(mm)	(mm)	Полный	(g)

образца						Диаметр образца	Высота образца	объем	Сухой вес
1	Sample 01	JFM	Sandstone	Berea		30	38	7.5	25.6

Результаты расчетов

4. Результаты расчетов появятся автоматически после заполнения требуемых ячеек ввода. В случае отсутствия таблицы эксель рассчитать по формуле :плотность=вес разделить на объем

Столбец L (grain density): **плотность образца**. Это значение может проверено по справочнику для соответствующей породы. Например, для песчаника плотность обычно 2.65 г/мл.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

Исходные данные и результаты определений записываются в рабочую тетрадь по форме, приведенной в таблице 1.3.

Таблица 2.2 – Форма записи при определении пористости и плотности образца керна на учебном гелиевом порозиметре HeP-e

Номер образца	Дата отбора	Дрейф веса	Grain Vol (ml) Скелетный объем	Grain density (g/ml) Плотность образца	Porosity (%) Пористость	Matrix type Тип матрицы	Billets loaded (1 to 6)* Загруженные диски (1 до 6)	Pref recorded (psia) Давление в эталонной камере	Pex (psi a) Давление в рабочей камере	Pref /Pex p	V bil let s loa ded (V)	Last calibration invol ving data пров еден ия кали бров ки

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. Какие выделяют виды плотности горных пород?
2. От каких факторов зависит плотность горных пород?
3. Какие способы измерения плотности горных пород существуют?
4. Охарактеризуйте диапазон изменения плотности основных флюидов и твердых фаз пород.
5. Какие величины необходимы для расчета плотности образца? Каким образом может быть определен объем сухой породы?
6. Охарактеризуйте порядок (по шагам) выполнения лабораторной работы по определению плотности образца.

Лабораторная работа 7 (4 часа)

Определение параметров пласта газовой скважины по КВД

Цель: Научиться обрабатывать результаты исследования газовых скважин по кривой восстановления давления

Формируемые компетенции: ПК-5 готовность использовать специализированные программные продукты при составлении проектных, технологических и рабочих документов

Теоретическая часть

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:

$$p_z^2(t) - p_{zc}^2 = \frac{Q_{ст} \mu_g z p_0 T_{пл}}{2\pi K h T_{ст}} \cdot \ln \frac{2.25 \chi t}{r_{пр}^2} \quad (7.1)$$

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

Уравнение (7.1) можно переписать в виде

$$P_3^2(t) = \alpha + \beta \ln t \quad (7.2)$$

$$\text{Где } \alpha = P_{3c}^2 + \frac{Q_{ст} \mu_r z P_0 T_{пл}}{2\pi K h T_{ст}} \cdot \ln \frac{2.25 \chi}{r_{пр}^2} \quad (7.3)$$

$$\beta = \frac{Q_{ст} \mu_r z P_0 T_{пл}}{2\pi K h T_{ст}} \quad (7.4)$$

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

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{Q_{ст} z P_0 T_{пл}}{2\pi T_{ст} \beta} \quad (7.5)$$

и коэффициент проницаемости K .

Рассчитывают коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{K}{\mu_r (m\beta_r + \beta_n)} \quad (7.6)$$

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

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

$$\text{Приведенный радиус: } r_{пр} = \sqrt{\frac{K}{0,444e \frac{\alpha - P_{3c}^2}{\beta}}} \quad (7.7)$$

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

$$P_3^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \ln \frac{T+t}{t} \quad (7.8)$$

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

Оборудование и материалы:

Персональный компьютер, ПО для обработки данных исследований

Указания по технике безопасности:

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью в журнале по технике безопасности.
2. Допуск выполняющих лабораторную работу к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задача 7.1. Исследуют методом восстановления давления газовую скважину, которая T суток работала на стационарном режиме с дебитом Q , тыс $\text{м}^3/\text{сут}$. Эффективная толщина пласта h , м, пористость m , %. Вязкость газа μ_r , Па·с, коэффициент сжимаемости нефти $9,5 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$, коэффициент сжимаемости пористой среды $2 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$; коэффициент сверхсжимаемости газа z . Пластовая температура, K . Результаты исследования скважины Кушевского ПХГ приведены в таблице 10.1

Определить параметры пласта по результатам исследования

Таблица 7.1 – Результаты исследования газовой скважины

t, с	P_3 , МПа	$\ln t$	ΔP^2_3 , 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 7.2 – 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_r , 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
Tпл, 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 8 (4 часа)

Определение гидропроводности по индикаторным диаграммам

Цель: Научиться обрабатывать результаты исследования скважин

Формируемые компетенции: ПК-5 готовность использовать специализированные программные продукты при составлении проектных, технологических и рабочих документов

Теоретическая часть

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:

$$\Delta P^2 = A Q_r + B Q_r^2 + C \quad (8.1),$$

где А и В – коэффициенты фильтрационных сопротивлений,

Q – дебит газовой скважины

Депрессия в газовой скважине определяется по формуле:

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2 \quad (8.2)$$

$P_{пл}$ – пластовое давление,

$P_{заб}$ – давление на забое

Для обработки данных исследований строится зависимость $P_{заб}$ от Q (рис. 8.1)

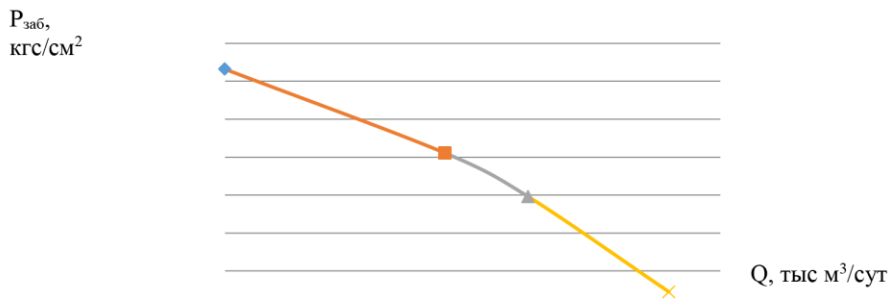


Рисунок 8.1 - Зависимость $P_{заб}$ от Q

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

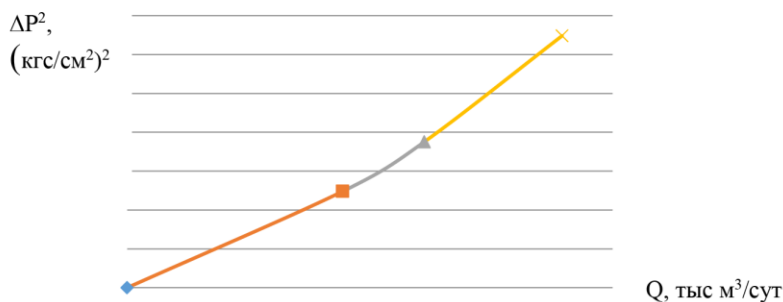
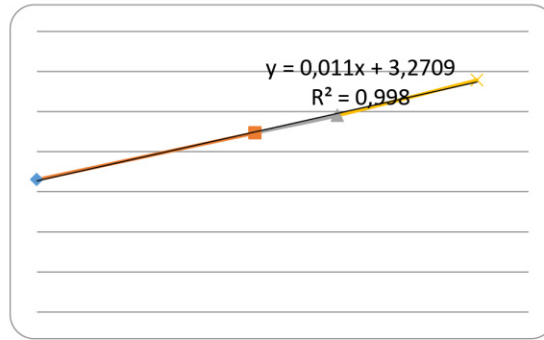


Рисунок 8.2 - Зависимость ΔP^2 от Q.

Экстраполируем линию до оси ординат. Отрезок, отсекаемый на оси ординат дает значение коэффициента С.(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. 8.3). Экстраполируем прямую линию до оси ординат. Отрезок, отсекаемый на оси ординат дает значение коэффициента А. ($A = \frac{(\text{кгс/см}^2)^2}{\text{тыс.м}^3/\text{сут}}$).

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



Q, тыс м³/сут

Рисунок 8.3 – Индикаторная линия

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

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

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

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

Уравнение притока можно записать:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = \frac{\mu P_0}{\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_c} Q + \frac{\rho_0 P_0 \beta}{2\pi^2 h^2 r_c \sqrt{K}} Q^2 \quad Q, \text{ тыс м}^3/\text{сут} \quad (8.3)$$

Т.е.

$$A = \frac{\mu P_0}{\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_c}; \quad B = \frac{\rho_0 P_0 \beta}{2\pi^2 h^2 r_c \sqrt{K}} \quad (8.4)$$

Следовательно, коэффициент проницаемости:

$$K = \frac{\mu P_0}{\pi A h} \ln \frac{R_k}{r_c}, \text{ м}^2 \quad (8.5)$$

Коэффициент вихревых сопротивлений

$$\beta = \frac{2B\sqrt{K}\pi^2 h^2 r_c}{\rho_0 P_0} \quad (8.6)$$

Коэффициент гидропроводности:

$$\chi = \frac{K h}{\mu} \quad (8.7)$$

Коэффициент продуктивности

$$K_{\text{пр}} = 1/A$$

Оборудование и материалы:

Персональный компьютер, ПО для обработки данных исследований

Указания по технике безопасности:

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью в журнале по технике безопасности.
2. Допуск выполняющих лабораторную работу к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задача 8.1. 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 8.2. При $Q_g = 0$, $P_{заб} = P_{пл}$

Таблица 8.1 – 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 8.2 – Результаты исследования скважин

Вариант 1		Вариант 2	
$Q, \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$	$P_{заб}, \text{ кгс/см}^2$	$Q, \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$	$P_{заб}, \text{ кгс/см}^2$
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 9

Расчет свойств природного газа (4 часа)

Цель: научиться рассчитывать свойства природного газа

Формируемые компетенции: ПК – 5 готовность выполнять отдельные элементы проектов на стадиях эскизного, технического и рабочего проектирования

Теоретическая часть

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 9.1.

Таблица 9.1 – 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):

$$\rho_{ст} = a_1\rho_1 + a_2\rho_2 + \dots + a_n\rho_n, \quad (9.1)$$

где $a_1 \dots a_n$ – доля каждого компонента в смеси для данного состава;

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

Молярная масса

$$M = a_1 M_1 + a_2 M_2 + \dots + a_n M_n, \quad (9.2)$$

где $M_1 \dots M_n$ – молярная масса компонента, кг/кмоль.

Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_B}. \quad (9.3)$$

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

$$\rho = \frac{M}{22,41}, \quad (9.4)$$

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

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

$$R = \frac{\bar{R}}{M}, \quad (9.5)$$

где $\bar{R}$ – универсальная газовая постоянная $R=8314,3$ 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:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{ст}) \quad (9.6)$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{ст}) \quad (9.7)$$

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

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{пр}}}{1 - 1,68 \cdot T_{\text{пр}} + 0,78 \cdot T_{\text{пр}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{пр}}^3}; \quad (9.8)$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{сп}}}{P_{\text{ПК}}}; \quad T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{сп}}}{T_{\text{ПК}}}. \quad (9.9)$$

$$P = P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right) \quad (9.10)$$

Оборудование и материалы:

Персональный компьютер, ПО для обработки данных исследований

Указания по технике безопасности:

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью в журнале по технике безопасности.
2. Допуск выполняющих лабораторную работу к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задание:

Рассчитать свойства природного газа:

Таблица 9.2 – 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 ₅ 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 10

Подсчет запасов газовой залежи

(1 час)

Цель работы: научиться определять запасы газовой залежи

Формируемые компетенции: ПК – 5 готовность выполнять отдельные элементы проектов на стадиях эскизного, технического и рабочего проектирования

Теоретическая часть

Для новых месторождений (залежей) или для залежей, из которых отобрано значительное количество газа, рекомендуется объемный метод подсчета запасов газа.

Балансовые запасы газа в залежи, приведенные к стандартным условиям, рассчитывают по следующей формуле:

$$V_{\Gamma} = F \cdot h \cdot m \cdot s_{\Gamma} \cdot \frac{P_{\text{пл}} \cdot T_{\text{ст}}}{P_0 \cdot T_{\text{пл}} \cdot z}, \quad (1)$$

где V_{Γ} - балансовые запасы газа, приведенные к стандартным условиям, м^3 ; s_{Γ} - средняя газонасыщенность пласта; $P_{\text{пл}}$, P_0 - соответственно пластовое и нормальное давление, МПа; $T_{\text{пл}}$ и $T_{\text{ст}}$ - соответственно пластовая и стандартная температура, К; z - коэффициент сверхсжимаемости реального газа.

Иногда вместо газонасыщенности пласта задают содержание в порах связанной воды $s_{\text{в}}$. В этом случае газонасыщенность:

$$s_{\Gamma} = 1 - s_{\text{в}} \quad (2)$$

Задача. Определить балансовые запасы газа в залежи, имеющей следующую характеристику: площадь продуктивной части пласта $7,15 \cdot 10^8 \text{ м}^2$; средняя газонасыщенная толщина пласта 9,72 м; средний коэффициент открытой пористости 0,28; содержание в порах связанной воды 0,33; пластовое давление 31,6 МПа; пластовая температура 76 °С; коэффициент сверхсжимаемости газа, вычисленный по его компонентному составу 0,913.

Решение. Рассчитываем газонасыщенность по формуле (2):

$$s_{\Gamma} = 1 - 0,33 = 0,67$$

Подставляем исходные и вычисленные параметры в (1):

$$\begin{aligned} V_{\Gamma} &= 7,15 \cdot 10^8 \cdot 9,72 \cdot 0,28 \cdot 0,67 \cdot \frac{31,6 \cdot 293}{0,1 \cdot 349 \cdot 0,913} = 3788,4678 \cdot 10^8 \text{ м}^3 \\ &= 378,85 \text{ млрд. м}^3 \end{aligned}$$

Таким образом, балансовые запасы залежи составляют 378,85 млрд.м³ газа.

Оборудование и материалы:

Персональный компьютер, ПО для обработки данных исследований

Указания по технике безопасности:

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью в журнале по технике безопасности.
2. Допуск выполняющих лабораторную работу к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Таблица 9.1 – Варианты для подсчета запасов газовой залежи

Пар-ры	варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
F, 10 ⁸ м ²	6,34E	6,87	7,44E	8,23E	7,64E	6,39E	5,61E	6,66E
H, м	12,54	12,34	10,36	9,72	8,34	9,34	11,36	10,48
m	0,25	0,25	0,26	0,29	0,31	0,22	0,25	0,21
s _п	0,31	0,35	0,33	0,33	0,33	0,33	0,31	0,35
P _{пл} , МПа	30,41	33,45	35,47	31,6	30,62	37,25	30,41	32,44

Тпл, С	84	74	76	77	79	81	84	86
z	0,865	0,837	0,924	0,913	0,964	0,875	0,865	0,837

Вопросы к лабораторной работе

1. Объемный метод подсчета запасов газа?
2. Содержание в порах связанной воды?

Список рекомендуемой литературы

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) Ермилов, О.М. Разработка крупных газовых месторождений в неоднородных коллекторах / О.М.Ермилов, В.Н.Маслов, Е.М.Нанивский. – М.: Недра, 2007. – 207 с.

Дополнительная литература:

- 3) Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г. А.Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980.– 301 с.
- 4) Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М: Недра. – 2008. – 376 с.
- 5) Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. Изд. 2-е. Ижевск. – 2012 . - 296 с.