

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Верисокин Александр Евгеньевич
Должность: И.о. директора института наук о земле
Дата подписания: 06.04.2026 16:02:47
Уникальный программный ключ:
bba78f4c385ebf765cda3fef3917df7dfef1e004

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

Методические указания
для практических занятий

ПМ.01 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения	очная	

Пояснительная записка

Методические указания по организации и проведению практических занятий составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой профессионального модуля «ПМ.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений».

Целью выполнения практических занятий является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ПМ.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

Процесс изучения профессионального модуля «ПМ.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений» направлен на формирование элементов следующих общих компетенций в соответствии с ФГОС СПО:

ОК 01.Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности применительно к различным контекстам

ОК 02.Использовать современные средства поиска, анализа и интерпретации информации, и информационные технологии для выполнения задач профессиональной деятельности

ОК 03.Планировать и реализовывать собственное профессиональное и личностное развитие, предпринимательскую деятельность в профессиональной сфере, использовать знания по финансовой грамотности в различных жизненных ситуациях

ОК 04.Эффективно взаимодействовать и работать в коллективе и команде

ОК 05.Осуществлять устную и письменную коммуникацию на государственном языке Российской Федерации с учетом особенностей социального и культурного контекста

ОК 07.Содействовать сохранению окружающей среды, ресурсосбережению, применять знания об изменении климата, принципы бережливого производства, эффективно действовать в чрезвычайных ситуациях

ОК 09.Пользоваться профессиональной документацией на государственном и иностранном языках

ПК 1.1 Осуществлять контроль и соблюдение основных технологических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений.

ПК 1.2 Выполнять обработку геологической информации о месторождении.

ПК 1.3 Осуществлять мероприятия по интенсификации добычи нефти и газа и увеличению нефтеотдачи пластов.

ПК 1.4 Оценивать добывные возможности скважин.

ПК 1.5 Проводить отдельные работы по исследованию нефтяных и газовых скважин.

Тема 1.1 Источники пластовой энергии и режимы работы нефтяных и газовых залежей

Методические указания к практическим занятиям

Цель: научиться определять коэффициент общей (полной) пористости.

Теоретическая часть

Пористость является важнейшим свойством, отличающим нефтяные и газовые пласты.

Под пористостью материала понимается наличие в нем между твердыми частицами, образующими этот материал, пустот – пор (трещин, каверн).

Коэффициентом общей (физической) пористости называется отношение объема всех присутствующих в пласте пор к объему пласта

$$m_{\text{пор}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V}. \quad (1.1)$$

Измеряется коэффициент общей пористости в процентах от объема пласта или в долях единицы.

Природные поры можно разделить на открытые (сообщающиеся друг с другом) и закрытые (изолированные друг от друга).

Полезную емкость формируют лишь сообщающиеся между собой открытые поры.

Связность пор зависит от структуры порового пространства, от типа флюидов, заполняющих поровый объем, и от воздействия на пласт физическими полями. Некоторые технологии могут уменьшать физическую связность (например, из-за падения пластового давления при первичной добыче), а некоторые могут ее увеличивать (гидроразрыв, кислотные обработки и др.).

По происхождению поры делятся на первичные, сформированные на стадии образования осадочной породы (стадии седиментации и диагенеза), и вторичные, сформированные уже после образования породы (стадия литогенеза). Первичными являются поры между зернами (гранулами) осадочных пород, щели литогенетических трещин (усыхания осадков и остывания для магматических пород) и трещин напластования; каверны, образующиеся при доломитизации известняковых осадков в морской воде, и каверны в эффузивных породах, вызванные выделением газов. Первичная пористость контролируется фациальными условиями осадконакопления. В осадочных породах преобладающими являются первичные межзерновые (межгранулярные) поры. Вторичными являются поры, возникающие в результате процессов таких преобразований пород, как выщелачивание, дробление, возникновение трещин и др. Главнейшими вторичными пустотами являются тектонические трещины, карстовые каверны и поры, образовавшиеся в результате выветривания, разгрузки и других физико-геологических процессов.

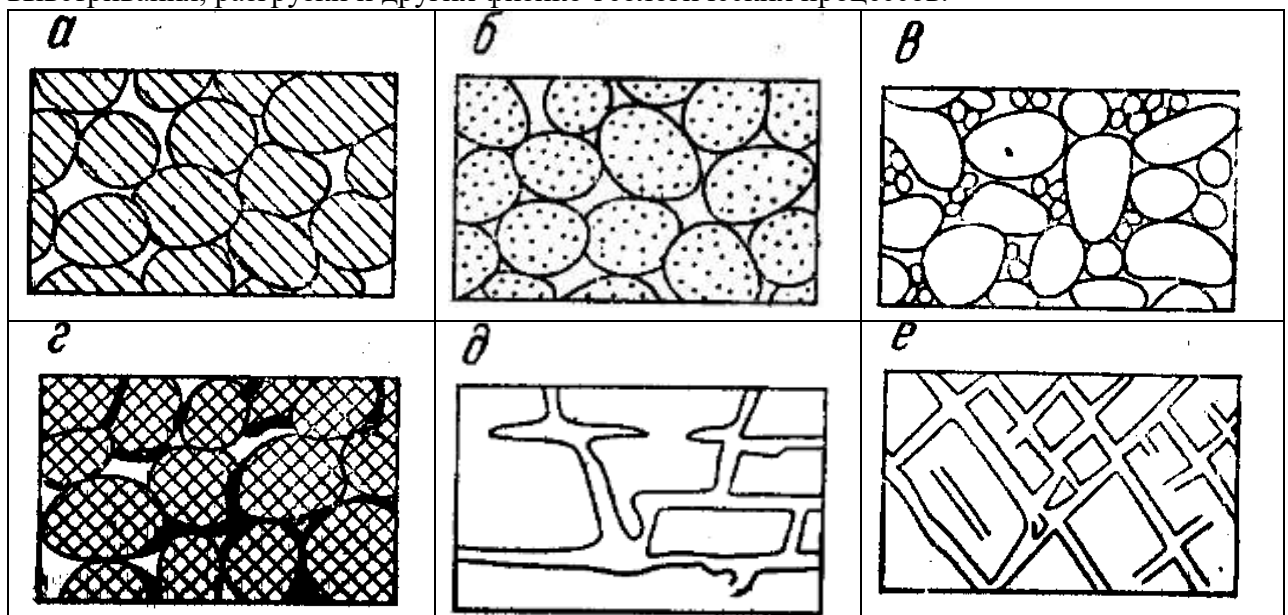


Рис. 1.1. Различные структуры поровых пространств

Обломочные породы: а – высокопористые с хорошо окатанными и отсортированными зернами; б – очень высокопористые с хорошо окатанными и отсортированными зернами; в – низкопористые с плохо окатанными и отсортированными зернами; г – пониженной пористости с хорошо окатанными отсортированными, но сцементированными зернами; д – с порами растворения; е - с трещинной пористостью (по О.Е.Мейнцеру)

Первичные поры осадочных пород называют межзерновыми или межгранулярными. Они имеют неправильные угловатые очертания. Такие поры характерны для терригенных пород - пески, песчаники, глины (см. Рис.1.1 а,б,в,г), а также для хемогенных разностей карбонатных пластов. Вторичные поры характерны для карбонатных - известняки, доломиты, а также для некоторых метаморфических и магматических пород (см. рис.1.1г,д,е).

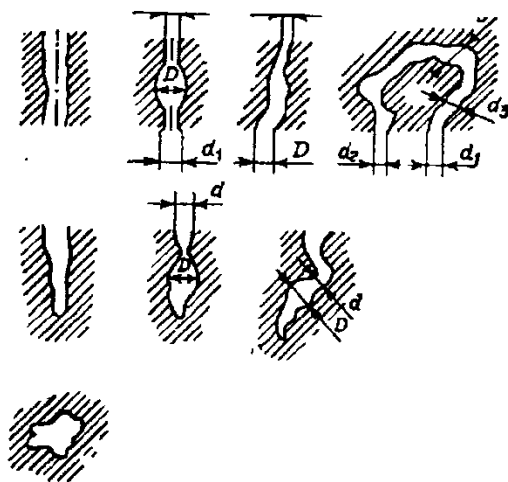


Рис. 1.2. Типы связанности пор: а) проточные поры; б) тупиковые; в) изолированные
 Тип связанности пор зависит от условий формирования породы. Открытая пористость характерна для несцементированных и слабо сцементированных, отсортированных терригенных и карбонатных пород.

В процессе литогенеза для сцементированных разностей осадочных пород взаимосвязь между отдельными порами часто ухудшается вследствие перекрытия части пор цементом и их механического уплотнения (Рис. 1.2). В карбонатных пластах поры растворения (каверны) часто оказываются несвязанными друг с другом из-за закупорки связывающих их путей фильтрации вторичными минеральными выделениями (кальцит, гипс и др.).

Вторичная пористость нередко имеет определяющее значение в формировании полезной емкости пластовой системы. Это обусловлено тем, что большинство залежей нефти и газа при своем формировании претерпели многократные изменения текстурных и структурных характеристик, изменение структуры и морфологии порового пространства, а также минерального состава слагающих их пород.

Первичная пористость пород-коллекторов чаще всего характерна для залежей древнего геологического возраста, составляющих небольшую часть известных месторождений углеводородов.

Вторичная пористость способствует формированию сложного типа порового пространства. На базе первичных пор возникают вторичные – трещины и пустоты выщелачивания. Трещинная пористость, несмотря на малые объемы трещин, играет большую роль, увеличивая связность между отдельными порами и участками пор.

Вторичная пористость при незначительной трещинности является благоприятным фактором для интенсификации добычи с использованием гидравлических разрывов пласта и кислотной обработки.

Закрытая пористость характерна для магматических пород с пузырьчатыми и ячеистыми порами (например, пемза).

Общая пористость нефтяных и газовых пластов формируется межгранулярными порами, трещинами и кавернами. Коэффициент пористости обладает свойством

аддитивности. Соответственно общую пористость можно представить в виде

$$m = \frac{V_{\text{Ггра}} + V_{\text{ТТ}} + V_{\text{Кка}}}{V} = m_{\text{гран}} + m_{\text{тр}} + m_{\text{кав}}, \quad (1.2)$$

где $V_{\text{гран}}$, $V_{\text{тр}}$, $V_{\text{кав}}$ - объемы гранулярных (межзерновых) пор, трещин и каверн, $m_{\text{гран}}$, $m_{\text{тр}}$, $m_{\text{кав}}$ - коэффициенты гранулярной, трещинной и кавернозной пористости.

В соотношении (1.2) V - это единичный объем пласта, в котором определяются объемы пор различного типа. Размеры единичного объема пласта должны быть настолько велики, чтобы включать в себя достаточно большое количество пор, трещин или каверн. Если это условие не соблюдается, то определение объемной концентрации пор различного типа будет неравноправным и из-за нарушения аддитивности соотношение (1.2).

Для промысловой практики выделение преобладающего типа пористости имеет большое значение, так как технологии разработки пластов с различными типами пористости различны.

В большинстве случаев при разработке месторождений нефти и газа приходится иметь дело со сложным типом пористости (гранулярно-трещинным, трещинно-каверновым и более сложным).

Величины $m_{\text{гран}}$, $m_{\text{тр}}$ и $m_{\text{кав}}$ используют для идентификации пластов по преобладающему типу пористости:

- чисто гранулярные коллекторы - m близки к $m_{\text{гран}}$;
- трещинные коллекторы $m \sim m_{\text{тр}}$;
- трещинно-кавернозные $m \sim (m_{\text{тр}} + m_{\text{кав}})$;
- трещинно-гранулярные $m \sim (m_{\text{тр}} + m_{\text{гр}})$.

Типичным для промысловой практики является «двойная» пористость, предполагающая наличие двух емкостных поровых сред. Одна из них - пористость межзерновой среды блоков (блочная или матричная пористость), вторая трещинная пористость – емкость самих трещин.

Пористость большинства коллекторов составляет от 5 до 30 %, но, как правило, находится в пределах 10-20 % (см.табл.1.1). Карбонатные залежи обычно имеют меньшую пористость, чем терригенные, однако последние могут иметь большую проницаемость.

Таблица 1.1.

Характерный диапазон и значения пористости пород-коллекторов

Характеристика	Пористость, %
Плохая	10
Удовлетворительная	20
Хорошая	20-30
Очень хорошая	30

Оборудование и материалы

Порозиметр

Указания по технике безопасности:

Для проведения занятий, 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.

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

Содержание отчета

Порядок проведения работы

1. Экстрагированный и высушенный образец разделить на две примерно одинаковые части (первая используется для определения объема образца, вторая – для определения объема зерен).
2. Первый кусочек взвешивается с точностью до 0,01 г.
3. Первый кусочек помещается в стакан, который на 5 минут помещается для вакуумирования в колбу вакуумной установки.
4. В стакан заливают керосин и продолжают вакуумирование до полного прекращения выделения из образца пузырьков воздуха.
5. Пока идет насыщение, в порозиметр (см. рис.1.1.) наливают керосин, плотно закрывают стаканчиком, переворачивают.
6. Уровень керосина фиксируется по шкале после прекращения его увеличения.
7. Насыщенный кусочек вынимают из вакуумной установки, кладут на стекло и несколько раз перекачивают для осушения.
8. Образец помешают в порозиметр.
9. Порозиметр плотно закрывают стаканчиком, переворачивают, снимают второй отсчет по шкале (разница между вторым и первым отсчетами будет соответствовать объему образца).
10. Второй кусочек образца тщательно измельчают в фарфоровой ступке и взвешивают с точностью до 0,01 г.
11. Повторяют п.п. 5,7,8,9.
12. Результаты всех измерений заносят в таблицу 1.2. Все измеренные величины при занесении в таблицу должны быть приведены к единой системе единиц СИ.

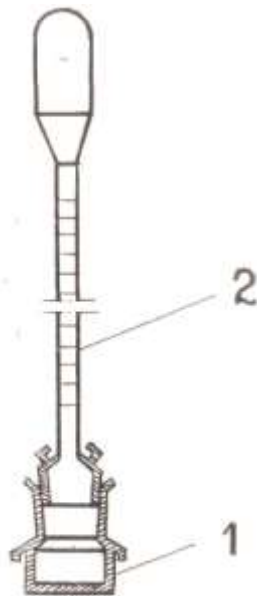


Рис. 1.3. Порозиметр
1 – проградуированная шкала ;
2 - стеклянный стаканчик.

Таблица 1.2.

Таблица для результатов исследования

Наименование величины	Обозначение	Значение
Масса сухого кусочка	M	
Отсчет по шкале без образца		
Отсчет по шкале с образцом		
Объем образца	V	
Плотность образца	ρ_n	
Масса зерен породы	M _з	
Отсчет по шкале без зерен		

Отсчет по шкале с зернами		
Объем зерен	V_3	
Плотность зерен	ρ_3	
Коэффициент общей пористости	m	

Обработка полученных результатов

1. Объем образца равен разнице отсчетов по шкале порозиметра с образцом и без него.

2. Плотность образца:

$$\rho_{\Pi} = \frac{M}{V}. \quad (1.3)$$

3. Объем зерен равен разнице отсчетов по шкале порозиметра с зернами и без них.

4. Плотность зерен:

$$\rho_3 = \frac{M_3}{V_3}. \quad (1.4)$$

5. Коэффициент общей пористости:

$$m = \left(1 - \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_3}\right) \cdot 100 \%. \quad (1.5)$$

Контрольные вопросы

1. Принцип работы порозиметра.
2. В чем измеряется пористость?
3. Что такое первичная и вторичная пористость? В чем разница?
4. Что такое эффективная и общая пористость? Дайте определение.

Тема 1.2 Разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений

Методические указания к практическим занятиям

Цель. Научиться измерять плотность образца керна.

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_r 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 $\delta_{п}$ – 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.

Оборудование и материалы

Аналитические весы MS204S (производитель MettlerToledo, Швейцария)

Указания по технике безопасности: -

Для проведения занятий, 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.

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

Задания

1. Взвесить образец керна;
2. Ввести в расчётную таблицу сухой вес образца в граммах (используйте файл «template.xls», созданный в лабораторной работе б). Неточное значение повлияет на расчётную плотность.
3. После ввода автоматически будет рассчитан общий объем (DryWeight, столбец J).

Пример таблицы с данными образца (таблица 2.1):

Таблица для результатов исследования

Sample № Ном ер обра зца	Sample name Наимено вание Образца	Operator Опера тор	Comment Комент арии	Comment2 Комента рии2	Comment3 Комента рии3	Sample Dia (mm) Диам етр образ ца	Sample Length (mm) Высотаоб разца	Bulk Vol (ml) Полн ый объе м	Dry Weight (g) Сух ой вес
1	Sample 01	JFM	Sandstone	Berea		30	38	7,5	25,6

Результаты расчетов

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

Столбец L (graindensity): *плотность образца*. Это значение может проверено по справочнику для соответствующей породы. Например, для песчаника плотность обычно 2,65 г/мл.

Содержание отчета

Исходные данные и результаты определений записываются в рабочую тетрадь по форме, приведенной в таблице 2.2.

Таблица 2.2.

Форма записи при определении пористости и плотности образца керна на учебном гелиевомпорозиметреHeP-e

Но ме р об ра зца	Data time of test Дат азам ера	Dry Wei ght (g) Су хой вес	Grai nVol (ml) Ске лет ный объе м	Grai nden sity (g/ml) Пло тнос ть обр азца	Por e Vol um (ml) Об ъем пор	Poro sity (%) Пор исто сть	Ma trix typ е Ти п ма три цы	Billet sload ed (1 to б)* Загр ужен ные диск и (1 до б)	Prefr ecor ded (psia) Дав лен ие в этал онн ой каме ре	Рех р (psi а) Дав лен ие в раб оче й кам ере	Pre f/P exp	V bi lle ts lo ad ed (V)	Last calibration involving датапро ведения кали бровки

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

Контрольные вопросы и тестовые задания:

1. От чего зависит плотность горных пород?
2. Дать определение минералогическую плотность горных пород.
3. Как изменяются плотности природных газов δ_g ; жидкостей δ_j ; твердой фазы δ_T ; сухих и влажных пород.

Тема 1.3 Методы воздействия на нефтяные и газовые пласты Методические указания к практическим занятиям

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.

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 (Bulkvolume): геометрический объем образца, рассчитываемый из его длины и диаметра.

Скелетный объем (Grainvolume): объем твердых частиц образца.

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

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

$$\text{Пористость} = \frac{\text{Поровый_объем}}{\text{Полный_объем}}, \quad (3.1)$$

$$\text{Поровый_объем} = \text{Полный_объем} - \text{Скелетный_объем}, \quad (3.2)$$

$$\text{Пористость} = \frac{\text{Полный_объем} - \text{Скелетный_объем}}{\text{Полный_объем}}. \quad (3.3)$$

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:

$$\frac{P_{\text{ref}} * V_{\text{ref}}}{T_{\text{ref}}} = \frac{P_{\text{exp}} * V_{\text{exp}}}{T_{\text{exp}}}, \quad (3.4)$$

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, $T_{\text{ref}} = T_{\text{exp}}$.

$$P_{\text{ref}} * V_{\text{ref}} = P_{\text{exp}} * V_{\text{exp}}. \quad (3.5)$$

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 - Рис. 3.1, общий вид Рис. 3.2).

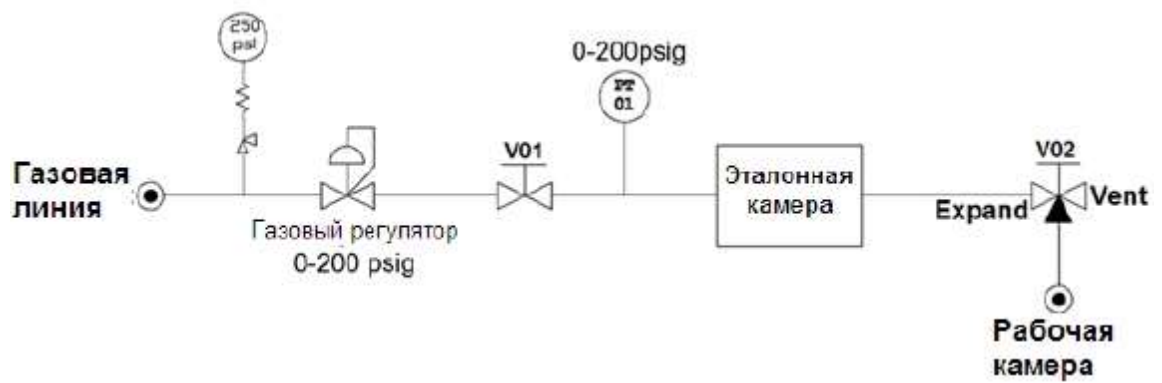


Рис. 3.1. Принципиальная схема установки для измерения пористости



Рис. 3.2. 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.

Рассмотрим порядок выполнения лабораторной 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:

$$V_{exp} = V_{ref} + (V_{matrix} - V_{grain}), \text{ а} \quad (6.6)$$

можно записать как:

$$V_{grain} = V_{ref} + V_{matrix} - V_{exp}, \text{ б} \quad (6.7)$$

где V_{ref} – объем рабочей камеры; V_{grain} – объем гранул образца; V_{matrix} – объем дисков (для калибровки).

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

$$V_{grain} = (V_{ref} + V_{matrix}) - \frac{P_{ref}}{P_{exp}} * V_{ref} \text{ в} \quad (3.8)$$

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:

Samplename (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.

Samplediameter (столбец G)

Введите диаметр образца в мм, измеренный при помощи штангенциркуля.

Неточность в измерении приведет к неточности в результатах эксперимента.

Образец неправильной формы даст непредсказуемый результат.

Samplelength (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.

DryWeight (столбец J)

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

Пример таблицы с данными образца (таблица 3.1):

Таблица 3.1.

Таблица для результатов исследования

Sample № Ном ер обра зца	Sample name Наимено вание Образца	Operator Оператор	Comment Комментарии	Comment2 Комментарии2	Comment3 Комментарии3	Sample Diameter (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.

MatrixType (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. В этом случае укажите Matrixtype=2.

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

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

Оборудование и материалы

Указания по технике безопасности:

Для проведения занятий, 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.

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

Задания

Удостовериться перед работой, что все краны закрыты: на всех пермиаметрах краны закрыты (находятся в положении OFF), ручка на настенной панели выкручена против часовой стрелки.

Открыть баллон с гелием. Левый манометр показывает давление в баллоне. Правый должен быть выставлен на значении 12-13 бар.

Процедура измерения

1. Открыть баллон Гелия;

2. Измерить и занести в Excel P Atm при открытой рабочей камере и открытом кране 2 (EXPAND), после замера закрыть кран V02 (CLOSE)

3. Измерить диаметр и высоту образца. Загрузить образец в рабочую камеру. Для более точных результатов использовать калибровочные диски (при использовании занести номер калибровочного диска в таблицу)

4. Открыть (запустить газ в эталонную камеру) и закрыть кран V01 . Удостовериться, что давление на манометре находится в диапазоне 190-200-210 psi. После стабилизации давление внести P_{ref} в Excel.

5. Открыть кран V02 в положение EXPAND (подаем газ в рабочую камеру) .

6. Дождаться стабилизации давления. Считать значение давления P_{exp} с манометра.

7. Ввести значение P_{exp} в отчет.

8. Запишите данные в файл отчета, сохраните и закройте его.

9. Переключите кран V02 в положение VENT (таким образом сбрасывается давление газа). Далее переключить кран V02 в положение CLOSE.

10. Откройте крышку рабочей камеры.

11. Выгрузите образец (и, если использовались) калибровочные диски.

12. Протрите уплотнительное кольцо (пальцем) и рабочую камеру.

13. Прикрутите крышку камеры обратно, но не затягивайте ее.

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

Окончание работы

1. Если планируется перерыв на 1-2 часа, то можно просто закрыть вентиль на баллоне с азотом.

2. Если планируется перерыв на сутки и более - закрываем вентиль на баллоне с азотом, кран V02 плавно в положение EXPAND, далее кран V01 в положение ON (выпустить газ из трубок и камер). Далее краны закрыть: кран V01 OFF и кран V02 (CLOSE)

(Результаты расчетов)

Результаты расчетов появятся автоматически после заполнения требуемых ячеек ввода.

Столбец K (grainvolume): скелетный объем.

Столбец L (graindensity): плотность образца. Это значение может проверено по справочнику для соответствующей породы. Например, для песчаника плотность обычно 2,65 г/мл.

Столбец M и N (Porevolumeandporosity): 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 (lastcalibrationinvolved): дата проведения калибровки. Калибровка должна регулярно проверяться.

Содержание отчета

Исходные данные и результаты определений коэффициента динамической пористости способом вытеснения пластовой воды увлажненным азотом записываются в рабочую тетрадь по форме, приведенной в таблице 3.2.

Таблица 3.2.

Форма записи при определении на учебном гелиевомпорозиметреHeP-e

Dry Weight (g) Сухой вес	Grain Volume (ml) Скелетный объем	Grain density (g/ml) Плотность образца	Pore Volume (ml) Объем пор	Porosity (%) Пористость	Data of test Дата замера	Matrix type Тип матрицы	Billet loaded (1 to 6)* Загруженные диски (1 до 6)	Prefer record (psia) Давление в эталонной камере	Perp (psi) Давление в рабочей камере	Perp/Perp	V billet loaded (V)	Last calibration involving дата проведения калибровки

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

Контрольные вопросы :

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 коэффициенту пористости.
7. Охарактеризуйте процедуру измерения.

Тема 2.1 Контроль за разработкой залежей нефти, газа и газоконденсата

Методические указания к практическим занятиям

Цель изучить установку для определения газопроницаемости; ознакомиться с методом определения газопроницаемости породы.

Теоретическая часть

Проницаемость – способность породы пропускать через себя жидкости и газы при наличии перепада давления. Она количественно характеризует фильтрационные свойства коллектора. Введены понятия абсолютной, эффективной (или фазовой) и относительной проницаемости.

Под абсолютной понимают проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Абсолютная проницаемость характеризует свойства породы и не зависит от свойств фильтрующихся жидкости или газа и перепада давления, если нет взаимодействия флюидов с породой.

Фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в породах многофазных систем. Ее величина 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 фазовой проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки абсолютной проницаемости горных пород обычно используют линейный закон фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости:

$$v = \frac{Q}{F} = K \frac{1}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta L},$$

где v – скорость линейной фильтрации;

Q – объемный расход жидкости в единицу времени;

F – площадь фильтрации пористой среды;

ΔP – перепад давления ($P^1 - P^2$);

ΔL – длина пористой среды.

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

$$K = \frac{Q\mu\Delta L}{\Delta P F}.$$

При движении газа в пористой среде под Q подразумевается средний расход газа, так как по мере движения газа в пористой среде по направлению падения давления объем его непрерывно увеличивается.

Поэтому формулу определения K для газа можно представить в следующей дифференциальной форме:

$$K = - \frac{Q\mu}{F} \frac{dL}{dP}.$$

Знак минус в правой части, т.к. dP и dL имеют разные знаки. Принимая, что процесс расширения газа при линейном законе фильтрации происходит изотермически, т.е.

$$QP = Q^0 P^0 = \text{const},$$

где Q^0 – общий расход газа при атмосферном давлении P_0 , уравнение принимает вид:

$$K = - \frac{Q \mu P_0}{F} \frac{dP}{PdP}$$

Разделяя переменные и интегрируя это уравнение в пределах от P_1 до P_2 , получим:

$$K = 2 \frac{Q \mu P_0}{F} \cdot \frac{L}{P_1^2 - P_2^2}$$

Расчет проницаемости при фильтрации газа ведется по полученной формуле, которая справедлива тогда, когда движение газа в образце происходит по закону линейной фильтрации.

Физический смысл размерности K (площадь, m^2) заключается в том, что проницаемость характеризует площадь сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация.

На практике часто пользуются единицей проницаемости – дарси (D), которая в 10^{12} раз меньше, чем проницаемость в $1 m^2$, принятая в международной системе единиц (1 д – проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью $1 cm^2$ и длиной $1 cm$ при перепаде давлений $1 kg/cm^2$ расход жидкости вязкостью $1 cP$ составляет $1 cm^3/сек$). Величина, равная $0,001$ д, называется миллидарси. Учитывая, что

$$1 cm^3 = 10^{-6} m^3; 1 kg/cm^2 = 10^5 n/m^2; 1 cP = 10^{-3} \frac{n \cdot c}{m^2}; 1 cm = 10^{-2} m;$$

$1 m^2 = 10^{-4} m^2$, получим следующее соотношение:

$$1D = \frac{10^{-6} \frac{m^3}{c} \cdot 10^5 \frac{n}{m^2} \cdot 10^{-3} \frac{n \cdot c}{m^2} \cdot 10^{-2} m}{10^{-4} m^2 \cdot 10^{10} \frac{n^2}{m^4}} \approx 10^{-12} m^2$$

Пропускание газа через образец необходимо проводить не менее, чем при трех различных перепадах давления, причем продолжительность опыта выбирают в зависимости от проницаемости образца. При хорошей проницаемости достаточна выдержка в течение 2 – 5 мин после того как установится режим течения газа.

Величины коэффициентов проницаемостей, полученные в трех опытах, должны быть примерно одинаковыми, т.к. это указывает на то, что движение потока газа в образце происходило по линейному закону фильтрации.

Если какое-либо значение K резко отличается от остальных, то можно предположить, что допущена ошибка в вычислениях или неправильно записаны показания приборов, или режим движения газа в образце был отличный от линейного режима движения.

Для определения коэффициента абсолютной газопроницаемости на установке ГК-5 используют плотные, относительно крепкие керны, т.к. рыхлые горные породы не могут быть закреплены в кернадержателе.

Сущность метода заключается в определении скорости движения газа через образец горной породы при стационарной фильтрации под действием перепада давлений. Скорость фильтрации определяется известным объемом газа, прошедшим через образец за определенный отрезок времени при постоянном перепаде давлений.

Подготовка образцов

1). Перед исследованием образцов горной породы содержащиеся в них органические вещества должны быть удалены путем экстрагирования. В качестве растворителей используют хлороформ и спиртобензольную смесь в соотношении 1:2.

2). Образцы высушивают в сушильном шкафу при температуре $(105 \pm 2) ^\circ C$. Для суглинистых пород сушку проводят при температуре $(70 \pm 2) ^\circ C$.

3). После сушки перед определением проницаемости образцы охлаждают в эксикаторах над прокаленным хлористым кальцием или высокодисперсным силикагелем.

4). Определяют размеры образцов штангенциркулем как среднее из 3–5 определений в каждом направлении с погрешностью до 0,1 мм. Расхождение между определениями не должно превышать 0,5 мм.

Проницаемость замерять обязательно в двух направлениях: перпендикулярно и параллельно, и для контроля можно замерить в трех направлениях.

Устройство установки

1). Принципиальная схема установки для определения газопроницаемости показана на Рис. 4.1.

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

3). Измерителем давления служат образцовые пружинные манометры.

4). Измерителем расхода газа служит газосчетчик барабанный (тип ГСБ-400 кл. I ГОСТ 6463-53).

5). В кернодержателе для линейной фильтрации боковая поверхность образца зачехляется в тонкостенную резиновую манжетку (велосипедная резиновая камера), прижимаемую к боковой поверхности образца под действием давления газа.

Оборудование и материалы

1) Секундомер однострелочный типа СОС-2Б-000 по ГОСТ 5072-79.

2) Манометр образцовый по ГОСТ 6521-72.

3) Штангенциркуль по ГОСТ 25336-82.

Указания по технике безопасности:

1. Перед началом работы в лаборатории необходимо внимательно ознакомиться с темой работы, уяснить цель работы, составить план её выполнения и лишь после этого приступить к анализу.

2. В лаборатории необходимо работать в халате. Верхнюю одежду следует оставлять в гардеробе или размещать в специально предназначенных для этого шкафах в лаборатории.

3. Методические пособия, рабочие тетради и лабораторные журналы, предназначенные для выполнения работы, следует оберегать от попадания на них воды, растворов кислот, щелочей и других химических реактивов. Лишние книги, журналы и тетради не должны находиться на рабочем столе.

4. Если реактив взят в избытке и полностью не израсходован категорически воспрещается выливать его в склянку с реактивом.

5. Реактивы, дистиллированную воду, газ и электричество следует расходовать экономно.

6. По окончании работы необходимо тщательно убрать рабочее место, выключить электронагревательные и другие электрические приборы, закрыть воду и газ, закрыть окна и форточки, выключить вытяжную вентиляцию и освещение в лаборатории.

7. Категорически запрещается проводить опыты, не относящиеся к данной работе, без ведома преподавателя.

8. При работе с химическими реактивами (особенно с растворами кислот и щелочей) необходимо соблюдать осторожность и аккуратность. Добавлять в пробирку с реакционной смесью именно те реактивы и в таких количествах, которые указаны в методических указаниях к выполнению лабораторной работы.

9. Отработанные химические реактивы следует сливать в специальную емкость для слива реактивов, находящуюся в лаборатории. Запрещается выливать продукты реакции и сами реактивы в канализацию.

10. Следует помнить, что многие химические реактивы ядовиты и могут вызвать отравление. Поэтому следует избегать попадания реактивов на открытые участки кожи и по окончании работы тщательно вымыть руки.

11. Все опыты, связанные с применением или образованием газообразных ядовитых веществ, а также паров вредных и дурнопахнущих соединений, разрешается проводить

только в вытяжном шкафу (под тягой). В случае остановки работы вытяжной вентиляции опыты в вытяжных шкафах должны быть немедленно прекращены.

12. Нагревание растворов в пробирке следует проводить на водяной бане. При этом необходимо постоянно поддерживать достаточное количество воды в резервуаре бани во избежание пожаро- и взрывоопасной ситуации.

13. Бережно обращаться с машиной, не подвергать ее ударам, перегрузкам;

14. Включать и выключать оборудование сухими руками и только при помощи кнопок "пуск" и "стоп";

15. Снимать и устанавливать сменные части оборудования осторожно, без больших усилий и рывков.

Задания

1). Перед проведением анализа подать газ в систему установки. Для этого открыть кран редуктора газового баллона. Давление на манометре должно быть 0,6 – 0,7 МПа.

2). При линейном потоке образец кубической формы помещают в резиновую манжету кернодержателя таким образом, чтобы зазор между боковой поверхностью образца и стенками манжеты был минимальным.

3). Поставить кернодержатель с керном на подставку через резиновую прокладку, сверху закрыть крышкой. Уплотнить с помощью зажима.

4). Закрыть кран № 1 (кран сброса газа).

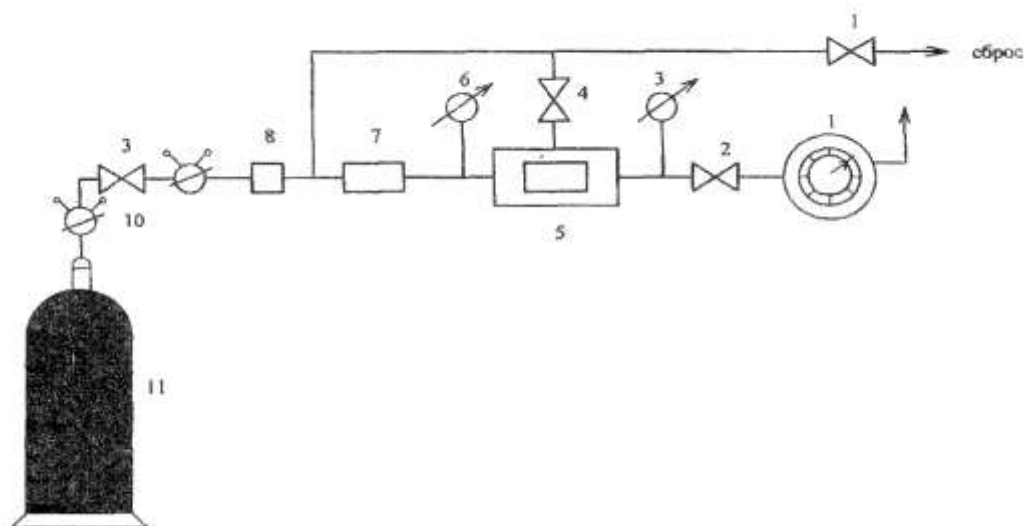


Рис. 4.1. Схема установки для определения газопроницаемости 1 – газочасы; 2 – кран сброса газа; 3 – манометр за образцом; 4 – кран обжима керна; 5 – кернодержатель; 6 – манометр перед образцом; 7 – хлоркальциевая трубка; 8 – фильтр; 9 – кран подачи газа внутрь керна; 10 – редуктор давления; 11 – источник давления.

5). Создать давление бокового обжима, обеспечивающего отсутствие проскальзывания газа между образцом и манжетой (открыть кран 2).

6). Установить рабочий перепад давления, открывая кран 3, контролируя его с помощью манометра. Газ проходит через образец. Выполнить трехкратное измерение расхода газа через образец при различных перепадах давления, включая одновременно секундомер.

Расход газа определяем по газосчетчику, первоначальное положение стрелки считать за нуль. Выбираем режим таким образом, чтобы время прохождения газа через образец было не меньше 50 с. В экстренных случаях разрешается брать минимальное время до 30 сек.

7). После проведения измерений закрыть краны 2,3, открыть кран 1. Нельзя открывать крышку кернодержателя, если из манжеты обжима не

выпущен в атмосферу газ.

8). После окончания работ закрыть вентиль азотного баллона.

Измерительные приборы:

- 1). Секундомер однострелочный типа СОС-2Б-000 по ГОСТ 5072-79.
- 2). Манометр образцовый по ГОСТ 6521-72.
- 3). Штангенциркуль по ГОСТ 25336-82.

Обработка результатов:

Результаты обмера образцов, перепады давлений, расход газа, вязкость газа при температуре проведения опыта, барометрическое давление записывают в рабочий журнал.

Коэффициент проницаемости для стационарной фильтрации при линейном потоке газа вычисляют по формуле:

$$K_r = \frac{2 \cdot 10^3 \mu L P_2 \cdot V_2}{F \cdot t (P_1 + P_2)(P_1 - P_2)}$$

где K_r – коэффициент газопроницаемости, измеренный при заданном среднем давлении в образце, 10^{-3} мкм² (миллидарси);

μ – вязкость газа при условиях фильтрации, численные значения в зависимости от температуры;

P_2 – барометрическое давление, 0,1 МПа;

V_2 – объем газа, прошедший через образец (при атмосферных условиях), см³;

T – время фильтрации, с;

P_1 – перепад давления на образце между входом и выходом, 0,1 МПа;

L – длина образца, см;

F – площадь поперечного сечения образца, см².

Содержание отчета

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства для описания газопроницаемости;
- абсолютная, фазовая и относительная проницаемость;
- обработки результатов анализа.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

Контрольные вопросы и тестовые задания

1. Проницаемость, виды проницаемости.
2. Единицы проницаемости.
3. Последовательность определения коэффициента проницаемости

Тема 2.2 Оборудование и приборы для исследования пластов

Методические указания к практическим занятиям

Цель: изучить принцип действия аппарата ГНФ-1; определить проницаемости пород на аппарате ГНФ-1

Теоретическая часть

Аппарат предназначен для измерения абсолютной проницаемости пород-коллекторов при нестационарной фильтрации воздуха и среднем давлении в образце, близком к атмосферному. Конструкция кернодержателя обеспечивает выполнение измерений при фильтрации воздуха через кубические и цилиндрические образцы и плоскорадиальном течении через цилиндрические образцы. Кубические образцы позволяют определять проницаемость в трех направлениях.

Фильтрация воздуха через образцы осуществляется при переменном перепаде давления, приближенном к атмосферному. Величина проницаемости определяется продолжительностью изменения давления в заданных пределах, которые зависят от размеров образца, начального и конечного перепада давления.

Аппарат схематично изображен на рисунке 5.1. Основными узлами аппарата являются: кернодержатель и пьезометр.

Устройство и работа прибора ГНФ-1

1) Принципиальная схема измерения при линейной фильтрации показана на рисунке 5.2. Пространство над верхним торцом образца через отверстие в крышке сообщается с атмосферой, следовательно, с одной стороны образца действует атмосферное давление.

Пространство под нижним торцом образца присоединено к полости пьезометрической трубки и через вентиль в основании кернодержателя может быть сообщено с источником разряжения. Давление в этой полости и есть давление после образца.

При создании в полости пьезометра разряжения (потянуть ртом воздух через трубку, соединенную с кернодержателем) начинается процесс фильтрации воздуха через образец и уровень воды в трубке поднимается. После того, как уровень поднялся до верхнего репера, вентиль закрывают. Движущийся через образец воздух поступает в полость трубки, давление после образца повышается и уровень в трубке понижается.

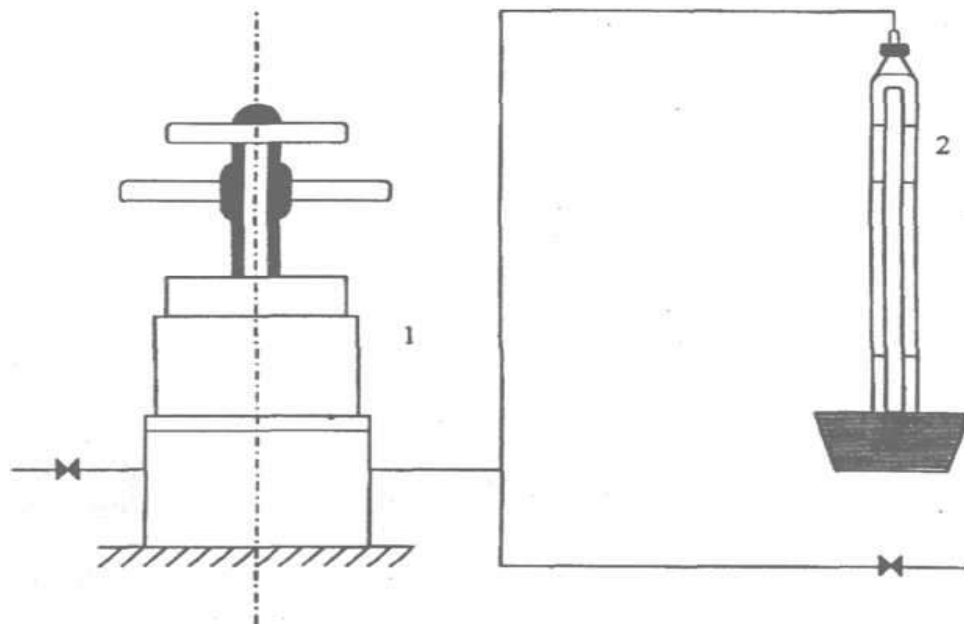


Рис. 5.1. Принципиальная схема аппарата ГНФ-1: 1 – кернодержатель; 2 – пьезометр

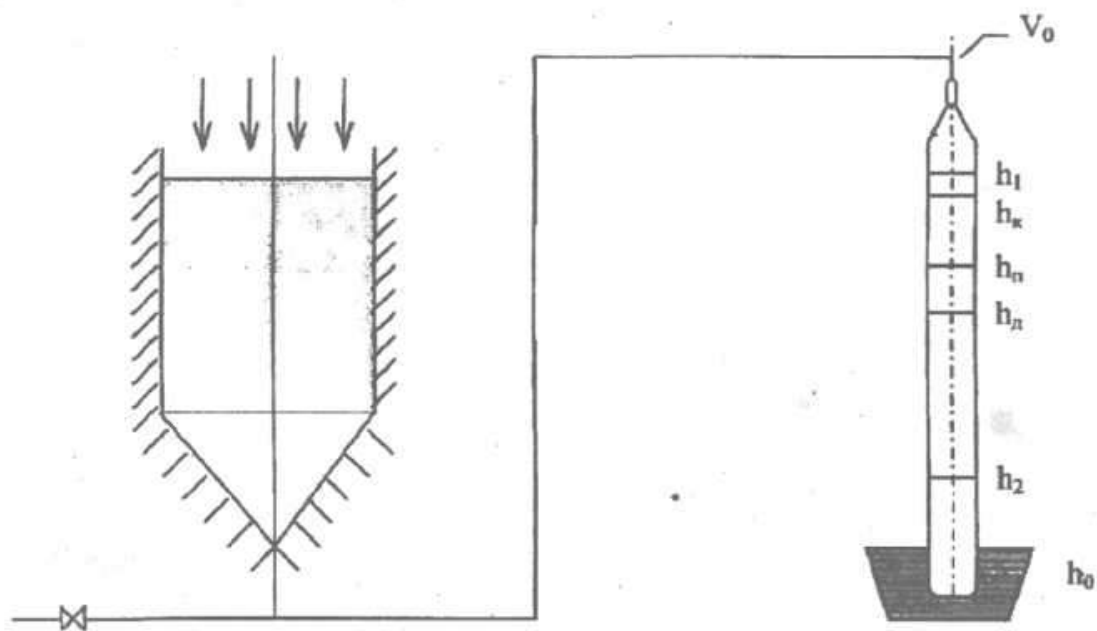


Рис. 5.2. Принципиальная схема измерения при линейной фильтрации

2). Пьезометр представляет собой градуированную трубку, погруженную нижним концом под уровень воды, окрашенной метилоранжем. Диаметр трубки 2,5 мм. На трубке нанесены реперные отметки, расстояния между ними являются исходными для расчета коэффициентов пьезометра. Трубка имеет пять основных реперов: верхний h_1 – нулевой репер, h_k – 1 см, h_n – 4 см, h_d – 11 см, h_2 – 50 см. Трубка погружена нижним концом в сосуд с водой (диаметр сосуда 20 см); уровень воды должен совпадать с уровнем нулевого нижнего репера.

Измерение производится при изменении уровня в пределах от h_1 до h_n или от $h_1 - h_d$, $h_1 - h_2$, измерение разбито на четыре поддиапазона.

3). Кернодержатель для образцов кубической формы.

Образец кубической формы закладывается в резиновую муфту и помещается в металлический стакан. Последний устанавливается на основание через резиновую прокладку и сверху закрывается крышкой. Стакан с образцом уплотняется с помощью струбцинного зажима.

Оборудование и материалы 1. Аппарат ГНФ-1

2. Секундомер однострелочный типа СОС-2Б-000 по ГОСТ 5072-79

3. Штангенциркуль по ГОСТ 25336-82

Указания по технике безопасности:

1. Перед началом работы в лаборатории необходимо внимательно ознакомиться с темой работы, уяснить цель работы, составить план её выполнения и лишь после этого приступить к анализу.

2. В лаборатории необходимо работать в халате. Верхнюю одежду следует оставлять в гардеробе или размещать в специально предназначенных для этого шкафах в лаборатории.

3. Методические пособия, рабочие тетради и лабораторные журналы, предназначенные для выполнения работы, следует оберегать от попадания на них воды, растворов кислот, щелочей и других химических реактивов. Лишние книги, журналы и тетради не должны находиться на рабочем столе.

4. Если реактив взят в избытке и полностью не израсходован категорически воспрещается выливать его в склянку с реактивом.

5. Реактивы, дистиллированную воду, газ и электричество следует расходовать экономно.

6. По окончании работы необходимо тщательно убрать рабочее место, выключить

электронагревательные и другие электрические приборы, закрыть воду и газ, закрыть окна и форточки, выключить вытяжную вентиляцию и освещение в лаборатории.

7. Категорически запрещается проводить опыты, не относящиеся к данной работе, без ведома преподавателя.

8. При работе с химическими реактивами (особенно с растворами кислот и щелочей) необходимо соблюдать осторожность и аккуратность. Добавлять в пробирку с реакционной смесью именно те реактивы и в таких количествах, которые указаны в методических указаниях к выполнению лабораторной работы.

9. Отработанные химические реактивы следует сливать в специальную емкость для слива реактивов, находящуюся в лаборатории. Запрещается выливать продукты реакции и сами реактивы в канализацию.

10. Следует помнить, что многие химические реактивы ядовиты и могут вызвать отравление. Поэтому следует избегать попадания реактивов на открытые участки кожи и по окончании работы тщательно вымыть руки.

11. Все опыты, связанные с применением или образованием газообразных ядовитых веществ, а также паров вредных и дурнопахнущих соединений, разрешается проводить только в вытяжном шкафу (под тягой). В случае остановки работы вытяжной вентиляции опыты в вытяжных шкафах должны быть немедленно прекращены.

12. Нагревание растворов в пробирке следует проводить на водяной бане. При этом необходимо постоянно поддерживать достаточное количество воды в резервуаре бани во избежание пожаро- и взрывоопасной ситуации.

13. Бережно обращаться с машиной, не подвергать ее ударам, перегрузкам;

14. Включать и выключать оборудование сухими руками и только при помощи кнопок "пуск" и "стоп";

15. Снимать и устанавливать сменные части оборудования осторожно, без больших усилий и рывков.

Задания

1). Проверить прибор на герметичность следующим образом: вставить в отверстие резиновой муфты кернодержателя металлический куб. Создать разряжение по пьезометру, оно должно сохраняться в течение 30 мин.

2). Перед началом работы проверить уровень воды в сосуде, он должен совпадать с уровнем нулевого нижнего репера.

3). Образцы кубической формы высушивают в сушильном шкафу при температуре $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$ не менее 24 час. Для сильно глинистых пород сушку проводят при температуре $(70 + 2)^\circ\text{C}$.

4). Перед работой образцы вынимают из сушильного шкафа щипцами и помещают в эксикатор с хлористым кальцием для охлаждения. Охлаждается образец 30 - 40 мин.

5). Определяют размеры образцов штангенциркулем как среднее из 3 – 5 определений в каждом направлении с погрешностью до 0,1 мм. Расхождение между определениями не должно превышать 0,5 мм.

5.5 Порядок определения проницаемости

1). Перед определением проницаемости необходимо убедиться в отсутствии сколов и трещин и измерить штангенциркулем с точностью отсчета 0,1 мм размеры образца. Проницаемость замерять обязательно в двух направлениях: перпендикулярно и параллельно и для контроля можно замерять в третьем направлении.

2). После замеров образец вставляют в резиновую муфту и помещают в металлический стакан. Затем устанавливают на основание через резиновую прокладку и сверху закрывают крышкой. Стакан с образцом уплотняется с помощью зажима. Каждый раз уплотняют стакан с образцом до упора зажима.

3). Открыть вентиль кернодержателя. Создать в полости пьезометра разряжение с помощью резиновой трубки (потянуть ртом воздух через трубку). Поднять уровень жидкости в трубке пьезометра приблизительно на 1-3 см выше отметки h_1 .

4). Вентиль быстро закрывают. Включают секундомер в момент прохождения уровня воды через верхнюю отметку репера h_1 . Измеряют время прохождения уровня воды от отметки h_1 до любой выбранной промежуточной или конечной отметки h . Выбирают репер таким образом, чтобы время прохождения не превышало 500 ± 1 с или не было меньше 50 ± 1 с. В экстренных случаях разрешается брать минимальное время до $30 + 1$ с. Ориентировочные пределы измерения проницаемости при таком интервале времени составляют от $(0,15 \text{ до } 1500) \cdot 10^{-3}$ мкм², а при 30 с – до $2000 \cdot 10^{-3}$ мкм². Если уровень воды проходит от отметки h_1 до h_2 за 20 мин или совсем не пройдет, то проницаемость считать $< 0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм

5). Измерение проводят трижды, не меняя установки образца в керна-держателе. Конечным результатом является среднеарифметическое значение из 3-х измерений при отсутствии случайных ошибок.

Обработка результатов

1). Размеры образца, температура воздуха, время, отмеченное по секундомеру, записываются в журнал по определению проницаемости.

2). Затем записывается значение коэффициента «С» в зависимости от температуры воздуха и репера пьезометра. Таблица значений коэффициента «С» в зависимости от температуры прилагается.

3). Коэффициент газопроницаемости рассчитывают по формуле:

$$K = \frac{C \cdot I}{S \cdot T},$$

где K – коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²; C – коэффициент, зависящий от геометрических размеров прибора; I – высота ребра кубического образца, см; S – площадь верхней поверхности куба; T – время прохождения уровня воды между отметками реперов $h^1 - h^k$, $h^1 - h^2$ и т. д.

Содержание отчета

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства для описания газопроницаемости;
- абсолютная, фазовая и относительная проницаемость;
- обработки результатов анализа.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

Контрольные вопросы и тестовые задания:

1. Проницаемость, виды проницаемости.
2. Единицы измерения проницаемости.
3. Последовательность определения коэффициента проницаемости.

Определение остаточной водонасыщенности образцов пород методом центрифугирования

Цель ознакомление с работой центрифуги, методика определения остаточной водонасыщенности

Теоретическая часть

В продуктивных пластах нефтяной и газовой частей залежи содержится вода. Эту воду, оставшуюся со времени образования залежи, называют остаточной. Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, воды, газа определяется:

- структурой порового пространства
- составом пород
- физико-химическими свойствами пород
- физико-химическими свойствами жидкостей и газов
- количеством и составом остаточных вод и др.

Формы существования остаточной воды необходимо учитывать во всех процессах, в которых молекулярная природа поверхности твердой фазы играет значительную роль. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной. Устойчивые пленки на поверхности твердого тела возникают только при очень низком поверхностном натяжении на границе нефть-вода, при слабой минерализации остаточной воды. Если пленка воды отсутствует, то нефть соприкасается с твердой поверхностью и вследствие адсорбции ПАВ нефти поверхность коллектора становится в значительной степени гидрофильной. Фильность пород существенным образом определяет особенности фильтрационных процессов в пористых средах.

Формы остаточной воды:

- капиллярно связанная вода в малых капиллярах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;
- адсорбционная вода, удерживаемая силами межмолекулярного взаимодействия между водой и поверхностью поровых каналов;
- пленочная вода, покрывающая гидрофильные участки породы;
- свободная вода, удерживаемая капиллярными силами в дисперсной структуре на поверхностях раздела нефть-вода, газ-вода.

При анализе kernового материала определяется общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Это связано с неопределенностью и сложностью условий ее определения по видам.

Количественно оценить содержание остаточной воды в керне можно с помощью коэффициента водонасыщенности – отношения объема воды в открытых порах образца к объему открытых пор:

$$S_v = V_v / V_{o.por.}$$

Наиболее достоверные результаты определения количества остаточной воды в породе получены при анализе kernового материала, отобранного с применением растворов, приготовленных на нефтяной основе. Предполагается, что при подъеме керна на поверхность и в процессе его транспортирования в лабораторию существенных изменений его водонасыщенности не происходит. Для этого керны предварительно парафинируют или перевозят в закрытых сосудах под слоем нефти.

Быстро и просто остаточная водонасыщенность определяется методом центрифугирования. В основе метода лежит воздействие на образец центробежных сил, возникающих при вращении керна в центрифуге.

Давление, развиваемое в капиллярах центробежными силами $p_{ц}$, равно:

$$p_{ц} = 4 \pi^2 R n^2 h (\rho_1 - \rho_2),$$

где R- радиус вращения (принимается равным расстоянию от центра оси центрифуги до середины образца);

n – число оборотов ротора центрифуги;

h – длина образца;

ρ_1 , ρ_2 – плотность воды, насыщающей образец, и плотность вытесняющей фазы (при вытеснении воздухом можно принять $\rho_2=0$).

Вытеснению воды препятствуют капиллярные силы p_k :

$$p_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{r},$$

где σ – поверхностное натяжение воды на границе с вытесняющей фазой,

θ – краевой угол смачивания,

r – радиус пор.

При этом вода вытесняется из всех пор образца, радиус которых больше радиуса r , определяемого из соотношения:

$$r_{ц} = r_k$$

Вначале с увеличением числа оборотов ротора центрифуги вода вытесняется из крупных пор. При дальнейшем увеличении частоты вращения ротора вода вытесняется из пор меньшего размера. С некоторого момента повышение числа оборотов перестает влиять на количество воды остающейся в порах. Эту воду и считают остаточной.

Результаты центрифугирования позволяют изучить распределение в керне пор по размерам. Так радиус пор, из которых при данной угловой скорости ω вытесняется вода, определяется из соотношения:

$$r = \frac{\sigma \cos \theta}{2\pi^2 n^2 r^2}.$$

Описание установки

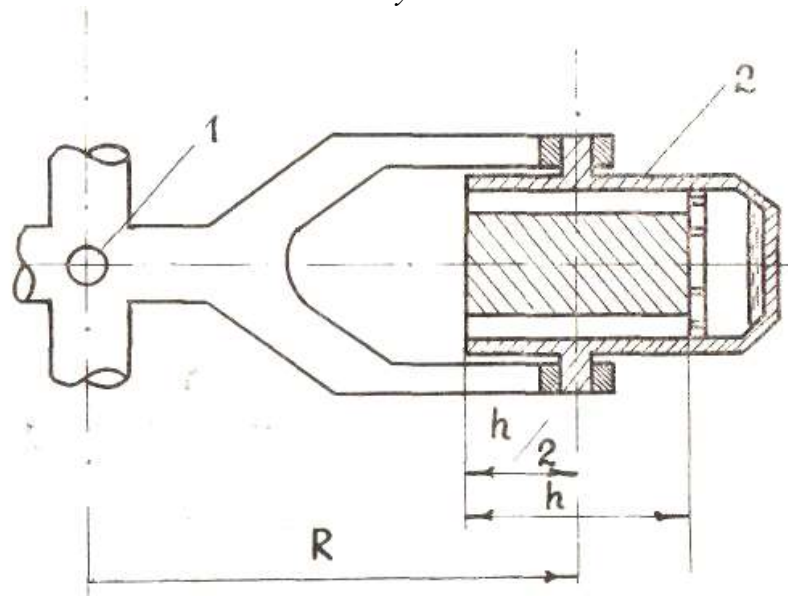


Рис. 6.1. Схема установки для определения остаточной водонасыщенности.

Центрифуга помещена в термостат и состоит из:

- 1 – хвостовик вала электродвигателя;
- 2 – вращающаяся головка с откидными стаканами, в которые вставляется пробирка с керном.

На передней стенке центрифуги имеется панель приборов, на которой установлены:

- главный выключатель;
- регулятор числа оборотов. ВНИМАНИЕ! Установку разрешено запускать с закрытой крышкой только при нулевом положении регулятора;
- тормозная кнопка, при нажатии которой, включается тормозное устройство, позволяющее уменьшить время остановки центрифуги;
- тахометр, фиксирующий число оборотов центрифуги;

- сигнальная лампа, загорающая при включении двигателя;
- счетчик времени, служащий для автоматической остановки центрифуги через заданное время.

Оборудование и материалы

установка для определения остаточной водонасыщенности.

Указания по технике безопасности: 1. Перед началом работы в лаборатории необходимо внимательно ознакомиться с темой работы, уяснить цель работы, составить план её выполнения и лишь после этого приступить к анализу.

2. В лаборатории необходимо работать в халате. Верхнюю одежду следует оставлять в гардеробе или размещать в специально предназначенных для этого шкафах в лаборатории.

3. Методические пособия, рабочие тетради и лабораторные журналы, предназначенные для выполнения работы, следует оберегать от попадания на них воды, растворов кислот, щелочей и других химических реактивов. Лишние книги, журналы и тетради не должны находиться на рабочем столе.

4. Если реактив взят в избытке и полностью не израсходован категорически воспрещается выливать его в склянку с реактивом.

5. Реактивы, дистиллированную воду, газ и электричество следует расходовать экономно.

6. По окончании работы необходимо тщательно убрать рабочее место, выключить электронагревательные и другие электрические приборы, закрыть воду и газ, закрыть окна и форточки, выключить вытяжную вентиляцию и освещение в лаборатории.

7. Категорически запрещается проводить опыты, не относящиеся к данной работе, без ведома преподавателя.

8. При работе с химическими реактивами (особенно с растворами кислот и щелочей) необходимо соблюдать осторожность и аккуратность. Добавлять в пробирку с реакционной смесью именно те реактивы и в таких количествах, которые указаны в методических указаниях к выполнению лабораторной работы.

9. Отработанные химические реактивы следует сливать в специальную емкость для слива реактивов, находящуюся в лаборатории. Запрещается выливать продукты реакции и сами реактивы в канализацию.

10. Следует помнить, что многие химические реактивы ядовиты и могут вызвать отравление. Поэтому следует избегать попадания реактивов на открытые участки кожи и по окончании работы тщательно вымыть руки.

11. Все опыты, связанные с применением или образованием газообразных ядовитых веществ, а также паров вредных и дурнопахнущих соединений, разрешается проводить только в вытяжном шкафу (под тягой). В случае остановки работы вытяжной вентиляции опыты в вытяжных шкафах должны быть немедленно прекращены.

12. Нагревание растворов в пробирке следует проводить на водяной бане. При этом необходимо постоянно поддерживать достаточное количество воды в резервуаре бани во избежание пожаро- и взрывоопасной ситуации.

13. Бережно обращаться с машиной, не подвергать ее ударам, перегрузкам;

14. Включать и выключать оборудование сухими руками и только при помощи кнопок "пуск" и "стоп";

15. Снимать и устанавливать сменные части оборудования осторожно, без больших усилий и рывков.

ВНИМАНИЕ!!! При работе на центрифуге следует использовать только специальные центрифужные (конические) пробирки

- закрыть центрифугу крышкой, установить необходимую скорость центрифугирования и включить центрифугу переключателем «Сеть»;

- после окончания центрифугирования выключить центрифугу, дождаться её полной остановки и лишь после этого открыть крышку;

ВНИМАНИЕ!!! Запрещается включать центрифугу с открытой крышкой и

останавливать центрифугу рукой или каким-либо предметом

- вынуть пробирки с отделенными осадками из центрифуги.

- центрифуга должна быть установлена на горизонтальной плоскости, надёжно закреплена и заземлена. В случае ненормальной работы центрифуги (удары, вибрация, посторонний шум и т.д.) её необходимо остановить и сообщить преподавателю или лаборанту. Запрещается работать на неисправной центрифуге.

- работу с малыми количествами горючих и легковоспламеняющихся веществ (спирты, углеводороды, эфиры, кетоны и т.д.) следует проводить только вдали от огня и электронагревательных приборов (плиток, муфельей, сушильных шкафов).

- запрещается проводить опыты со всевозможными взрыво- и огнеопасными смесями.

- после окончания работы следует убрать с рабочего места в специальный металлический ящик или шкаф остатки легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

Задания

1. Взвесить сухой керн (M_1).
2. Насытить керн под вакуумом дистиллированной водой.
3. Взвесить насыщенный керн (M_2).
4. Вложить керн в пробирку.
5. Пробирку с керном поместить в один из стаканов ротора.
6. Поместить уравновешивающий груз в противоположный стакан (разница в весе груза и исследуемого керна не должна превышать 0,1 г).
7. Закрыть крышку центрифуги.
8. Установить счетчик времени на 2 минуты.
9. Включить главный выключатель.
10. Довести число оборотов ротора до 500 в минуту.
11. Тормозной кнопкой включить тормозное устройство после автоматического отключения ротора.
12. Установить регулятор оборотов в нулевое положение.
13. **ВНИМАНИЕ.** Дождаться полной остановки ротора.
14. Открыть крышку центрифуги.
15. Извлечь пробирку с керном.
16. Взвесить керн M_{ki} .
17. Повторить действия пунктов №№ 4-15 каждый раз увеличивая число оборотов на 500 до максимального значения 3500 оборотов в минуту.
18. Все измеренные величины приводятся к единой системе единиц СИ и заносятся в таблицу 6.1.

Таблица 6.1.

Таблица для результатов исследования

Число оборотов ротора n	Масса керна с водой M_{ki}	Масса воды, оставшейся в керне M_{vi}	Коэффициент водонасыщенности S_i	Капиллярное давление P_{ki}	Примечание
500					
1000					
1500					
2000					

Обработка полученных результатов

1. Масса воды, содержащаяся в керне до начала центрифугирования:

$$M_B = M_2 - M_1,$$

где M_1 , M_2 - масса сухого керна и масса керна после насыщения водой.

2. Масса воды оставшейся в керне после центрифугирования при каждом заданном числе оборотов:

$$M_{vi} = M_{ki} - M_1.$$

3. Принимаем коэффициент начальной водонасыщенности (перед началом центрифугирования) равным единице.

4. Коэффициент водонасыщенности керна после центрифугирования на каждом из заданных чисел оборотов:

$$S_i = M_{вi} / M_{в.}$$

5. Капиллярное давление:

$$p_{к=рц}=4 \pi^2 Rn^2 h(\rho_1-\rho_2).$$

6. Построить графическую зависимость «капиллярное давление-коэффициент водонасыщенности».

7. По графику определить коэффициент остаточной водонасыщенности $S_{ост.}$

Содержание отчета После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание процесса работы, результаты работы;
- выводы;

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

Контрольные вопросы и тестовые задания:

1. Принцип работы центрифуги
2. Определение «Остаточная водонасыщенность».

Определение коэффициентов водо- и нефтенасыщенности образцов породы

Цель ознакомиться с принципом работы прибора Закса, изучить метод определения коэффициентов водо- и нефтенасыщенности образцов породы.

Теоретическая часть

Содержание флюидов в породе называется насыщенностью. Количественно содержание в породе нефти, воды и газа оценивается коэффициентами нефте-, водо-, газонасыщенности. Это есть доля от объема открытых пор $V_{\text{пор}}$ в образце, занятых нефтью $V_{\text{н}}$, водой $V_{\text{в}}$, газом $V_{\text{г}}$:

коэффициент нефтенасыщенности:

$$S_{\text{н}} = V_{\text{н}} / V_{\text{пор}}$$

коэффициент водонасыщенности:

$$S_{\text{в}} = V_{\text{в}} / V_{\text{пор}}$$

коэффициент газонасыщенности:

$$S_{\text{г}} = V_{\text{г}} / V_{\text{пор}}$$

Описание установки

Прибор Закса помещается в вытяжной шкаф и включает в себя

1 – обратный холодильник, нижний отвод которого подсоединяется к водопроводу, верхний – к канализации

2 – стеклянная ловушка, со шкалой, откалиброванной в единицах объема

3 – стеклянный цилиндр с пористым дном (фильтром), помещенный в горловину колбы

4 на специальные выступы

4 - колба емкостью 500 см³

5 – керн

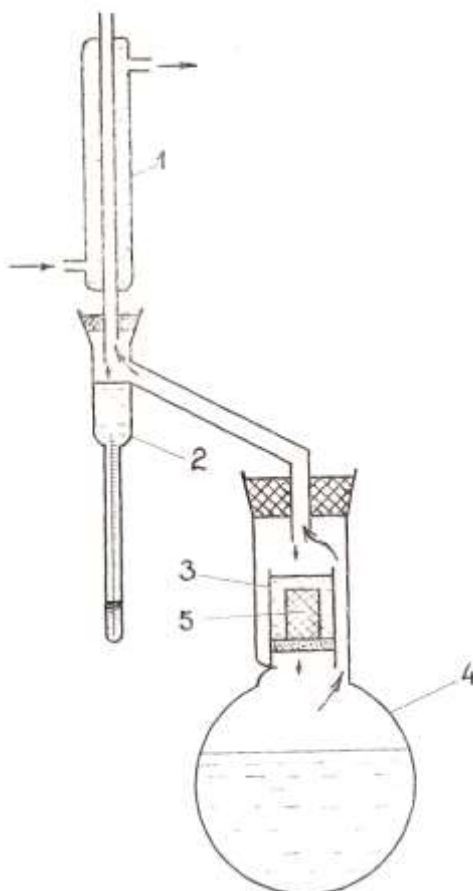


Рис. 7.1. Прибор Закса

Принцип работы установки

Прибор С.Л. Закса позволяет одновременно проводить выпаривание воды из образца и его экстрагирование.

В процессе нагревания колбы 4 до температуры 100°C и выше пары воды, содержащейся в порах образца, вместе с парами растворителя поднимаются в холодильник 1, в котором они конденсируются. Конденсат воды и растворителя стекает в ловушку 2. По мере проведения опыта уровень в ловушке поднимается, а затем останавливается. Вода в результате гравитационного разделения скапливается в нижней части ловушки, а растворитель – в верхней. Момент, когда растворитель в ловушке становится совершенно прозрачным и уровень воды перестает изменяться, является признаком того, что процесс выделения воды из образца закончен.

Наличие четкой границы раздела между водой и растворителем в ловушке позволяет определить численное значение объема выделившейся воды из образца V_v . В качестве растворителя можно использовать толуол C_7H_8 ($t_{кип}=111^\circ C$), бензин прямой перегонки, из которого отогнаны легкие фракции, кипящие до 95°C. В любом случае растворитель подбирается таким образом, чтобы температура его кипения была выше температуры кипения воды. Помимо этого, растворитель и вода должны быть взаимно нерастворимыми и иметь четкую границу раздела в ловушке.

При подогреве колбы 4 пары кипящего растворителя поднимаются по трубке вверх в холодильник 1, в котором они конденсируются. Конденсат растворителя, стекает в ловушку, а оттуда в стеклянный цилиндр 3 (выполняющий функции экстрактора) растворяет нефть, содержащуюся в образце 5. Интенсивность нагрева подбирается так, чтобы образец был все время полностью погружен в растворитель и последний не переливался через края цилиндра. Таким образом происходит экстрагирование керна.

По мере проведения экстрагирования уровень сконденсированного растворителя становится достаточным, чтобы покрыть весь образец, а нефть вымытая из образца постепенно стекает через пористое дно в колбу 4. Процесс экстрагирования образца считается законченным, когда растворитель в стеклянном цилиндре становится совершенно прозрачным.

Оборудование и материалы

- устройства для насыщения образцов;
- исследуемые образцы породы.

Указания по технике безопасности: 1. Перед началом работы в лаборатории необходимо внимательно ознакомиться с темой работы, уяснить цель работы, составить план её выполнения и лишь после этого приступить к анализу.

2. В лаборатории необходимо работать в халате. Верхнюю одежду следует оставлять в гардеробе или размещать в специально предназначенных для этого шкафах в лаборатории.

3. Методические пособия, рабочие тетради и лабораторные журналы, предназначенные для выполнения работы, следует оберегать от попадания на них воды, растворов кислот, щелочей и других химических реактивов. Лишние книги, журналы и тетради не должны находиться на рабочем столе.

4. Если реактив взят в избытке и полностью не израсходован категорически воспрещается выливать его в склянку с реактивом.

5. Реактивы, дистиллированную воду, газ и электричество следует расходовать экономно.

6. По окончании работы необходимо тщательно убрать рабочее место, выключить электронагревательные и другие электрические приборы, закрыть воду и газ, закрыть окна и форточки, выключить вытяжную вентиляцию и освещение в лаборатории.

7. Категорически запрещается проводить опыты, не относящиеся к данной работе, без ведома преподавателя.

8. При работе с химическими реактивами (особенно с растворами кислот и щелочей) необходимо соблюдать осторожность и аккуратность. Добавлять в пробирку с реакционной смесью именно те реактивы и в таких количествах, которые указаны в методических указаниях к выполнению лабораторной работы.

9. Отработанные химические реактивы следует сливать в специальную емкость для

слива реактивов, находящуюся в лаборатории. Запрещается выливать продукты реакции и сами реактивы в канализацию.

10. Следует помнить, что многие химические реактивы ядовиты и могут вызвать отравление. Поэтому следует избегать попадания реактивов на открытые участки кожи и по окончании работы тщательно вымыть руки.

11. Все опыты, связанные с применением или образованием газообразных ядовитых веществ, а также паров вредных и дурнопахнущих соединений, разрешается проводить только в вытяжном шкафу (под тягой). В случае остановки работы вытяжной вентиляции опыты в вытяжных шкафах должны быть немедленно прекращены.

12. Нагревание растворов в пробирке следует проводить на водяной бане. При этом необходимо постоянно поддерживать достаточное количество воды в резервуаре бани во избежание пожаро- и взрывоопасной ситуации.

13. Бережно обращаться с машиной, не подвергать ее ударам, перегрузкам;

14. Включать и выключать оборудование сухими руками и только при помощи кнопок "пуск" и "стоп";

15. Снимать и устанавливать сменные части оборудования осторожно, без больших усилий и рывков.

Задания

1. Высушить стеклянный цилиндр 3 при температуре 102-105°C.
2. Взвесить стеклянный цилиндр.
3. Очистить образец кисточкой.
4. Взвесить образец.
5. Поместить образец 5 в цилиндр 3.
6. Заполнить колбу 4 растворителем (примерно 500 см³).
7. Установить цилиндр с керном в горловину колбы 4.
8. Собрать прибор.
9. Пустить воду в холодильник 1.
10. Включить вытяжной шкаф.
11. Включить печку. Интенсивность нагрева выбирается таким образом, чтобы образец был все время полностью погружен в растворитель, и последний не переливался через края цилиндра.
12. Убедившись, что увеличение объема воды в ловушке прекратилось и растворитель в ловушке 2 стал совершенно прозрачным, выключить прибор.
13. По шкале ловушки определить объем выделившейся воды из образца
14. Дать прибору остыть.
15. Разобрать прибор.
16. Извлечь образец. Образец поместить в сушильный шкаф при температуре 102-105°C.
17. Контролировать удаление растворителя из пор образца периодическим взвешиванием.
18. После того, как масса образца перестанет меняться, зафиксировать ее значение.
19. Все измеренные величины приводятся к единой системе единиц СИ и заносятся в таблицу 7.1.

Таблица 7.1.

Таблица для результатов исследования

Наименование величины	Обозначение	Результат
Масса образца до опыта	M_1	
Масса образца после опыта	M_2	
Объем воды в ловушке	V_B	
Плотность воды	ρ_B	
Плотность нефти	ρ_H	

Коэффициент открытой пористости	m_o	
Плотность образца	ρ	
Коэффициент нефтенасыщенности	S_n	
Коэффициент водонасыщенности	S_v	

Обработка полученных результатов

1. Масса жидкости (нефти и воды), содержащаяся в керне до опыта:

$$M_{ж} = M_1 - M_2.$$

2. Масса воды, содержащаяся в порах образца до опыта и скопившаяся в ловушке после окончания опыта:

$$M_v = V_v \rho_v.$$

3. Масса нефти, содержащейся в керне до опыта:

$$M_n = M_{ж} - M_v.$$

4. Объем нефти, содержащейся в керне до опыта:

$$V_n = M_n / \rho_n.$$

5. Коэффициент нефтенасыщенности:

$$S_n = \dots$$

6. Коэффициент водонасыщенности:

$$S_v = \dots$$

7. Коэффициент газонасыщенности студентам предлагается вычислить самостоятельно.

Содержание отчета

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства ;
- порядок проведения работы;
- порядок обработки результатов.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

Контрольные вопросы и тестовые задания

1. Какими параметрами оценивается количественно содержания в породе нефти, воды и газа?

2. Принцип работы прибора Закса.

Определение карбонатности терригенных пород

Цель Определение карбонатности терригенных пород, изучение работы прибора Кларка
Теоретическая часть

Под карбонатностью горных пород подразумевается суммарное содержание в них солей угольной кислоты: Na_2CO_3 , K_2CO_3 , CaCO_3 , $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, FeCO_3 и т. д.

Определение карбонатности горных пород основано на химическом разложении в них карбонатов и на учете углекислого газа, выделяющегося при их разложении. В лабораторных исследованиях используется прибор Кларка из комплекта оборудования для исследования проницаемости кернов

УИПК1-М (Рис.8.1).

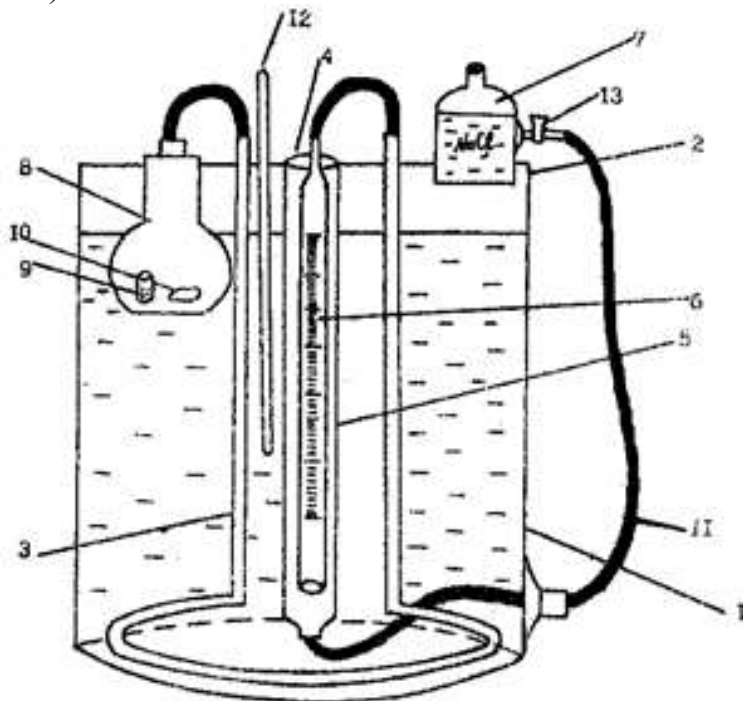


Рис. 8.1. Прибор Кларка для определения объема углекислого газа

Образец породы тщательно растирается в ступке. Из полученного порошка, высушенного при $105-107^\circ\text{C}$ до постоянного веса, берется навеска массой $0,5 - 5$ г в зависимости от предполагаемого содержания карбонатов в породе, которая помещается в реакционную колбу. Туда же помещается фарфоровый тигелек с $5 - 6$ см³ соляной кислоты. Колбу закрывают резиновой пробкой, и края ее тщательно обмазывают менделеевской замазкой. Бюретку, размещенную в цилиндре, заполняют водой из склянки, соединенной с ней резиновой трубкой с краном. Перекрывают все краны, отсекающие реакционную колбу от атмосферы, и соединяют ее с бюреткой. Затем опрокидывают фарфоровый тигель с кислотой. Выделяющийся углекислый газ поступает в бюретку и вытесняет из нее воду в кольцевое пространство между бюреткой и цилиндром. После завершения химической реакции уровень воды в кольцевом пространстве снижается до уровня воды в бюретке, с тем, чтобы устранить избыточное давление образовавшегося столба жидкости. По разности уровней в градуированной бюретке до и после реакции породы с кислотой определяют объем выделившегося углекислого газа (в см³).

Оборудование и материалы

- 1). Прибор Кларка для определения карбонатности.
- 2). Барометр-анероид.
- 3). Термометр.
- 4). Фарфоровая или агатовая ступка с пестиком.

Указания по технике безопасности:

1. Перед началом работы в лаборатории необходимо внимательно ознакомиться с темой работы, уяснить цель работы, составить план её выполнения и лишь после этого

приступить к анализу.

2. В лаборатории необходимо работать в халате. Верхнюю одежду следует оставлять в гардеробе или размещать в специально предназначенных для этого шкафах в лаборатории.

3. Методические пособия, рабочие тетради и лабораторные журналы, предназначенные для выполнения работы, следует оберегать от попадания на них воды, растворов кислот, щелочей и других химических реактивов. Лишние книги, журналы и тетради не должны находиться на рабочем столе.

4. Если реактив взят в избытке и полностью не израсходован категорически воспрещается выливать его в склянку с реактивом.

5. Реактивы, дистиллированную воду, газ и электричество следует расходовать экономно.

6. По окончании работы необходимо тщательно убрать рабочее место, выключить электронагревательные и другие электрические приборы, закрыть воду и газ, закрыть окна и форточки, выключить вытяжную вентиляцию и освещение в лаборатории.

7. Категорически запрещается проводить опыты, не относящиеся к данной работе, без ведома преподавателя.

8. При работе с химическими реактивами (особенно с растворами кислот и щелочей) необходимо соблюдать осторожность и аккуратность. Добавлять в пробирку с реакционной смесью именно те реактивы и в таких количествах, которые указаны в методических указаниях к выполнению лабораторной работы.

9. Отработанные химические реактивы следует сливать в специальную емкость для слива реактивов, находящуюся в лаборатории. Запрещается выливать продукты реакции и сами реактивы в канализацию.

10. Следует помнить, что многие химические реактивы ядовиты и могут вызвать отравление. Поэтому следует избегать попадания реактивов на открытые участки кожи и по окончании работы тщательно вымыть руки.

11. Все опыты, связанные с применением или образованием газообразных ядовитых веществ, а также паров вредных и дурнопахнущих соединений, разрешается проводить только в вытяжном шкафу (под тягой). В случае остановки работы вытяжной вентиляции опыты в вытяжных шкафах должны быть немедленно прекращены.

12. Нагревание растворов в пробирке следует проводить на водяной бане. При этом необходимо постоянно поддерживать достаточное количество воды в резервуаре бани во избежание пожаро- и взрывоопасной ситуации.

13. Бережно обращаться с машиной, не подвергать ее ударам, перегрузкам;

14. Включать и выключать оборудование сухими руками и только при помощи кнопок "пуск" и "стоп";

15. Снимать и устанавливать сменные части оборудования осторожно, без больших усилий и рывков.

Задания

Содержание карбонатов в породе в пересчете на CaCO_3 определяют по формуле:

$$K = \frac{V \cdot \rho}{4,4a},$$

где K – содержание CaCO_3 в породе, %;

V – объем выделившегося углекислого газа, см³;

– плотность CO_2 при температуре и барометрическом давлении во время опыта, мг/мл;

a – вес исследуемого образца породы, г.

Плотность углекислого газа рассчитывают по формуле:

$$\rho = \frac{0,0026478 \cdot P_{\text{бар}}}{1 + 0,0366 \cdot T},$$

при измерении барометрического давления ($P_{\text{бар}}$) в мм ртутного столба и по формуле:

$$\rho = \frac{0,01986 \cdot P_{\text{бар}}}{1 + 0,0366 \cdot T},$$

при измерении барометрического давления в кПа. Здесь T – температура °С

Содержание отчета

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства для измерения газопроницаемости;
- абсолютная, фазовая и относительная проницаемость;
- обработки результатов анализа.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

Контрольные вопросы и тестовые задания

1. Проницаемость, виды проницаемости.
2. Единицы проницаемости.
3. Последовательность определения коэффициента проницаемости.

Определение удельного содержания воды в керне на приборе и обводненности нефти

Цель ознакомиться со схемой устройства для насыщения образцов, изучить метод определения коэффициента открытой пористости.

Теоретическая часть

Обводненностью нефти называется относительное содержание воды в добываемой нефти, обычно выраженное в процентах. Динамика обводнения нефтяных скважин обуславливается в основном характером обводнения нефтяных пластов. Характер обводнения пластов-коллекторов весьма различен и зависит от свойств продуктивных пластов, начальных условий залегания нефти в пласте и системы разработки нефтяных месторождений. Но главное влияние на характер заводнения, а следовательно, и на динамику обводнения оказывает послойная и зональная неоднородность пластов. В первую очередь и интенсивно обводняются наиболее проницаемые прослои пласта, а слабопроницаемые слои заводняются очень медленно. Неравномерное обводнение пластов по их мощности и простираению усиливается при высоком соотношении вязкости нефти и воды.

Для определения целесообразности дальнейшей эксплуатации той или иной скважины достаточно сравнить ее обводненность с предельной для данного периода.

Если обводненность скважины окажется равной предельной или больше нее, необходимо решать вопрос об экономической целесообразности продолжения добычи жидкости из нее.

По мере роста обводненности нефти максимальный предельный дебит снижается, а минимальный — увеличивается.

При этом каждому значению обводненности соответствует два значения дебита — максимальный и минимальный.

Принцип работы установки

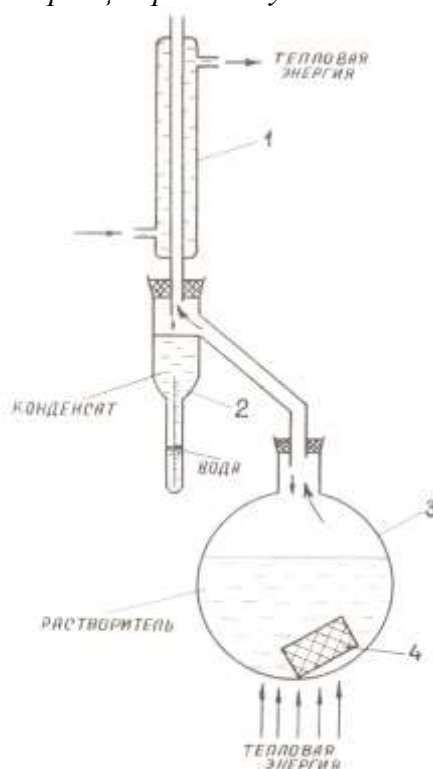


Рис. 9.1. Прибор Дина – Старка

Прибор Дина и Старка помещается в вытяжной шкаф и включает в себя:

1 – обратный холодильник, нижний отвод которого подсоединяется к водопроводу, верхний – к канализации;

2– стеклянная ловушка, со шкалой, откалиброванной в единицах объема;

3 - колба емкостью 500 см³;

4 – образцы.

В процессе нагревания колбы 3 до температуры 100°C и более пары воды, содержащейся в порах образца, вместе с парами растворителя поднимаются в холодильник 1, в котором они конденсируются. Конденсат воды и растворителя стекает в ловушку 2. Вода в результате гравитационного разделения скапливается в нижней части ловушки, а растворитель – в верхней. Момент, когда растворитель в ловушке становится совершенно прозрачным, является первым признаком того, что процесс выделения воды из образца закончен.

По мере проведения опыта уровень воды в ловушке поднимается, а затем останавливается. Наличие четкой границы раздела позволяет определить численное значение объема выделившейся воды из образца V_v . В качестве растворителя можно использовать толуол C_7H_8 ($t_{кип} = 111^\circ C$), бензин прямой перегонки, из которого отогнаны легкие фракции, кипящие до 95°C. В любом случае растворитель подбирается таким образом, чтобы температура его кипения была выше температуры кипения воды. Растворитель и вода должны быть взаимно нерастворимыми благодаря чему в ловушке имеется четкая граница раздела.

Оборудование и материалы

- Прибор Дина и Старка;
- вытяжной шкаф;
- исследуемые образцы породы.

Указания по технике безопасности:

1. Перед началом работы в лаборатории необходимо внимательно ознакомиться с темой работы, уяснить цель работы, составить план её выполнения и лишь после этого приступить к анализу.

2. В лаборатории необходимо работать в халате. Верхнюю одежду следует оставлять в гардеробе или размещать в специально предназначенных для этого шкафах в лаборатории.

3. Методические пособия, рабочие тетради и лабораторные журналы, предназначенные для выполнения работы, следует оберегать от попадания на них воды, растворов кислот, щелочей и других химических реактивов. Лишние книги, журналы и тетради не должны находиться на рабочем столе.

4. Если реактив взят в избытке и полностью не израсходован категорически воспрещается выливать его в склянку с реактивом.

5. Реактивы, дистиллированную воду, газ и электричество следует расходовать экономно.

6. По окончании работы необходимо тщательно убрать рабочее место, выключить электронагревательные и другие электрические приборы, закрыть воду и газ, закрыть окна и форточки, выключить вытяжную вентиляцию и освещение в лаборатории.

7. Категорически запрещается проводить опыты, не относящиеся к данной работе, без ведома преподавателя.

8. При работе с химическими реактивами (особенно с растворами кислот и щелочей) необходимо соблюдать осторожность и аккуратность. Добавлять в пробирку с реакционной смесью именно те реактивы и в таких количествах, которые указаны в методических указаниях к выполнению лабораторной работы.

9. Отработанные химические реактивы следует сливать в специальную емкость для слива реактивов, находящуюся в лаборатории. Запрещается выливать продукты реакции и сами реактивы в канализацию.

10. Следует помнить, что многие химические реактивы ядовиты и могут вызвать отравление. Поэтому следует избегать попадания реактивов на открытые участки кожи и по окончании работы тщательно вымыть руки.

11. Все опыты, связанные с применением или образованием газообразных ядовитых веществ, а также паров вредных и дурнопахнущих соединений, разрешается проводить только в вытяжном шкафу (под тягой). В случае остановки работы вытяжной вентиляции

опыты в вытяжных шкафах должны быть немедленно прекращены.

12. Нагревание растворов в пробирке следует проводить на водяной бане. При этом необходимо постоянно поддерживать достаточное количество воды в резервуаре бани во избежание пожаро- и взрывоопасной ситуации.

13. Бережно обращаться с машиной, не подвергать ее ударам, перегрузкам;

14. Включать и выключать оборудование сухими руками и только при помощи кнопок "пуск" и "стоп";

15. Снимать и устанавливать сменные части оборудования осторожно, без больших усилий и рывков.

Задания

1). Результаты взвешивания, определения плотности рабочей жидкости и вычисления открытой пористости записывают в журнал.

2). Величину открытой пористости в процентах вычисляют по формуле:

$$m_0 = \frac{G_1 - G_c}{G_1 - G_2} \cdot 100 \cdot \%,$$

где G_c – масса сухого образца горной породы, г; G_1 – масса насыщенного жидкостью образца горной породы в воздухе, г; G_2 – масса насыщенного жидкостью образца горной породы в насыщающей жидкости, г.

3). При определении коэффициента открытой пористости жидконасыщением вычисляют по результатам взвешивания образца объемную плотность ρ_n , г/см³ по формуле:

$$\rho_n = \frac{G_c \rho_{ж}}{G_1 - G_2},$$

где $\rho_{ж}$ – плотность рабочей жидкости, г/см³, а также кажущуюся минералогическую плотность $\rho_{к.м.п.}$, г/см³ по формуле:

$$\rho_{к.м.п.} = \frac{G_c \cdot \rho_{ж}}{G_1 - G_2}.$$

4) Допустимые погрешности определения открытой пористости методом жидконасыщения не должны превышать установленных погрешностей.

Суммарная относительная погрешность определения открытой пористости составляет:

при $m_0 > 15 - 2 \%$;

при $5 < m_0 < 15 \%$ – от 2 до 5 %;

при $m_0 < 5 \%$ – до 10 %.

Содержание отчета

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства;
- порядок выполнения работы;
- порядок обработки результатов анализа.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

Контрольные вопросы и тестовые задания

1. Определение «обводненность».

2. Принцип работы прибора Дина – Старка.

Практическое занятие 1

Расчет свойств природного газа

Цель: получить навык расчета свойств природного газа

Актуальность темы: свойства природного газа необходимо знать для определения способа подготовки газа к транспорту, и непосредственно для транспорта газа.

Теоретическая часть

Природный газ на 98% состоит из метана CH_4 , свойства которого почти полностью определяют свойства и характеристики природного газа. Также в его составе присутствуют гомологи метана – пропан C_3H_8 , этан C_2H_6 и бутан C_4H_{10} . Иногда природный газ может содержать сероводород, гелий и углекислый газ.

Метан (CH_4) – газ без цвета и запаха, легче воздуха. Метан горюч, но достаточно легко хранится. Чаще всего используется как горючее в промышленности и быту.

Этан (C_2H_6) – газ, не обладающий цветом и запахом, слегка тяжелее воздуха. Горюч не менее, чем метан, но как топливо не применяется. Используется в основном для получения этилена, который является самым востребованным органическим веществом во всём мире. Это сырьё для производства полиэтилена.

Пропан (C_3H_8) – тоже газ, не имеющий запаха и цвета, ядовит. Обладает полезным свойством: при небольшом давлении пропан сжижается, что значительно облегчает процесс отделения от примесей и его транспортировку. Сжиженным пропаном заправляются зажигалки.

Бутан (C_4H_{10}) – очень схож по своим свойствам с пропаном, но обладает более высокой плотностью. Тяжелее воздуха в два раза. Пропан и бутан сегодня широко используются в качестве альтернативного топлива для автомобилей.

Углекислый газ (CO_2) – малотоксичный бесцветный газ, не имеющий запаха, но обладающий кислым привкусом. В отличие от других компонентов состава природного газа (кроме гелия), углекислый газ не горюч.

Гелий (He) – инертный бесцветный газ, второй по лёгкости (после водорода), не имеет запаха. При нормальных условиях не вступает в реакцию ни с одним из веществ. Не горюч и не токсичен, но может вызывать наркоз при повышенном давлении. Лёгкость и не токсичность (в отличие от водорода) гелия нашли своё применение. Гелием заполняют дирижабли, аэростаты и воздушные шары.

Сероводород (H_2S) – иногда может входить в состав природного газа. Это тяжелый бесцветный газ с резким запахом тухлых яиц. Крайне ядовит, даже небольшая концентрации может вызывать паралич обонятельного нерва. Несмотря на свою токсичность, сероводород используется в малых дозах для сероводородных ванн, так как обладает хорошими антисептическими свойствами.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

1. Газ, добываемый из чисто газовых месторождений и представляющий собой сухой газ, свободный от тяжелых УВ.

2. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные или попутные газы). Это физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, -- смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых УВ (C_5 + высш., C_6 + высш. и т.д.), из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

Во многих случаях состав природных углеводородных газов определяется не полностью, а лишь до бутана (C_4H_{10}) или гексана (C_6H_{14}) включительно, а все

остальные компоненты объединяются в остаток (или псевдокомпонент) C5 + высш., C7 + высш.

Газ, в составе которого тяжелые УВ (C3, C4) составляют не более 75 г/м³, называют сухим. При содержании тяжелых УВ более 150 г/м³ газ называют жирным.

Основными свойствами газа 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 1.

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

$$\rho_{ст} = a_1\rho_1 + a_2\rho_2 + \dots + a_n\rho_n, \quad (1)$$

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

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

Молярная масса

$$M = a_1M_1 + a_2M_2 + \dots + a_nM_n, \quad (2)$$

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

Таблица 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

Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_{в}}. \quad (3)$$

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

$$\rho = \frac{M}{22,41}, \quad (4)$$

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

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

$$R = \frac{\bar{R}}{M}, \quad (5)$$

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

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:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{ст}) \quad (6)$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{ст}) \quad (7)$$

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]

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{пр}}{1 - 1,68 \cdot T_{пр} + 0,78 \cdot T_{пр}^2 + 0,0107 \cdot T_{пр}^3}; \quad (8)$$

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{ПК}}; \quad T_{пр} = \frac{T}{T_{ПК}}. \quad (9)$$

$$P = P_{ср} = \frac{2}{3} \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad (10)$$

Динамическая вязкость газа:

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} \left[(1 + \rho_{ст}(1,1 - 0,25\rho_{ст})) (0,037 + T_{пр}(1 - 0,104T_{пр})) * \left(1 + \frac{P_{пр}^2}{30*(T_{пр}-1)} \right) \right], \text{ Па}\cdot\text{с} \quad (11)$$

Варианты расчета свойств газа

Показатель	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СН4, %	92,4	89,5	91,06	95,07	85,6	93,62	90,47	88,21	91,63	96,43
С2Н6, %	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 практическому занятию

1. Основные свойства газа.
2. Относительная плотность газа по воздуху
3. Что учитывает коэффициент сжимаемости
4. Определение вязкости газа?
5. Определение псевдокритических параметров?

Исследование скважин методом восстановления давления

Цель: получить навык обработки исследований скважин методом восстановления давления

Актуальность темы: 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.

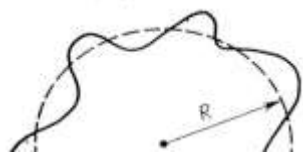
Теоретическая часть

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. 2.1).

Рисунок 2.1 – Расширяющаяся зона нарушения режима в неоднородном пласте



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

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu_{нb_{н}}}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_{пр}^2}, \quad (1)$$

- 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;
 $\mu_{н}$ - вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с;
 $b_{н}$ - объемный коэффициент нефти при пластовой температуре;
 K - проницаемость дренируемой зоны, м²
 h - эффективная толщина пласта, м
 χ - коэффициент пьезопроводности реагирующей зоны пласта, м²/с;
 $r_{пр}$ - приведенный радиус скважины, м

Уравнение (1) перепишем в виде

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

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

$$\alpha = \frac{Q\mu_{нb_{н}}}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_{пр}^2}, \quad (3)$$

а угловой коэффициент прямой

$$i = \frac{Q\mu_{нb_{н}}}{4\pi Kh} \quad (4)$$

С учетом принятых обозначений уравнение (1) запишем в виде

$$\Delta P = \alpha + i \cdot \ln t \quad (5)$$

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. Проэкстраполировать прямолинейный участок данной зависимости до пересечения с осью ординат и определить численное значение α ;

4. Рассчитать угловой коэффициент i :
$$i = \frac{\Delta P_{заб 2} - \Delta P_{заб 1}}{\ln t_2 - \ln t_1} \quad (6)$$

5. Вычислить коэффициент гидропроводности ε

$$\varepsilon = \frac{Kh}{\mu} = \frac{2,3Qb}{4\pi i} \quad (7)$$

6. При известной величине h рассчитать коэффициент подвижности K/μ ;

7. Определить проницаемость K ;

8. Рассчитать коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{K}{\mu_{н}(m\beta_{ж} + \beta_{п})} \quad (8)$$

где m - коэффициент пористости;

$\beta_{ж}$ и $\beta_{п}$ - соответственно коэффициент сжимаемости жидкой и горной породы
 $\beta_{ж} = 9,5 \cdot 10^{-10} / \text{Па}$; $\beta_{п} = 2 \cdot 10^{-10} / \text{Па}$.

9. Вычислить приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{10^{\alpha/i}}} \quad (9)$$

10. Показатель скин-эффекта (суммарный коэффициент дополнительных потерь)

$$S = \ln(r_c/r_o) \quad (10)$$

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

$$\Delta P_d = iS/1,15 \quad (11)$$

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

$$\Delta P_{заб 0} = i \ln \left(\frac{R_K}{r_o} \right) / 1,15 \quad (12)$$

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

$$P_{пл} = P_{заб 0} + \Delta P_{заб 0}, \quad (13)$$

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

$$K_{пр} = Q / \Delta P_{заб 0} \quad (14)$$

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

$$\eta_s = 100 \Delta P_d / \Delta P_{заб 0} \quad (15)$$

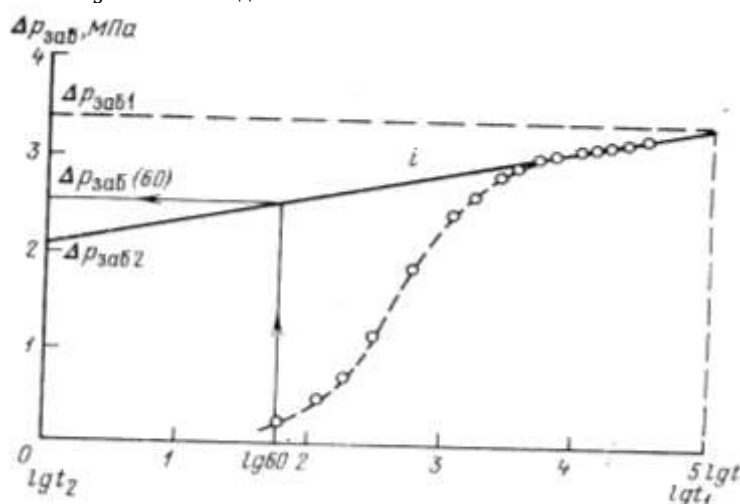


Рисунок 2 – Кривая восстановления давления в координатах ΔP и $\lg t$

Задача.

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 9,5·10⁻¹⁰/Па, коэффициент сжимаемости пористой среды 2·10⁻¹⁰/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. 1).

В таблице 1 приведены данные исследования, по которым построена КВД.

t, с	Pзаб, МПа	ln t	ΔPзаб, 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

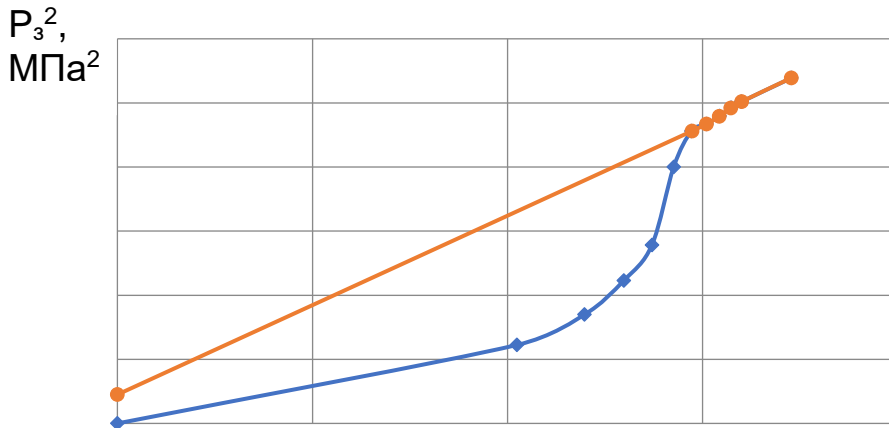


Рисунок 1 – КВД в координатах $\Delta P - \ln t$

1. Уклон линейного участка

$$i = \frac{\Delta P_{\text{заб } 2} - \Delta P_{\text{заб } 1}}{\ln t_2 - \ln t_1} = \frac{5,39 - 4,56}{6,91 - 5,89} = 0,814 \text{ МПа} \cdot \frac{1}{\ln t}$$

2. Продолжение линейного участка отсекает на оси ΔP отрезок $\Delta P_{\text{заб } 0} = 5,6$ МПа.

3. Объемный дебит скважины

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

4. Коэффициент гидропроводности ε

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

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

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

8. Вычислить приведенный радиус скважины

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

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:

$$\Delta P_{\text{д}} = \frac{iS}{1,15} = \frac{0,814 \cdot 0,3106}{1,15} = 0,22 \text{ МПа}$$

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

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

12. Пластовое давление при работе на установившемся режиме:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{заб } 0} + \Delta P_{\text{заб } 0} = 18,45 + 5,6 = 24,05 \text{ МПа}$$

13. Коэффициент продуктивности скважины:

$$K_{\text{пр}} = Q / \Delta P_{\text{заб } 0} = 80 / 5,6 = 14,28 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

14. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в

ПЗП

$$\eta_s = 100 \Delta P_{\text{д}} / \Delta P_{\text{заб } 0} = 100 \cdot 0,22 / 5,6 = 3,9 \%$$

Вопросы к практическому занятию

1. Какие параметры снимают при исследовании нефтяных скважин методом восстановления давления?
2. Как интерпретируют кривую восстановления давления?
3. Единица измерения проницаемости?
4. Показатель скин-эффекта?
5. Приведенный радиус скважины?

Определение давления на забое нефтяной скважины

Цель: получить навык определения давления на забое нефтяной и газовой скважин

Актуальность темы: корректное определение забойного давления влияет на выбор способа эксплуатации и режима работы скважины.

Теоретическая часть

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:

$$P_{пл} = h_n \bar{\rho}_n g \quad (1)$$

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

$$h_n = L_c - H_{ст} \quad (2)$$

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

Если при остановке скважины давление на устье больше атмосферного, то

$$P_{пл} = L_c \bar{\rho}_n g + P_y \quad (3)$$

где P_y – давление на устье остановленной скважины, Па.

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

$$\bar{\rho}_n = (\rho_{нп} + \rho_{нд})/2 \quad (4)$$

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:

$$Re_n > Re_{n\text{ пр}}=1600 \quad (5)$$

Или

$$Re_n < Re_{n\text{ пр}}=1600, \quad (6)$$

$$H_{\text{сп}} \geq H_{\text{сп}}^* = L_c D_{\text{ЭК}}^2 / (D_{\text{ЭК}}^2 + d_{\text{ВН}}^2)$$

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)
 $H_{\text{сп}}$ - глубина спуска подъемника или насоса, м
 $D_{\text{ЭК}}$ - диаметр ЭК, м
 $d_{\text{ВН}}$ - внутренний диаметр НКТ, м

Приведенное число Рейнольдса по нефти

$$Re_n = 1,274 Q_{\text{нд}} \cdot b_n / (86400 D_{\text{ЭК}} v_n), \quad (7)$$

- 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) или (6) плотность водонефтяной смеси $\rho_{\text{ВН}}$ в интервале «забой-прием»:

$$\overline{\rho_{\text{ВН}}} = \overline{\rho_n} + (\rho_{\text{В}} - \overline{\rho_n})B, \quad (8)$$

- где $\rho_{\text{В}}$ - плотность воды, кг/м³,
 B - обводненность продукции.

В данном случае пластовое давление

$$P_{\text{пл}} = (L_c - H_{\text{сп}})\rho_{\text{ВН}}g + (H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}})\rho_{\text{нд}}g + (H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}})\rho_{\text{нп}}g \quad (9)$$

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

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

$$Re_n < Re_{n\text{ пр}}=1600, \quad (10)$$

$$H_{\text{сп}} < H_{\text{сп}}^* = L_c D_{\text{ЭК}}^2 / (D_{\text{ЭК}}^2 + d_{\text{ВН}}^2)$$

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

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{В}} - \frac{(1-B)H_{\text{сп}}}{(L_c - H_{\text{сп}})} \cdot \frac{d_{\text{ВН}}^2}{D_{\text{ЭК}}^2} \cdot (\rho_{\text{В}} - \rho_{\text{ВН}}) \quad (11)$$

- где $\rho_{\text{ВН}}$ - плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса воды, рассчитывается по формуле (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:

$$Re_n > Re_{n\text{ пр}}=850 \quad (12)$$

Или

$$Re_n < Re_{n\text{ пр}}=850, \quad (13)$$

$$H_{\text{сп}} \geq H_{\text{сп}}^* = L_c D_{\text{ЭК}}^2 / (D_{\text{ЭК}}^2 + d_{\text{ВН}}^2)$$

При соблюдении условий (12) и (13) пластовое давление определяют по формуле (1) или (3).

Условия неполного выноса воды глушения:

$$\left. \begin{aligned} Re_n < Re_{n \text{ пр}}=850, \\ H_{\text{сп}} < H_{\text{сп}}^* = L_c D_{\text{ЭК}}^2 / (D_{\text{ЭК}}^2 + d_{\text{ВН}}^2) \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

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

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}} - \varphi_n (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{нп}}), \quad (15)$$

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:

$$\text{При } 0 \leq Re_n \leq 400 \quad \varphi_n = 0,0024 Re_n \quad (16)$$

$$\text{При } 400 \leq Re_n \leq 850 \quad \varphi_n = 0,915 + 10^{-4} \cdot Re_n \quad (17)$$

При соблюдении условия (14):

$$P_{\text{пл}} = (L_c - H_{\text{сп}}) \rho_{\text{см}} g + (H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}) \rho_{\text{нд}} g + (H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{нп}} g \quad (18)$$

Задача 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 γ_n ; обводненность продукции B ; динамический уровень $H_{\text{дин}}$; статический уровень $H_{\text{ст}}$; плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1100$ кг/м³.

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

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

Варианты для расчета давления на забое нефтяной скважины

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

Вопросы к практическому занятию

1. Определение обводненных и безводных нефтяных скважин
2. Определении числа Рейнольдса?
3. Алгоритм расчета для категорий нефтяных скважин?
4. Определение истинного нефтесодержания?
5. Условие полного выноса воды глушения?

Определение пластового давления в газовой скважине

Пластовое давление в остановленной газовой скважине рассчитывают по барометрической формуле:

$$P_{пл} = P_y e^S$$

Где S – показатель степени

$$S = 0,03415 \bar{\rho}_Г L / z_{ср} T_{ср}$$

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

$$\bar{\rho}_Г = \rho_Г / \rho_в,$$

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

L – глубина скважины,

$Z_{ср}$ – средний коэффициент сверхсжимаемости,

P_y – давление на устье остановленной скважины.

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

Варианты для расчета давления на забое газовой скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L_c, \text{ м}$	2200	2000	1850	1600	1560	1970	2400	2150	1750	1900
$\rho_Г, \text{ кг/м}^3$	1,02	1,03	1,01	1,06	1,04	1,07	1,05	1,03	1,04	1,01
$T_{ср}, \text{ }^\circ\text{C}$	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
$P_y, \text{ МПа}$	16,7	18,6	22,4	18,5	32,8	15,3	18,4	19,6	21,5	18,4

Вопросы к практическому занятию

1. Единицы измерения температуры в барометрической формуле
2. Что характеризует показатель степени?

Обработка результатов исследования фонтанных нефтяных скважин

Цель: получить навык обработки исследований скважин, базирующийся на данных измерения динамического уровня

Актуальность темы: Определение давления у башмака лифта необходимо для определения режима эксплуатации

Теоретическая часть

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 $P_{затр} = P_{атм}$), 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

$$P_{заб} = P_6 + \Delta P_{сс}, \quad (1)$$

где P_6 - давление у башмака лифта

$$P_6 = P_{затр} e^{0,000114 \rho_{г} H_{дин}} + \rho_{сз} g h \quad (2)$$

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

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

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

h - глубина погружения башмака лифта под динамический уровень, м.

$$h = H_6 - H_{дин}, \quad (3)$$

H_6 - глубина спуска колонны НКТ (башмака).

Плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве можно определить по номограмме (рис. 1). Эта номограмма применима в случае, когда давление $P_6 < P_{нас}$.

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

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

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

$$\bar{\rho}_n = (\rho_{нп} + \rho_{нд}) / 2 \quad (4)$$

Перепад давления рассчитывается по формуле

$$\Delta P_{сс} = \rho_{вн} g (L_c - H_6), \quad (5)$$

где $\rho_{вн}$ - плотность водонефтяной смеси в интервале $(L_c - H_6)$, в случае неполного (полного) выноса воды.

$\bar{\rho}_{вн} = \bar{\rho}_n + (\rho_v - \bar{\rho}_n) V$, - полный вынос

$\rho_{см} = \rho_v - \frac{(1-V)H_{сп}}{(L_c - H_{сп})} \cdot \frac{d_{вн}^2}{D_{эк}^2} \cdot (\rho_v - \rho_{вн})$ - неполный вынос

$$R_{ен} = 1,274 Q_{нд} \cdot b_n (1-V) / (86400 D_{эк} V_n)$$

Задача 1. Рассчитать забойное давление фонтанной скважине глубиной $L_c=1500$ м и внутренним диаметром эксплуатационной колонны $D_{ЭК}=0,1503$ м. Продукция скважины обводнена. Плотность пластовой нефти $\rho_{нп}$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}$; плотность воды $\rho_{в}=1160$ кг/м³, относительная плотность газа $\bar{\rho}=1,05$; объемный коэффициент нефти b_n ; кинематическая вязкость нефти в пластовых

условиях $\mu_{нп} = 2 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Скважина фонтанирует по колонне НКТ с внутренним диаметром $d_{вн}=0,0403$ м, спущенной на глубину $H_б=1000$ м.

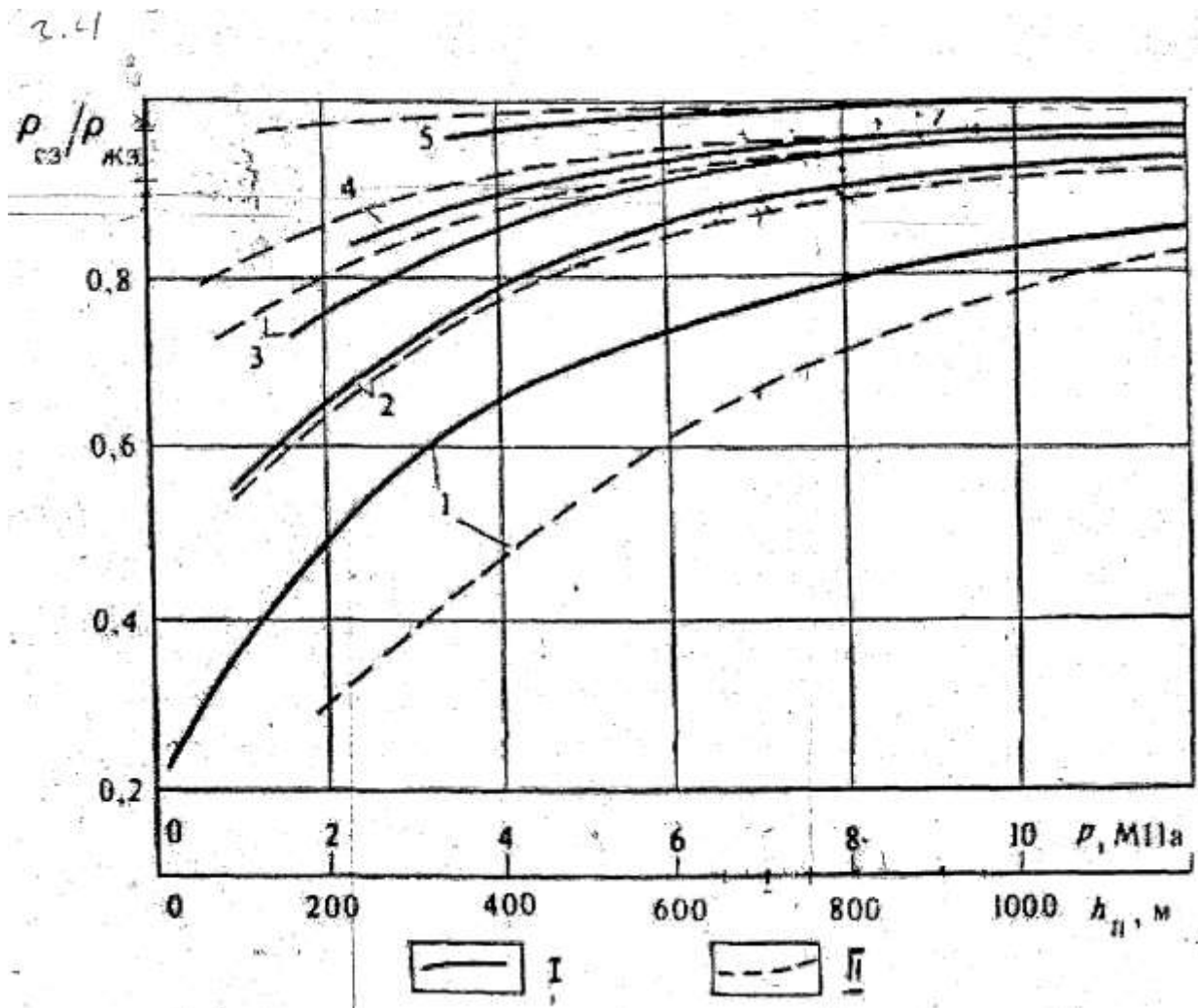
Таблица 1 – Варианты для расчета забойного давления фонтанной нефтяной скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Lс, м	1500	1300	1600	1400	1200	1100	1000	1700	1800	1600
B	0,4	0,6	0,3	0,7	0,3	0,4	0,5	0,8	0,4	0,6
$\rho_{нд}$, кг/м ³	806	806	806	806	778	806	806	806	806	806
$\rho_{нп}$ кг/м ³	864	864	864	864	821	864	864	864	864	864
b_n	1,06	1,15	1,09	1,03	1,14	1,12	1,09	1,18	1,15	1,18
μ_n , 10 ⁻⁵ м ² /с	0,2	0,3	0,2	0,2	0,1	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2
Hб, м	1000	950	1050	1000	900	700	750	1100	1200	1000

Таблица 2 – Результаты исследований

Вариант 1				Вариант 2			
№ реж	Q, т/сут	Rзатр, Мпа	Hдин, м	№ реж	Q, т/сут	Rзатр, Мпа	Hдин, 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 1 - Зависимость относительной плотности смеси в затрубном пространстве от давления (I) и глубины погружения (II)

Вопросы к практическому занятию

1. Условие полного и неполного выноса вода из интервала «забой - башмак»?
2. Определение плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве?
3. Критерии применимости номограммы?
4. Какие замеры проводятся для расчета забойного давления?

Исследования скважин, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами

Цель: получить навык обработки исследований скважин, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-2 способность осуществлять и корректировать технологические процессы при ремонте и эксплуатации скважин различного назначения

Актуальность темы: обработка исследований скважин необходима для определения режима эксплуатации скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами.

Теоретическая часть

Исследование скважин, эксплуатируемых установками погружных центробежных электронасосов (ПЦЭН), можно проводить, применяя метод замера динамических уровней импульсатором с последующим расчетом забойных давлений.

Другой метод расчета давления на приеме насоса $P_{пн}$ базируется на следующей зависимости:

$$P_{пн} = P_{вн} - P_{н} \quad (1)$$

где $P_{вн}$ - давление на выкиде насоса, Па;

$P_{н}$ - давление, создаваемое насосом, Па.

Центробежный насос обладает следующим свойством: напор на режиме нулевой подачи ($Q = 0$) H_0 при постоянной частоте вращения не зависит ни от плотности смеси, ни от ее вязкости, ни от степени износа насоса, то есть H_0 для каждого типоразмера насоса известна из характеристики.

Исследования проводят в следующей последовательности: спускают на выкид ПЦЭН скважинный манометр, который регистрирует кривую изменения давления на выкиде в течение всего исследования. Задают скважине определенный режим работы (с помощью задвижки на устье) и после его установления измеряют дебит скважины Q_1 . Скважинный манометр регистрирует давление на выкиде $P_{вн1}$, а манометр на устье - давление на устье P_y . Затем устьевую задвижку закрывают ($Q = 0$); скважинный манометр регистрирует давление на выкиде $P'_{вн2}$, а манометр на устье - P'_y .

Открывают задвижку на устье и переводят скважину на новый режим работы и после его установления измеряют дебит Q_2 . Скважинный манометр регистрирует давление на выкиде $P_{вн2}$, а манометр на устье. P_{y2} - Затем задвижку закрывают; скважинный манометр регистрирует давление $P''_{вн}$, а манометр на устье - P''_y .

Поступая аналогично, проводят исследование на 3 - 4 режимах. Обработка результатов сводится к следующему. Для каждого из режимов рассчитывается плотность смеси в лифте:

$$\rho_{сл} = \frac{P'_{вн} - P'_y}{gH_{н}}$$

где $P'_{вн}$ - давление на выкиде насоса при закрытой задвижке на устье, Па;

P'_y - давление на устье скважины при закрытой задвижке, Па;

$H_{н}$ - глубина спуска насоса, м.

Так как насос работает на режиме нулевой подачи ($Q = 0$), то

$$\rho_{сл} = \rho_{сн}$$

где $\rho_{сн}$ - плотность смеси в насосе, кг/м³.

Для этого режима ($Q = 0$) давление, создаваемое насосом,

$$P'_n = gH_0\rho_{сн}$$

где H_0 - напор насоса на режиме нулевой подачи, м (значения напора в характеристике насоса). С учетом (2) и (3) выражение (4) запишем в следующем виде:

$$P_n = \frac{H_0}{H_n}(P'_{вн} - P'_y).$$

Подставляя (5) в (1), окончательно получаем (принимая $P_n = P'_n$)

$$P_{пн} = P'_{вн} - \frac{H_0}{H_n}(P'_{вн} - P'_y).$$

Зная давление на приеме насоса $P_{пн}$, рассчитывают соответствующее забойное давление. Если индикаторная линия прямолинейна, то коэффициент продуктивности скважины $k_{пр}$ можно вычислить по формуле

$$k_{пр} = (Q_1 - Q_2)/(P_{пн2} - P_{пн1}),$$

где Q_1, Q_2 — соответственно подача установки на первом и втором режимах, м³/сут (т/сут);

$P_{пн2}, P_{пн1}$ - соответственно давление у приема насоса на первом и втором режимах, МПа.

Задача:

Построить индикаторную линию скважины, эксплуатируемой установкой ЭЦН5-130-600 при следующих условиях: глубина скважины 1300м; пластовое давление 9,7МПа; внутренний диаметр ЭК 0,13м; глубина спуска установки 1150 м; плотность пластовой нефти 898 кг/м³; плотность воды 1100 кг/м³; объемный коэффициент нефти 1,1; вязкость нефти $1,85 \cdot 10^{-6}$ м²/с; обводненность продукции 0,5; дебит 134 м³/сут.

Напор насоса на режиме нулевой передачи 800м

Результаты исследования скважин на трех режимах

Режим	1	2	3
Q, м ³ /сут	134	75	36
$P'_{вн}$, МПа	10,53	12,73	13,88
P'_y , МПа	1,53	3,05	3,96

Давление на приеме насоса

Для первого режима

$$P_{пн1} = P'_{вн} - \frac{H_0}{H_n}(P'_{вн} - P'_y) = 10,53 - \frac{800}{1150}(10,53 - 1,53) = 4,27 \text{ МПа}$$

Для второго режима

$$P_{пн2} = P'_{вн} - \frac{H_0}{H_n}(P'_{вн} - P'_y) = 12,73 - \frac{800}{1150}(12,73 - 3,05) = 6 \text{ МПа}$$

Для третьего режима

$$P_{пн3} = P'_{вн} - \frac{H_0}{H_n}(P'_{вн} - P'_y) = 13,88 - \frac{800}{1150}(13,88 - 3,96) = 6,98 \text{ МПа}$$

С целью расчета забойного давления проверяем условия выноса воды из интервала «забой-прием» для режима с минимальным дебитом, предварительно рассчитав по формуле

$$Re_H = \frac{1,274 Q_{н0} (1 - B) b_n}{86400 \cdot D \mu_n} = \frac{1,274 \cdot 36 \cdot (1 - 0,5) \cdot 1,1}{86400 \cdot 0,13 \cdot 1,85 \cdot 10^{-6}} = 1699$$

Так как выполняется условие $Re > Re_{нпр} = 1600$, то в интервале «забой – прием» накопление воды не происходит и плотность водонефтяной смеси можно рассчитать по формуле

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_{\text{н}}(1 - B) + \rho_{\text{г}}B = 898(1 - 0,5) + 1100 \cdot 0,5 = 999 \text{ кг/м}^3$$

Рассчитываем перепад давления на участке «забой-прием»

$$\Delta P = \rho_{\text{вн}} g(L_c - H_H) = 999 \cdot 9,81(1300 - 1150) = 1,47 \text{ МПа}$$

Вычисляем забойное давление

$$\text{Для режима 1: } P_{\text{заб1}} = P_{\text{нн1}} + \Delta P = 4,27 + 1,47 = 5,74 \text{ МПа}$$

$$\text{Для режима 2: } P_{\text{заб2}} = P_{\text{нн2}} + \Delta P = 6 + 1,47 = 7,47 \text{ МПа}$$

$$\text{Для режима 3: } P_{\text{заб3}} = P_{\text{нн3}} + \Delta P = 6,98 + 1,47 = 8,45 \text{ МПа}$$

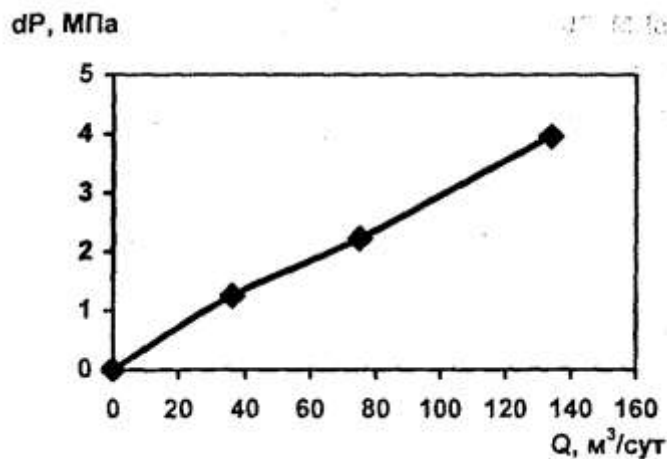
Определяем депрессию для каждого режима

$$\Delta P_1 = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб1}} = 9,7 - 5,74 = 3,96 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_2 = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб2}} = 9,7 - 7,47 = 2,23 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_3 = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб3}} = 9,7 - 8,45 = 1,25 \text{ МПа}$$

По результатам расчета строим индикаторную кривую.



Так как индикаторная линия прямолинейна, рассчитываем коэффициент продуктивности

$$k_{\text{пр}} = \frac{120}{3,96} = 30,3 \text{ м}^3 / \text{сут} * \text{МПа}$$

Вариант 1				Вариант 2			
L, м	1200			L, м	1280		
P _{пл} , МПа	6,85			P _{пл} , МПа	7,65		
D _{эк} , м	0,13			D _{эк} , м	0,13		
H _н , м	980			H _н , м	1100		
ρ _{нп} , кг/м³	898			ρ _{нп} , кг/м³	898		
ρ _в , кг/м³	1100			ρ _в , кг/м³	1100		
b _н	1,2			b _н	1,3		
γ _н , м²/с	0,00000065			γ _н , м²/с	0,00000065		
B	0,6			B	0,7		
Q _н , м³/сут	123			Q _н , м³/сут	122		

Но, м	800			Но, м	800		
Результаты исследований				Результаты исследований			
№ режима	1	2	3	№ режима	1	2	3
Q _н , м ³ /сут	123	66	20	Q _н , м ³ /сут	122	72	25
Р _{вн*} , МПа	9,6	11,3	12,3	Р _{вн*} , МПа	10	11,5	12,62
Р _{у*} , МПа	0,75	1,9	2,65	Р _{у*} , МПа	1,12	2	2,8
Вариант 3				Вариант 4			
L, м	1270			L, м	1260		
Р _{пл} , МПа	8,14			Р _{пл} , МПа	8,36		
D _{эк} , м	0,13			D _{эк} , м	0,13		
H _н , м	1050			H _н , м	1100		
ρ _{нп} , кг/м ³	898			ρ _{нп} , кг/м ³	898		
ρ _в , кг/м ³	1100			ρ _в , кг/м ³	1100		
b _н	1,6			b _н	1,1		
γ _н , м ² /с	0,00000055			γ _н , м ² /с	0,00000065		
B	0,4			B	0,6		
Q _н , м ³ /сут	131			Q _н , м ³ /сут	128		
Но, м	800			Но, м	800		
Результаты исследований				Результаты исследований			
№ режима	1	2	3	№ режима	1	2	3
Q _н , м ³ /сут	131	68	31	Q _н , м ³ /сут	128	68	27
Р _{вн*} , МПа	10	12	12,8	Р _{вн*} , МПа	10,4	12,3	13,6
Р _{у*} , МПа	0,9	2,3	2,9	Р _{у*} , МПа	1,25	2,6	3,4
Вариант 5				Вариант 6			
L, м	1310			L, м	1320		
Р _{пл} , МПа	8,64			Р _{пл} , МПа	9,87		
D _{эк} , м	0,13			D _{эк} , м	0,13		
H _н , м	1120			H _н , м	1100		
ρ _{нп} , кг/м ³	898			ρ _{нп} , кг/м ³	898		
ρ _в , кг/м ³	1100			ρ _в , кг/м ³	1100		
b _н	1,6			b _н	0,9		
γ _н , м ² /с	0,00000065			γ _н , м ² /с	0,00000065		
B	0,3			B	0,4		
Q _н , м ³ /сут	131			Q _н , м ³ /сут	130		
Но, м	800			Но, м	800		
Результаты исследований				Результаты исследований			
№ режима	1	2	3	№ режима	1	2	3

Q _н , м ³ /сут	131	70	25		Q _н , м ³ /сут	130	71	28
Р _{вн*} , МПа	10,4	12,5	13,7		Р _{вн*} , МПа	11,1	13,2	14,3
Р _{у*} , МПа	1,4	2,8	3,8		Р _{у*} , МПа	2	3,4	4,4
Вариант 7					Вариант 8			
L, м	1330				L, м	1280		
Р _{пл} , МПа	9,56				Р _{пл} , МПа	10,29		
D _{эк} , м	0,13				D _{эк} , м	0,13		
H _н , м	1300				H _н , м	1030		
ρ _{нп} , кг/м ³	898				ρ _{нп} , кг/м ³	898		
ρ _в , кг/м ³	1100				ρ _в , кг/м ³	1100		
b _н	1,8				b _н	1,3		
γ _н , м ² /с	0,00000065				γ _н , м ² /с	0,00000072		
B	0,8				B	0,6		
Q _н , м ³ /сут	132				Q _н , м ³ /сут	134		
Н _о , м	800				Н _о , м	800		
Результаты исследований					Результаты исследований			
№ режима	1	2	3		№ режима	1	2	3
Q _н , м ³ /сут	132	75	29		Q _н , м ³ /сут	134	78	32
Р _{вн*} , МПа	11,4	13,5	14,6		Р _{вн*} , МПа	11,8	13,9	15
Р _{у*} , МПа	2,3	3,2	4,7		Р _{у*} , МПа	2,7	4,2	5,1
Вариант 9					Вариант 10			
L, м	1275				L, м	1370		
Р _{пл} , МПа	10,95				Р _{пл} , МПа	11,97		
D _{эк} , м	0,13				D _{эк} , м	0,13		
H _н , м	1060				H _н , м	1200		
ρ _{нп} , кг/м ³	898				ρ _{нп} , кг/м ³	898		
ρ _в , кг/м ³	1100				ρ _в , кг/м ³	1100		
b _н	1,7				b _н	1,3		
γ _н , м ² /с	0,00000079				γ _н , м ² /с	0,00000065		
B	0,3				B	1,7		
Q _н , м ³ /сут	135				Q _н , м ³ /сут	122		
Н _о , м	800				Н _о , м	800		
Результаты исследований					Результаты исследований			
№ режима	1	2	3		№ режима	1	2	3
Q _н , м ³ /сут	135	79	33		Q _н , м ³ /сут	137	81	34
Р _{вн*} , МПа	12,2	14,9	15,6		Р _{вн*} , МПа	12,5	14,5	16

Р _{у*} , МПа	3,1	4,5	5,5		Р _{у*} , МПа	3,4	4,8	5,9
-----------------------	-----	-----	-----	--	-----------------------	-----	-----	-----

Вопросы к практическому занятию

1. Метод замера динамических уровней
2. Режим работы скважины, оснащенной ЭЦН
3. Обработка результатов исследований ЭЦН
4. Давление на приеме насоса
5. Построение индикаторной линии скважины, эксплуатируемой установкой ЭЦН

Обработка результатов исследования газлифтных скважин

Наиболее широко распространенный метод исследования газлифтных скважин – метод АЗНИИ, суть которого заключается в изменении расхода нагнетаемого газа и в регистрации соответствующих значений подачи подъемника Q , рабочего давления P_p и расхода нагнетаемого газа V_r .

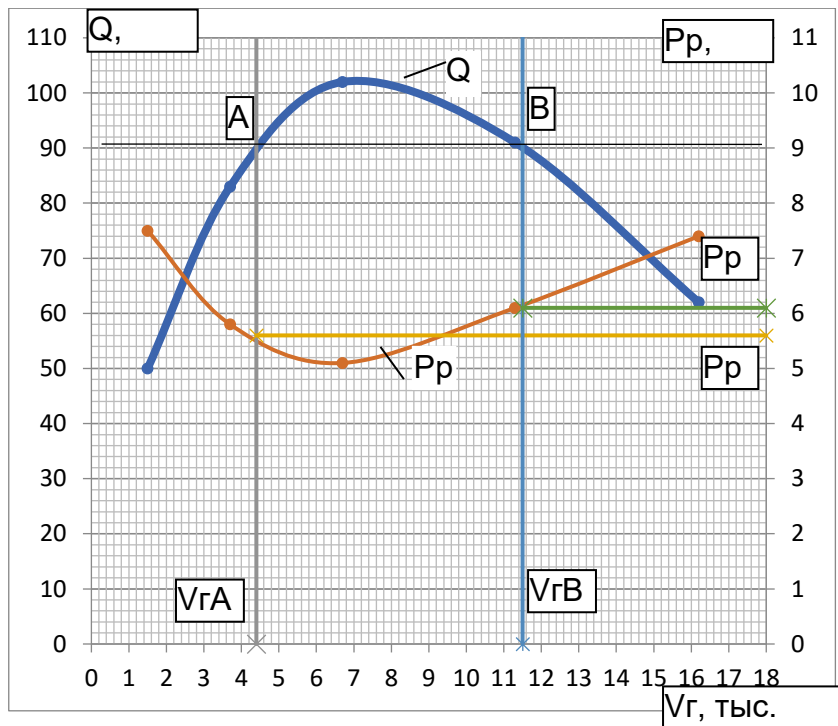
По значению рабочего давления рассчитывается давление у башмака подъемника (у рабочего клапана), а затем и $P_{заб}$.

Давление у башмака подъемника:

$$P_6 = \sqrt{P_p^2 - mV_r^2} + P_r \quad (1)$$

- где
- m - размерный коэффициент, характеризующий потери давления при движении газа от устья до башмака;
 - P_p - рабочее давление на устье скважины, МПа
 - V_r - расход газа, приведенный к стандартным условиям, м³/сут
 - P_r - давление, определяемое весом столба газа, МПа
- $$P_r = P_p (e^{0,000114\rho_r H_6} - 1)$$
- ρ_r - относительная плотность рабочего агента,
 - H_6 - глубина спуска подъемника (башмака или клапана), м

Коэффициент m можно рассчитать из графика. Строим графические зависимости $Q=f(V_r)$ и $P=f(V_r)$. Для фиксированного значения дебита, например $Q=90$ т/сут (точки А и В на характеристике подъемника), определяем расходы газа V_{rA} и V_{rB} , а также соответствующие им рабочие давления P_{pA} и P_{pB} .



$$m = \frac{P_{pB}^2 - P_{pA}^2}{V_{гB}^2 - V_{гA}^2}, \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут}^2 / \text{м}^6$$

Рассчитываем по формуле (1) давления у башмака (забойные давления) для каждого режима.

Задача 1. Обработать результаты исследования газлифтной скважины, если подъемник спущен до интервала перфорации на глубину 1160 м. Относительная плотность рабочего агента $\rho_r=1,1$. $Q_{const} = 110$ т/сут
Результаты исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Варианты результатов исследования газлифтных скважин

Вариант 1					
№ режима	1	2	3	4	5
Рабочее давление, P_p , МПа	6,6	4,8	3,2	5,4	7,9
Дебит скважины, Q , т/сут	70	117	143	123	80
Расход газа, V_g , тыс. м ³ /сут	0,7	3,9	9,4	14,2	16,9
Вариант 2					
Рабочее давление, P_p , МПа	6,7	4,3	3,6	5,4	7,7
Дебит скважины, Q , т/сут	70	113	138	118	80
Расход газа, V_g , тыс. м ³ /сут	1,2	4,4	9,2	13,9	16,5
Вариант 3					
Рабочее давление, P_p , МПа	7,1	5,2	4	5,5	8
Дебит скважины, Q , т/сут	70	111	135	114	80
Расход газа, V_g , тыс. м ³ /сут	1,5	4,6	9,4	13,5	16,3
Вариант 4					
Рабочее давление, P_p , МПа	7,3	5,4	4,5	5,8	8,3
Дебит скважины, Q , т/сут	70	108	129	112	89
Расход газа, V_g , тыс. м ³ /сут	1,8	4,8	9,6	13,5	16
Вариант 5					
Рабочее давление, P_p , МПа	7,8	5,7	5	6,2	8,4

Дебит скважины, Q, т/сут	72	113	130	115	90
Расход газа, V _Г , тыс. м ³ /сут	2,5	5,7	10	13,8	16,3
Вариант 6					
Рабочее давление, P _р , МПа	8,1	6,2	5,3	6,8	8,6
Дебит скважины, Q, т/сут	70	103	121	109	80
Расход газа, V _Г , тыс. м ³ /сут	2,6	5,2	9,6	13,4	16
Вариант 7					
Рабочее давление, P _р , МПа	7,8	6,4	5,7	6,9	8,8
Дебит скважины, Q, т/сут	72	106	118	112	85
Расход газа, V _Г , тыс. м ³ /сут	3,5	5,8	9,4	12,6	14,7
Вариант 8					
Рабочее давление, P _р , МПа	7,7	6,6	6,1	6,9	8
Дебит скважины, Q, т/сут	70	96	112	102	81
Расход газа, V _Г , тыс. м ³ /сут	3,8	5,7	9,6	12,1	13,9
Вариант 9					
Рабочее давление, P _р , МПа	7,7	6,5	6,1	7,4	8,4
Дебит скважины, Q, т/сут	65	92	107	96	80
Расход газа, V _Г , тыс. м ³ /сут	4,6	6,6	9,4	12,4	13,8
Вариант 10					
Рабочее давление, P _р , МПа	7,5	6,2	5,8	6,6	8,3
Дебит скважины, Q, т/сут	60	96	108	97	75
Расход газа, V _Г , тыс. м ³ /сут	3,5	7,6	10,4	12,8	14,6

Вопросы к практическому занятию

1. Как изменяется давление у башмака в зависимости от режима?
2. Особенности обработки графической зависимости, построенной по результатам исследований газлифтной скважины?
3. Что характеризует коэффициент m?

Практическое занятие 8

Расчет режима работы газовой скважины. Расчет подъемника газовой скважины

Цель: получить навык расчета режима работы газовой скважины, а также выбора диаметра подъемника газовой скважины

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-24 - способность анализировать промышленную информацию для дальнейшей обработки с использованием компьютерных технологий.

Актуальность темы: корректно определенный диаметр подъемника позволяет эксплуатировать газовую скважину в экономном режиме, грамотно подобранный режим

работы газовой скважины продлевает её межремонтный период.

Теоретическая часть

Одним из критериев при расчете подъемника газовой скважины является обеспечение выноса с забоя твердых или жидких частиц, содержащихся в продукции.

Вынос этих частиц зависит от скорости газового потока у башмака труб $v_{г*}$. Основное условие выноса следующее:

$$v_{г*} = 1,2 v_{кр}, \quad (1)$$

где $v_{кр}$ – критическая скорость, при которой твердые или жидкие частицы находятся в потоке газа во взвешенном состоянии, м/с.

1. Расчет выноса твердых частиц

В этом случае критическая скорость зависит от режима течения газа и диаметра выносимых частиц.

Режим течения определяется параметром Рейнольдса:

$$Re = v_{кр\ T} d_T / \mu_{г} \quad (2)$$

или параметром Архимеда:

$$Ar = d_T^3 \rho_{г} g (\rho_T - \rho_{г}) / \mu_{г}^2 \quad (3)$$

где d_T – диаметр твердой частицы, м

ρ_T – плотность твердых частиц, кг/м³ (при расчетах принимают $\rho_T = 2400$ кг/м³).

Выделяют три режима течения:

ламинарный	$Re \leq 2$ или $Ar \leq 36$
переходный	$2 < Re \leq 500$ или $36 < Ar \leq 83000$
турбулентный	$Re > 500$ или $Ar > 83000$

Для каждого из режимов течения критическая скорость рассчитывается по формулам:

Ламинарный режим:

$$v_{кр\ T} = d_T^2 g (\rho_T - \rho_{г}) / (18 \mu_{г}) \quad (4)$$

Переходный режим:

$$v_{кр\ T} = \frac{0,78 d_T^{0,43} (\rho_T - \rho_{г})^{0,715}}{\rho_{г}^{0,285} \mu_{г}^{0,43}} \quad (5)$$

Турбулентный режим:

$$v_{кр\ T} = 5,46 \sqrt{\frac{d_T (\rho_T - \rho_{г})}{\rho_{г}}} \quad (6)$$

где $\rho_{г}$ – плотность газа при давлении и температуре у башмака труб, кг/м³;

$\mu_{г}$ – динамическая вязкость газа при давлении и температуре у башмака труб, Па·с.

$$\text{Внутренний диаметр (в м) подъемника } d_{вн} = 0,1108 \sqrt{\frac{Q_{г} P_0 T_{заб} z}{v_{г*} P_{заб} T_{ст}}} \quad (7)$$

где $Q_{г}$ – дебит газа, тыс. м³/сут.

z – коэффициент сжимаемости газа.

Длина подъемника принимается равной глубине скважины, поэтому давление и температура у башмака подъемника равны соответственно забойным. Полученное значение $d_{вн}$ округляют до ближайшего меньшего стандартного значения по ГОСТ.

2. Расчет выноса жидких капель

Критическая скорость выноса жидких капель с забоя газовой скважины

$$v_{кр ж} = \frac{16,47(45-0,0455P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{P_{заб}}} \quad (8)$$

где $P_{заб}$ - забойное давление, МПа.

Если в продукции скважины имеются твердые и жидкие частицы, то при расчете диаметра подъемника из полученных двух значений диаметра выбирают наименьшее.

Выбор режима работы газовой скважины

Режим работы газовой скважины задается совокупностью параметров, входящих в общее уравнение притока, а также имеющимся в наличии оборудованием. При этом учитывается большое кол-во факторов, ограничивающих дебит газовой скважины. К основным из этих факторов относится вынос частиц породы из пласта в скважину, образование водяного конуса, образование конденсата пласте или скважине, чрезмерное охлаждение газа в местах его дросселирования и возможность образования гидратов, вероятность смятия обсадной колонны и т.д.

При эксплуатации газовых скважин наиболее часто встречающееся осложнение - поступление жидкой фазы (воды или конденсата).

В этом случае необходимо определение минимального дебита газовой скважины, при котором еще не происходит накопления жидкости на забое с образованием жидкостной пробки.

Минимальный дебит газовой скважины (в м³/с), при котором не образуется на забое жидкостная пробка, рассчитывают по формуле (при глубине спуска подъемника до забоя)

$$Q_{г min} = \frac{v_{г min} T_{ст} P_{заб} \pi d_{вн}^2}{4P_0 z T_{заб}} \quad (1)$$

Минимальная скорость газа (в м/с), при которой не образуется пробка воды

$$v_{г min} = \frac{1,23(45-0,45P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45P_{заб}}} \quad (2)$$

А минимальная скорость газа (в м/с), при которой не образуется пробка конденсата

$$v_{гк min} = \frac{1,71(67-0,45P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45P_{заб}}} \quad (3)$$

Дебит, при котором не образуется пробка конденсата, рассчитывается аналогично.

Сравнить дебиты и сделать вывод, какой дебит больше.

Окончательный результат вывести в тыс. м³/сут.

Вариант 1

задача 1

L	2400	м
плотность газа	1,15	кг/м ³
плотность тв.ч	2400	кг/м ³
D тв.част	0,002	м
вязкость	0,000015	Па с
Q	1200	тыс. м ³ /сут
Tзаб	320	К
z	0,9	
Pзаб	38,02	Мпа

задача 2

d вн	0,062	м
Pзаб	14	МПа
Tзаб	346	К
z	0,9	

Вариант 2

задача 1

L	2300	м
ПЛОТНОСТЬ газа	1,14	кг/м ³
ПЛОТНОСТЬ тв.ч	2400	кг/м ³
D тв.част	0,002	м
вязкость	0,000013	Па с
Q	1590	тыс. м ³ /сут
Tзаб	334	К
z	0,9	
Pзаб	37,11	МПа

задача 2

d вн	0,0759	м
Pзаб	15	МПа
Tзаб	350	К
z	0,86	

Вариант 3**задача 1**

L	2200	м
ПЛОТНОСТЬ газа	1,13	кг/м ³
ПЛОТНОСТЬ тв.ч	2400	кг/м ³
D тв.част	0,002	м
вязкость	0,000013	Па с
Q	1210	тыс. м ³ /сут
Tзаб	320	К
z	0,9	
Pзаб	38,02	МПа

задача 2

d вн	0,062	м
Pзаб	14,6	МПа
Tзаб	338	К
z	0,86	

Вариант 4**задача 1**

L	2500	м
ПЛОТНОСТЬ газа	1,05	кг/м ³
ПЛОТНОСТЬ тв.ч	2400	кг/м ³
D тв.част	0,002	м
вязкость	0,000017	Па с
Q	1480	тыс. м ³ /сут
Tзаб	345	К
z	0,8	
Pзаб	39,72	МПа

задача 2

d вн	0,076	м
Pзаб	12,4	МПа
Tзаб	354	К
z	0,84	

Вариант 5**задача 1**

L	2100	м
ПЛОТНОСТЬ газа	1,05	кг/м ³
ПЛОТНОСТЬ тв.ч	2400	кг/м ³
D тв.част	0,002	м
вязкость	0,000016	Па с
Q	1400	тыс. м ³ /сут
Tзаб	336	К
z	0,9	

задача 2

d вн	0,076	м
Pзаб	16,7	МПа
Tзаб	367	К
z	0,87	

Рзаб 37,44 МПа

Вариант 6

задача 1

L 2100 м
плотность
газа 1,3 кг/м³
плотность
тв.ч 2400 кг/м³
D тв.част 0,002 м
вязкость 0,000016 Па с
Q 1300 тыс. м³/сут
Тзаб 327 К
z 0,8
Рзаб 37,06 МПа

задача 2

d вн 0,076 м
Рзаб 13,8 МПа
Тзаб 353 К
z 0,82

Вариант 7

задача 1

L 2450 м
плотность
газа 1,15 кг/м³
плотность
тв.ч 2400 кг/м³
D тв.част 0,002 м
вязкость 0,000016 Па с
Q 1420 тыс. м³/сут
Тзаб 356 К
z 0,9
Рзаб 37,63 МПа

задача 2

d вн 0,062 м
Рзаб 12,4 МПа
Тзаб 349 К
z 0,9

Вариант 8

задача 1

L 2500 м
плотность
газа 1,07 кг/м³
плотность
тв.ч 2400 кг/м³
D тв.част 0,002 м
вязкость 0,000016 Па с
Q 1340 тыс. м³/сут
Тзаб 341 К
z 0,8
Рзаб 38,07 МПа

задача 2

d вн 0,062 м
Рзаб 14,3 МПа
Тзаб 337 К
z 0,81

Вариант 9

задача 1

L 2600 м
плотность
газа 1,08 кг/м³
плотность
тв.ч 2400 кг/м³
D тв.част 0,002 м
вязкость 0,000013 Па с
Q 1300 тыс. м³/сут
Тзаб 350 К
z 0,9

задача 2

d вн 0,076 м
Рзаб 15,7 МПа
Тзаб 358 К
z 0,92

Рзаб	39,12	Мпа		
Вариант 10				
задача 1			задача 2	
L	2600	м	d вн	0,062 м
плотность газа	1,2	кг/м ³	Рзаб	16,9 МПа
плотность тв.ч	2400	кг/м ³	Тзаб	351 К
D тв.част	0,002	м		
вязкость	0,000016	Па с		
Q	1420	тыс. м ³ /сут	z	0,87
Тзаб	340	К		
z	0,8			
Рзаб	39,47	Мпа		

Вопросы к практическому занятию

1. Параметр Архимеда
2. Режимы течения флюида
3. Определение скорости на каждом режиме
4. Определение минимального дебита газовой скважины

Таблица 2 – Характеристика насосно-компрессорных труб

Диаметр трубы, мм			Толщина стенки, мм	Площадь сечения тела трубы по металлу, см ²	Предельные глубины спуска одноразмерных колонн НКТ в насосные скважины, м				
Условный D	наружный D _{ТН}	внутренний D _Т			Группа прочности стали				
					Д	К	Е	Л	М
Трубы гладкие									
48	48,3	40,3	4,0	5,6	1100	1400	1600	1800	2100
60	60,3	50,3	5,0	8,7	1200	1650	1850	2100	2400
73	73,0	62,0	5,5	11,6	1300	1700	1900	2200	2500
73	73,0	59,0	7,0	14,5					
89	88,9	76,0	6,5	16,7	1400	1900	2050	2400	2750
102	101,6	88,6	6,5	19,5	1250	1600	1800	2050	2400
114	114,3	100,3	7,0	24,0	1250	1650	1800	2100	2450
Трубы с высаженными наружу концами									
33	33,4	26,4	3,5	2,3	500	700	750	900	1050
42	42,2	35,2	3,5	4,2	400	550	600	700	800
48	48,3	40,3	4,0	5,6	1900	2250	2800	3200	3700
60	60,3	50,3	5,0	8,7	1900	2650	2900	3250	3750
73	73,0	62,0	5,5	11,6	1950	2600	2850	3200	3700
73	73,0	59,0	7,0	14,5					
89	88,9	76,0	6,5	16,7	1950	2700	2950	3300	3800
89	88,9	73,0	8,0	20,2					
102	101,6	88,6	6,5	19,5	2000	2600	2900	3350	3900
114	114,3	100,3	7,0	24,0	1950	2600	2900	3300	3800

Практическое занятие 9
Расчет условий фонтанирования.
Выбор диаметра фонтанного подъемника
Теоретическая часть

Подъем жидкости и газа от забоя скважины на поверхность составляет основное содержание процесса эксплуатации скважин. Этот процесс может происходить как за счет природной энергии $W_{\text{п}}$, так и за счет вводимой в скважину энергии с поверхности $W_{\text{и}}$.

Газожидкостная смесь, выходя из ствола скважин через специальное устьевое оборудование, направляется в сепараторы (отделители жидкости от газа) и замерные приспособления, затем поступает в промысловые трубопроводы. Для обеспечения движения смеси в промысловых трубопроводах на устье скважин поддерживается то или иное давление.

На основании изложенного можно составить следующий энергетический баланс:
 $W_1 + W_2 + W_3 = W_{\text{п}} + W_{\text{и}}$,

где W_1 – энергия на подъем жидкости и газа с забоя до устья скважины;

W_2 – энергия, расходуемая газожидкостной смесью при движении через устьевое оборудование; W_3 – энергия, уносимая струей жидкости и газа за предел устья скважины; если $W_{\text{и}} = 0$, то эксплуатация называется фонтанной; при $W_{\text{и}} \neq 0$ эксплуатация называется механизированной добычей нефти.

Передача энергии $W_{\text{и}}$ осуществляется сжатым газом или воздухом, либо насосами, способ эксплуатации называется газлифтный или насосный.

Фонтанирование только от гидростатического давления пласта ($P_{\text{пл}}$) редко в практике эксплуатации нефтяных месторождений;

условие фонтанирования:

$$P_{\text{пл}} > \rho \cdot g \cdot h.$$

В большинстве случаев вместе с нефтью в пласте находится газ, и он играет главную роль в фонтанировании скважин. Это справедливо даже для месторождений с явно выраженным водонапорным режимом. Для водонапорного режима характерно содержание в нефти газа, находящегося в растворенном состоянии и не выделяющегося из нефти в пределах пласта.

Пластовый газ делает двойную работу: в пласте выталкивает нефть, а в трубах поднимает.

При одном и том же количестве газа не в каждой скважине можно получить фонтанирование. Смесь нефти и газа, движущаяся в скважине, представляет собой чередование прослоев нефти с прослоями газа: чем больше диаметр подъемных труб, тем больше надо газа для подъема нефти.

После спуска в такие скважины лифтовых труб малого диаметра удается достигнуть фонтанирования. Поэтому с целью рационального использования энергии расширяющего газа все скважины, где ожидается фонтанирование, перед освоением оборудуют лифтовыми трубами условным диаметром от 60 до 114 мм, по которым происходит движение жидкости и газа в скважине.

Диаметр подъемных труб подбирают опытным путем в зависимости от ожидаемого дебита, пластового давления, глубины скважины и условий эксплуатации. Трубы опускают до фильтра эксплуатационной колонны.

При фонтанировании скважины через колонну труб малого диаметра газовый фактор уменьшается, в результате чего увеличивается продолжительность фонтанирования. Нередко скважины, которые фонтанировали по трубам диаметром 114, 89, 73 мм, переходили на периодические выбросы нефти и останавливались. В этих случаях период фонтанирования скважины удавалось продлить путем замены фонтанных

труб меньшего диаметра: 60, 48, 42, 33 мм. Это один из способов продления фонтанирования малодебитных скважин.

Расчет условий фонтанирования

Фонтанирование скважин осуществляется:

-либо за счет гидростатического напора пласта;

- либо за счет газа, выделяющегося из нефти;

-либо за счет повышения давления на забое при осуществлении поддержания $P_{пл}$ закачкой воды или газа.

Расчет фонтанирования за счет гидростатического напора пласта

Фонтанирование за счет гидростатического напора пласта осуществляется при условии, что давление на устье скважины $P_y \geq P_{нас}$.

В этом случае

$$P_{заб} = \rho_{ж}gH + 0,811\lambda\rho_{ж}\frac{Q^2H}{d^5} + P_{нас} \quad (1)$$

где $\rho_{ж}$ - плотность жидкости (нефти) при средних давлении и температуре, кг/м³

H - глубина спуска НКТ, м

λ - коэффициент гидравлических сопротивлений

Q - объемный дебит скважины, м³/с

d - диаметр НКТ, м

В соответствии с уравнением притока жидкости в скважину

$$P_{заб} = P_{пл} - \sqrt{\frac{Q}{K_{пр}}} \quad (2)$$

Рассматривая совместно (1) и (2), получаем:

$$P_y = P_{нас} = P_{пл} - \sqrt{\frac{Q}{k_{пр}}} - \rho_{ж}gh - 0,811\lambda\rho_{ж}\frac{Q^2H}{d^5} \quad (3)$$

Полезная мощность, Вт:

$$N_{пол} = Q\rho_{ж}gH \quad (4)$$

Затрачиваемая мощность

$$N = Q(P_{заб} - P_y) \quad (5)$$

КПД подъема жидкости

$$\eta = N_{пол} / N \quad (6)$$

Определяя $(P_{заб} - P_y)$ из (1) и подставляя её в (5), получаем

$$N = Q\rho_{ж}gH \left(1 + 0,811\lambda\frac{Q^2}{d^5g}\right) \quad (7)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений

$$\lambda = A \frac{v^a d^a}{Q^a} \quad (8)$$

где A - числовой коэффициент, зависящий от режима течения жидкости

$A=50,235$ - для ламинарного движения ($Re < 2320$)

$A = 0,297$ - для турбулентного движения ($Re > 2320$)

v - средняя вязкость жидкости, м²/с

a - показатель степени,
 $a = 1$ - для ламинарного режима,
 $a = 0,25$ - для турбулентного режима

Подставляя (8) в (7), получаем

$$N = Q\rho_{ж}gH \left(1 + A_1 \frac{v^a Q^{2-a}}{d^{5-a}}\right), \quad (9)$$

где $A_1 = 0,811A/g$

Подставляя (4) и (9) в (6), получаем

$$\eta = \frac{1}{1 + A_1 \frac{v^a Q^{2-a}}{d^{5-a}}} \quad (10)$$

Задача 1. Рассчитать $P_{заб}$ фонтанирования за счет гидростатического напора пласта и КПД процесса для следующих условий: дебит скважины $100 \text{ м}^3/\text{сут}$; глубина скважины $L_c=H=870 \text{ м}$; давление насыщения $P_{нас}=2,5 \text{ МПа}$; средняя плотность нефти в скважине $\rho_n=850 \text{ кг/м}^3$; средняя вязкость $\nu_n=3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; внутренний диаметр НКТ $d=0,0503 \text{ м}$.

Решение.

Для определения режима течения нефти в НКТ, определяем число Рейнольдса:

$$Re = 4Q / (\pi \nu d 86400)$$

$$Re = \frac{4Q}{\pi \nu d 86400} = \frac{4 \cdot 100}{3,14 \cdot 0,0503 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 86400} = 9770$$

Т.К. $9700 > 2300$, то режим течения турбулентный.

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = A \frac{v^a d^a}{Q^a} = 0,297 \frac{(3 \cdot 10^{-6})^{0,25} 0,0503^{0,25}}{(100/86400)^{0,25}} = 0,03174$$

Забойное давление фонтанирования

$$\begin{aligned} P_{заб} &= \rho_{ж}gH + 0,811\lambda\rho_{ж} \frac{Q^2 H}{d^5} + P_{нас} = \\ &= 850 \cdot 9,81 \cdot 870 + 0,811 \cdot 0,03174 \cdot 850 \cdot 870 \cdot \left(\frac{100}{86400}\right)^2 * \frac{1}{0,0503^5} + 2,5 \\ &\cdot 10^6 = 9,83 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Ответ. $P_{заб} 9,83 \text{ МПа}$.

Задача 1.

Рассчитать $P_{заб}$ фонтанирования за счет гидростатического напора пласта и КПД процесса для следующих условий: дебит скважины Q ; глубина скважины L_c ; давление насыщения $P_{нас}=2,5 \text{ МПа}$; средняя плотность нефти в скважине ρ_n ; средняя вязкость γ_n ; внутренний диаметр НКТ $d=0,0503 \text{ м}$.

Варианты для расчета условий фонтанирования

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	80	60	50	150	55	90	110	70	40	70
$L, \text{ м}$	900	800	700	1300	600	1100	920	960	890	600
$\rho_n, \text{ кг/м}^3$	850	835	840	854	855	847	846	850	850	850
$\gamma, 10^{-6}, \text{ м}$	3	2	4	3	7	4	9	6	7	9

2. Расчет диаметра фонтанного подъемника

В процессе фонтанной эксплуатации скважины дебит её может изменяться (снижаться) вследствие, например, падения $P_{пл}$ или увеличения обводненности продукции. Т.к. подъемник должен обеспечивать работу в течение определенного периода времени при изменении дебита скважины, то необходимо уметь рассчитывать его диаметр, исходя из следующего условия: сначала подъемник работает на максимальном режиме, а затем на оптимальном.

При работе на оптимальном режиме:

$$d_{опт} = 400 \sqrt{\frac{\rho_{ж} H_6}{P_6 - P_y}} \sqrt[3]{\frac{Q_{опт} H_6}{\rho_{ж} g H_6 - P_6 + P_y}} \quad (11)$$

где $Q_{опт}$ – подача подъемника на оптимальном режиме, т/сут.

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

Затем проводится проверка диаметра подъемника для работы на максимальном режиме (в начале фонтанирования):

$$d_{max} = 186 \sqrt{\frac{H_6}{P_6 - P_y}} \sqrt[3]{Q_{max} \rho_{ж}^{0,5}} \quad (12)$$

где Q_{max} – подача подъемника в начале фонтанирования.

Если $d_{max} > d_{ст}$, то выбирают ближайший больший к d_{max} диаметр стандартных труб.

Задача 2. Рассчитать диаметр фонтанного подъемника для следующих условий эксплуатации скважины: глубина скважины $L_c = 1300$ м; коэффициент продуктивности $K_{пр} = 52$ т/(сут МПа); пластовое давление начальное $P_{пл н} = 15,2$ МПа; пластовое давление текущее $P_{пл т} = 12,7$ МПа; давление насыщения $P_{нас} = 10$ МПа; максимальное возможное забойное давление $P_{заб} = P_{нас}$; средняя плотность нефти при движении её в подъемнике $\rho_n = 792$ кг/м³; давление на устье $P_y = 1,2$ МПа.

Решение. Т.к. в процессе эксплуатации скважины забойное давление не должно снижаться ниже давления насыщения, то $P_{заб} = P_{нас} = 10$ МПа.

Для данного случая $H_6 = L_c = 1300$ м.

Дебит скважины для начала фонтанирования

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

Дебит скважины для фонтанирования при работе подъемника на оптимальном режиме:

$$Q_{опт} = K_{пр}(P_{пл т} - P_{заб}) = 52 (12,7 - 10) = 140,4 \text{ т/сут.}$$

Оптимальный диаметр

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

По справочнику выбираем трубы гладкие (внутренний диаметр 76 мм) с условным диаметром 89 мм – НКТ – 89.

Вычисляем диаметр трубы на максимальном режиме:

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

Если $d_{max} > d_{ст}$, то в скважину необходимо спустить подъемные трубы НКТ-89.

Варианты для расчета диаметра фонтанного подъемника

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L, м	1200	1600	1500	1650	1300	1300	1450	1400	1550	1600
Кпр, т/(сут МПа)	50	67	45	59	68	58	66	57	75	63
Р пл н, МПа	16,4	18,2	16,5	18,3	16,8	16,8	17,7	16,4	19,3	19,4
Рпл т, МПа	13,7	15,3	12,8	15,6	15,4	14,2	15,4	13,9	17,4	16,3

Вопросы к практическому занятию

1. Каким образом определяется режим течения нефти?
2. Как определяется коэффициент гидравлических сопротивлений?
3. Чем отличается подбор по ГОСТ диаметра подъемника для нефтяной и газовой скважины?
4. В каких случаях скважина может работать на максимальном режиме?

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

Методические указания
по организации и проведению
самостоятельной работы

ПМ.01 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения		очная

Пояснительная записка

Методические указания по организации и проведению практических занятий составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой профессионального модуля «ПМ.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений».

Целью выполнения практических занятий является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ПМ.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

Самостоятельная работа студентов проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений обучающихся;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности обучающихся, творческой инициативы, ответственности и организованности;
- формирования самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развития исследовательских умений.

В результате освоения профессионального модуля обучающийся должен уметь:

-определять отклонения от технологического режима работы оборудования для добычи углеводородного сырья;

-осуществлять регулирование и мониторинг технологических параметров работы оборудования для добычи углеводородного сырья.

знать:

-характеристики притока из пласта;

-способы расчета характеристик притока по результатам исследования скважины на различных режимах.

Методические рекомендации к СРС

План-график выполнения СРС

№	Наименование разделов и тем дисциплины, их краткое содержание	Использование интерактивных форм	Зачетные единицы (часы)
1	Тема 1.3 Методы воздействия на нефтяные и газовые пласты Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Методы вскрытия продуктивных пластов	Собеседование	2
2	Тема 1.3 Методы воздействия на нефтяные и газовые пласты Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Методы испытания продуктивных пластов	Собеседование	2
3	Тема 1.3 Методы воздействия на нефтяные и газовые пласты Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Методы моделирования показателей разработки нефтяных и газовых месторождений	Собеседование	2
	Итого за семестр		6
	Итого		6

Методические рекомендации по проведению собеседования

Собеседование - наиболее распространенный метод контроля знаний учащихся, вариант текущей проверки, процессе которого преподаватель получает широкие возможности для изучения индивидуальных возможностей усвоения учащимися учебного материала.

При подготовке к собеседованию студент должен:

- Предварительно повторить теоретический материал темы (тем) по которой проводится устный опрос.
- Ознакомиться с заданием, уяснить его фабулу и поставленные вопросы.
- Продумать логику и последовательность изложения материала. Ответы на поставленные вопросы должны быть аргументированными.

Критерии оценивания компетенций

Оценка «отлично» выставляется студенту, глубоко и прочно усвоившему программный, в том числе лекционный материал, последовательно, четко и самостоятельно (без наводящих вопросов) отвечающему на вопрос.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, твердо знающему программный, в том числе лекционный материал, грамотно и по существу, отвечающему на вопрос и не допускающему при этом существенных неточностей (неточностей, которые не могут быть исправлены наводящими вопросами или не имеют важного практического значения). То же относится к освещению практически важных вопросов

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, который обнаруживает знание основного материала, но не знает его деталей, допускает неточности, недостаточно

правильные формулировки, излагает материал с нарушением последовательности, отвечает на практически важные вопросы с помощью или поправками преподавателя.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, который не знает значительной части программного, в том числе лекционного материала.

Основная литература:

Покрепин, Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (МДК.01.02): учеб. пособие / Б. В. Покрепин. — Изд. 2-е. — Ростов-на-Дону: Феникс, 2018. — 605 с.: ил. — (Среднее профессиональное образование).

Дополнительная литература:

1.Ладенко, А. А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А. А. Ладенко, О. В. Савенок. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. - 244 с. - ISBN 978-5-9729-0445-7. - Текст: электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1168610>. – Режим доступа: по подписке.

2.Серебряков, А. О. Промысловые исследования месторождений нефти и газа: учебное пособие для спо / А. О. Серебряков. — Санкт-Петербург: Лань, 2021. — 232 с. — ISBN 978-5-8114-6906-2. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/153663>