

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

Методические указания

по выполнению лабораторных работ

по дисциплине

«Разработка нефтяных месторождений»

для студентов направления подготовки

21.03.01 Нефтегазовое дело

направленность (профиль):

«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Лабораторная работа №1

Свойства коллекторов нефти и газа

Условия залегания нефти и газа в пласте и физические свойства пластовых жидкостей являются важными исходными данными, которые используют и учитывают при разработке и эксплуатации залежи. Основные физические свойства пород и жидкостей, характеризующие нефтяную или газовую залежь, которые необходимо знать для решения задач рациональной разработки и эксплуатации месторождений, следующие:

- 1) гранулометрический состав пород;
- 2) пористость пласта;
- 3) проницаемость пород коллектора;
- 4) удельная поверхность пород пласта;
- 5) карбонатность пород;
- 6) механические свойства пород и сжимаемость пластовых жидкостей;
- 7) насыщенность пород газом, нефтью и водой;
- 8) физические и физико-химические свойства нефти, воды и газа (вязкость, плотность, растворимость газа в нефти и в воде, поверхностные свойства нефти и воды).

Рассмотрим вначале основные свойства горных пород, слагающих нефтяные и газовые месторождения.

Гранулометрический (механический) состав пород

Пласты, сложенные песками, состоят из зерен неправильной формы и самых разнообразных размеров. Количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины принято называть гранулометрическим (механическим) составом.

Исследования показывают, что гранулометрический состав — важная характеристика, от него зависят многие свойства пористой среды: проницаемость, пористость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т. д. По механическому составу можно судить о геологических и палеогеографических условиях отложения пород залежи, и поэтому начальным этапом исследований при изучении генезиса осадочных пород должен быть гранулометрический анализ их.

Так как размеры частиц песков обуславливают общую величину их поверхности, контактирующей с нефтью, от гранулометрического состава пород зависит количество нефти, которое остается в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

Гранулометрический состав песков важно знать в нефтепромысловой практике. Например, на основе механического анализа в процессе эксплуатации нефтяных месторождений подбирают фильтры для забоев нефтяных скважин, предотвращающие поступление песка в скважину.

Размер частиц горных пород изменяется от коллоидных частиц до галечника и валунов. Однако исследования показывают, что гранулометрический состав большинства нефтесодержащих пород определяется в основном частицами размерами от 1 до 0,01 мм.

Наряду с обычными зернистыми минералами в природе широко распространены глинистые и коллоидно-дисперсные минералы с размерами частиц меньше 0,1 мкм (0,001 мм). Значительное количество их содержится в глинах, лёссах и других породах.

В составе нефтесодержащих пород коллоидно-дисперсные минералы имеют подчиненное значение. Вместе с тем вследствие огромной величины их общей поверхности составом коллоидно-дисперсных минералов определяются процессы поглощения катионов (и анионов).

От их количества в значительной степени зависит степень набухаемости горных пород в воде. Коллоидно-дисперсные минералы имеют большое значение для решения практических вопросов нефтяной геологии.

Предполагается также, что коллоидно-дисперсные минералы могут быть использованы в качестве геологических термометров. Например, монтмориллонит при нормальном давлении

разрушается при температуре выше 725°C, а галлуазит при 50°C. Следовательно, можно предполагать, что глины, содержащие галлуазит, образовались при температурах ниже 50°C.

Механический состав пород определяют ситовым и седиментационным анализом. Ситовой анализ сыпучих горных пород применяется для отсева фракций песка размером от 0,05 мм и больше. Содержание частиц меньшего размера определяется методами седиментации.

При проведении ситового анализа в лабораторных условиях обычно пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) 0,053, 0,074, 0,105, 0,149, 0,210, 0,227, 0,42, 0,59, 0,84, 1,69 и 3,36 мм. Существуют и другие разнообразные системы сит и всевозможных механических приспособлений для отсева. Сита располагают при отсеве таким образом, чтобы сверху было сито с наиболее крупными размерами отверстий. В него насыпают навеску породы (50г) ведут просеивание в течение 15 мин. После этого взвешивают породу, оставшуюся на каждом сите, и результаты ситового анализа записывают в таблицу.

Методы седиментационного разделения частиц по фракциям основаны на различной скорости осаждения зерен разного размера в вязкой жидкости.

По формуле Стокса скорость падения в жидкости частиц сферической формы равна

$$v = \frac{gd^2}{18\nu} \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right) \quad (1.1)$$

где d — диаметр частиц в м;

v — скорость осаждения частиц в м/сек;

$\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости в кг/м³;

$\rho_{\text{п}}$ — плотность вещества частицы в кг/м³;

g — ускорение силы тяжести в м/сек²; ν — кинематическая вязкость в м²/сек.

Формула (1.1) справедлива при свободном нестесненном движении зерен; чтобы не было влияния концентрации частиц на скорость их падения в дисперсной среде, содержание твердой фазы в суспензии не должно превышать по весу 1 %.

Приложение формулы Стокса для седиментационного анализа рассмотрим на примере пипеточного метода.

Из фракции песка, прошедшей сито с наименьшими отверстиями, отбирают навеску в 10 г и перемешивают ее в воде в цилиндре емкостью 1 л, помещенном в баню (рис. 1). В цилиндр вставляется пипетка (2) с глубиной спуска ее кончика около $h=30$ см.

Допустим, что необходимо определить в песке количества частиц, меньших d_1 . Для этого при помощи формулы (1.1) вычисляют время t_1 падения частиц размером d_1 до глубины спуска пипетки h . Очевидно, что при отборе пипеткой пробы с глубины h через время t_1 в пипетку войдут только те частицы, диаметр которых меньше d_1 , так как ко времени t_1 после начала осаждения частиц все более крупные зерна будут ниже кончика пипетки. Далее, высушив содержимое пипетки, определяют количество всех частиц, имеющих диаметр меньше или больше, чем d_1 , находившихся в суспензии, что легко сделать, так как масса всей навески, объем пипетки, вес сухого остатка в ней и объем жидкости в цилиндре известны. Отбирая последующие пробы через другие интервалы времени от начала отстаивания суспензии, точно так же определяют в анализируемой пробе содержание более мелких фракций.

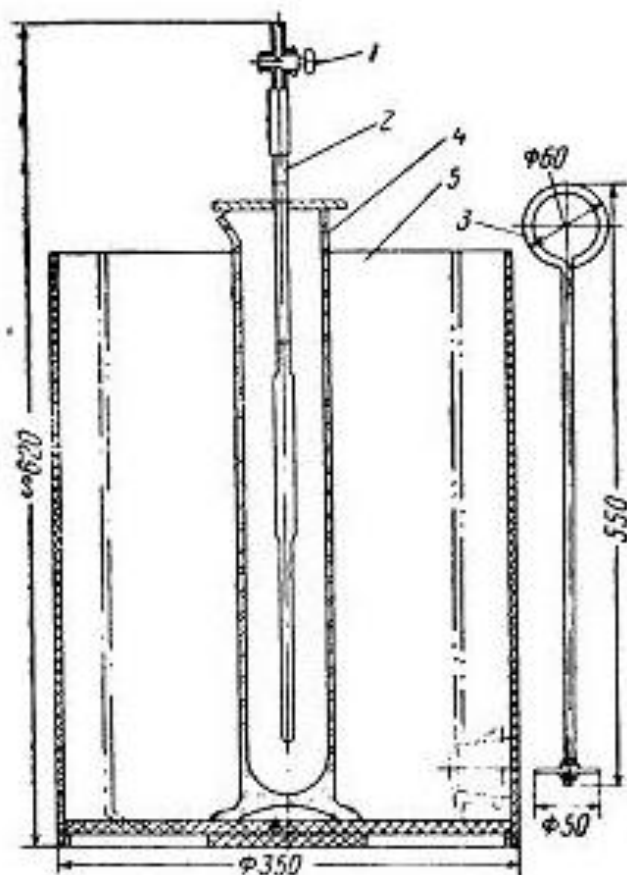


Рис. 1. Седиментометр.

1 — стеклянный кран; 2 — пилетка;
3 — мешалка; 4 — градуированный цилиндр; 5 — стеклянный термостат.

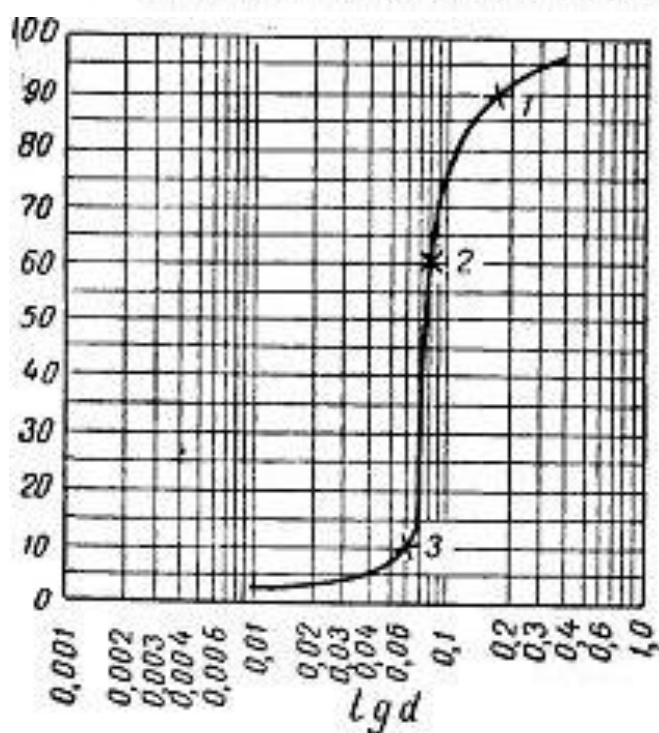


Рис. 2. Кривая суммарного гранулометрического состава.

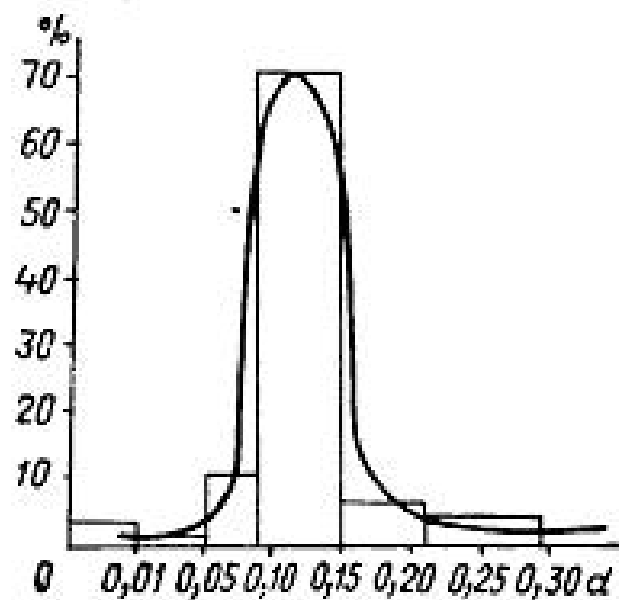


Рис. 3. Кривая распределения зерен породы по размерам.

Существует большое разнообразие методов седиментационного анализа. Наибольшее распространение в лабораториях по исследованию грунтов получили методы отмучивания током

воды, отмучивания сливанием жидкости (метод Сабанина) и метод взвешивания осадка при помощи весов Фигуровского.

При отмучивании током воды грунт помещают в конический или цилиндрический сосуд, через который создают ток воды, направленный снизу вверх. Регулируя скорость движения воды, добиваются выноса из пределов сосуда частиц определенного диаметра, величина которого также может быть определена при помощи формулы Стокса.

При отмучивании сливанием жидкости частицы разного размера разделяют путем слива после определенного времени отстаивания верхней части столба суспензии с мелкими частицами, не успевшими осесть на дно сосуда.

Наиболее совершенный метод седиментационного анализа - взвешивание осадка. Хорошо перемешанную суспензию вливают в цилиндрический сосуд, в который опускают тонкий стеклянный диск, подвешенный на плечо седиментометрических весов Н. А. Фигуровского. Выпадающие частицы суспензии отлагаются на стеклянном диске. По мере отложения осадка равновесие весов нарушается и для восстановления его требуется дополнительная нагрузка. Регистрируя время и нагрузки, получают данные, которые затем обрабатывают и приводят в обычный для анализа вид: результаты анализа механического состава пород изображаются в виде таблиц или графиков суммарного состава и распределения зерен породы по размерам (рис. 2 и 3). Для построения первого графика по оси ординат откладывают массовые концентрации в процентах, а по оси абсцисс — диаметр d_1 или логарифм диаметра частиц $l_g d$.

При построении второго графика по оси абсцисс откладывают диаметры A частиц, а по оси ординат — массовые концентрации в процентах каждой фракции в исследуемой породе.

$$\frac{d_{60}}{d_{10}}$$

Отношением $\frac{d_{60}}{d_{10}}$ принято характеризовать степень неоднородности песка,

где d_{60} — диаметр частиц, при котором сумма масс фракций, начиная от нуля и кончая этим диаметром, составляет 60% от массы всех фракций (точка 2, рис. 2), а d_{10} — аналогичная величина для 10% точки кривой суммарного гранулометрического состава (точка 5, рис. 2). По диаметру, соответствующему точке 1, подбирают отверстия фильтров нефтяных скважин.

Коэффициент неоднородности зерен пород, слагающих нефтяные месторождения, обычно колеблется в пределах 1,1—20.

Вариант 1
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,053; 0,105; 0,227; 0,59; 1,69 мм, если через сита просеяли песок с фракциями глины плотностью 1800 кг/м. ³ Динамическая вязкость воды 1,052 мПа с; ρ_v принять 1000 кг/м. ³ . Для нефти: $\rho_n = 875$ кг/м. ³ ; $\mu_n = 2,3$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 30 см.
Вариант 2
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,074; 0,149; 0,84; 1,69; 3,36 мм, если через сита просеяли влажный песок плотностью 1500 кг/м. ³ Динамическая вязкость воды 1,052 мПа с; ρ_v принять 1050 кг/м. ³ . Для нефти: $\rho_n = 875$ кг/м. ³ ; $\mu_n = 2,7$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 50 см.
Вариант 3
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,053; 0,138; 0,93; 1,85; 2,64 мм, если через сита просеяли уплотненный песок плотностью 2000 кг/м. ³ Динамическая вязкость воды 1,052 мПа с; ρ_v принять 1000 кг/м. ³ . Для нефти: $\rho_n = 862$ кг/м. ³ ; $\mu_n = 2,6$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 50 см.
Вариант 4
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,051; 0,078; 0,124; 0,187; 0,27 мм, если через сита просеяли песок с частицам алевролитов плотностью 2500 кг/м. ³ Динамическая вязкость воды 1,052 мПа с; ρ_v принять 1100 кг/м. ³ . Для нефти: $\rho_n = 871$ кг/м. ³ ; $\mu_n = 2,2$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 30 см.
Вариант 5
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,052; 0,084; 0,125; 0,194; 1,68 мм, если через сита просеяли песок плотностью 2300 кг/м. ³ Динамическая вязкость воды 1,03 мПа с; ρ_v принять 1000 кг/м. ³ . Для нефти: $\rho_n = 867$ кг/м. ³ ; $\mu_n = 2,1$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 30 см.
Вариант 6
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,074; 0,149; 0,84; 1,78; 3,86 мм, если через сита просеяли природный песок плотностью 1350 кг/м. ³ Динамическая вязкость воды 1,052 мПа с; ρ_v принять 1060 кг/м. ³ . Для нефти: $\rho_n = 871$ кг/м. ³ ; $\mu_n = 2,56$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 55 см.
Вариант 7
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,149; 0,227; 0,59; 0,84; 1,69 мм, если через сита просеяли природный песок плотностью 1350 кг/м. ³ Динамическая вязкость воды 1,01 мПа с; ρ_v принять 1080 кг/м. ³ . Для нефти: $\rho_n = 871$ кг/м. ³ ; $\mu_n = 2,9$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 25 см.
Вариант 8
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,053; 0,105; 0,227; 0,59; 1,69 мм, если через сита просеяли песок с частицами известняка плотностью 2600 кг/м. ³ Динамическая вязкость воды 1,0 мПа с; ρ_v принять 1030 кг/м. ³ . Для нефти: $\rho_n = 883$ кг/м. ³ ; $\mu_n = 2,61$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 45 см.
Вариант 9
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,052; 0,084; 0,125; 0,194; 1,68 мм, если через сита просеяли уплотненный песок плотностью 1700 кг/м. ³ Динамическая вязкость воды 1,052 мПа с; ρ_v принять 1100 кг/м. ³ . Для нефти: $\rho_n = 876$ кг/м. ³ ; $\mu_n = 2,0$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 30 см.

Вариант 10
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,053; 0,138; 0,93; 1,85; 2,64 мм, если через сита просеяли влажный песок плотностью 1650 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,03 мПа с; ρ_v принять 1040 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 868$ кг/м.³; $\mu_n = 2,37$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 55 см.
Вариант 11
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,052; 0,084; 0,125; 0,194; 1,68 мм, если через сита просеяли влажный песок с фракциями глины плотностью 1800 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,01 мПа с; ρ_v принять 1000 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 884$ кг/м.³; $\mu_n = 2,61$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 30 см.
Вариант 12
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,053; 0,074; 0,105; 0,149; 0,21 мм, если через сита просеяли уплотненный песок плотностью 1650 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,02 мПа с; ρ_v принять 1020 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 891$ кг/м.³; $\mu_n = 2,53$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 35 см.
Вариант 13
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,227; 0,105; 0,149; 0,974; 2,37 мм, если через сита просеяли песок с фракциями аргиллитов плотностью 2720 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,03 мПа с; ρ_v принять 1080 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 862$ кг/м.³; $\mu_n = 2,38$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 45 см.
Вариант 14
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,053; 0,105; 0,227; 0,59; 1,69 мм, если через сита просеяли песок плотностью 1400 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,041 мПа с; ρ_v принять 1050 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 856$ кг/м.³; $\mu_n = 2,22$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 55 см.
Вариант 15
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,053; 0,149; 0,65; 0,124; 2,45 мм, если через сита просеяли песок с фракциями глины плотностью 1850 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,046 мПа с; ρ_v принять 1010 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 883$ кг/м.³; $\mu_n = 2,84$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 35 см.
Вариант 16
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,074; 0,149; 0,84; 1,69; 3,36 мм, если через сита просеяли песок с фракциями известняка плотностью 2000 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,05 мПа с; ρ_v принять 1050 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 866$ кг/м.³; $\mu_n = 2,31$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 40 см
Вариант 17
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,053; 0,105; 0,227; 0,59; 1,69 мм, если через сита просеяли влажный песок плотностью 1550 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,0 мПа с; ρ_v принять 1000 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 869$ кг/м.³; $\mu_n = 2,45$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 30 см
Вариант 18
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,074; 0,149; 0,84; 1,69; 3,36 мм, если через сита просеяли песок с фракциями алевролитов плотностью 1450 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,046 мПа с; ρ_v принять 1060 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 888$ кг/м.³; $\mu_n = 2,72$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 55 см.
Вариант 19

Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,149; 0,227; 0,59; 0,84; 1,69 мм, если через сита просеяли песок плотностью 1700 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,02 мПа с; ρ_v принять 1080 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 873$ кг/м.³; $\mu_n = 2,16$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 35 см.
Вариант 20
Определить скорость и время падения частиц диаметром 0,061; 0,147; 0,82; 1,83; 2,45 мм, если через сита просеяли песок с фракциями глины плотностью 1600 кг/м.³ Динамическая вязкость воды 1,052 мПа с; ρ_v принять 1020 кг/м.³. Для нефти: $\rho_n = 862$ кг/м.³; $\mu_n = 2,46$ мПа с. Пипетка спущена на глубину 45 см.

Лабораторная работа №2

Пористость горных пород

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

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

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

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

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

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

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

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

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

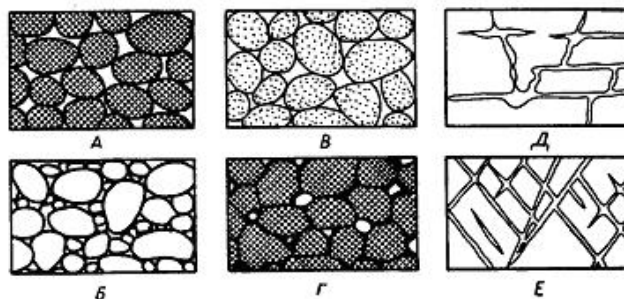


Рисунок 1 - Различные поровые пространства пород:

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

Наряду с полной пористостью для характеристики нефтесодержащих пород вводят еще понятия коэффициента открытой пористости, а также коэффициентов, характеризующих статическую полезную емкость и динамическую полезную емкость коллектора. Коэффициентом открытой пористости m_o принято называть отношение объема открытых сообщающихся пор к объему образца. Статическая полезная емкость коллектора характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом. Эта величина обозначается через $П_{ст}$ и определяется как разность открытой пористости и объема остаточной воды.

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

Пористость фиктивного грунта

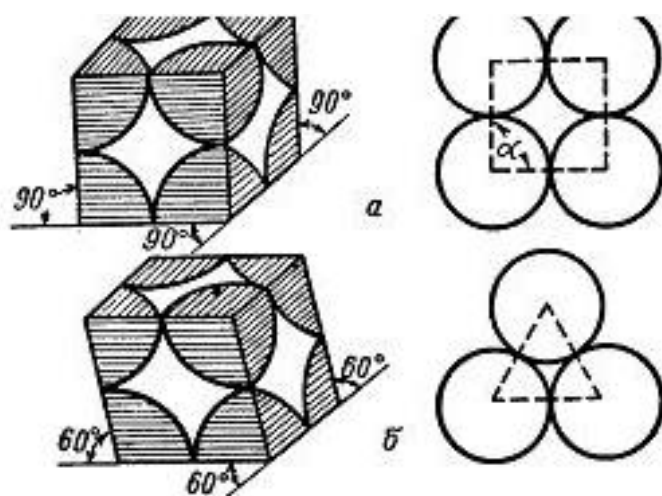


Рисунок 2 – Плотная и свободная укладка шаров фиктивного грунта

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

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

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

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

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

где m — коэффициент пористости в долях единицы;

α — угол пересечения линий, соединяющих центры шаров.

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

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

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

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

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

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

Пористость естественных пород

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

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

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

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

Таблица 1 - Пределы изменения полной пористости некоторых горных пород

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

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

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

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

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

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

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

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

Пески..... 20—25

Песчаники.....	10—30
Карбонатные коллекторы	10—25
и меньше	

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

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

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

$$m = \frac{\sum H_i m_i}{\sum H_i} \quad (3)$$

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

$$m = \frac{\sum F_i H_i m_i'}{\sum F_i H_i} \quad (4)$$

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

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

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

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

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

Вариант 1		Вариант 7		Вариант 13	
α 1	60	α 1	72	α 1	75
h1, м	10	h1, м	3	h1, м	4
α 2	64	α 2	77	α 2	82
h2, м	5	h2, м	15	h2, м	8
α 3	85	α 3	80	α 3	90
h3, м	7	h3, м	24	h3, м	17
Вариант 2		Вариант 8		Вариант 14	
α 1	67	α 1	66	α 1	88
h1, м	4	h1, м	4	h1, м	26
α 2	74	α 2	79	α 2	72
h2, м	2	h2, м	13	h2, м	13
α 3	78	α 3	90	α 3	73
h3, м	8	h3, м	30	h3, м	5
Вариант 3		Вариант 9		Вариант 15	
α 1	85	α 1	73	α 1	66
h1, м	3	h1, м	31	h1, м	7
α 2	77	α 2	79	α 2	81
h2, м	15	h2, м	18	h2, м	19
α 3	70	α 3	85	α 3	86
h3, м	24	h3, м	7	h3, м	14
Вариант 4		Вариант 10		Вариант 16	
α 1	80	α 1	86	α 1	62
h1, м	7	h1, м	14	h1, м	23
α 2	62	α 2	75	α 2	67
h2, м	20	h2, м	6	h2, м	9
α 3	70	α 3	63	α 3	60
h3, м	16	h3, м	22	h3, м	15
Вариант 5		Вариант 11		Вариант 17	
α 1	61	α 1	71	α 1	73
h1, м	8	h1, м	5	h1, м	18
α 2	83	α 2	69	α 2	65
h2, м	2	h2, м	17	h2, м	6
α 3	87	α 3	88	α 3	61
h3, м	12	h3, м	16	h3, м	10
Вариант 6		Вариант 12		Вариант 18	
α 1	76	α 1	79	α 1	65
h1, м	15	h1, м	8	h1, м	14
α 2	87	α 2	73	α 2	81
h2, м	27	h2, м	20	h2, м	8
α 3	63	α 3	61	α 3	72
h3, м	9	h3, м	6	h3, м	4

Лабораторная работа №3
Проницаемость горных пород

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления. Проницаемость — важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т. е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ.

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

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

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

Для характеристики только физических свойств пород используется ее абсолютная проницаемость.

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

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

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

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

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{L} \quad (1.1)$$

где Q — объемный расход жидкости в единицу времени;

v — скорость линейной фильтрации;
 μ — динамическая вязкость жидкости;
 F — площадь фильтрации;
 Δp — перепад давления;
 L — длина пористой среды.

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

$$k = \frac{QL\mu}{\Delta p F} \quad (1.2)$$

При измерении проницаемости пород газом в формулу (1.2) следует подставлять средний расход газа в условиях образца:

$$k = \frac{\bar{Q}_r L \mu}{\Delta p F} \quad (1.3)$$

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

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

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

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

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

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

$$\bar{Q}_r = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2} \quad (1.4)$$

где Q_0 — расход газа при атмосферном давлении p_0 .

Тогда формула для определения проницаемости пород по газу запишется в виде

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu L}{(p_1^2 - p_2^2) F} \quad (1.5)$$

Единицы измерения проницаемости

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

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

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

Действительно, подставив единицы измерения соответствующих величин в формулу (1.3), получим

$$[k] = \frac{\frac{м^3}{сек} \cdot \frac{н \cdot сек}{м^2} \cdot м}{\frac{н}{м^2} \cdot \frac{н}{м^2}} = м^2 \quad (1.6)$$

Таким образом, в Международной системе (СИ) за единицу проницаемости в $1 м^2$ принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью $1 м^2$ и длиной $1 м$ при перепаде давления $1 н/м^2$ расход жидкости вязкостью $1 н \cdot сек/м^2$ составляет $1 м^3/сек$.

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

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

$$1д^1 = \frac{10^{-6} м/сек \cdot 10^{-3} н \cdot сек/м^2 \cdot 10^{-2} м}{10^{-4} м^2 \cdot 10^{-5} н/м^2} \quad (1.7)$$

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

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

при фильтрации жидкости

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

при фильтрации газа

$$k_{\Gamma} = \frac{\mu_{\Gamma} P_0 Q_0 \ln \frac{R}{r}}{\pi h (P_1^2 - P_2^2)} \quad (1.8)$$

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

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

$\mu_{жс}$ и $\mu_{г}$ — вязкость жидкости и газа в $Па \cdot с$;

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

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

h — высота цилиндра в $м$;

k — проницаемость в $м^2$.

Вариант 1			Вариант 2			Вариант 3			Вариант 4			Вариант 5		
Q	0,0002	м3/с	Q	0,0001	м3/с	Q	0,0003	м3/с	Q	0,00023	м3/с	Q	0,00031	м3/с
h	4	см	h	5	см	h	4,5	см	h	5	см	h	4,3	см
R	5	см	R	4	см	R	4,5	см	R	4	см	R	4,5	см
r	4,5	см	r	3,5	см	r	4	см	r	3,5	см	r	4	см
p1	0,3	МПа	p1	0,41	МПа	p1	0,35	МПа	p1	0,35	МПа	p1	0,32	МПа
p2	0,2	МПа	p2	0,29	МПа	p2	0,2	МПа	p2	0,2	МПа	p2	0,23	МПа
μ_n	0,2	МПа с	μ_n	0,3	МПа с	μ_n	0,22	МПа с	μ_n	0,24	МПа с	μ_n	0,24	МПа с
μ_r	0,002	МПа с	μ_r	0,003	МПа с	μ_r	0,0022	МПа с	μ_r	0,0024	МПа с	μ_r	0,0024	МПа с
Вариант 6			Вариант 7			Вариант 8			Вариант 9			Вариант 10		
Q	0,00027	м3/с	Q	0,00018	м3/с	Q	0,0002	м3/с	Q	0,00026	м3/с	Q	0,00032	м3/с
h	4,2	см	h	4	см	h	5	см	h	4,8	см	h	4	см
R	4,3	см	R	5	см	R	4	см	R	5	см	R	4,5	см
r	3,6	см	r	4,5	см	r	3,5	см	r	4,3	МПа	r	3,2	МПа
p1	0,36	МПа	p1	0,41	МПа	p1	0,36	МПа	p1	0,41	МПа	p1	0,34	МПа
p2	0,24	МПа	p2	0,35	МПа	p2	0,22	МПа	p2	0,36	МПа	p2	0,21	МПа
μ_n	0,26	МПа с	μ_n	0,2	МПа с	μ_n	0,21	МПа с	μ_n	0,25	МПа с	μ_n	0,23	МПа с
μ_r	0,0026	МПа с	μ_r	0,002	МПа с	μ_r	0,0021	МПа с	μ_r	0,0025	МПа с	μ_r	0,0023	МПа с
Вариант 11			Вариант 12			Вариант 13			Вариант 14			Вариант 15		
Q	0,00031	м3/с	Q	0,0004	м3/с	Q	0,0005	м3/с	Q	0,00018	м3/с	Q	0,00025	м3/с
h	4	см	h	4,1	см	h	5	см	h	5,1	см	h	5,4	см
R	4	см	R	5	см	R	5,2	см	R	4	см	R	4,3	см
r	3,5	см	r	4,2	см	r	4,7	см	r	3	см	r	3,8	см
p1	0,36	МПа	p1	0,36	МПа	p1	0,37	МПа	p1	0,38	МПа	p1	0,52	МПа
p2	0,24	МПа	p2	0,21	МПа	p2	0,23	МПа	p2	0,25	МПа	p2	0,41	МПа
μ_n	0,25	МПа с	μ_n	0,21	МПа	μ_n	0,27	МПа с	μ_n	0,3	МПа с	μ_n	0,26	МПа с
μ_r	0,0025	МПа с	μ_r	0,0021	МПа с	μ_r	0,0027	МПа с	μ_r	0,003	МПа с	μ_r	0,0026	МПа с
Вариант 16			Вариант 17			Вариант 18			Вариант 19			Вариант 20		
Q	0,00053	м3/с	Q	0,00042	м3/с	Q	0,0002	м3/с	Q	0,00028	м3/с	Q	0,00036	м3/с
h	6	см	h	4	см	h	5,4	см	h	4	см	h	5,8	см
R	5,2	см	R	5,4	см	R	6,2	см	R	4,5	см	R	5,3	см
r	4,7	см	r	4,9	см	r	5,7	см	r	4	см	r	4,8	см
p1	0,36	МПа	p1	0,37	МПа	p1	0,41	МПа	p1	0,35	МПа	p1	0,42	МПа
p2	0,22	МПа	p2	0,23	МПа	p2	0,35	МПа	p2	0,23	МПа	p2	0,32	МПа
μ_n	0,28	МПа с	μ_n	0,22	МПа с	μ_n	0,21	МПа с	μ_n	0,26	МПа с	μ_n	0,34	МПа с
μ_r	0,0028	МПа с	μ_r	0,0022	МПа с	μ_r	0,0021	МПа с	μ_r	0,0026	МПа с	μ_r	0,0034	МПа с
Вариант 21			Вариант 22			Вариант 23			Вариант 24			Вариант 25		
Q	0,00051	м3/с	Q	0,00026	м3/с	Q	0,0003	м3/с	Q	0,00035	м3/с	Q	0,00029	м3/с
h	5	см	h	4,6	см	h	5	см	h	4,2	см	h	4	см
R	4	см	R	5	см	R	5,4	см	R	4	см	R	3,5	см
r	3,5	см	r	4,5	см	r	4,9	см	r	3,5	см	r	3	см
p1	0,45	МПа	p1	0,36	МПа	p1	0,54	МПа	p1	0,36	МПа	p1	0,44	МПа
p2	0,38	МПа	p2	0,24	МПа	p2	0,41	МПа	p2	0,24	МПа	p2	0,33	МПа
μ_n	0,22	МПа с	μ_n	0,25	МПа с	μ_n	0,36	МПа с	μ_n	0,2	МПа с	μ_n	0,27	МПа с
μ_r	0,0022	МПа с	μ_r	0,0025	МПа с	μ_r	0,0036	МПа с	μ_r	0,002	МПа с	μ_r	0,0027	МПа с

Вариант 26			Вариант 27			Вариант 28			Вариант 29			Вариант 30		
Q	0,00035	м3/с	Q	0,00016	м3/с	Q	0,0004	м3/с	Q	0,00042	м3/с	Q	0,00034	м3/с
h	5,7	см	h	3,2	см	h	5	см	h	4,5	см	h	4,6	см
R	5	см	R	3	см	R	4,3	см	R	5,2	см	R	4,5	см
r	4,5	см	r	2,5	см	r	3,8	см	r	4,7	см	r	4	см
p1	0,34	МПа	p1	0,36	МПа	p1	0,42	МПа	p1	0,54	МПа	p1	0,37	МПа
p2	0,26	МПа	p2	0,27	МПа	p2	0,31	МПа	p2	0,41	МПа	p2	0,23	МПа
μ_n	0,31	МПа с	μ_n	0,23	МПа с	μ_n	0,17	МПа с	μ_n	0,42	МПа с	μ_n	0,27	МПа с
μ_r	0,0031	МПа с	μ_r	0,0023	МПа с	μ_r	0,0017	МПа с	μ_r	0,0042	МПа с	μ_r	0,0027	МПа с

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4

РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ ПРИ $t < t_{пл}$

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

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

$$P_{нас\ t} = P_{нас} + \frac{t - t_{пл}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)}} \quad (1.1)$$

где $p_{нас}$ - давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре $t_{пл}$, МПа; t - текущая температура, °С; $\Gamma_{ом}$ - газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, m^3/t ; y_m , y_a - соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы.

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

пластовая температура $t_{пл} = 82$ °С; давление насыщения при пластовой температуре $p_{нас} = 11,2$ МПа; газосодержание пластовой нефти $G_o = 78,5 m^3/m^3$ (объем газа приведен к стандартным условиям); плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 854$ кг/ m^3 (при стандартных условиях); содержание метана в газе однократного разгазирования при стандартных условиях $y_m = 0,622$, а азота $y_a = 0,027$.

Решение. Предварительно необходимо привести размерность газосодержания пластовой нефти G_o к размерности формулы (1.1). Для этого воспользуемся следующей зависимостью:

$$\Gamma_{\text{ом}} = \frac{10^3 G_o}{\rho_{\text{нд}} T_{\text{ст}} / T_o} \quad (1.2)$$

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

Рассчитываем газонасыщенность:

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

Вычисляем давление насыщения нефти газом при температуре 50°C :

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

Т.о., давление насыщения при температуре 50°C составляет $9,8 \text{ МПа}$.

В-1		В-10	
t пл	94 °C	t пл	71 °C
Pнас	10,6 МПа	Pнас	11,4 МПа
Go	76,1 м3/м3	Go	79,6 м3/м3
□нд	862 кг/м3	□нд	859 кг/м3
у м	0,624	у м	0,627
у а	0,024	у а	0,019
t	55 °C	t	55 °C
В-2		В-11	
t пл	81 °C	t пл	86 °C
Pнас	10,1 МПа	Pнас	12,2 МПа
Go	74,8 м3/м3	Go	80,1 м3/м3
□нд	884 кг/м3	□нд	863 кг/м3
у м	0,623	у м	0,621
у а	0,022	у а	0,023
t	61 °C	t	60 °C
В-3		В-12	
t пл	78 °C	t пл	81 °C
Pнас	10,5 МПа	Pнас	11,1 МПа
Go	75,2 м3/м3	Go	75,3 м3/м3
□нд	873 кг/м3	□нд	863 кг/м3
у м	0,621	у м	0,621
у а	0,021	у а	0,021
t	70 °C	t	42 °C
В-4		В-13	
t пл	95 °C	t пл	93 °C
Pнас	9,7 МПа	Pнас	10,8 МПа
Go	76,4 м3/м3	Go	74,9 м3/м3
□нд	884 кг/м3	□нд	871 кг/м3

у м	0,623	у м	0,625
у а	0,021	у а	0,027
t	74 °C	t	60 °C
В-5		В-14	
t пл	83 °C	t пл	76 °C
Рнас	11,4 МПа	Рнас	10,2 МПа
Go	77,3 м3/м3	Go	76,3 м3/м3
□нд	861 кг/м3	□нд	847 кг/м3
у м	0,624	у м	0,631
у а	0,025	у а	0,017
t	60 °C	t	50 °C
В-6		В-15	
t пл	67 °C	t пл	84 °C
Рнас	10,7 МПа	Рнас	10,7 МПа
Go	74,1 м3/м3	Go	76,2 м3/м3
□нд	851 кг/м3	□нд	867 кг/м3
у м	0,625	у м	0,622
у а	0,024	у а	0,024
t	46 °C	t	48 °C
В-7		В-16	
t пл	61 °C	t пл	91 °C
Рнас	9,6 МПа	Рнас	11,3 МПа
Go	77,7 м3/м3	Go	71,4 м3/м3
□нд	867 кг/м3	□нд	852 кг/м3
у м	0,626	у м	0,623
у а	0,022	у а	0,025
t	35 °C	t	55 °C
В-8		В-17	
t пл	76 °C	t пл	77 °C
Рнас	10,8 МПа	Рнас	10,4 МПа
Go	76,4 м3/м3	Go	77,6 м3/м3
□нд	868 кг/м3	□нд	866 кг/м3
у м	0,619	у м	0,629
у а	0,024	у а	0,015
t	47 °C	t	46 °C
В-9		В-18	
t пл	96 °C	t пл	72 °C
Рнас	10,5 МПа	Рнас	11,4 МПа
Go	75,6 м3/м3	Go	75,3 м3/м3
□нд	867 кг/м3	□нд	849 кг/м3
у м	0,623	у м	0,628
у а	0,028	у а	0,017
t	70 °C	t	57 °C

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5

Расчет свойств попутного газа

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.

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

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

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

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

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

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.

Относительная плотность газа по воздуху:

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

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 Н·м/(кмоль·К).

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

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

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

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]

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

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

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

Вариант 1

Состав газа:

CH ₄	92,4	%
C ₂ H ₆	2,7	%
C ₃ H ₈	2,05	%
C ₄ H ₁₀	1,04	%
C ₅ H ₁₂	0,63	%
CO ₂	0,41	%
H ₂ S	0,07	%
N ₂	0,7	%

P _H	5,5	МПа
P _K	3,6	МПа
T _{cp}	285	К

Вариант 2

Состав газа:

CH ₄	89,5	%
C ₂ H ₆	6,16	%
C ₃ H ₈	2,37	%
C ₄ H ₁₀	1,06	%
C ₅ H ₁₂	0,57	%
CO ₂	0,2	%
H ₂ S	0	%
N ₂	0,14	%

P _H	7,4	МПа
P _K	5,3	МПа
T _{cp}	284	К

Вариант 3

Состав газа:

CH ₄	91,06	%
C ₂ H ₆	3,61	%
C ₃ H ₈	2,58	%
C ₄ H ₁₀	1,19	%
C ₅ H ₁₂	0,55	%
CO ₂	0,37	%
H ₂ S	0,2	%
N ₂	0,44	%

P _H	5,48	МПа
P _K	3,8	МПа
T _{cp}	287	К

Вариант 5

Состав газа:

CH ₄	85,6	%
C ₂ H ₆	6,3	%
C ₃ H ₈	4,34	%
C ₄ H ₁₀	2,12	%
C ₅ H ₁₂	0,85	%
CO ₂	0,53	%
H ₂ S	0,21	%
N ₂	0,05	%

P _H	5,55	МПа
P _K	3,34	МПа
T _{cp}	290	К

Вариант 6

Состав газа:

CH ₄	93,62	%
C ₂ H ₆	3,04	%
C ₃ H ₈	1,48	%
C ₄ H ₁₀	1,04	%
C ₅ H ₁₂	0,51	%
CO ₂	0,26	%
H ₂ S	0	%
N ₂	0,05	%

P _H	7,5	МПа
P _K	5,23	МПа
T _{cp}	281	К

Вариант 7

Состав газа:

CH ₄	90,47	%
C ₂ H ₆	3,48	%
C ₃ H ₈	3,01	%
C ₄ H ₁₀	2,15	%
C ₅ H ₁₂	0,23	%
CO ₂	0,15	%
H ₂ S	0,11	%
N ₂	0,4	%

P _H	5,38	МПа
P _K	3,07	МПа
T _{cp}	280	К

Вариант 9

Состав газа:

CH ₄	91,63	%
C ₂ H ₆	3,01	%
C ₃ H ₈	2,03	%

Вариант 10

Состав газа:

CH ₄	96,43	%
C ₂ H ₆	1,41	%
C ₃ H ₈	0,91	%

Вариант 11

Состав газа:

CH ₄	78,33	%
C ₂ H ₆	7,3	%
C ₃ H ₈	5,14	%

C ₄ H ₁₀	1,34	%	C ₄ H ₁₀	0,52	%	C ₄ H ₁₀	4,06	%
C ₅ H ₁₂	0,87	%	C ₅ H ₁₂	0,44	%	C ₅ H ₁₂	2,33	%
CO ₂	0,68	%	CO ₂	0,1	%	CO ₂	1,19	%
H ₂ S	0,26	%	H ₂ S	0	%	H ₂ S	0,87	%
N ₂	0,18	%	N ₂	0,19	%	N ₂	0,78	%
P _н	5,38	МПа	P _н	7,5	МПа	P _н	5,6	МПа
P _к	3,71	МПа	P _к	5,7	МПа	P _к	3,4	МПа
T _{ср}	286	К	T _{ср}	287	К	T _{ср}	283	К

Вариант 13

Состав газа:

CH ₄	90,12	%
C ₂ H ₆	4,1	%
C ₃ H ₈	2,02	%
C ₄ H ₁₀	1,57	%
C ₅ H ₁₂	0,86	%
CO ₂	0,53	%
H ₂ S	0	%
N ₂	0,8	%

P _н	5,37	МПа
P _к	3,44	МПа
T _{ср}	292	К

Вариант 14

Состав газа:

CH ₄	95,28	%
C ₂ H ₆	1,87	%
C ₃ H ₈	1,13	%
C ₄ H ₁₀	0,94	%
C ₅ H ₁₂	0,55	%
CO ₂	0,15	%
H ₂ S	0,06	%
N ₂	0,02	%

P _н	7,37	МПа
P _к	5,61	МПа
T _{ср}	286	К

Вариант 15

Состав газа:

CH ₄	85,63	%
C ₂ H ₆	6,1	%
C ₃ H ₈	2,47	%
C ₄ H ₁₀	1,57	%
C ₅ H ₁₂	2,45	%
CO ₂	0,68	%
H ₂ S	0,64	%
N ₂	0,46	%

P _н	5,36	МПа
P _к	3,45	МПа
T _{ср}	284	К

Вариант 17

Состав газа:

CH ₄	89,25	%
C ₂ H ₆	3,67	%
C ₃ H ₈	3,17	%
C ₄ H ₁₀	2,06	%
C ₅ H ₁₂	1,21	%
CO ₂	0,21	%
H ₂ S	0	%
N ₂	0,43	%

P _н	5,48	МПа
P _к	3,64	МПа
T _{ср}	286	К

Вариант 18

Состав газа:

CH ₄	97,01	%
C ₂ H ₆	1,1	%
C ₃ H ₈	1,06	%
C ₄ H ₁₀	0,54	%
C ₅ H ₁₂	0,12	%
CO ₂	0,06	%
H ₂ S	0	%
N ₂	0,11	%

P _н	7,36	МПа
P _к	5,81	МПа
T _{ср}	281	К

Вариант 19

Состав газа:

CH ₄	85,62	%
C ₂ H ₆	6,8	%
C ₃ H ₈	3,56	%
C ₄ H ₁₀	1,78	%
C ₅ H ₁₂	0,94	%
CO ₂	0,88	%
H ₂ S	0,41	%
N ₂	0,01	%

P _н	5,41	МПа
P _к	3,72	МПа
T _{ср}	282	К

Вариант 21

Состав газа:

CH ₄	85,74	%
C ₂ H ₆	4,8	%

Вариант 22

Состав газа:

CH ₄	94,52	%
C ₂ H ₆	1,87	%

Вариант 23

Состав газа:

CH ₄	91,11	%
C ₂ H ₆	3,6	%

C ₃ H ₈	3,3	%	C ₃ H ₈	1,23	%	C ₃ H ₈	2,2	%
C ₄ H ₁₀	2,84	%	C ₄ H ₁₀	1,01	%	C ₄ H ₁₀	1,24	%
C ₅ H ₁₂	2,55	%	C ₅ H ₁₂	0,62	%	C ₅ H ₁₂	0,57	%
CO ₂	0,21	%	CO ₂	0,38	%	CO ₂	0,61	%
H ₂ S	0,15	%	H ₂ S	0,06	%	H ₂ S	0,54	%
N ₂	0,41	%	N ₂	0,31	%	N ₂	0,13	%
P _н	5,5	МПа	P _н	7,37	МПа	P _н	5,4	МПа
P _к	3,4	МПа	P _к	5,62	МПа	P _к	3,74	МПа
T _{ср}	287	К	T _{ср}	283	К	T _{ср}	284	К

Вариант 25
Состав газа:

CH ₄	87,35	%
C ₂ H ₆	4,7	%
C ₃ H ₈	3,57	%
C ₄ H ₁₀	3,14	%
C ₅ H ₁₂	0,77	%
CO ₂	0,31	%
H ₂ S	0,06	%
N ₂	0,1	%

P _н	5,45	МПа
P _к	3,62	МПа
T _{ср}	289	К

Вариант 26
Состав газа:

CH ₄	88,74	%
C ₂ H ₆	5,15	%
C ₃ H ₈	3,37	%
C ₄ H ₁₀	1,64	%
C ₅ H ₁₂	0,43	%
CO ₂	0,41	%
H ₂ S	0,06	%
N ₂	0,2	%

P _н	7,4	МПа
P _к	5,41	МПа
T _{ср}	281	К

Вариант 27
Состав газа:

CH ₄	86,66	%
C ₂ H ₆	6,1	%
C ₃ H ₈	4,07	%
C ₄ H ₁₀	1,87	%
C ₅ H ₁₂	0,61	%
CO ₂	0,4	%
H ₂ S	0,12	%
N ₂	0,17	%

P _н	5,42	МПа
P _к	3,55	МПа
T _{ср}	285	К

Вариант 29
Состав газа:

CH ₄	90,37	%
C ₂ H ₆	3,05	%
C ₃ H ₈	2,93	%
C ₄ H ₁₀	1,67	%
C ₅ H ₁₂	1,22	%
CO ₂	0,2	%
H ₂ S	0,13	%
N ₂	0,43	%

P _н	5,47	МПа
P _к	3,62	МПа
T _{ср}	294	К

Вариант 30
Состав газа:

CH ₄	92,7	%
C ₂ H ₆	3,6	%
C ₃ H ₈	1,06	%
C ₄ H ₁₀	0,82	%
C ₅ H ₁₂	0,74	%
CO ₂	0,06	%
H ₂ S	0,12	%
N ₂	0,9	%

P _н	7,4	МПа
P _к	5,3	МПа
T _{ср}	287	К

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6

Подсчет запасов нефтяной залежи

Запасы нефти подразделяются на балансовые (геологические) и извлекаемые (промышленные).

Наиболее распространенный способ подсчета запасов при любых режимах дренирования залежи - объемный метод.

Расчет балансовых запасов ведется по следующей формуле (при пластовых условиях):

$$Q_{\text{нб}} = F \cdot h \cdot m \cdot s_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{нп}} \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{нб}}$ - балансовые запасы нефти, т; F - площадь нефтеносности залежи, м^2 ; h - средняя нефтенасыщенная толщина пласта, м; m - средний коэффициент открытой пористости нефтенасыщенных пород; $s_{\text{н}}$ - средняя нефтенасыщенность пласта; $\rho_{\text{нп}}$ - плотность нефти в пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Балансовые запасы нефти, приведенные к стандартным условиям, рассчитывают по формуле:

$$Q'_{\text{нб}} = F \cdot h \cdot m \cdot s_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot 10^{-3} / b_{\text{н}}, \quad (2)$$

где $Q'_{\text{нб}}$ - балансовые запасы при стандартных условиях, т; $\rho_{\text{нд}}$ - плотность дегазированной нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$; $b_{\text{н}}$ - объемный коэффициент нефти при пластовых условиях.

Извлекаемые запасы нефти зависят от достижимого коэффициента нефтеотдачи η и рассчитываются так:

$$Q_{\text{ни}} = Q_{\text{нб}} \cdot \eta, \quad (3)$$

$$Q'_{\text{ни}} = Q'_{\text{нб}} \cdot \eta, \quad (4)$$

где $Q_{\text{ни}}$, $Q'_{\text{ни}}$ - соответственно извлекаемые запасы при пластовых и стандартных условиях, т.

Задача Вычислить балансовые запасы нефтяной залежи круговой формы при следующих исходных данных:

радиус залежи $R_3 = 4,75$ км; средняя нефтенасыщенная толщина пласта 7 м; средний коэффициент открытой пористости 0,27; средняя нефтенасыщенность пласта 0,7; плотность дегазированной нефти 808 $\text{кг}/\text{м}^3$; газонасыщенность пластовой нефти $\Gamma_0 = 149 \text{ м}^3/\text{м}^3$; плотность газа при стандартных условиях 1,165 $\text{кг}/\text{м}^3$; пластовая температура 72 °С; пластовое давление 23,3 МПа.

Решение. Рассчитываем площадь нефтеносности круговой залежи

$$F = \pi R_3^2 = 3,14459 \cdot (4,75 \cdot 10^3)^2 = 70,84 \cdot 10^6 \text{ м}^2$$

Чтобы воспользоваться формулой (1), необходимо предварительно определить $\rho_{\text{нп}}$. Для этого необходимо сначала вычислить объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}}$.

Чтобы рассчитать объемный коэффициент, нужно для начала рассчитать относительную плотность дегазированной нефти:

$$\overline{\rho_{\text{нд}}} = \frac{\rho_{\text{нд}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{808}{1000} = 0,808$$

Затем находим значение коэффициента λ_0 :

$$\begin{aligned} \lambda_0 &= 10^{-3} \cdot [4,3 + 0,858 \cdot \rho_{\text{г}} + 5,2 \cdot (1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \Gamma_0) \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma_0 - 3,54 \cdot \bar{\rho}_{\text{нд}}] = \\ &= 10^{-3} \cdot [4,3 + 0,858 \cdot 1,165 + 5,2 \cdot 10^{-3} \cdot (1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 149) \cdot 149 - 3,54 \cdot 0,808] = \\ &= 0,0024. \end{aligned}$$

Рассчитываем $\alpha_{\text{н}}$:

$$\alpha_{\text{н}} = 10^{-3} \cdot 2,638 \cdot (1,169 - \bar{\rho}_{\text{нд}}) = 10^{-3} \cdot 2,638 \cdot (1,169 - 0,808) = 0,952 \cdot 10^{-3}.$$

Принимая $\beta_{\text{н}} = 5,6 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$, вычисляем объемный коэффициент нефти:

$$\begin{aligned} b_{\text{н}} &= 1 + \lambda_0 \cdot \Gamma_0 + \alpha_{\text{н}} \cdot (t - 20) - \beta_{\text{н}} \cdot P_{\text{пл}} = \\ &= 1 + 0,0024 \cdot 149 + 0,952 \cdot 10^{-3} \cdot (72 - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 23,3 = 1,401 \end{aligned}$$

Таким образом, объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}} = 1,487$. Определяем плотность нефти в пластовых условиях:

$$\rho_{\text{нп}} = \frac{1}{b_{\text{н}}} \cdot (\rho_{\text{нд}} + \rho_{\text{г}} \cdot \Gamma_0) = \frac{808 + 1,165 \cdot 149}{1,487} = 700,9 \text{ кг/м}^3$$

Балансовые запасы по (1):

$$Q_{\text{нб}} = 70,84 \cdot 10^6 \cdot 7 \cdot 0,27 \cdot 0,7 \cdot 700,9 \cdot 10^{-3} = 65692314 \text{ т.}$$

Балансовые запасы по (2):

$$Q'_{\text{нб}} = 70,84 \cdot 10^6 \cdot 7 \cdot 0,27 \cdot 0,7 \cdot 808 \cdot 10^{-3} / 1,401 = 54075184$$

Совершенно очевидно, что разница $Q_{\text{нб}} - Q'_{\text{нб}}$ составляет массу растворенного в нефти при пластовых условиях газа $Q_{\text{г}}$, которая в нашем случае равна 11617130 т.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7

Подсчет запасов газовой залежи

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

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

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

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

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

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

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

Решение. Рассчитываем газонасыщенность по формуле (2):

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

Подставляем исходные и вычисленные параметры в (1):

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

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8

РАСЧЕТ ОБЪЕМНОГО КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТИ

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

Установлена тесная статистическая связь между газонасыщенностью нефти, определяемой при контактном однократном изотермическом разгазировании (при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$), и ее объемным коэффициентом b_n :

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

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

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

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по следующей формуле:

$$b_n = 1 + \lambda_0 \Gamma_0 + \alpha_n (t - 20) - \beta_n p_{пл}, \quad (2)$$

где λ_0 - эмпирический коэффициент, определяемый следующим образом:

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

ρ_r - плотность выделившегося газа при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $0,1\text{ МПа}$, кг/м^3 ; $\rho_{нд}$ - относительная плотность дегазированной нефти при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $0,1\text{ МПа}$; α_n - коэффициент термического расширения дегазированной нефти.

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

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

Задача. Для условий: $\Gamma_{ом}=35\text{ м}^3/\text{т}$, плотность нефти дегазированной 873 кг/м^3 , рассчитать объемный коэффициент нефти при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $t_{пл}=35\text{ }^{\circ}\text{C}$, оценив предварительно вероятность правильности экспериментального определения

объемного коэффициента нефти (при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$) $b_n = 1,1$. Дополнительные исходные данные следующие:

коэффициент сжимаемости дегазированной нефти ($\beta = 5,6 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$, пластовое давление $P_{пл} = 17 \text{ МПа}$).

Решение. В соответствии с размерностью газонасыщенности G_0 , используемой относительная плотность дегазированной нефти при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $0,1 \text{ МПа}$; a_n - коэффициент термического расширения дегазированной нефти в формулах (1), (2) и (3) ($\text{м}^3/\text{м}^3$ при стандартных условиях), пересчитаем экспериментальное значение G_0 по формуле:

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

Таким образом, газонасыщенность пластовой нефти $G_0 = G_0 = 32,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Оцениваем объемный коэффициент нефти по формуле (1):

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

Экспериментально определенный объемный коэффициент нефти равен также 1,1.

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

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

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

Объемный коэффициент нефти при температуре $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$

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

$$((1,1 - 1,08)/1,1) \cdot 100\% = 1,8\%$$

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №9

ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

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

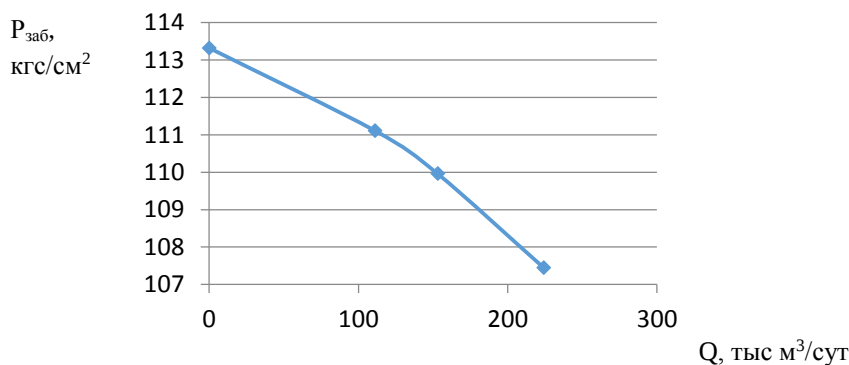
Уравнение притока газа к скважине:

$$\Delta P^2 = A Q_{\Gamma} + B Q_{\Gamma}^2 + C$$

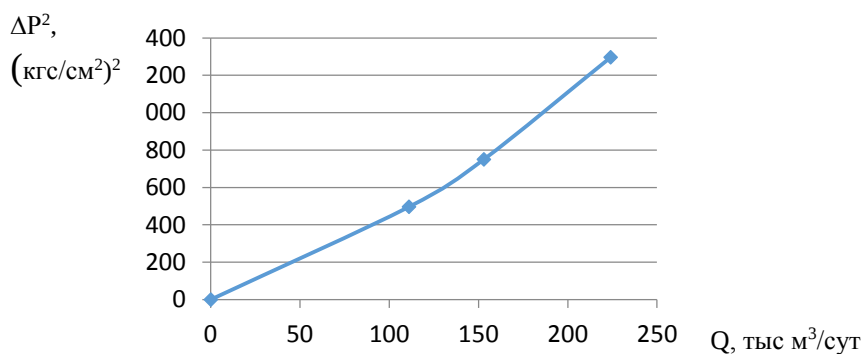
Депрессия в газовой скважине определяется по формуле:

$$\Delta P^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2$$

Для обработки данных исследований строится зависимость $P_{\text{заб}}$ от Q



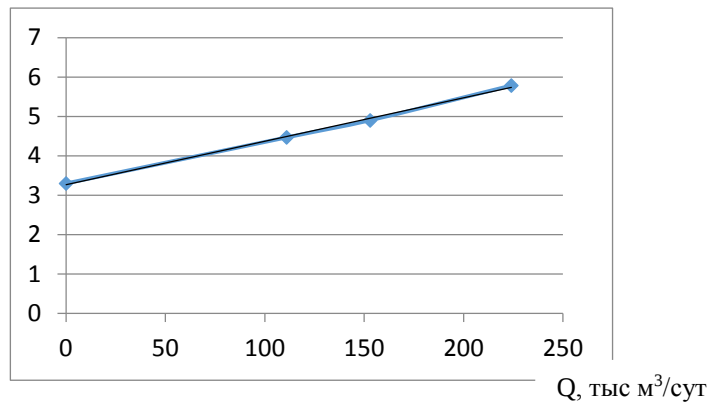
Затем рассчитывается ΔP^2 и строится зависимость ΔP^2 от Q .



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

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

$$\Delta P^2/Q, \\ (\text{кгс/см}^2)^2 / \\ \text{тыс м}^3/\text{сут}$$



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

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

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

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

Уравнение притока можно записать:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = \frac{\mu P_0}{\pi k h} \ln \frac{R_K}{r_c} Q + \frac{\rho_0 P_0 \beta}{2\pi^2 h^2 r_c \sqrt{K}} Q^2$$

Т.е.

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

Следовательно, коэффициент проницаемости:

$$K = \frac{\mu P_0}{\pi A h} \ln \frac{R_K}{r_c}, \text{ м}^2$$

Коэффициент вихревых сопротивлений

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

Коэффициент газопроводности:

$$\chi = \frac{Kh}{\mu}$$

Коэффициент продуктивности

$$K_{\text{пр}} = 1/A$$

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №10

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ

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

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

$$P_3^2(t) - P_{3c}^2 = \frac{Q_{ст} \mu_r z P_0 T_{пл}}{2\pi K h T_{ст}} \cdot \ln \frac{2.25 \chi t}{r_{пр}^2} \quad (1)$$

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

Уравнение (1) можно переписать в виде

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

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

$$\beta = \frac{Q_{ст} \mu_r z P_0 T_{пл}}{2\pi K h T_{ст}} \quad (4)$$

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

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{Q_{ст} z P_0 T_{пл}}{2\pi T_{ст} \beta} \quad (5)$$

и коэффициент проницаемости K .

Рассчитывают коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{K}{\mu_r (m\beta_r + \beta_p)} \quad (6)$$

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

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

$$\text{Приведенный радиус: } r_{пр} = \sqrt{\frac{K}{0.444e^{\frac{\alpha - P_{3c}^2}{\beta}}}} \quad (7)$$

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

$$P_3^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \ln \frac{T+t}{t} \quad (8)$$

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №11

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

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

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

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

При интерпретации данных исследования принимают расширяющуюся зону за круговую с радиусом R , соответствующим определенному времени t . Прошедшему с момента изменения режима. Свойства продуктивного пласта на расстоянии R от скважины принимаются одинаковыми – средними по пласту (рис. 1).

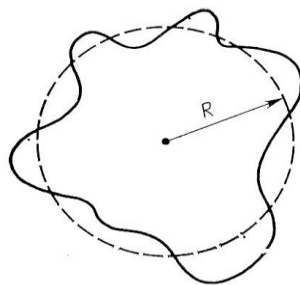


Рисунок 1 – Расширяющаяся зона нарушения режима в неоднородном пласте

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

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

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

Уравнение (1) перепишем в виде

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

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

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

а угловой коэффициент прямой

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

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

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

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

$$\chi = \frac{K}{\mu_n(m\beta_{ж} + \beta_n)} \quad (8)$$

где m - коэффициент пористости;

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

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, %:

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

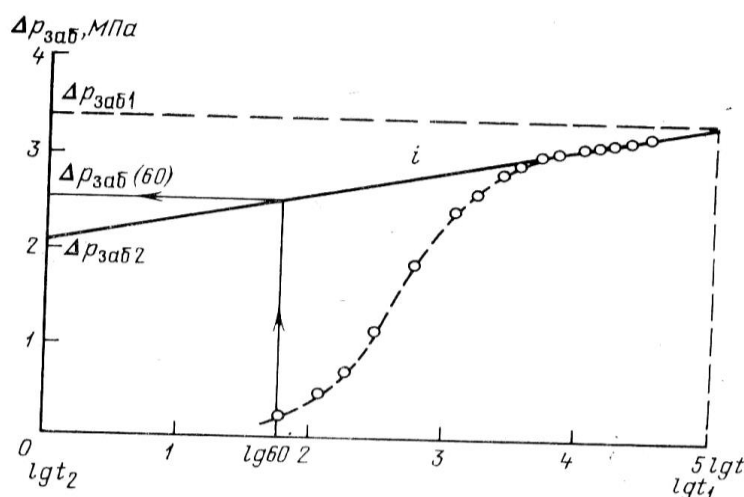


Рисунок 2 – Кривая восстановления давления в координатах ΔP и $\lg t$

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 $9,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, коэффициент сжимаемости пористой среды $2 \cdot 10^{-10}$ 1/Па. Радиус скважины по долоту 0,124 м, среднее расстояние до ближайших скважин 250 м.

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

Решение.

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

Обработку результатов исследования проводим в координатах $\Delta P - \ln t$ (рис. 1).

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

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

ΔP

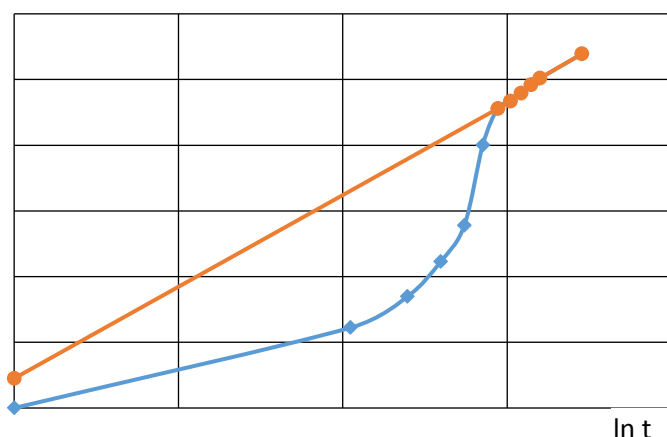


Рисунок 1 – КВД в координатах $\Delta P - \ln t$

1. Уклон линейного участка

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

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

3. Объемный дебит скважины

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

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

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

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

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №12

Расчет пластового давления в добывающей (нефтяной) скважине

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

По обводненности скважины делятся на безводные и обводненные.

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

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

Для безводной скважины $P_{пл}$ рассчитывают:

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

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:

$$Re_n > Re_{н пр} = 1600 \quad (5)$$

Или

$$\left. \begin{aligned} Re_n < Re_{н пр} = 1600, \\ H_{сп} \geq H_{сп}^* = L_c D_{ЭК}^2 / (D_{ЭК}^2 + d_{вн}^2) \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

где Re_n - приведенное число Рейнольдса по нефти
 $Re_{н пр}$ - предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, $Re_{н пр} = 1600$ и при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала «забой-прием» (накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит)
 $H_{сп}$ - глубина спуска подъемника или насоса, м
 $D_{ЭК}$ - диаметр ЭК, м
 $d_{вн}$ - внутренний диаметр НКТ, м

Приведенное число Рейнольдса по нефти

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

где $Q_{нд}$ - дебит скважины по дегазированной нефти, м³/сут,
 b_n - объемный коэффициент нефти,
 ν_n - кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м²/с.

При соблюдении условий (5) или (6) плотность водонефтяной смеси $\rho_{вн}$ в интервале «забой-прием»:

$$\overline{\rho_{вн}} = \overline{\rho_n} + (\rho_v - \overline{\rho_n})B, \quad (8)$$

где ρ_v - плотность воды, кг/м³,
 B - обводненность продукции.

В данном случае пластовое давление

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

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

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

$$\left. \begin{aligned} Re_n < Re_{н пр} = 1600, \\ H_{сп} < H_{сп}^* = L_c D_{эк}^2 / (D_{эк}^2 + d_{вн}^2) \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

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

$$\rho_{см} = \rho_v - \frac{(1-B)H_{сп}}{(L_c - H_{сп})} \cdot \frac{d_{вн}^2}{D_{эк}^2} \cdot (\rho_v - \rho_{вн}) \quad (11)$$

где $\rho_{вн}$ - 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:

$$Re_n > Re_{н пр} = 850 \quad (12)$$

Или

$$\left. \begin{aligned} Re_n < Re_{н пр} = 850, \\ H_{сп} \geq H_{сп}^* = L_c D_{эк}^2 / (D_{эк}^2 + d_{вн}^2) \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

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

Условия неполного выноса воды глушения:

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

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

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

где ρ_v - плотность воды глушения, кг/м³,
 $\rho_{нп}$ - 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):

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

Вариант 1
<i>Задача 1.</i> Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1900$ м; измеренный статический уровень 39 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=860$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=810$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
<i>Задача 2.</i> Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=800$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=700$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=65$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,07$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=880$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=883$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=1 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,2$; динамический уровень $H_{дин}=650$ м; статический уровень $H_{ст}=150$ м; плотность воды $\rho_v=1100$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина была заглушена водой.
Вариант 2
<i>Задача 1.</i> Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=2000$ м; измеренный статический уровень 43 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=850$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=803$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
<i>Задача 2.</i> Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1200$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=950$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=100$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,05$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=880$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=843$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=2 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,3$; динамический уровень $H_{дин}=800$ м; статический уровень $H_{ст}=140$ м; плотность воды $\rho_v=1100$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина не была заглушена водой.
Вариант 3
<i>Задача 1.</i> Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1650$ м; измеренный статический уровень 35 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=840$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=801$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
<i>Задача 2.</i> Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1700$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1503$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,0503$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=1100$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=110$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,03$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=810$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=778$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=1,5 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,2$; динамический уровень $H_{дин}=600$ м; статический уровень $H_{ст}=95$ м; плотность воды $\rho_v=1160$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина была заглушена водой.
Вариант 4
<i>Задача 1.</i> Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1690$ м; измеренный статический уровень 28 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=855$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=805$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
<i>Задача 2.</i> Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1500$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=1050$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=150$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,12$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=890$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=866$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=1,5 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,3$; динамический уровень $H_{дин}=500$ м; статический уровень $H_{ст}=190$ м; плотность воды $\rho_v=1120$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина не была заглушена водой.
Вариант 5

Задача 1. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1720$ м; измеренный статический уровень 32 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=880$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=805$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=850$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=700$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=60$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,07$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=880$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=853$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=1 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,3$; динамический уровень $H_{дин}=600$ м; статический уровень $H_{ст}=150$ м; плотность воды $\rho_v=1100$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина была заглушена водой.
Вариант 6
Задача 1. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1780$ м; измеренный статический уровень 48 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=900$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=802$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1600$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=750$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=140$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,15$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=870$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=735$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=1,5 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,2$; динамический уровень $H_{дин}=500$ м; статический уровень $H_{ст}=100$ м; плотность воды $\rho_v=1130$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина не была заглушена водой.
Вариант 7
Задача 1. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1820$ м; измеренный статический уровень 46 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=890$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=810$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1400$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=1000$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=80$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,08$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=890$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=836$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=1,5 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,2$; динамический уровень $H_{дин}=800$ м; статический уровень $H_{ст}=150$ м; плотность воды $\rho_v=1120$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина была заглушена водой.
Вариант 8
Задача 1. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1850$ м; измеренный статический уровень 33 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=830$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=801$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=900$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1503$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,0503$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=500$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=100$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,14$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=880$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=845$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=2 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,4$; динамический уровень $H_{дин}=400$ м; статический уровень $H_{ст}=60$ м; плотность воды $\rho_v=1110$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина не была заглушена водой.
Вариант 9
Задача 1.

Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1590$ м; измеренный статический уровень 31 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=840$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=802$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1100$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=1000$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=110$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,09$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=880$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=838$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=2 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,2$; динамический уровень $H_{дин}=600$ м; статический уровень $H_{ст}=100$ м; плотность воды $\rho_v=1000$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина была заглушена водой.
Вариант 10
Задача 1. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1630$ м; измеренный статический уровень 42 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=860$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=806$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1100$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=800$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=90$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,07$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=876$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=834$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=1 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,4$; динамический уровень $H_{дин}=550$ м; статический уровень $H_{ст}=150$ м; плотность воды $\rho_v=1100$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина не была заглушена водой.
Вариант 11
Задача 1. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1740$ м; измеренный статический уровень 39 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=840$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=807$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=900$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=720$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=60$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,05$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=890$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=864$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=2 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,2$; динамический уровень $H_{дин}=450$ м; статический уровень $H_{ст}=80$ м; плотность воды $\rho_v=1200$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина была заглушена водой.
Вариант 12
Задача 1. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1950$ м; измеренный статический уровень 41 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=880$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=805$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1400$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}=0,1502$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{НКТ}=0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{сп}=1250$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{нд}=150$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_n=1,12$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=820$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пп}=778$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_n=2 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,4$; динамический уровень $H_{дин}=600$ м; статический уровень $H_{ст}=150$ м; плотность воды $\rho_v=1160$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина не была заглушена водой.
Вариант 13
Задача 1. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_c=1750$ м; измеренный статический уровень 39 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}=840$

кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}}=807$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1300$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк}}=0,1503$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{\text{НКТ}}=0,0503$ м; глубина спуска насоса $H_{\text{сп}}=1100$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{\text{нд}}=120$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}}=1,06$; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}}=810$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}}=765$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_{\text{н}}=2 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,4$; динамический уровень $H_{\text{дин}}=700$ м; статический уровень $H_{\text{ст}}=120$ м; плотность воды $\rho_{\text{в}}=1150$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина не была заглушена водой.
Вариант 14
Задача 1. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_{\text{с}}=1950$ м; измеренный статический уровень 41 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}}=880$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}}=806$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1400$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк}}=0,1503$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{\text{НКТ}}=0,0503$ м; глубина спуска насоса $H_{\text{сп}}=1100$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{\text{нд}}=75$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}}=1,02$; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}}=830$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}}=792$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_{\text{н}}=2 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,2$; динамический уровень $H_{\text{дин}}=500$ м; статический уровень $H_{\text{ст}}=100$ м; плотность воды $\rho_{\text{в}}=1140$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина была заглушена водой.
Вариант 15
Задача 1. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий: глубина скважины $L_{\text{с}}=2000$ м; измеренный статический уровень 36 м; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}}=900$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}}=815$ кг/м³. Скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.
Задача 2. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины $L=1500$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк}}=0,1503$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{\text{НКТ}}=0,053$ м; глубина спуска насоса $H_{\text{сп}}=1400$ м; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{\text{нд}}=150$ м³/сут; объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}}=1,12$; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}}=830$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}}=782$ кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти $\nu_{\text{н}}=2 \cdot 10^{-5}$ м²/с; обводненность продукции $B=0,4$; динамический уровень $H_{\text{дин}}=700$ м; статический уровень $H_{\text{ст}}=90$ м; плотность воды $\rho_{\text{в}}=1160$ кг/м³. При предыдущем ремонте скважина не была заглушена водой.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №13

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

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

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{b_n \mu_n \ln \frac{R_k}{r_{\text{пр}}}} \quad (1)$$

где Q - дебит скважины, м³/сек

k - проницаемость пласта, м²

h - мощность пласта, м

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

μ_n - вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с

b_n - объемный коэффициент нефти при пластовой температуре

R_k - радиус контура питания, м

r_c - приведенный радиус скважины, м

Уравнение (1) справедливо при $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ в случае фильтрации необводненной нефти.

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

С учетом (2) перепишем (1) в следующем виде

$$\frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi kh}{b_n \mu_n \ln \frac{R_k}{r_{\text{пр}}}}$$

(3)

$$\frac{Q}{\Delta P} = K_{\text{пр}}$$

(4)

Подставляя (4) в (3), получаем

$$K_{\text{пр}}^* = \frac{2\pi kh}{b_n \mu_n \ln \frac{R_k}{r_{\text{пр}}}}$$

(5)

Или

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{K_{\text{пр}}^* b_n \ln \frac{R_k}{r_{\text{пр}}}}{2\pi}$$

(6)

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

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

$$K_{\text{пр}}^* = 1,15741 \cdot 10^{-8} \frac{K_{\text{пр}}}{\rho_n} \quad (7)$$

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

$$\frac{kh}{\mu_r} = \frac{zP_0 T_{пл}}{a\pi T_{ст}} \ln \frac{R_k}{r_{пр}}$$

(8)

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

a – числовой коэффициент, имеющий размерность (с·Н²/м⁷) и вычисляемый по известному коэффициенту А

$$a = 8,64 \cdot 10^6 A \quad (9)$$

Задача 1

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

Решение.

Определяем коэффициент продуктивности по формуле (7)

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

Коэффициент гидропроводности по (6)

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

Коэффициент подвижности нефти:

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

Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины:

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

Задача 2

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

Решение.

Рассчитываем по (9) числовой коэффициент a :

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

Коэффициент газопроводности по (8)

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

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

Вариант 1
<u>Задача 1</u> Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{пр} = 11,32$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 10$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,02$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 805$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $2,3$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 300$ м, приведенный радиус скважины $r_{пр} = 7 \cdot 10^{-6}$ м. <u>Задача 2</u> Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 19 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 327$ К; радиус контура питания $R_k = 500$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 6 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 16$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,2 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,837$.
Вариант 2
<u>Задача 1</u> Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{пр} = 10,522$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 7$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,03$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 807$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $2,1$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 250$ м, приведенный радиус скважины $r_{пр} = 8 \cdot 10^{-6}$ м. <u>Задача 2</u> Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 23 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 318$ К; радиус контура питания $R_k = 450$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 8,6 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 16$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,21 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,832$.
Вариант 3
<u>Задача 1</u> Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{пр} = 12,314$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 6,5$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,12$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 809$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $2,06$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 500$ м, приведенный радиус скважины $r_{пр} = 8,3 \cdot 10^{-6}$ м. <u>Задача 2</u> Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 21 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 316$ К; радиус контура питания $R_k = 300$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 4 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 15,3$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,23 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,811$.
Вариант 4
<u>Задача 1</u> Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{пр} = 11,623$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 4,8$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,08$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 806$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $2,5$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 350$ м, приведенный радиус скважины $r_{пр} = 7,2 \cdot 10^{-6}$ м. <u>Задача 2</u> Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 19 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 321$ К; радиус контура питания $R_k = 250$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 7 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 193$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,25 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,7731$.

Вариант 5
<u>Задача 1</u> Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{пр} = 15,231$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 8$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,04$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 811$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $2,08$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 700$ м, приведенный радиус скважины $r_{пр} = 6,8 \cdot 10^{-6}$ м. <u>Задача 2</u> Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 15 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 326$ К; радиус контура питания $R_k = 400$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 3 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 21$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,31 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,851$.
Вариант 6
<u>Задача 1</u> Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{пр} = 16,122$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 7,3$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,14$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 823$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $2,3$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 600$ м, приведенный радиус скважины $r_{пр} = 5,6 \cdot 10^{-6}$ м. <u>Задача 2</u> Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 27 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 312$ К; радиус контура питания $R_k = 600$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 8 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 18$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,34 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,834$.
Вариант 7
<u>Задача 1</u> Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{пр} = 13,843$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 9$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,18$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 804$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $2,05$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 450$ м, приведенный радиус скважины $r_{пр} = 8,1 \cdot 10^{-6}$ м. <u>Задача 2</u> Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 16 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 327$ К; радиус контура питания $R_k = 650$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 5,5 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 24$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,3 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,816$.
Вариант 8
<u>Задача 1</u> Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{пр} = 15,671$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 4$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,26$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 817$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $2,13$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 550$ м, приведенный радиус скважины $r_{пр} = 9,4 \cdot 10^{-6}$ м. <u>Задача 2</u> Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 22,3 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 313$ К; радиус контура питания $R_k = 700$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 7,1 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 23$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,15 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,798$.

Вариант 9
<u>Задача 1</u> Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{пр} = 12,398$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 6$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,24$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 816$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $2,24$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 800$ м, приведенный радиус скважины $r_{пр} = 7,6 \cdot 10^{-6}$ м. <u>Задача 2</u> Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 18 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 319$ К; радиус контура питания $R_k = 800$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 6,3 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 26$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,4 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,837$.
Вариант 10
<u>Задача 1</u> Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определен коэффициент продуктивности $K_{пр} = 17,163$ т/(сут МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 8,7$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,08$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 815$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $2,18$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 1000$ м, приведенный радиус скважины $r_{пр} = 6,4 \cdot 10^{-6}$ м. <u>Задача 2</u> Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 12 \cdot 10^6$ Па²сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 324$ К; радиус контура питания $R_k = 450$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 5,8 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 27$ м; вязкость газа в пластовых условиях $1,6 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,854$.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по организации и проведению

самостоятельной работы

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность
(профиль) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

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

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

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

Содержание

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

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

- Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;
- основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;
- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

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

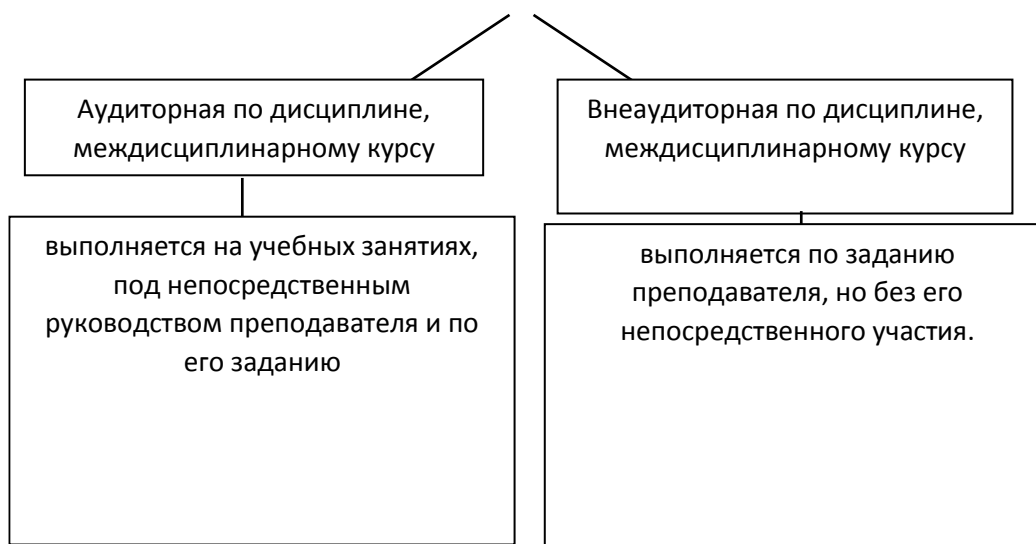
- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

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

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



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

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

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

Формы контроля самостоятельной работы

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

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

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

Содержание внеаудиторной самостоятельной

деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям

