

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
(ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

* * *

ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»

ЛАБОРАТОРНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ



Учебное пособие для выполнения лабораторных, практических занятий и организации самостоятельной работы.

Для студентов, обучающихся по направлению подготовки:
21.04.01 – «Нефтегазовое дело»
Квалификация выпускника магистр.
Форма обучения – очная, очно-заочная

Составители: И. И. Босиков, А.И. Мазко

Допущено
редакционно-издательским советом
Северо-Кавказского горно-металлургического института
(государственного технологического университета)

ВЛАДИКАВКАЗ - 2023

УДК 550.832
ББК 74.202.2
Б 85

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор
Северо-Кавказского горно-металлургического института
(государственного технологического университета)

Клюев Р. В.

доктор технических наук, профессор кафедры "Геологии нефти и газа"
Астраханский государственный технический университет

Гольчикова Н. Н.

Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазопромысловых процессов [Электронный ресурс]: Учебное пособие для выполнения лабораторных, практических занятий и организации самостоятельной работы. Для студентов, обучающихся по направлению подготовки: 21.04.01 – «Нефтегазовое дело». Квалификация выпускника магистр. Формы обучения: очная /очно-заочная / Сост.: И.И. Босиков, А.И. Мазко; Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет).-Электрон. текст. дан. (3,43 Мб). - Владикавказ: Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), 2023

Загл. с титул. экрана.

Учебное пособие содержит теоретические основы процессов, связанных с изучением свойств горных пород и насыщающих их флюидов; условий притока в гидродинамически несовершенные скважины; гидродинамических исследований скважин; способов эксплуатации скважин; технологии подготовки продукции скважин на промыслах. Приводится описание экспериментальных установок, методика проведения лабораторных и практических работ. Учебно-методическое пособие предназначено для преподавателей и студентов всех форм обучения, обучающихся по направлению подготовки: 21.04.01 – «Нефтегазовое дело»

Подготовлено кафедрой Нефтегазового дела

ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебное пособие содержит теоретические основы, описание лабораторных установок, порядок проведения экспериментов, задания для решения задач. Каждая лабораторно-практическая работа завершается контрольными вопросами. Учебное пособие позволит изучить свойства горных пород, свойства углеводородов и основные нефтегазопромысловые процессы в учебных лабораториях вуза, поможет студентам рациональнее использовать учебное время, своевременно и качественно готовиться к лабораторно-практическим занятиям.

Рекомендуется следующий порядок выполнения лабораторно-практических работ. Сначала студенту следует изучить теоретические основы исследуемого процесса. Далее необходимо ознакомиться с устройством установок и приборов, с порядком проведения экспериментов, а также подготовить рабочие формы таблиц, которые следует заполнять при проведении опытов. При проведении опытов требуется строго выполнять предписания инструкций, правила безопасности и указания преподавателя.

Лабораторная работа или практикум завершаются составлением и защитой отчета. Отчет составляется по установленной в вузе форме и в соответствии с указаниями преподавателя. Все расчеты должны быть выполнены в Международной системе единиц (СИ). Необходимым условием успешной защиты отчета является безукоризненное знание ответов на все контрольные вопросы.

В целях удобства работы в конце учебного пособия дан справочный материал о соотношениях между некоторыми однородными единицами физических величин основных систем единиц (Приложение 1), о приставках и множителях для образования десятичных кратных и дольных единиц (Приложение 2), о буквах греческого алфавита (Приложение 3).

1. ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Современные методы проектирования, контроля, анализа и прогнозирования разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений основаны на использовании обширной информации о характеристиках пластовых систем. Способность горных пород накапливать и отдавать жидкости и газы определяет возможность разработки месторождений нефти и газа.

К числу важнейших свойств горных пород, определяющих запасы углеводородов и закономерности процесса фильтрации жидкостей и газов в пластовых системах, относятся пористость, удельная поверхность, проницаемость, насыщенность.

Для определения этих коллекторских свойств горных пород существует многочисленный набор лабораторных и промысловых методов. Большинство лабораторных методов основано на изучении процессов насыщения или стационарной (установившейся) фильтрации жидкостей и газов с известными свойствами через модель горной породы при задаваемых термобарических условиях. Сложность лабораторных установок определяется величинами давлений, температур, а также требуемой точностью определения коллекторских свойств горных пород.

1.1. Пористость горной породы

Пористость горных пород – это наличие в них различного рода пустот (пор, трещин, каверн). Поры (от греч. poros – отверстие) в нефтегазовом деле – это промежутки между частицами вещества, из которого состоит горная порода. По происхождению пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относятся пустоты между зернами, промежутки между плоскостями наложения, образующиеся в процессе осадконакопления и формирования пластов. К вторичным относятся пустоты, образующиеся в результате растворения и преобразования пород, их дробления, трещинообразования и т.д.

Структура порового пространства горных пород обусловлена происхождением и химическим составом пород, формой и гранулометрическим составом слагающих породы частиц (зерен

породы). По величине поперечного размера поровые каналы условно делят на три группы:

- сверхкапиллярные (более 0,5 мм);
- капиллярные (от 0,5 до 0,0002 мм);
- субкапиллярные (менее 0,0002 мм).

Породы, поры которых представлены субкапиллярными каналами, практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы), независимо от величины пустотного пространства. Это объясняется проявлением молекулярных сил твердого вещества стенок поровых каналов.

Объем пустот горных пород изменяется в широких пределах и может превышать даже 50 %. Для нефтяных и газовых коллекторов в большинстве случаев объем пустот обычно находится в пределах от 10 до 20 %.

Относительная величина пустотного пространства в горной породе оценивается коэффициентами пористости. Принято выделять следующие коэффициенты пористости:

- абсолютной или полной (m_a);
- открытой (m_0);
- динамической (m_d).

Под коэффициентом абсолютной пористости понимается отношение суммарного объема всех пустот (V_a) к видимому объему образца горной породы (V_{Π}):

$$m_a = \frac{V_a}{V_{\Pi}}. \quad (1.1)$$

Формулы для остальных коэффициентов пористости имеют вид:

$$m_0 = \frac{V_0}{V_{\Pi}}, \quad (1.2)$$

$$m_d = \frac{V_d}{V_{\Pi}}, \quad (1.3)$$

где V_0 – объем открытых (сообщающихся между собой) пустот;
 V_d – объем пустот, через которые в пластовых условиях фильтруется нефть или газ.

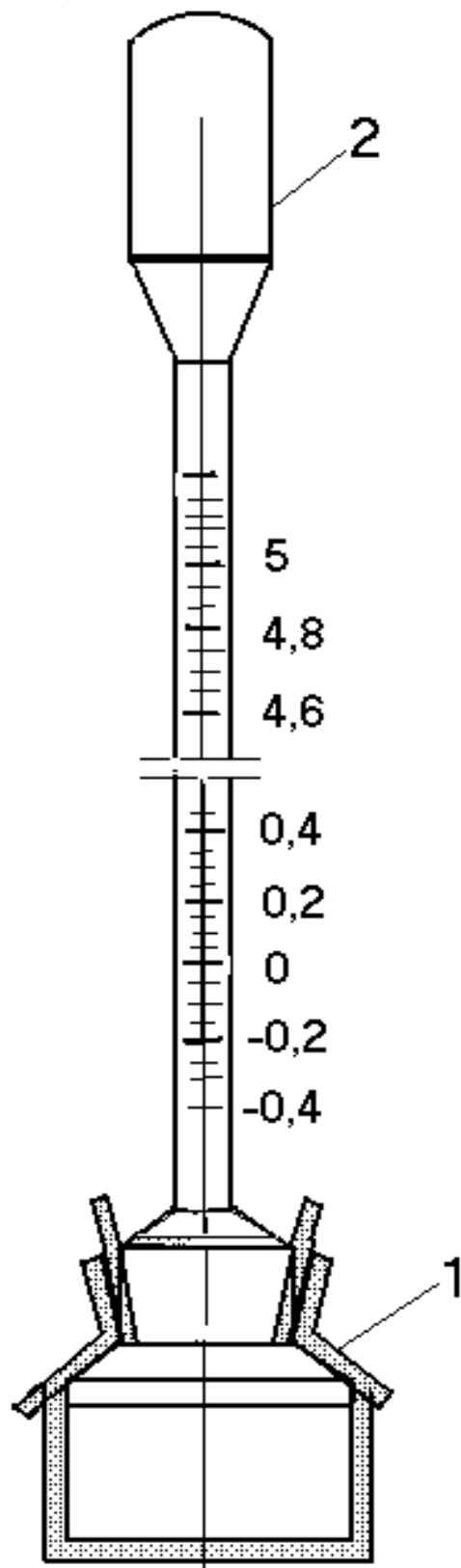


Рис. 1.1. Порозиметр

1.1.1. Работа № 1.1. Определение коэффициента абсолютной пористости горных пород

Для определения коэффициента абсолютной пористости горных пород используется прибор, называемый порозиметром (рис.1.1). Порозиметр представляет собой стеклянный сосуд со стаканчиком 1 и трубкой со шкалой 2.

Берется образец породы массой от 15 до 20 граммов после экстрагирования и высушивания до постоянного веса (при температуре около 105°C).

Разделить образец породы на две части. Первый кусок объемом около 4 куб. см взвесить с точностью до 0,01 г на аналитических весах для определения его массы в воздухе (М). После взвешивания его поместить в стакан, а стакан поставить в специальную колбу для вакуумирования. Вакуумировать в течение 5 минут, залить в стакан с породой очищенный керосин и еще вакуумировать в течение 20 минут.

Подготовить порозиметр. Для этого в него залить керосин, плотно притереть стаканчик, перевернуть порозиметр стаканчиком вниз и через 5 минут взять отсчет уровня керосина по шкале трубки.

Извлечь насыщенный керосином кусок породы из вакуумной колбы и слегка осушить его перекачиванием по стеклу. Перевернуть порозиметр стаканчиком вверх и дать стечь керосину с краев стаканчика. Снять стаканчик и поместить насыщенный керосином кусок породы в порозиметр. Плотно притереть стаканчик и перевернуть порозиметр стаканчиком вниз. Через 5 минут взять второй отсчет уровня керосина по шкале трубки. Разница этих двух отсчетов по шкале дает объем образца породы (V_{II}). По формуле

$$\rho_{II} = \frac{M}{V_{II}} \quad (1.4)$$

определить плотность породы (ρ_{II}).

Второй кусочек породы (массой около 10 г) тщательно размельчить в фарфоровой ступке. Взвешиванием с точностью до 0,01 г определить массу породы второго образца (M_3). С помощью порозиметра определить объем зерен (V_3). По формуле

$$\rho_3 = \frac{M_3}{V_3} \quad (1.5)$$

вычислить плотность зерен породы.

Опытные данные сводятся в табл. 1.1. Коэффициент абсолютной пористости определяется по формуле

$$m_a = \frac{V_a}{V_{\Pi}} = \frac{V_{\Pi} - V_3}{V_{\Pi}} = 1 - \frac{V_3}{V_{\Pi}} = 1 - \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_3}. \quad (1.6)$$

Таблица 1.1

Наименование величины	Обозначение	Значение величины
Масса первого кусочка породы, г	M	
Отсчет по шкале порозиметра без породы, см ³		
Отсчет по шкале порозиметра с породой, см ³		
Объем первого кусочка породы, см ³	V _Π	
Плотность породы, г/см ³	ρ _Π	
Масса зерен породы, г	M _з	
Отсчет по шкале порозиметра без зерен, см ³		
Отсчет по шкале порозиметра с зернами, см ³		
Объем зерен второго кусочка, см ³	V _з	
Плотность зерен породы, г/см ³	ρ _з	
Коэффициент абсолютной пористости	m _a	

Контрольные вопросы:

- 1). Дать определение пористости горной породы.
- 2). Коэффициенты пористости горной породы.
- 3). Методы определения абсолютной пористости горных пород.
- 4). Назначение и устройство порозиметра.
- 5). Объяснить формулу (1.6).

1.1.2. Работа № 1.2. Определение коэффициента открытой пористости горной породы

Коэффициент открытой пористости часто определяют по методу И.А. Преображенского. По этому методу объем открытых пор определяется объемом керосина, вошедшего в поровое пространство образца горной породы, а объем образца определяется гидростатическим взвешиванием насыщенного керосином образца в керосине.

Определить массу экстрагированного и высушенного образца горной породы (M) вместе с проволокой взвешиванием в воздухе. Затем его обвязать тонкой медной проволокой с петлей на конце, поместить в стакан с керосином для вакуумирования в течение примерно 40 минут (до полного прекращения выделения пузырьков воздуха). Насыщенный керосином образец породы взвешивается в керосине (M_K). Для этого его с помощью проволоки подвешивают к рычагу аналитических весов, а стакан с керосином ставят на специальную подставку.

Затем насыщенный керосином образец породы слегка подсушить на стекле и взвешиванием определить его массу в воздухе (M_B).

Опытные данные сводят в табл. 1.2.

Коэффициент открытой пористости определяется по формуле

$$m_0 = \frac{M_B - M}{M_3 - M_K} \quad (1.7)$$

Таблица 1.2

Наименование величины	Обозначение	Значение величины
Масса сухого образца породы вместе с проволокой	M	
Масса насыщенного керосином образца в керосине, г	M_K	
Масса насыщенного керосином образца в воздухе, г	M_B	
Коэффициент открытой пористости	m_0	

Контрольные вопросы:

- 1). Дать определение коэффициента открытой пористости.
- 2). Объяснить природу непроницаемости глины.
- 3). Почему для опытов следует использовать образец горной породы после экстрагирования и осушки?
- 4). Сущность метода И.А. Преображенского.
- 5). Оценить влияние массы медной проволоки, используемой в опыте, на определение коэффициента открытой пористости.

1.2. Проницаемость горной породы

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать через себя жидкости и газы. Это свойство определяется наличием в породе системы взаимосвязанных пустот, величиной коэффициента динамической пористости, размерами, расположением и формой пустот.

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

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство осадочных пород согласно экспериментальным данным имеет поперечные размеры каналов, превышающие 1 мкм. Такие каналы обеспечивают возможность движения в них жидкостей и газов при характерных для разработки месторождений нефти и газа градиентах давления.

В реальных пластах, насыщенных одновременно флюидами в различных фазовых состояниях, проницаемость породы для этих фаз определяется соотношением их количеств в каналах фильтрации, т.е. по сути дела в этом случае проницаемость отражает как свойства самой породы, так и взаимодействие фильтрующихся фаз. Универсальность свойства проницаемости породы проявляется при фильтрации через нее не взаимодействующей с ней однородной жидкости или газа в том, что величина коэффициента проницаемости не зависит от свойств флюидов, а определяется только геометрическими свойствами порового пространства. Благодаря этой особенности проницаемость породы при

фильтрации однородной жидкости или газа называется абсолютной проницаемостью.

Описать геометрические свойства реальной пористой среды невозможно ввиду чрезвычайной сложности и невоспроизводимости строения пустотного пространства. Тем не менее, при описании коллекторских свойств горных пород возможна идеализация геометрической структуры, позволяющая определить эти свойства на основе общеизвестных представлений.

В этой связи широкое применение нашли модели идеального и фиктивного грунтов.

Идеальный грунт – это гипотетическая пористая среда, поровые каналы которой представляют собой капилляры одинакового диаметра.

Фиктивным грунтом называется гипотетическая пористая среда, образованная частицами в форме шариков одинакового диаметра.

Обе этих модели можно использовать для анализа фильтрационных свойств пород, если допустить, что модель породы и реальный образец породы оказывают одинаковое сопротивление движению жидкости и газа. При малых скоростях фильтрации в области существования закона Дарси это условие равносильно, например, условию равенства удельных поверхностей модели и реальных грунтов.

Общепринятая форма записи линейного закона фильтрации может быть получена из анализа движения жидкости в капилляре модели идеального грунта. Допуская, что режим движения ламинарный, воспользуемся известной из общей гидравлики формулой Пуазейля

$$u = \frac{d^2 \Delta p}{32\mu \ell}, \quad (1.8)$$

где u – средняя скорость движения жидкости в капилляре;

d – диаметр капилляра;

μ – коэффициент динамической вязкости жидкости;

Δp – перепад давления между концами капилляра;

ℓ – длина капилляра.

Переходя к понятию средней скорости фильтрации, связанной со скоростью u соотношением $v = m \cdot u$, формула (1.8) может быть записана в виде

$$v = \frac{md^2 \Delta p}{32\mu \ell} . \quad (1.9)$$

К аналогичному закону фильтрации экспериментальным путем пришел французский инженер А. Дарси в 1856 году. Этот закон принято записывать в форме

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \text{grad}P , \quad (1.10)$$

где v – вектор скорости фильтрации;

k – коэффициент абсолютной проницаемости;

$\text{grad}P$ – вектор градиента давления.

В простейшем случае одномерной фильтрации, согласно соотношению (1.10), модуль скорости фильтрации может быть приближенно записан в виде

$$v = \frac{k \Delta p}{\mu \ell} . \quad (1.11)$$

Из сопоставления формул (1.9) и (1.11) видно, что в рамках модели идеального грунта коэффициент проницаемости связан только с геометрическими свойствами системы поровых каналов

$$k = \frac{md^2}{32} . \quad (1.12)$$

Отсюда можно заключить, что размерностью коэффициента проницаемости является площадь.

Одним из основных методов экспериментального определения проницаемости в лабораторных условиях является метод фильтрации газа через цилиндрический образец породы. В основе данного метода лежит формула расхода газа при плоскопараллельной фильтрации

$$Q_{0г} = \frac{kF}{2\mu_{г}P_0} \frac{P_{вх}^2 - P_{вых}^2}{\ell} , \quad (1.13)$$

где $Q_{0г}$ – объемный расход газа при его стандартном состоянии;

F – площадь сечения образца;

$\mu_{г}$ – коэффициент динамической вязкости газа;

P_0 – давление, равное 101325 Па;

$P_{вх}$ и $P_{вых}$ – давление в начале и в конце образца;

ℓ – длина образца.

Из формулы (1.13) получается выражение для определения коэффициента проницаемости

$$k = \frac{Q_{0Г} \cdot 2\mu_{Г} \cdot P_0 \cdot \ell}{F \cdot (P_{ВХ}^2 - P_{ВЫХ}^2)} \quad (1.14)$$

Применимость формул (1.13) и (1.14) ограничена условиями изотермической фильтрации, величинами давлений и когда значение коэффициента сверхсжимаемости газа незначительно отличается от единицы.

В практике разработки нефтяных и газовых месторождений данным методом изучают образцы, изготовленные из керна, отобранного при бурении скважины.

В настоящей лабораторной работе выполняется определение проницаемости искусственно созданной модели горной породы по воздуху.

Если эксперимент проводится на одном режиме, то для расчета проницаемости используется формула (1.14). Если эксперимент проводится на нескольких режимах фильтрации, то, с целью повышения точности, рекомендуется воспользоваться методом наименьших квадратов. Метод наименьших квадратов дает следующую формулу для определения среднего значения проницаемости

$$K_{ср} = \frac{2P_0 \cdot \mu_{Г} \cdot l \cdot \sum \left[\left(P_{ВХ}^2 - P_{ВЫХ}^2 \right)_i \cdot Q_{0i} \right]}{F \cdot \sum \left(P_{ВХ}^2 - P_{ВЫХ}^2 \right)_i^2} \quad (1.15)$$

1.2.1. Работа № 1.3. Определение коэффициента проницаемости модели горной породы по воздуху

Для проведения экспериментов в лабораторных условиях часто необходимо определить абсолютную проницаемость модели пористой среды – колонки, набитой измельченной горной породой (например, кварцевым песком). Такие колонки обычно используются исследователями для изучения реологических свойств нефтей или газоконденсатных смесей. Схема такой установки приведена на рис.1.2.

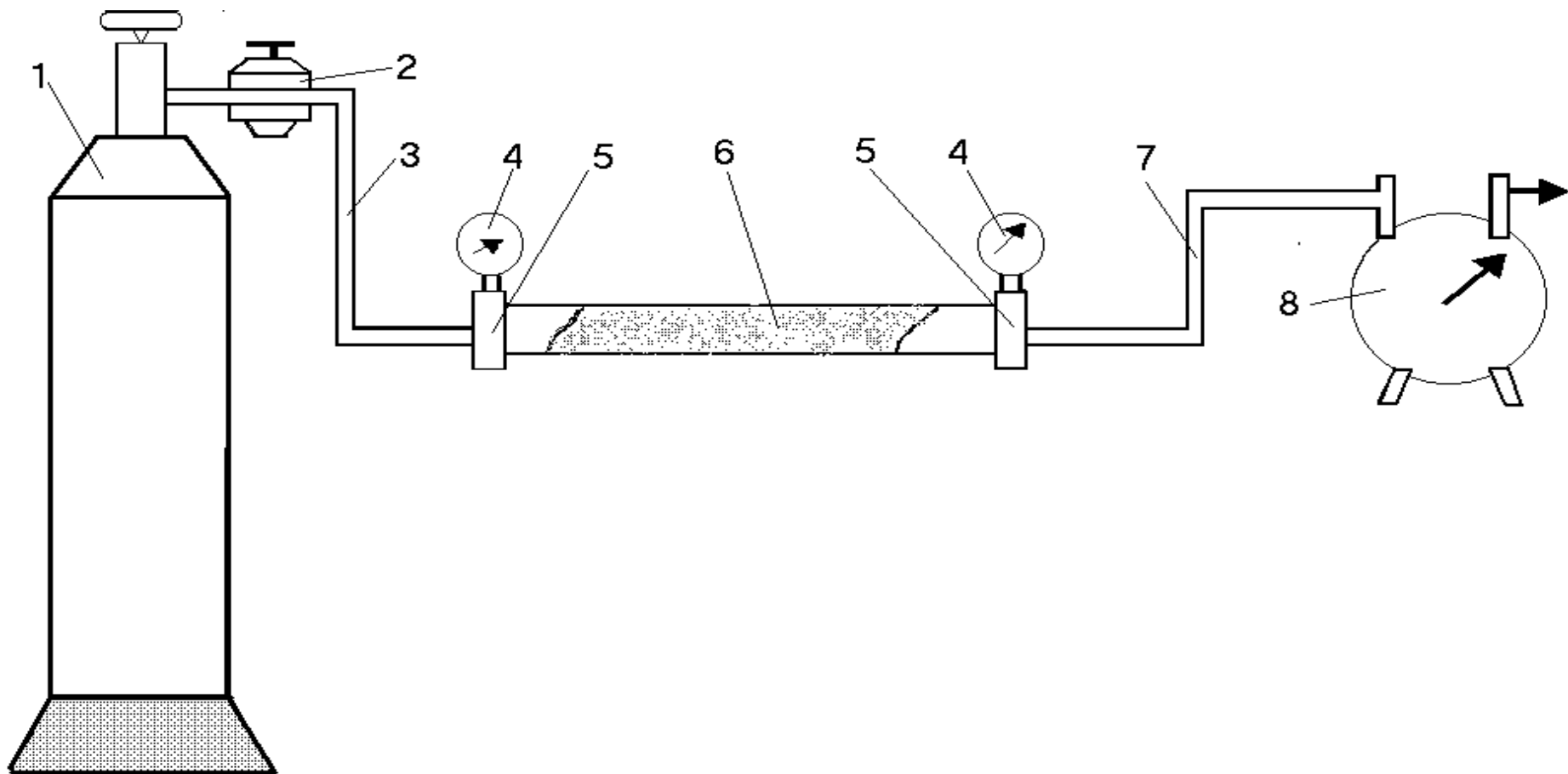


Рис. 1.2. Установка по определению проницаемости на модели пласта

Основными узлами установки являются: баллон высокого давления 1, наполненный газом (воздухом); редуктор 2, позволяющий регулировать расход и давление выпускаемого из баллона газа; модель пористой среды 6, состоящей из металлической трубы (колонки) с внутренней резьбой на концах, набитой кварцевым песком; газовый счетчик 8, регистрирующий объемный расход газа при атмосферных условиях; образцовые манометры 4, позволяющие регистрировать с высокой точностью давление на входе и выходе колонки.

Колонка набивается заранее приготовленной смесью различных фракций кварцевого песка. На концы колонки наворачиваются соединительные головки 5. На эти головки крепятся образцовые манометры.

Установка работает следующим образом. Газ из баллона высокого давления редуцируется при помощи редуктора и по соединительной трубке 3 направляется в модель пористой среды. Количество газа (объем) фиксируется газовым счетчиком. Для этого на счетчике имеется циферблат, по которому можно определить объем газа при атмосферных условиях, прошедшего через него. Время фильтрации фиксируется секундомером.

Порядок проведения работы заключается в следующем:

- 1). Подготовить форму табл. 1.3.
- 2). Проверить герметичность соединений установки путем опрессовки.
- 3). Открыть вентиль баллона с газом.
- 4). Приоткрыть редуктор на необходимую величину, в результате чего газ попадает в колонку, где будет фильтроваться через пористую среду. Давление на входе регулируется редуктором.
- 5). С помощью редуктора установить необходимое давление на входе колонки.
- 6). Подождать, когда фильтрация газа в колонке будет установившейся.
- 7). Включить секундомер и одновременно взять отсчет на газовом счетчике.
- 8). Через определенный промежуток времени, зависящий от проницаемости пористой среды в колонке и величины перепада давления на ее концах, остановить секундомер и одновременно зафиксировать показания на газовом счетчике 4.

- 9). Значения давлений на входе и выходе по образцовым манометрам, время фильтрации по секундомеру и объем профильтрованного газа (по газовому счетчику) занести в табл. 1.3. В расчетах используется абсолютное давление.
- 10). Изменить режим фильтрации при помощи редуктора. Повторить все операции на новом режиме. Всего снять показания на 5 режимах, все данные занести в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Номер режима	$P_{вх},$ Па	$P_{вых},$ Па	$P_{вх}^2 - P_{вых}^2$	Объем газа		Время опыта, с	$Q_{ог},$ $м^3/с$
				дм ³	м ³		
1							
2							
3							
4							
5							

- 11). В расчетах принимать следующие значения параметров установки и газа:
- длина колонки $l=1м;$
сечение пористой среды $F=5,13*10^{-4} м^2;$
динамическая вязкость воздуха $\mu=1,8*10^{-5} Па*с.$
- 12). Нанести результаты измерений на миллиметровку в координатах $Q—(P_{вх}^2 - P_{вых}^2)$. Определить коэффициент проницаемости графоаналитическим способом.
- 13). Рассчитать среднее значение коэффициента проницаемости по формуле (1.15).

Контрольные вопросы:

- 1). Дать определения абсолютной, эффективной и фазовой проницаемости горной породы.
- 2). Дать определение закона фильтрации Дарси.
- 3). Сделать вывод формулы (1.13).
- 4). В чем заключается гипотетичность грунта идеального и грунта фиктивного?
- 5). Пояснить, чем отличаются скорости в формулах (1.8) и (1.11).

1.3. Удельная поверхность горных пород

Удельная поверхность горных пород ($S_{уд}$) – это отношение суммарной площади внутренней поверхности всех поровых каналов (пустот) в некотором объеме горных пород к этому объему.

Величина удельной поверхности зависит от степени дисперсности зерен горной породы. С уменьшением размеров зерен, слагающих породу, удельная поверхность увеличивается. Удельная поверхность одного кубического метра горных пород может превышать, например, 200 000 квадратных метров. Наиболее частые значения удельной поверхности пород-коллекторов, в которых находятся залежи нефти и газа, имеют величину от 40000 до 100000 м²/м³.

Известно значительное число формул, полученных на основе модельных представлений о структуре пористых сред, в которых величина удельной поверхности связывается с геометрическими характеристиками пустотного пространства.

Если все частицы породы имеют форму шариков одинакового размера (фиктивный грунт), то достаточно по известным формулам геометрии определить площадь поверхности и объем шарообразных частиц. Тогда с учетом доли объема породы, занимаемой твердыми частицами $(1-m)$, формула для определения удельной поверхности принимает вид

$$S_{уд} = \frac{\pi d_{ш}^2}{\frac{\pi d_{ш}^3}{6}} \cdot (1-m) = \frac{6 \cdot (1-m)}{d_{ш}}, \quad (1.16)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарообразных частиц породы, м;

m – коэффициент пористости породы.

Таким же образом, на основе только геометрических представлений, легко получается формула для определения удельной поверхности для пористой среды, представленной цилиндрическими каналами одинакового диаметра (идеальный грунт):

$$S_{\text{уд}} = \frac{\pi d_{\text{ц}}^2}{\frac{\pi d_{\text{ц}}^3}{4}} \cdot m = \frac{4 \cdot m}{d_{\text{ц}}}, \quad (1.17)$$

где $d_{\text{ц}}$ – диаметр цилиндрических каналов, м.

Из сравнения формул (1.17) и (1.12) следует, что

$$S_{\text{уд}} = \frac{m\sqrt{m}}{\sqrt{2k}}. \quad (1.18)$$

Удельная поверхность – одна из важнейших характеристик горной породы. Проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной воды, конечная нефтеотдача и другие свойства нефтеносных пород существенно зависят от их удельной поверхности.

Известно, что на характер фильтрации нефти влияют не только ее объемные свойства (например, вязкость, плотность), но и молекулярные явления, происходящие на поверхности раздела жидкость-порода. Дело в том, что объемные свойства жидкостей обуславливаются действием молекул, которые находятся внутри жидкой фаз. Поэтому в крупнозернистой породе с относительно небольшой удельной поверхностью молекулы, находящиеся на поверхности раздела, почти не влияют на процесс фильтрации, поскольку их число мало по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема жидкости. Если же пористая среда имеет большую удельную поверхность (читай – малые поперечные размеры каналов фильтрации), то число поверхностных молекул жидкости возрастает и становится сравнимым с числом объемных молекул. Поэтому поверхностные явления в малопроницаемой породе оказывают более существенное влияние на процесс фильтрации жидкости, чем в высокопроницаемой (крупнозернистой).

Несмотря на кажущуюся простоту понятия удельной поверхности, очень сложно определить ее действительную величину для реальных горных пород. Это связано с тем, что поперечные размеры поровых каналов некоторых пород могут быть соизмеримы с размерами молекул, насыщающих породу жидкостей, и что форма поровых каналов имеет очень сложное геометрическое строение. В лабораторной практике для определения удельной поверхности горной породы применяют такие способы:

- по коллекторским свойствам пород;
- по гранулометрическому составу пород;
- фильтрационные;
- адсорбционные и другие.

1.3.1. Работа № 1.4. Определение удельной поверхности горной породы

Определить величину удельной поверхности по формуле (1.18). Значения пористости и проницаемости получить по результатам проведения соответствующих лабораторных работ.

Контрольные вопросы:

- 1). Объяснить механизм влияния удельной поверхности породы-коллектора на величину нефтегазоотдачи продуктивных пластов.
- 2). Привести значение удельной поверхности для реальной горной породы.
- 3). Объяснить формулу (1.16).
- 4). Объяснить формулу (1.17).
- 5). Что не учитывается в формуле (1.18), если ее применять для реальных горных пород?

1.4. Насыщенность горных пород водой, нефтью, газом

В природных условиях пустоты пород-коллекторов месторождений углеводородов заполнены водой, газом, нефтью, т.е. в них одновременно присутствуют две (вода и нефть или вода и газ) или три (вода, нефть, газ) фазы. Вода в породе-коллекторе в том или ином количестве присутствует всегда. Она занимает ту или иную часть (от нескольких процентов до десятков процентов) объема пустотного пространства пород-коллекторов как в нефтяных, так и в газовых залежах.

Коэффициентом насыщенности горной породы называют отношение объема какой-либо фазы (воды, нефти, газа) в образце породы к суммарному объему пустот (V_a) этого образца. Из этого определения следует, что

$$S_B = \frac{V_B}{V_a}, \quad S_H = \frac{V_H}{V_a}, \quad S_r = \frac{V_r}{V_a}, \quad (1.19)$$

где S_B, S_H, S_r – соответственно коэффициент водонасыщенности, нефтенасыщенности и газонасыщенности горной породы;

V_B, V_H, V_r – соответственно объем воды, объем нефти, объем газа в образце породы.

Если в образце породы находятся вода и нефть, то

$$S_B + S_H = 1. \quad (1.20)$$

Если в образце породы находятся вода и газ, то

$$S_B + S_r = 1. \quad (1.21)$$

Наконец, если в образце породы одновременно находится вода, нефть и газ, то

$$S_B + S_r + S_H = 1. \quad (1.22)$$

Знание значений коэффициентов насыщенности необходимо для подсчета запасов нефти и газа и для решения многих задач технологии разработки месторождений нефти и газа (способ эксплуатации скважин, темп отбора, метод воздействия на пласт и т.д.).

1.4.1. Работа № 1.5. Определение коэффициентов водонасыщенности и нефтенасыщенности горной породы

Изучение водонасыщенности и нефтенасыщенности образцов горной породы проводится на лабораторном приборе ЛП-4 (рис.1.3). Прибор состоит из колбы 1, стеклянной ловушки 3 (калиброванной на 10 куб. см), стеклянного холодильника 4 и стеклянного цилиндра 2 с дном из пористого стекла (фильтры Шотта №3 или №4). Колба, ловушка и холодильник тщательно притираются друг к другу в целях обеспечения герметичности. Исследуемый образец породы помещается в цилиндр, который вставляется в горловину колбы на специальные выступы. Колба заполняется растворителем.

Лабораторная работа выполняется в следующей последовательности.

Стеклянный цилиндр высушивается до постоянной массы (при температуре около 105°C), загружается исследуемым образцом

нефтеводонасыщенной горной породы (массой около 50 г) и взвешивается с точностью до 0,01г.

В колбу, до ее половины, заливается толуол или другой растворитель с температурой кипения выше 100 °С.

Обвязывается холодильник резиновыми трубками, и направляют в него воду снизу вверх.

Включают электропечь. Подогрев колбы регулируют таким образом, чтобы образец породы все время был погружен в растворитель. Однако растворитель не должен переливаться через край цилиндра.

Процесс отгонки воды считается законченным, когда увеличение объема воды в ловушке прекращается, а сливающийся из цилиндра растворитель становится совершенно прозрачным.

Отключают печь. Ждут, когда капли воды из холодильника стекут в ловушку. По делениям определяют объем воды (V_B).

Цилиндр с образцом горной породы извлекают из колбы, высушивают в термостате (при температуре около 105°С) до постоянной массы и взвешивают с точностью до 0,01 г.

По формуле (1.19) определяется коэффициент водонасыщенности. Величину суммарного объема пустот образца породы дает преподаватель.

По формуле (1.20) определяется коэффициент нефтенасыщенности образца горной породы.

Примечание. Строго говоря, работа по определению коэффициентов насыщенности горной породы водой, нефтью, газом в действительности является комплексной: здесь необходимо определить не только объем воды, но и плотности породы, воды, нефти, пористость образца породы.

Контрольные вопросы:

- 1). В какой части пор находится вода, если порода нефтяной залежи гидрофильная?
- 2). В какой части пор находится вода, если порода нефтяной залежи гидрофобная?
- 3). В какой части пор находится вода в газонасыщенной породе?
- 4). Доказать справедливость формулы (1.22).
- 5). Показать характер изменения проницаемости горной породы по нефти в зависимости от величины водонасыщенности породы.

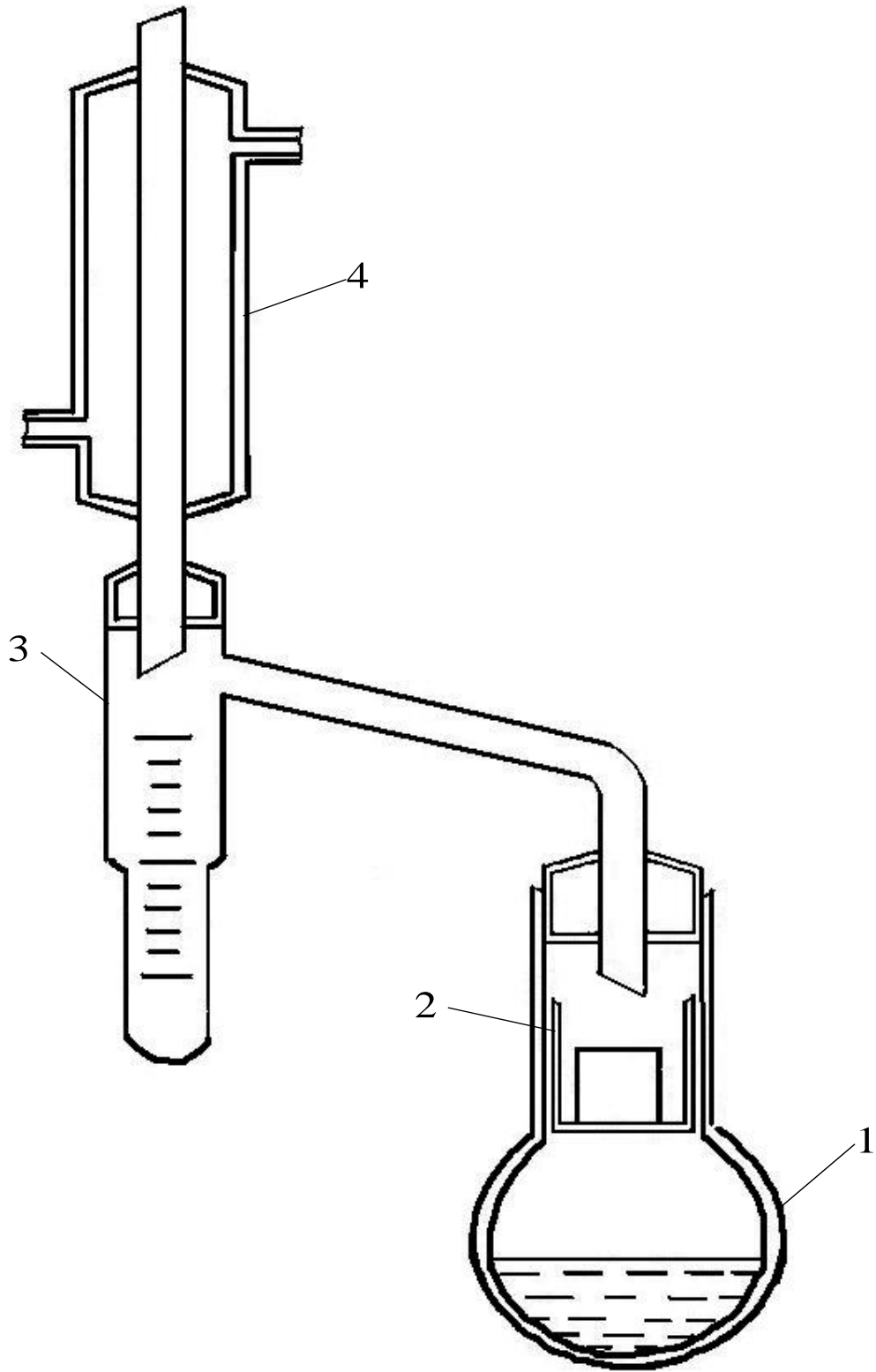


Рис. 1.3. Лабораторный прибор ЛП-4

2. ИЗУЧЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА, ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

К основным физическим свойствам нефти, газа, конденсата, пластовой воды относятся плотность, вязкость, сжимаемость.

2.1. Определение плотности нефти, газа, конденсата и воды

Плотность вещества (ρ) – это масса единицы объема тела, то есть отношение массы тела в состоянии покоя к его объему. Единица измерения плотности в СИ – килограмм на кубический метр ($\text{кг}/\text{м}^3$). В технике часто используют безразмерную величину относительной плотности, представляющую собой отношение плотности исследуемого вещества к плотности стандартного вещества. Обычно в качестве стандартного вещества для твердых и жидких тел принимают воду при температуре 4°C . В России относительную плотность, например, нефтей и нефтепродуктов определяют при 20°C и относят к плотности воды при температуре 4°C . Относительная плотность в этом случае обозначается ρ_4^{20} . В США и Англии плотность определяется при $15,55^\circ\text{C}$, что соответствует 60 градусам по шкале Фаренгейта (60°F).

Нефть является не только смесью многих индивидуальных соединений, но и смесью переменного состава. Поэтому следует иметь в виду, что физические свойства нефти являются специфическими параметрами, они различны для нефтей различных месторождений, они изменяются в течение разработки месторождения. Такие свойства, как плотность, температурные пределы кипения, температура застывания и другие, дают первую характеристику нефти и ее товарных качеств.

В связи с изменением в пластовых условиях объема нефти под действием растворенного газа и температуры плотность ее в пласте обычно меньше плотности сепарированной нефти. Известны нефти, плотность которых в пласте меньше $500 \text{ кг}/\text{м}^3$ при плотности сепарированной нефти $800 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. С повышением давления плотность нефти значительно уменьшается по причине насыщения ее углеводородными газами (метаном, этаном, пропаном, бутаном). Плотность нефтей с ростом давления несколько возрастает, если они насыщаются азотом или углекислым газом.

Рост давления выше давления насыщения нефти углеводородными газами также способствует некоторому увеличению ее плотности.

Существует много методов определения плотности жидкости. Широко применяются методы:

- с помощью ареометра (самый простой, но наименее точный);
- с помощью разновидности ареометра – весов Вестфалья;
- пикнометрический (самый точный).

Если определение плотности производится не при стандартной температуре (+20°C), то необходимо привести полученное значение к стандартным условиям по формуле

$$\rho_{20} = \rho_t + \alpha \cdot (t - 20), \quad (2.1)$$

где ρ_{20} - плотность жидкости при стандартных условиях;

ρ_t - плотность при температуре измерения;

α - коэффициент объемного термического расширения нефти (берется из табл. 2.1).

При стандартной температуре 20°C и нормальном атмосферном давлении (760 мм рт. столба) плотность нефти изменяется обычно от 740 до 1000 кг/м³.

Газ, добываемый из газовых месторождений или попутно с нефтью, состоит из смеси легких углеводородов (главным образом метана), паров бензина, а также азота, окиси углерода, сероводорода, инертных газов.

Углеводородные газы при атмосферном давлении имеют плотность от 0,7 до 1,5 кг/м³ (это зависит от содержания в газе легких и тяжелых углеводородов).

В практике для характеристики природных газов обычно используется понятие относительной плотности, которая выражается отношением плотности газа при атмосферном давлении и температуре 0°C к плотности воздуха при тех же давлении и температуре. Плотность воздуха при нормальных условиях равна 1,293 кг/м³. Для углеводородных газов относительная плотность по воздуху изменяется в пределах от 0,6 до 1,1.

Плотность газа зависит от температуры и давления.

Таблица 2.1

Температурные поправки плотности нефти и нефтяных продуктов при приведении их к стандартной температуре

Пределы плотности, г/см ³	Поправка на 1°С	Пределы плотности, г/см ³	Поправка на 1°С
0,6900-0,6999	0,000910	0,8400-0,8499	0,000712
0,7000-0,7099	0,000897	0,8500-0,8599	0,000699
0,7100-0,7199	0,000884	0,8600-0,8699	0,000686
0,7200-0,7299	0,000870	0,8700-0,8799	0,000673
0,7300-0,7399	0,000837	0,8800-0,8899	0,000660
0,7400-0,7499	0,000844	0,8900-0,8999	0,000647
0,7500-0,7599	0,000831	0,9000-0,9099	0,000600
0,7600-0,7699	0,000818	0,9100-0,9199	0,000620
0,7700-0,7799	0,000805	0,9200-0,9299	0,000607
0,7800-0,7899	0,000792	0,9300-0,9399	0,000594
0,7900-0,7999	0,000778	0,9400-0,9499	0,000584
0,8000-0,8099	0,000765	0,9500-0,9599	0,000567
0,8100-0,8199	0,000752	0,9600-0,9699	0,000554
0,8200-0,8299	0,000738	0,9700-0,9799	0,000541
0,8300-0,8399	0,000725	0,9800-0,9899	0,000528
		0,9900-1,0000	0,000515

2.1.1. Работа № 2.1. Определение плотности жидкости ареометром

Ареометр представляет собой стеклянный поплавок постоянного веса, в нижней части которого находится груз, а в верхней части – узкая трубка со шкалой. Ареометры градуируются в небольших пределах измеряемого параметра и выпускаются в виде комплекта из шести, восьми или более штук.

Порядок выполнения работы заключается в следующем.

Готовится форма табл. 2.2.

Нефть или другую жидкость наливают аккуратно в чистый стеклянный цилиндр емкостью около 300 см³ так, чтобы не образовалось пены и пузырьков газа. Чистый и сухой ареометр

осторожно опускают в жидкость до соприкосновения его с дном цилиндра.

Если ареометр всплывает и не соприкасается со стенками цилиндра, то делают отсчет по нижнему краю мениска. Температуру опыта определяют по термометру, погруженному в исследуемую жидкость.

Отсчет по шкале ареометра дает значение плотности жидкости при температуре исследования (ρ_t). Плотность при стандартной температуре (ρ_{20}) определяют по формуле (2.1).

Результаты определений и расчетов записываются в табл.2.2.

Таблица 2.2

Номер определения	ρ_t , кг/м ³	t , °С	α	ρ_{20} , кг/м ³
1				
2				

2.1.2. Работа № 2.2. Определение плотности жидкости пикнометрическим способом

Лабораторная работа выполняется в следующей последовательности.

Готовится форма табл. 2.3.

Тщательно вымытый и высушенный пикнометр взвешивают с точностью до 0,002 г (M_0). Пикнометр – это стеклянный сосуд специальной формы и определенной вместимости для точных измерений плотности газов, жидкостей и твердых тел. Затем определяется "водное число" пикнометра, т.е. масса воды в объеме пикнометра при 20°С. Для этого пикнометр заполняют дистиллированной водой до метки, обтирают снаружи и взвешивают с точностью до 0,002 г (M_1). После этого пикнометр высушивают и заполняют исследуемой жидкостью и взвешивают (M_2).

Оценочное значение относительной плотности ($\bar{\rho}$) жидкости определяется по формуле:

$$\bar{\rho} = \frac{M_2 - M_0}{M_1 - M_0} \quad (2.2)$$

Полученное значение относительной плотности является только приближенным, поскольку взвешивание производилось в воздухе.

Уточнение значения плотности исследуемой жидкости можно сделать по следующей формуле

$$\rho = \bar{\rho} \cdot (\rho_{в20} - \rho_{г20}) + \rho_{г20}, \quad (2.3)$$

где ρ - плотность исследуемой жидкости при 20°C;

$\rho_{в20}$ - плотность воды при 20°C, равная 998,23 кг/м³;

$\rho_{г20}$ - плотность воздуха при 20°C и атмосферном давлении 760 мм рт. ст., равная 1,2 кг/м³.

Результаты определений и расчетов записываются в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Номер определения	M ₀ , г	M ₁ , г	M ₂ , г	$\bar{\rho}$	ρ , г/см ³
1					
2					

Контрольные вопросы:

- 1). Что такое стандартные физические условия?
- 2). Что такое нормальные физические условия?
- 3). Понятие относительной плотности жидкости.
- 4). Понятие относительной плотности газа.
- 5). Классификация нефтей по величине плотности.
- 6). Понятие объемного коэффициента нефти.
- 7). Пределы изменения плотности нефтей.
- 8). Пределы изменения плотности природных и попутных газов.
- 9). Пределы изменения плотности пластовых вод.
- 10). Как и почему изменяется плотность нефти при движении ее от забоя до устья скважины?

2.2. Определение вязкости жидкостей и газов

Вязкость (внутреннее трение) – свойство жидкостей и газов оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Основной закон вязкого течения был установлен И. Ньютоном в 1687 году:

$$F = \mu \cdot \frac{v_2 - v_1}{Z_2 - Z_1} \cdot S, \quad (2.4)$$

где F – тангенциальная (касательная) сила, вызывающая сдвиг слоев текучего тела друг относительно друга;

S – площадь слоя, по которому происходит сдвиг;

$\frac{v_2 - v_1}{Z_2 - Z_1}$ – градиент скорости течения (скорость сдвига);

μ – коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом динамической вязкости или просто вязкостью. Он характеризует сопротивление жидкости (газа) смещению слоев.

В системе СИ единицей динамической вязкости является Па·с (в СГС – пуаз).

Наряду с динамической часто рассматривают кинематическую вязкость:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \quad (2.5)$$

В системе СИ единицей кинематической вязкости является м²/с (в СГС – стокс).

В условиях установившегося ламинарного течения при постоянной температуре вязкость газов и нормальных (ньютоновских) жидкостей есть постоянная величина, не зависящая от градиента скорости. Ниже приведены значения динамической вязкости некоторых жидкостей и газов при 20°C (в мПа·с):

вода	1,0020;
этиловый спирт	1,2000;
ртуть	1,5540;
глицерин	(около) 1500,0000;
водород	0,0088;
азот	0,0175;
кислород	0,0202.

Молекулярно-кинетическая теория объясняет вязкость движением и взаимодействием молекул. В газах расстояние между молекулами существенно больше радиуса действия молекулярных сил, поэтому вязкость газов – следствие теплового движения молекул, в результате которого происходит постоянный обмен молекулами между

движущимися друг относительно друга слоями газа. Это приводит к переносу от слоя к слою определенного количества движения, в результате чего медленные слои ускоряются, а более быстрые замедляются. Работа внешней силы, уравнивающей вязкое сопротивление и поддерживающей установившееся течение, полностью переходит в теплоту.

Вязкость газа не зависит от его плотности, так как при сжатии газа общее количество молекул, переходящих из слоя в слой, увеличивается, но зато каждая молекула менее глубоко проникает в соседний слой и переносит меньшее количество движения. Вязкость идеальных газов определяется соотношением

$$\mu = \frac{m \cdot n \cdot u \cdot \ell}{3}, \quad (2.6)$$

где m – масса молекул;

n – число молекул в единице объема;

u – средняя скорость молекул;

ℓ – длина свободного пробега молекулы.

Вязкость газов при нагревании увеличивается.

В жидкостях, где расстояние между молекулами много меньше, чем в газах, вязкость обусловлена в первую очередь межмолекулярным взаимодействием, ограничивающим подвижность молекул. В жидкости молекула может проникнуть в соседний слой лишь при образовании в нем полости, достаточной для перескакивания туда молекулы. На образование полости расходуется так называемая энергия активации вязкого течения. Энергия активации уменьшается с ростом температуры и понижением давления. В этом состоит одна из причин резкого снижения вязкости жидкостей с повышением температуры.

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной вследствие большого количества растворенного газа, повышенных пластовой температуры и давления. При этом все нефти подчиняются следующим общим закономерностям: вязкость их уменьшается с повышением количества газа в растворе, с увеличением температуры; повышение давления вызывает некоторое увеличение вязкости.

Увеличение вязкости нефти с ростом давления заметно лишь при давлениях выше давления насыщения.

Вязкость нефти также зависит от состава и природы растворенного газа. При растворении азота и углекислого газа вязкость

увеличивается, а при растворении углеводородных газов она понижается тем больше, чем выше их молекулярная масса. Вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от многих сотен мПа·с до десятых долей мПа·с.

В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости сепарированной нефти.

При содержании в попутном или природном газе более 5% азота следует учитывать его влияние на вязкость газа и определять средневзвешенную вязкость смеси по формуле

$$\mu = y_a \cdot \mu_a + (1 - y_a) \cdot \mu_y, \quad (2.7)$$

где μ – динамическая вязкость смесей углеводородных газов и азота;

μ_a, μ_y – динамические вязкости азота и углеводородной смеси газов;

y_a – молярная доля азота в составе газа.

Коэффициент динамической вязкости стабильного конденсата многих газоконденсатных месторождений при различных давлениях и температурах (при $30 \leq t \leq 200^\circ\text{C}$; $1 \leq P \leq 50$ МПа) можно рассчитать по формуле (в мПа·с):

$$\mu_{c_{5+}} = \left(\frac{100}{t} \right)^{3/4} \left(0,34 + 4 \cdot 10^{-4} \frac{P}{P_{ат}} \right). \quad (2.8)$$

Для определения вязкости служат приборы – вискозиметры, наиболее распространены капиллярные, ротационные, с движущимся шариком, ультразвуковые вискозиметры.

Определение вязкости капиллярными вискозиметрами основано на законе Пуазейля и состоит в измерении времени протекания известного количества жидкости или газа через узкие трубки круглого сечения (капилляры) при заданном перепаде давления.

В ротационных вискозиметрах исследуемая вязкая среда находится в зазоре между двумя соосными телами (цилиндры, конусы, сферы, их сочетания), причем одно из тел (ротор) вращается, а другое неподвижно. Вязкость определяется по крутящему моменту при заданной угловой скорости или по угловой скорости при заданном крутящем моменте.

Действие вискозиметра с движущимся шариком в трубке с исследуемой вязкой средой основано на законе Стокса. Здесь вязкость определяется по скорости прохождения падающим шариком

промежутков между метками на трубке вискозиметра.

Действие ультразвуковых вискозиметров основано на измерении скорости затухания колебаний пластинки из магнитострикционного материала, погруженной в исследуемую среду.

2.2.1. Работа № 2.3. Определение кинематической вязкости жидкости

Определение кинематической вязкости жидкости в лабораторных условиях можно сделать на вискозиметре ВПЖ-2 (рис. 2.1), который является стеклянным капиллярным вискозиметром.

Вискозиметр устанавливают в термостат и выдерживают не менее 15 минут. С помощью резиновой груши втягивают исследуемую жидкость в расширение, находящееся выше измерительного резервуара. Убирают резиновую грушу и с помощью секундомера определяют время опускания мениска жидкости от линии-метки L_1 до метки L_2 . Для повышения точности опыт проводится несколько раз.

Значение кинематической вязкости определяется по формуле

$$\nu = A \cdot \frac{g}{980,7} \cdot \tau, \quad (2.9)$$

где ν – кинематическая вязкость жидкости в сантистоксах (сСт);

τ – время истечения жидкости в секундах;

g – ускорение силы тяжести в месте измерения в $\text{см}/\text{с}^2$;

A – постоянная вискозиметра (берется из паспорта прибора).

Если неизвестна постоянная вискозиметра, то определяют ее по жидкости, кинематическая вязкость которой хорошо известна при температуре определения, например, по дистиллированной воде.

В вискозиметр посредством пипетки вводится 4 см^3 эталонной жидкости – воды, кинематическая вязкость которой при 20°C равна $\nu_{20}=0,0101 \text{ см}^2/\text{с}$.

При наполнении вискозиметра необходимо следить за тем, чтобы в капилляре не образовалось пузырьков воздуха, разрывов. При температуре 20°C вискозиметр с жидкостью выдерживают 30 минут. Жидкость засасывают выше метки L_1 и измеряют время снижения уровня воды от метки L_1 до метки L_2 . Измерение времени проводят несколько раз и выводят среднее арифметическое.

Постоянная вискозиметра определяется как

$$A = \frac{V_{20}}{\tau_{\text{cp}}} \quad (2.10)$$

Результаты измерения и расчетов заносятся в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Номер опыта	$\tau_i, \text{с}$	$\tau_{\text{cp}}, \text{с}$	A
1			
2			
3			
4			
5			
6			

Контрольные вопросы:

- 1). Что такое вязкость жидкостей и газов?
- 2). Объяснить основной закон вязкого течения.
- 3). Связь между динамической и кинематической вязкостью.
- 4). Характер влияния температуры на вязкость жидкости.
- 5). Влияние температуры на вязкость газа.
- 6). Характер изменения вязкости нефти в пластовых условиях.
- 7). Влияние азота и углекислого газа на вязкость нефти.
- 8). Дать пояснение наиболее распространенных методов вискозиметрии.
- 9). Единицы измерения динамической вязкости.
- 10). Единицы измерения кинематической вязкости.

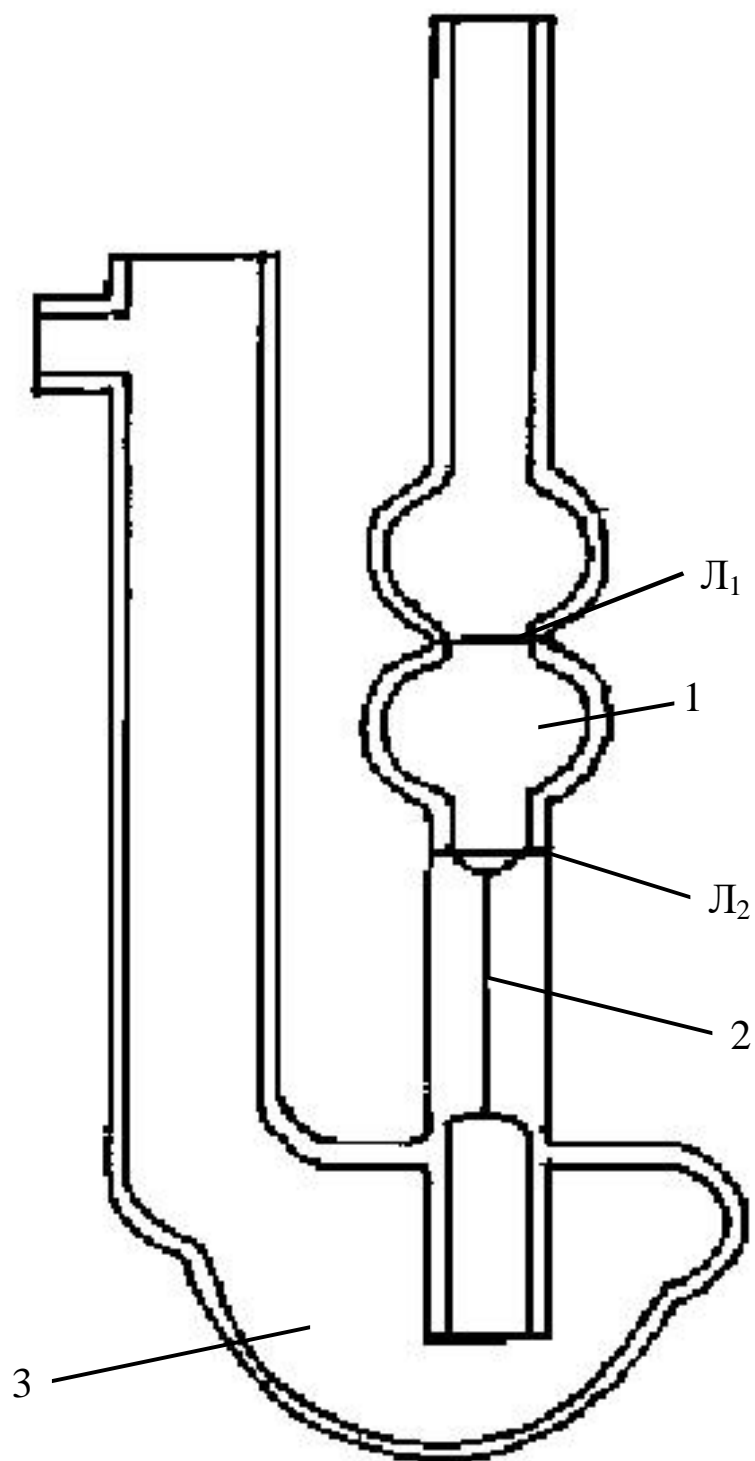


Рис. 2.1. Вискозиметр типа ВПЖ-2:

1 – измерительный резервуар; 2 – капилляр; 3 – приемный резервуар; L_1 и L_2 – линии-метки, служащие для отсчета времени истечения жидкости из измерительного резервуара

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГАЗА

Основными методами подсчета запасов нефти и газа являются объемный и на принципе материального баланса. На принципе материального баланса основана целая группа методов подсчета запасов нефти и газа – залежей, рассматриваемых в качестве динамических моделей. Эти методы наиболее достоверны, если дренируется весь объем залежи.

В лабораторных условиях удобнее вести эксперимент по подсчету запасов газа, нежели нефти. Уравнением материального баланса называется зависимость средневзвешенного по объему пласта давления от количества отобранного газа. Вывод уравнения основан на фундаментальном законе природы – законе сохранения массы.

Масса газа, оставшаяся в пласте к любому моменту времени t разработки $M(t)$, определяется разностью между начальной массой газа в пласте $M_{\text{нач}}$ и массой добытого газа $M_{\text{доб}}(t)$

$$M(t) = M_{\text{нач}} - M_{\text{доб}}(t).$$

Дебиты газовых скважин, а также годовые и накопленные отборы газа из залежи измеряются в объемных единицах, следовательно, необходимо массы выразить через объемы

$$\rho(t)V_{\text{пл}} = \rho_{\text{нач}}V_{\text{пл}} - \rho_{\text{ат}}V_{\text{доб}}(t),$$

где $\rho(t)$, $\rho_{\text{нач}}$ – плотности газа в пластовых условиях соответственно к моменту времени t и в начале разработки, кг/м^3 ;

$V_{\text{пл}}$ – объем газа в пласте, м^3 .

$V_{\text{доб}}(t)$ – накопленный отбор газа из залежи, м^3 ;

$\rho_{\text{ат}}$ – плотность газа при атмосферном давлении и температуре, при которой замерялись дебиты скважин и накопленный отбор из залежи, кг/м^3 .

Далее, используя уравнения состояния природного газа в виде

$$\rho = \rho_{\text{ст}} \frac{P \cdot T_{\text{ст}}}{P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}} \cdot t}, \text{ получаем выражение}$$

$$\frac{P(t)}{Z(\rho)} = \frac{P_{\text{нач}}}{Z_{\text{нач}}} - \frac{P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}}{V_{\text{пл}} \cdot T_{\text{ст}}} \cdot V_{\text{доб}}(t). \quad (3.1)$$

Здесь следует отметить два обстоятельства. Первое – так как при выводе этого уравнения использовалось уравнение состояния, то

величины давления, входящие в него, являются абсолютными. Второе связано с тем, что неявно предполагается постоянство величины $V_{пл}$.

Следовательно, при газовом режиме зависимость $\frac{P(t)}{Z(P)} = \varphi(V_{доб}(t))$ является линейной. Данный факт и дает возможность определения запасов газовой залежи при газовом режиме дренирования по начальному участку P/Z - зависимости (рис. 3.1).

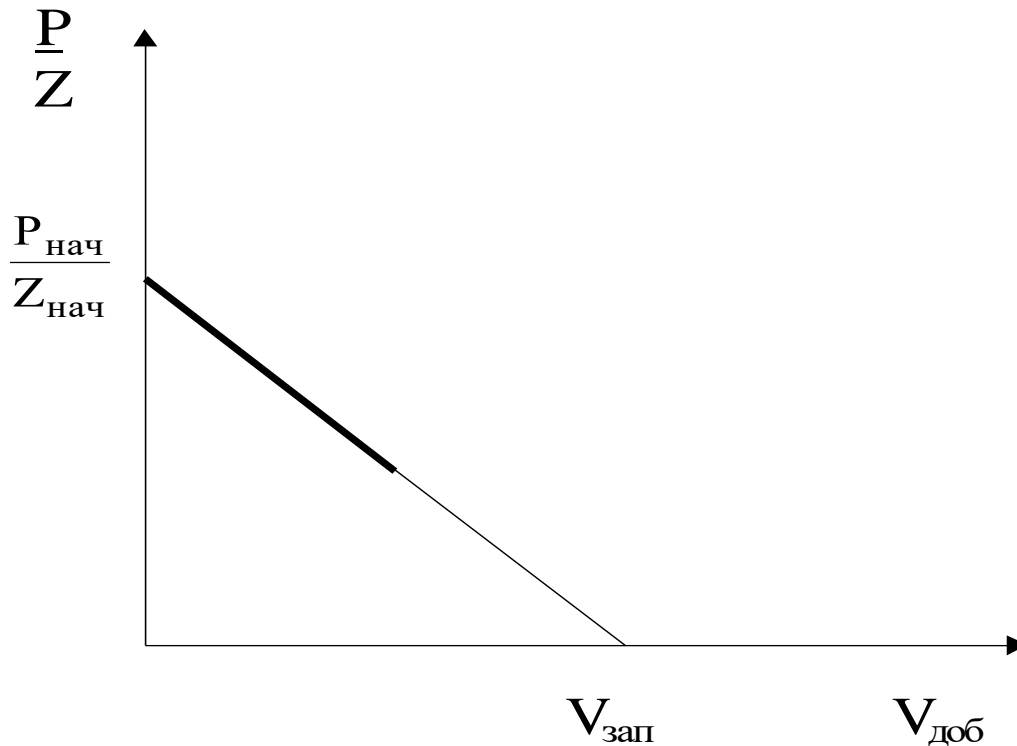


Рис. 3.1. P/Z -зависимость при газовом режиме

Как следует из рис. 3.1, экстраполяция начального участка зависимости до пересечения с осью абсцисс позволяет прогнозировать гипотетический отбор газа из залежи при снижении давления до нуля, а этот отбор и является величиной балансовых запасов.

Понятно, что объем, занимаемый газом в пластовых условиях $V_{пл}$, определяется геометрическими размерами залежи – площадью F и газонасыщенной толщиной h , пористостью m и коэффициентом начальной газонасыщенности α . Чтобы определить перечисленные параметры, необходима надежная и достоверная информация о внутреннем и внешнем контуре газоносности. Для этого следует построить карты равных толщин, усреднить по керновому материалу и геофизическим исследованиям значения пористости и газонасыщенности. При подсчете запасов нефтяных месторождений все

именно так и делается. Для газовых залежей существует альтернатива, обусловленная линейностью уравнения материального баланса при газовом режиме.

С целью определения запасов газовой залежи запишем уравнение материального баланса для условий, когда из залежи будет извлечен весь находящийся там газ. В таком случае пластовое давление $P(t)$ станет равным атмосферному, а объем отобранного газа составит величину балансовых запасов $V_{\text{зап}}$:

$$\frac{P_{\text{ат}}}{Z_{\text{ат}}} = \frac{P_{\text{нач}}}{Z_{\text{нач}}} - \frac{P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}}{V_{\text{пл}} \cdot T_{\text{ат}}} \cdot V_{\text{зап}}. \quad (3.2)$$

Вычитая из уравнения (3.1) последнее выражение, получаем, что

$$\frac{P^*(t)}{Z(P)} = \frac{P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}}{V_{\text{пл}} \cdot T_{\text{ст}}} \cdot (V_{\text{зап}} - V_{\text{доб}}(t)),$$

где $P^*(t)$ - избыточное (манометрическое) давление в пласте.

Из последнего выражения следует, что

$$V_{\text{доб}}(t) = V_{\text{зап}} - \frac{V_{\text{пл}} \cdot T_{\text{ст}}}{P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}} \cdot \frac{P^*(t)}{Z(P)}. \quad (3.3)$$

Полученное выражение имеет вид прямой в координатах $V_{\text{доб}}(t) - \varphi \left(\frac{P^*(t)}{Z(P)} \right)$ с отрицательным угловым коэффициентом, равным $\text{tg}(i) = -\frac{V_{\text{пл}} \cdot T_{\text{ст}}}{P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}}$. Запасы газовой залежи определяются отрезком, отсекаемым на оси ординат.

Следует отметить, что уравнение (3.3) эквивалентно уравнению материального баланса (3.1). Преобразование в данном случае позволяет выразить искомые величины $V_{\text{зап}}$ и $V_{\text{пор}}$ через коэффициенты линейного уравнения и использовать для их определения известный метод наименьших квадратов.

Запишем с этой целью уравнение (3.3) в виде

$$V_{\text{д}} = a - bP^*,$$

где $a = V_{\text{зап}}$,

$$b = V_{\text{ПЛ}} \cdot \frac{T_{\text{СТ}}}{P_{\text{аг}} \cdot T_{\text{ПЛ}}}.$$

Сущность метода наименьших квадратов заключается в минимизации функционала

$$F(a; b) = \sum_N \left(V_{\text{д}}^{\text{факт}} - V_{\text{д}}^{\text{расч}} \right)^2 \rightarrow \min.$$

Так как $V_{\text{д}}^{\text{расч}}$ является в данном случае функцией двух аргументов a и b , то минимальное значение $F(a, b)$ соответствует равенству нулю производной данной функции по каждому аргументу:

$$\begin{cases} \frac{\partial F}{\partial a} = 2 \cdot \sum_N \left(V_{\text{д}}^{\text{факт}} - a + b \cdot P^* \right) \cdot (-1) = 0 \\ \frac{\partial F}{\partial b} = 2 \cdot \sum_N \left(V_{\text{д}}^{\text{факт}} - a + b \cdot P^* \right) \cdot (P^*) = 0. \end{cases}$$

Перепишем полученную систему уравнений в виде

$$\begin{cases} N \cdot a - b \cdot \sum_N P^* = \sum_N V_{\text{д}}^{\text{факт}} \\ -a \cdot \sum_N P^* + b \cdot \sum_N (P^*)^2 = -\sum_N (V_{\text{д}}^{\text{факт}} \cdot P^*). \end{cases}$$

Отсюда

$$V_{\text{зап}} = a \cdot \frac{\sum_N V_{\text{д}}^{\text{факт}} \cdot \sum_N (P^*)^2 - \sum_N (V_{\text{д}}^{\text{факт}} \cdot P^*) \cdot \sum_N P^*}{N \cdot \sum_N (P^*)^2 - \left(\sum_N P^* \right)^2}, \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} V_{\text{ПЛ}} &= b \cdot \frac{P_{\text{аг}} \cdot T_{\text{ПЛ}}}{T_{\text{СТ}}} = \\ &= \frac{-N \cdot \sum_N (V_{\text{д}}^{\text{факт}} \cdot P^*) + \sum_N V_{\text{д}}^{\text{факт}} \cdot \sum_N P^*}{N \cdot \sum_N (P^*)^2 - \left(\sum_N P^* \right)^2} \cdot \frac{P_{\text{аг}} \cdot T_{\text{ПЛ}}}{T_{\text{СТ}}}. \end{aligned} \quad (3.5)$$

3.1. Работа № 3.1. Определение запасов газа и объема газонасыщенных пор газовой залежи

В настоящей лабораторной работе следует определить запасы газа и поровый объем модели газового пласта, представляющей собой трубу известных геометрических размеров, набитую просеянным кварцевым песком. Перед началом опыта модель заполняется газом (воздухом) из баллона до давления 0,4 МПа, входной вентиль закрывается, модель выдерживается при таком давлении 5 минут. Если в течение этого времени давление не снизилось более чем на 1%, то модель считается опрессованной (герметичной). Фиксируется по манометру с точностью до 0,01 МПа начальное давление $P_{нач}^*$ и показание газового счетчика $V_{нач}$.

Далее моделируется истощение газовой залежи в следующей последовательности.

Осторожно приоткрывая выходной вентиль, давление в модели снижают на величину 10-15% от начального, вентиль закрывают. После стабилизации давления записывают показания манометра P_i^* (текущее пластовое давление) и показания счётчика $V_{сч}$. Таким образом, снимается до 8 замеров давлений и объемов. После этого выходной вентиль открывается полностью, и из модели выпускается весь оставшийся там газ. Тем самым в данной лабораторной работе используется возможность определения фактической величины запасов залежи с целью её последующего сравнения с результатами расчёта.

В процессе выполнения работы следует заполнить табл. 3.1.

Обработка результатов заключается в построении зависимости $P^* = P^*(V_{д}^{факт})$ (см. рис. 3.1) с целью графического определения запасов и порового объёма. При построении графика следует предусмотреть на оси абсцисс $V_{д}^{\phi}$ величину $V_{зап}^{\phi}$.

Второй способ основан на использовании метода наименьших квадратов и полученных уравнений (3.4) и (3.5).

В заключение следует определить коэффициент пористости модели пласта по известному поровому объёму и объёму модели:

$$m = \frac{V_{пл}}{V_{мод}}$$

Таблица 3.1

Номер по порядку	Замеры		Расчёт		
	P^* , МПа	$V_{сч}$, M^3	$V_{д\phi}$, M^3	$(P^*)^2$, $(MПа)^2$	$V_{д\phi} \cdot P^*$, $MПа \cdot M^3$
1	$P_{нач}^*$	$V_{нач}$	0		0
2	P_i^*	$V_{сч i}$	$=V_{сч i} - V_{нач}$		
.	.	.	.		
.	.	.	.		
.	.	.	.		
N	P_N^*	$V_{сч N}$	$=V_{сч N} - V_{нач}$		
	0	$V_{сч кон}$			
	$\sum_N P^* =$		$\sum_N V_{д\phi} =$	$\sum_N (P^*)^2 =$	$\sum_N (V_{д\phi} \cdot P^*) =$

Фактические запасы определяются из выражения

$$V_{зап\phi} = V_{сч\ кон} - V_{нач}.$$

Контрольные вопросы:

- 1). В чем заключается метод определения запасов по кривой истощения?
- 2). Какие условия должны выполняться для получения достоверных результатов?
- 3). Как повлияет на величину рассчитанных запасов частичное разбуривание залежи?
- 4). Каким образом изменится кривая истощения в случае неучтенных перетоков газа между пропластками?
- 5). Как изменится величина запасов для неравновесных условий, если замеры давления производились в одном случае на входе в модель пласта, а в другом – на входе из модели пласта?

4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ СОВЕРШЕНСТВО СКВАЖИН

4.1. Виды несовершенства скважин

Из фактических промысловых данных известно, что соседние скважины одного продуктивного пласта, находящиеся примерно в равных горно-геологических условиях, часто имеют неодинаковую продуктивность. При этом удельные коэффициенты продуктивности скважин могут отличаться между собой кратно или даже на порядок. Вероятно, эти скважины имеют неодинаковую степень гидродинамического совершенства. Такие факты могут быть объяснены различной проницаемостью породы в призабойной зоне пласта (ПЗП), а также типом конструкции и состоянием забоя скважин.

Степень гидродинамической связи пласта и скважины оценивается коэффициентом гидродинамического совершенства, под которым понимается отношение фактического дебита скважины (Q_{ϕ}) к дебиту этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной ($Q_{\text{сов}}$). Гидродинамически совершенной называется такая скважина, которая вскрыла продуктивный пласт бурением на всю толщину, имеет необсаженный (открытый) забой и неизменное (естественное) состояние проницаемости породы в призабойной зоне. Коэффициент гидродинамического совершенства позволяет оценивать влияние на производительность скважин условий вскрытия продуктивного пласта бурением и перфорацией, условий цементирования обсадных колонн, условий вызова притока и работы скважины в процессе ее эксплуатации и зависит от вида и величины дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне.

Коэффициент гидродинамического совершенства скважин часто обозначается греческой буквой ϕ (фи):

$$\phi = \frac{Q_{\phi}}{Q_{\text{сов}}}. \quad (4.1)$$

Следует выделять следующие три вида гидродинамического несовершенства скважин (рис.4.1):

а) по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает пласт не на всю толщину;

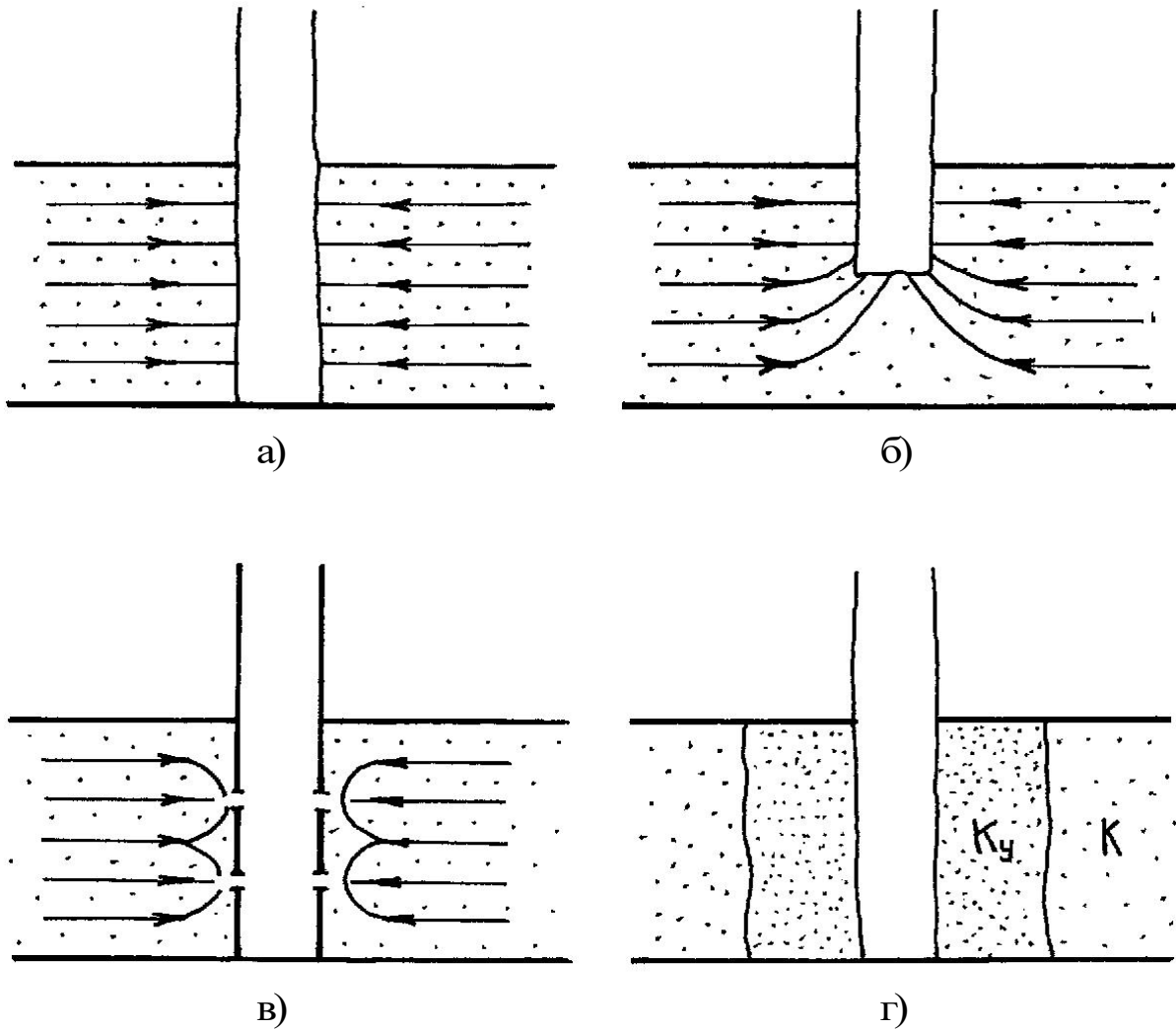


Рис. 4.1. Схематичное изображение гидродинамически совершенной и гидродинамически несовершенных скважин:

- а) совершенная скважина;
- б) несовершенная скважина по степени вскрытия пласта;
- в) несовершенная скважина по характеру вскрытия пласта;
- г) несовершенная скважина по качеству вскрытия пласта
(K_y – проницаемость призабойной зоны,
 K – проницаемость удаленной зоны пласта)

б) по характеру вскрытия пласта, когда гидродинамическая связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой (т.е. не через всю боковую цилиндрическую поверхность стенки скважины), а только через перфорационные каналы;

в) по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой среды в призабойной зоне снижена по отношению к естественной проницаемости пласта, т.е. до вскрытия продуктивного пласта бурением и перфорацией.

Формула Дюпюи для установившегося радиального притока несжимаемой жидкости в гидродинамически несовершенную по всем трем видам скважину может быть записана в следующем виде:

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \left(\ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right) + C_1 + C_2 + S_{\phi} + S_{\pi} + S_{\Pi} \right)} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \left(\ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right) + C + S \right)}, \quad (4.2)$$

- где k – коэффициент эффективной проницаемости незагрязненной части пласта (в дальнейшем – проницаемость пласта);
- h – эффективная толщина пласта;
- Δp – разница между пластовым давлением и давлением на забое скважины;
- μ – коэффициент динамической вязкости флюида в пластовых условиях;
- R_k – радиус дренирования (радиус контура питания скважины);
- R_c – радиус скважины по долоту;
- C_1 – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления в ПЗП из-за несовершенства скважины по степени вскрытия пласта;
- C_2 – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в ПЗП из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия (перфорация);
- $C = C_1 + C_2$;
- S_{ϕ} – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в ПЗП, обусловленные снижением проницаемости пористой среды пласта вокруг скважины из-за несовершенства скважины по качеству первичного вскрытия пласта бурением;
- S_{π} – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в ПЗП, обусловленные снижением проницаемости пористой среды

пласта вокруг скважины из-за несовершенства скважины по качеству цементирования обсадной эксплуатационной колонны;

S_{Π} – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в ПЗП, обусловленные снижением проницаемости пористой среды пласта вокруг перфорационных каналов из-за несовершенства скважины по качеству вторичного вскрытия пласта;

$$S = S_{\sigma} + S_{\Pi} + S_{\Pi}.$$

Формула Дюпюи для гидродинамически совершенной скважины имеет вид:

$$Q_{\text{сов}} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}. \quad (4.3)$$

С учетом формул (4.2) и (4.3) коэффициент гидродинамического совершенства выражается следующей зависимостью:

$$\varphi = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right) + C_1 + C_2 + S_{\sigma} + S_{\Pi} + S_{\Pi}}. \quad (4.4)$$

Если ввести обозначение, что $R_{\text{пр}} = R_c \cdot e^{-(C_1 + C_2 + S_{\sigma} + S_{\Pi} + S_{\Pi})}$, то зависимость (4.4) примет вид:

$$\varphi = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{R_{\text{пр}}}\right)}, \quad (4.5)$$

где $R_{\text{пр}}$ – приведенный радиус несовершенной скважины, учитывающий все виды дополнительных фильтрационных сопротивлений.

Из последних формул следует, что учет несовершенства скважины равнозначен замене несовершенной скважины эквивалентной ей по дебиту совершенной значительно меньшего радиуса. Радиус такой фиктивной скважины принято называть приведенным радиусом. Эта величина также является фиктивной.

Подстановка в формулы притока приведенного радиуса вместо действительного радиуса скважины обеспечивает замену одной реальной или системы реальных скважин их гидродинамическими эквивалентами – совершенными скважинами с фиктивными приведенными радиусами, что значительно упрощает гидродинамические расчеты, поскольку вместо сложных расчетно-аналитических зависимостей, описывающих приток в реальные несовершенные скважины, становится возможным применять простые формулы Дюпюи для гидродинамически совершенных скважин.

Наиболее распространенной конструкцией забоя скважины в нашей стране является конструкция, когда против продуктивного пласта находятся обсадные трубы и цементное кольцо, а связь пласта со скважиной осуществляется через перфорационные каналы. Такая конструкция забоя скважин предполагает поэтапное вскрытие продуктивного пласта: первичное вскрытие пласта бурением и вторичное – перфорацией.

Первые два вида гидродинамического несовершенства скважин условно можно назвать геометрическим несовершенством, поскольку вблизи стенки скважины происходит искривление и сгущение линий токов, т.е. нарушается геометрия потока, вследствие чего возникают дополнительные затраты энергии на продвижение жидкости или газа. Поэтому при прочих одинаковых условиях величина притока (дебит) в гидродинамически несовершенную скважину меньше, чем в гидродинамически совершенную, а формула Дюпюи принимает вид:

$$Q'_\phi = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \cdot \left(\ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right) + C_1 + C_2 \right)}. \quad (4.6)$$

Попытки аналитического решения задачи о притоке жидкости в гидродинамически несовершенную скважину по степени и характеру вскрытия пласта не привели к получению достаточно простых и точных формул из-за больших математических трудностей, возникающих при решении задачи.

Экспериментальное изучение задачи о притоке жидкости в гидродинамически несовершенную скважину было проведено на основе метода электрогидродинамических аналогий, который позволяет использовать формальную математическую аналогию между электрическими явлениями и процессами фильтрации жидкости в геометрически подобных системах.

В.И. Щуров применил метод электрогидродинамических аналогий с целью изучения влияния степени и характера вскрытия пласта на дебит скважины. В результате проведенных экспериментов на электролитической модели были построены широко известные графики Щурова для определения коэффициентов C_1 и C_2 .

4.2. Определение коэффициентов C_1 и C_2 по графикам Щурова

Для определения коэффициента C_1 необходимо:

- вычислить степень вскрытия пласта $\bar{h} = Z/h$, где Z – вскрытая бурением толщина пласта, м; h – эффективная толщина пласта, м;
- вычислить отношение h/D , где D – диаметр скважины по долоту, м;
- по графику (рис. 4.2) найти величину коэффициента C_1 .

ЗАДАНИЕ 4.1. Определить величину коэффициента C_1 по графику (рис. 4.2). Исходные данные по вариантам приведены в табл. 4.1.

Для определения коэффициента C_2 необходимо:

- вычислить произведение $N \cdot D$ (N – плотность перфорации, отв./м);
- вычислить отношение $d_{\text{п}}/D$ ($d_{\text{п}}$ – диаметр перфорационных каналов, м);
- вычислить отношение $\ell_{\text{п}}/D$ ($\ell_{\text{п}}$ – средняя эффективная длина перфорационных каналов, м);
- по отношению $\ell_{\text{п}}/D$ выбрать соответствующий график (рис. 4.3–4.7);
- по отношению $d_{\text{п}}/D$ выбрать соответствующую кривую на выбранном графике;
- по выбранной кривой и значению $N \cdot D$ найти величину коэффициента C_2 .

Таблица 4.1

ПАРАМЕТРЫ	ВАРИАНТЫ									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Эффективная толщина пласта (h), м	1,9	19	32	40	50	63	22	36	16	20
Вскрытая бурением толщина пласта (Z), м	0,85	1,9	16	30	40	54	11	12	12	14
Диаметр скважины (D), см	19	20	20	20	20	21	22	20	20	20

ЗАДАНИЕ 4.2. Определить величину коэффициента C_2 по графикам (рис. 4.3–4.7). Исходные данные по вариантам приведены в табл. 4.2.

4.3. Определение коэффициентов C_1 и C_2 по формулам

Нами проведена математическая обработка экспериментальных данных В.И. Щурова и получены следующие формулы для определения безразмерных коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений из-за несовершенства скважин по степени (C_1) и характеру (C_2) вскрытия пласта:

$$C_1 = 7,86 \cdot \left(0,3 \ln^2(\bar{h}) - 0,25 \ln(\bar{h}) \right) \times \left(0,03 + 0,14 \ln\left(\frac{h}{D}\right) + 0,04 \ln^2\left(\frac{h}{D}\right) \right); \quad (4.7)$$

$$C_2 = 3,58 \cdot \left(0,34 - 0,3 \ln\left(\frac{l_{II}}{D}\right) + 0,17 \ln^2\left(\frac{l_{II}}{D}\right) \right) \times \left(2,07 - 1,64 \ln(N \cdot D) + 0,41 \ln^2(N \cdot D) \right) \times \left(0,3 - 0,24 \ln\left(\frac{d_{II}}{D}\right) + 0,01 \ln^2\left(\frac{d_{II}}{D}\right) \right) - 1. \quad (4.8)$$

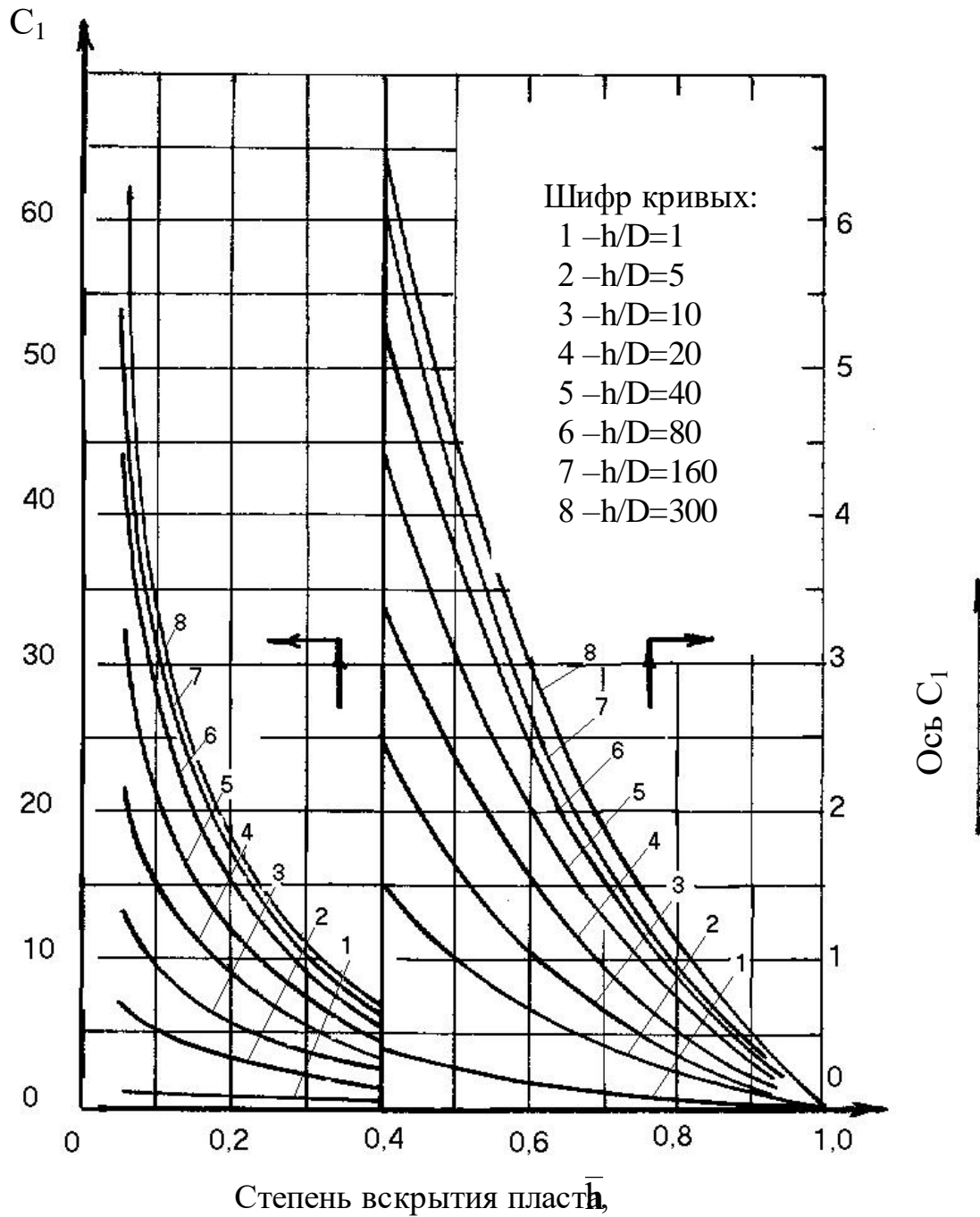


Рис. 4.2. График для определения безразмерного коэффициента C_1 , учитывающего несовершенство скважин по степени вскрытия пласта

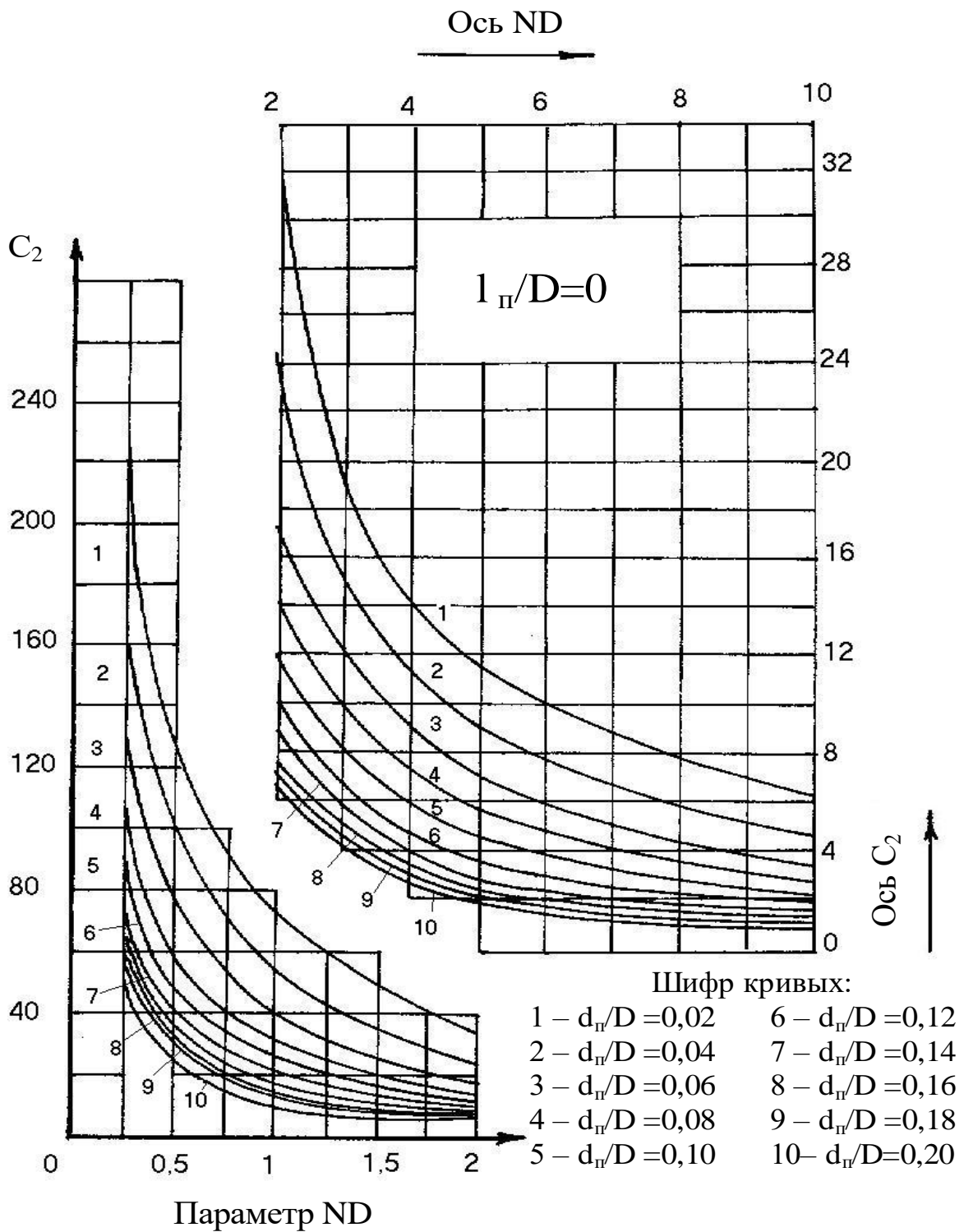


Рис. 4.3. График для определения безразмерного коэффициента C_2 , учитывающего несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта, когда $l_w/D=0$

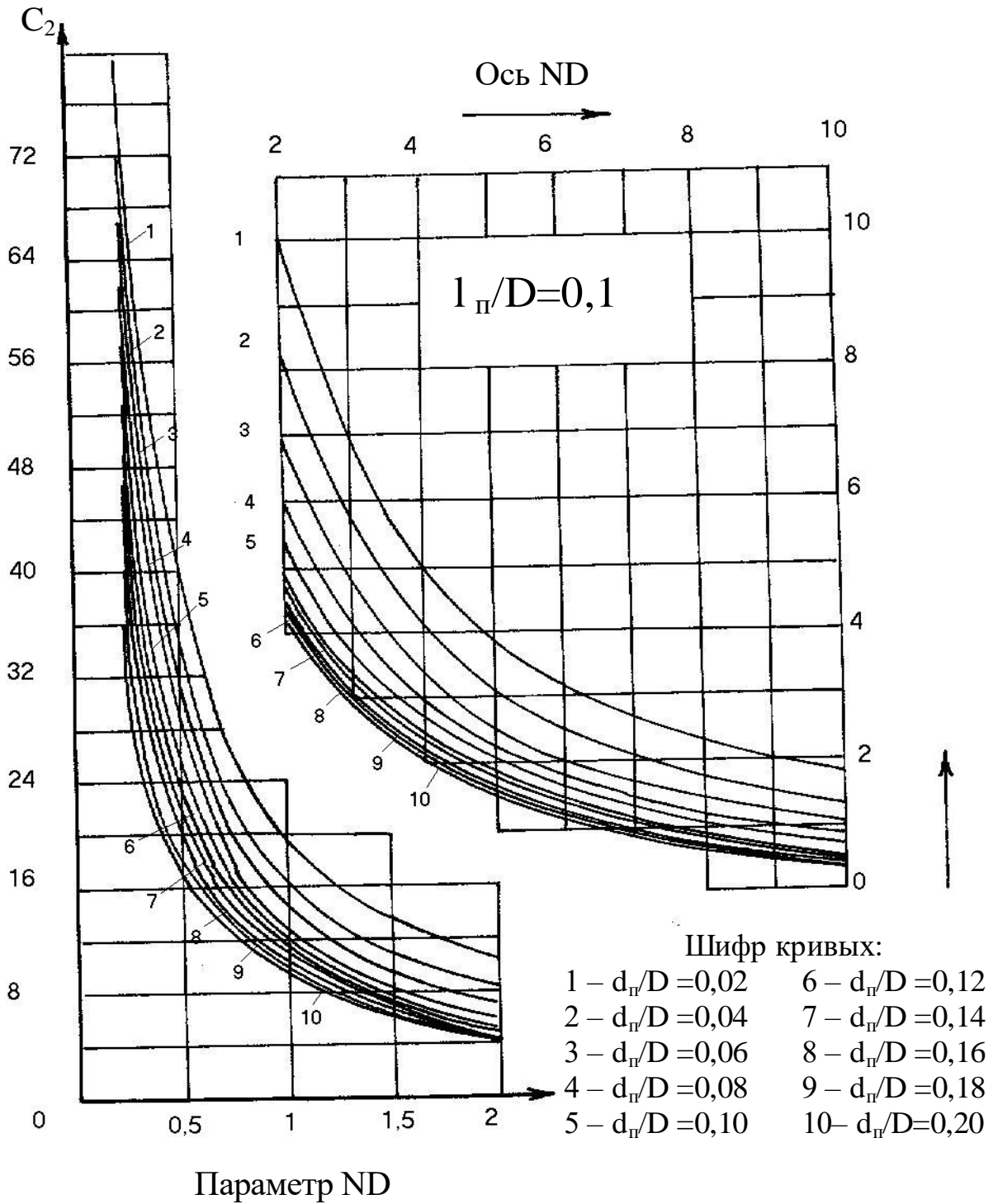


Рис. 4.4. График для определения безразмерного коэффициента C_2 , учитывающего несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта, когда $l_{fr}/D=0,1$

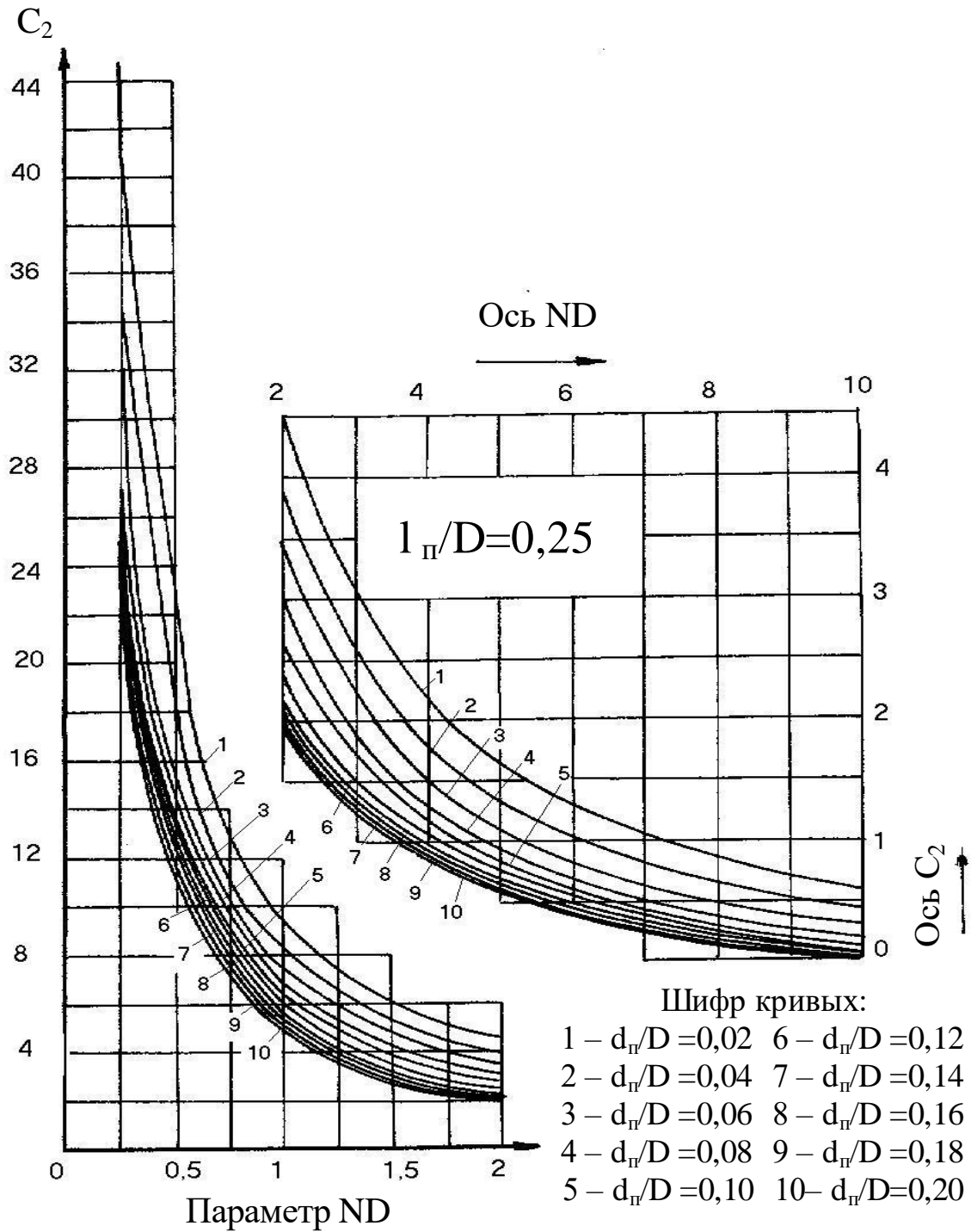


Рис. 4.5. График для определения безразмерного коэффициента C_2 , учитывающего несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта, когда $l_{п}/D=0,25$

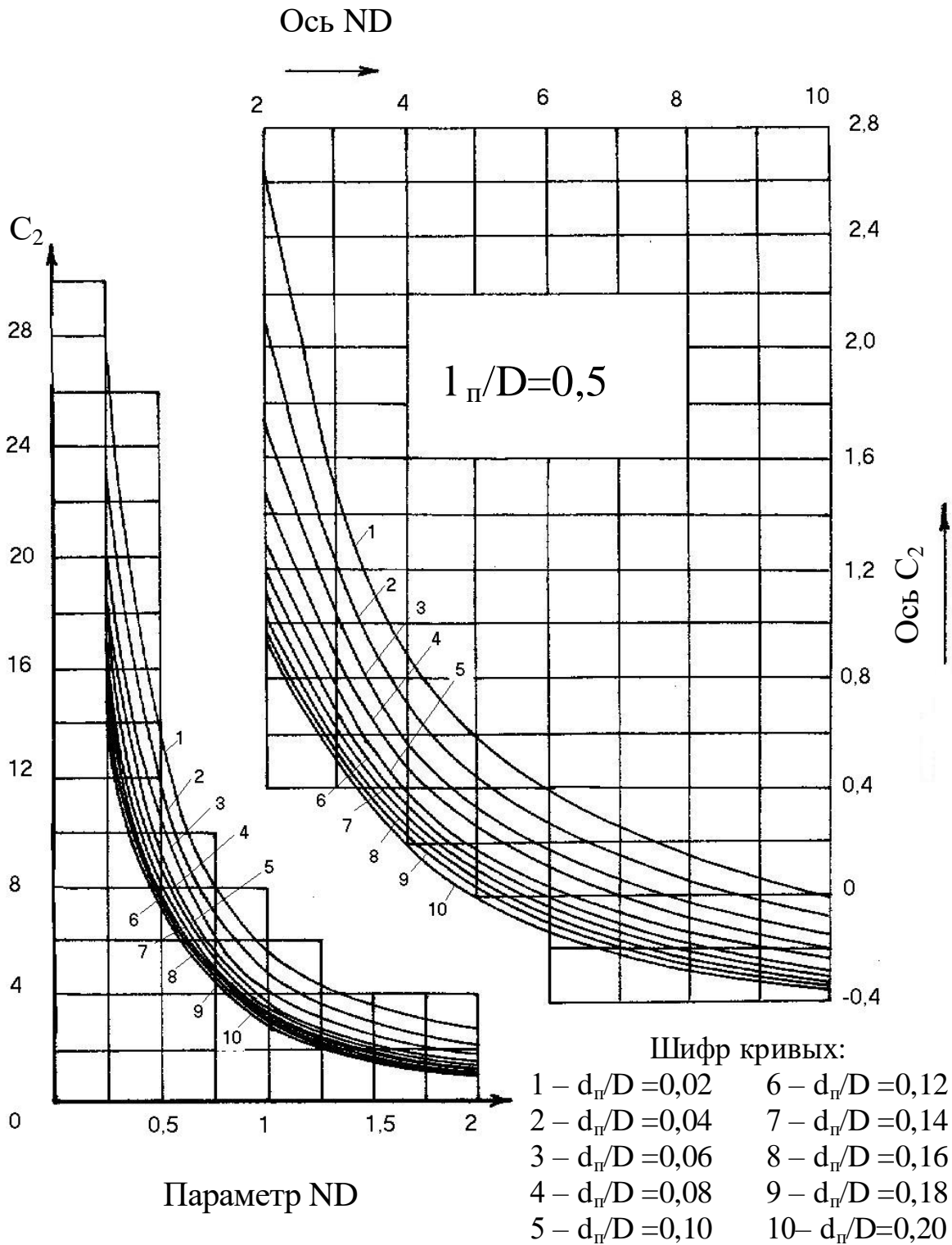


Рис. 4.6. График для определения безразмерного коэффициента C_2 , учитывающего несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта, когда $l_{\text{п}}/D=0,5$

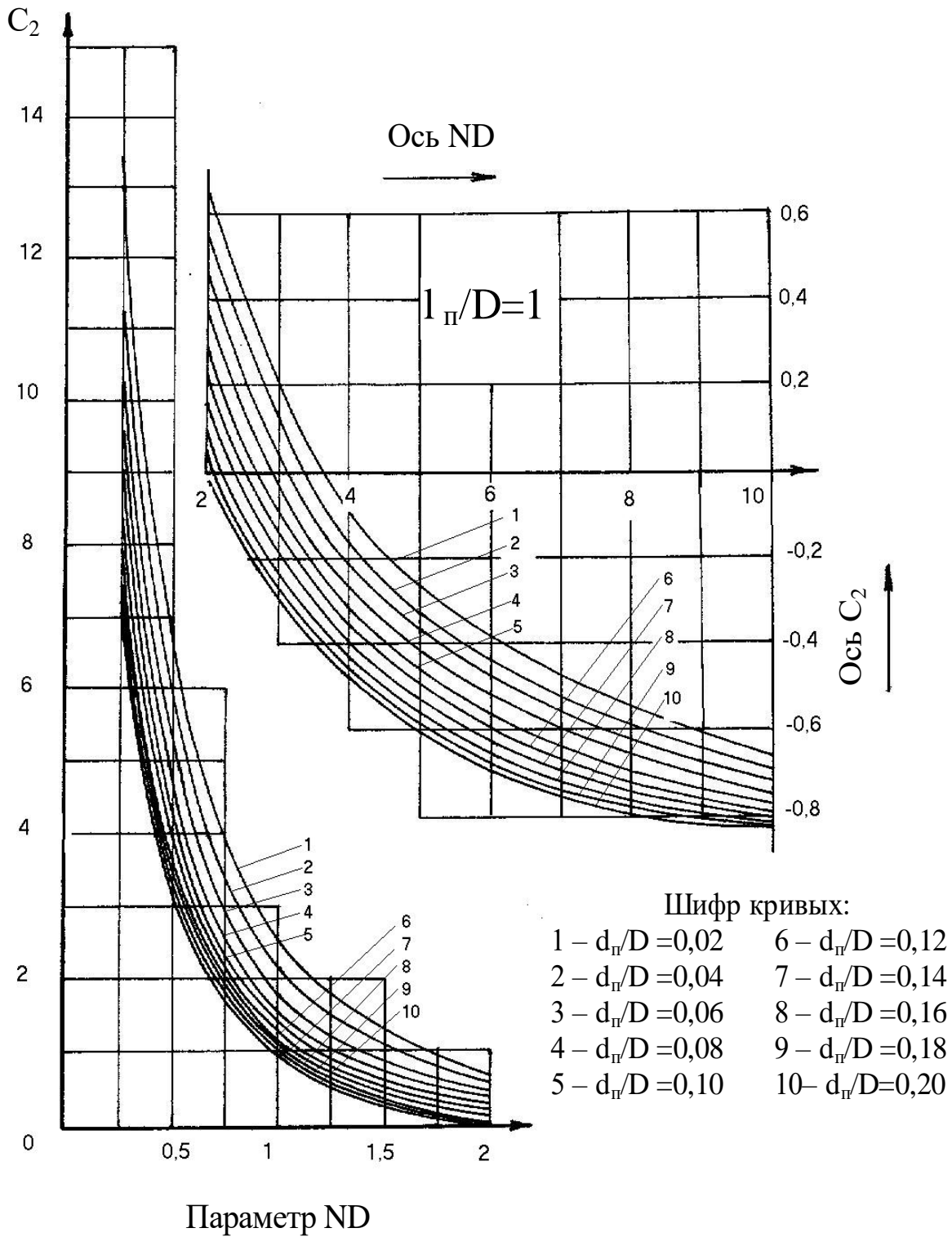


Рис. 4.7. График для определения безразмерного коэффициента C_2 , учитывающего несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта, когда $l_w/D=1$

Таблица 4.2

ПАРАМЕТРЫ	ВАРИАНТЫ									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр скважины (D), м	0,19	0,19	0,20	0,20	0,20	0,21	0,22	0,20	0,20	0,20
Плотность перфорации (N), отв./м	6	8	10	12	14	16	18	20	25	30
Диаметр перфорационных каналов ($d_{п}$), м	0,019	0,019	0,012	0,016	0,024	0,021	0,011	0,01	0,008	0,028
Средняя эффективная длина перфорационных каналов ($l_{п}$), м	0,19	0,19	0,05	0,02	0,10	0,21	0,11	0,05	0,10	0,20

Полученные формулы рекомендуются для широкого использования в практике разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Использование этих формул имеет преимущества по сравнению с использованием графиков: значительно уменьшается вероятность и величина ошибок из-за выбранного масштаба графиков и других субъективных причин. Формулы удобны для использования при расчетах на ЭВМ.

ЗАДАНИЕ 4.3. По формулам (4.7) и (4.8) вычислить значения коэффициентов C_1 и C_2 (исходные данные приведены в табл. 4.1 и 4.2). Сравнить полученные результаты с результатами определения этих коэффициентов по графикам Щурова.

4.4. Оценка влияния несовершенства скважин по качеству вскрытия

В промышленной практике состояние породы пласта как вокруг скважины, так и вокруг перфорационных каналов всегда отличается от естественного состояния пористой среды пласта до первичного и вторичного вскрытия. Изменение проницаемости породы происходит в процессе первичного вскрытия пласта бурением, при цементировании обсадных колонн, в процессе вторичного вскрытия пласта перфорацией, при вызове притока из пласта в скважину, в процессе применения различных методов интенсификации притока и т.п.

Обычно применяемая технология первичного вскрытия продуктивного пласта заключается в разбурировании продуктивной толщи в условиях репрессии с использованием в качестве промывочной жидкости естественного или искусственно созданного глинистого раствора на водной основе. Перфорация скважин в большинстве случаев также ведется в условиях репрессии с использованием в качестве задавочной жидкости, в основном, того же раствора, на котором разбуривалась продуктивная толща. Под действием репрессии, капиллярных и осмотических сил промывочный раствор проникает в пласт, а вокруг скважины формируются зона кольматации и зона проникновения. Зона кольматации образуется за счет попадания в пласт твердой фазы раствора, зона проникновения – за счет проникновения жидкой фазы раствора, называемой в этом случае фильтратом. В гранулярных коллекторах глубина зоны кольматации обычно не

превышает 20 мм, а глубина зоны проникновения – первых десятков сантиметров. При наличии в породе естественных или искусственно созданных (например, за счет больших репрессий) трещин глубина проникновения раствора в пласт может достигать десятков метров.

Поскольку перфорация скважин часто ведется в условиях репрессии, то и вокруг перфорационных каналов может образовываться зона кольтматации. Состояние пористой среды вокруг скважины и вокруг перфорационных каналов схематично может быть представлено рис. 4.8.

Отрицательное воздействие твердой фазы раствора, заполняющего скважину, проявляется, в основном, в механической закупорке поровых каналов. В то же время фильтрат раствора способен к различным физико-химическим взаимодействиям с пластовыми флюидами и с породой, в результате чего в зоне проникновения могут происходить следующие явления:

- увеличение водонасыщенности породы;
- увеличение количества связанной воды;
- уменьшение живого сечения поровых каналов;
- гидрофилизация поверхности поровых каналов;
- окисление нефти;
- образование нерастворимых осадков;
- набухание глинистого материала породы пласта;
- образование эмульсий;
- засорение каналов фильтрации химическими и другими добавками к буровому раствору.

Все эти явления приводят к снижению проницаемости породы пласта.

Проникающий в пласт раствор может значительно снижать проницаемость породы, а в отдельных случаях может происходить полная потеря гидродинамической связи пласта и скважины. Большое отрицательное влияние проникающего даже на небольшую глубину в пласт раствора объясняется известной особенностью притока нефти и газа к скважинам: при радиальной фильтрации плотность потока флюидов резко увеличивается по мере приближения к стволу скважины и достигает максимума в призабойной зоне, т.е. в той части дренирования, где находится проникший раствор.

На рис. 4.9 приведена номограмма, позволяющая оценить влияние параметров призабойной зоны с ухудшенной проницаемостью на относительную производительность (отношение дебита скважины с

загрязненной ПЗП к дебиту скважины с естественной проницаемостью в ПЗП) необсаженной скважины (случай гидродинамически несовершенной скважины по качеству вскрытия пласта). Номограмма построена на основании известной формулы для определения средневзвешенной по площади дренирования пласта проницаемости:

$$K_{\text{cp}} = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{\frac{1}{K_y} \cdot \ln\left(\frac{R_y}{R_c}\right) + \frac{1}{K} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_y}\right)}, \quad (4.9)$$

которая для удобства и повышения точности графической интерполяции и экстраполяции преобразована в прямолинейную зависимость:

$$\frac{K}{K_y} = \frac{K}{K_{\text{cp}}} \cdot \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_y}{R_c}\right)} - \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_y}\right)}{\ln\left(\frac{R_y}{R_c}\right)}. \quad (4.10)$$

Кольматация породы пласта твердой фазой бурового раствора может приводить к очень высокой степени снижения проницаемости коллектора. При соблюдении технологического режима бурения и при использовании качественных буровых растворов процесс кольматации порового пространства пород может играть положительную роль, поскольку с образованием зоны кольматации резко уменьшается дальнейшая фильтрация жидкой фазы раствора в пласт.

На практике глубина проникновения бурового раствора в пласт часто значительно превышает пробивную способность даже наиболее мощных перфораторов. Причины здесь следующие. Во-первых, при применении некачественных глинистых растворов или технической воды четко выраженной зоны кольматации, надежно предохраняющей пласт от дальнейшего загрязнения, обычно не образуется. Во-вторых, кроме статической репрессии, обусловленной плотностью бурового раствора, на пласт при его вскрытии всегда еще действует динамическая репрессия. При нарушении технологического режима бурения, например, при высоких скоростях спуско-подъемных операций, суммарная репрессия может достигать больших величин, а забойное давление – критических значений, при которых возможен гидроразрыв пласта и уход раствора в пласт на большую глубину.

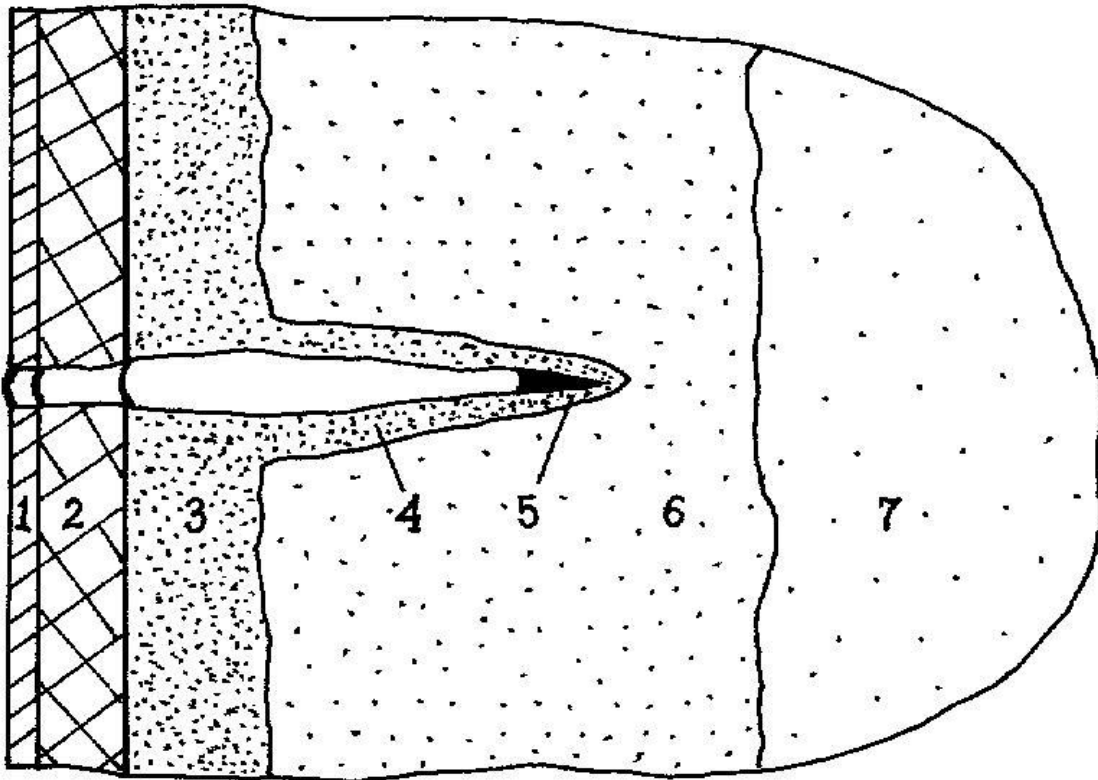


Рис. 4.8. Схематичное изображение состояния пористой среды пласта вокруг скважины и вокруг перфорационного канала (рабочие растворы на водной основе с твердой фазой, перфорация – кумулятивная в условиях репрессии):

- 1 – обсадная колонна;
- 2 – цементное кольцо;
- 3 – зона кольтматации (бурение, цементирование);
- 4 – зона кольтматации (перфорация);
- 5 – пест;
- 6 – зона проникновения фильтрата рабочих растворов;
- 7 – зона с естественной проницаемостью пласта

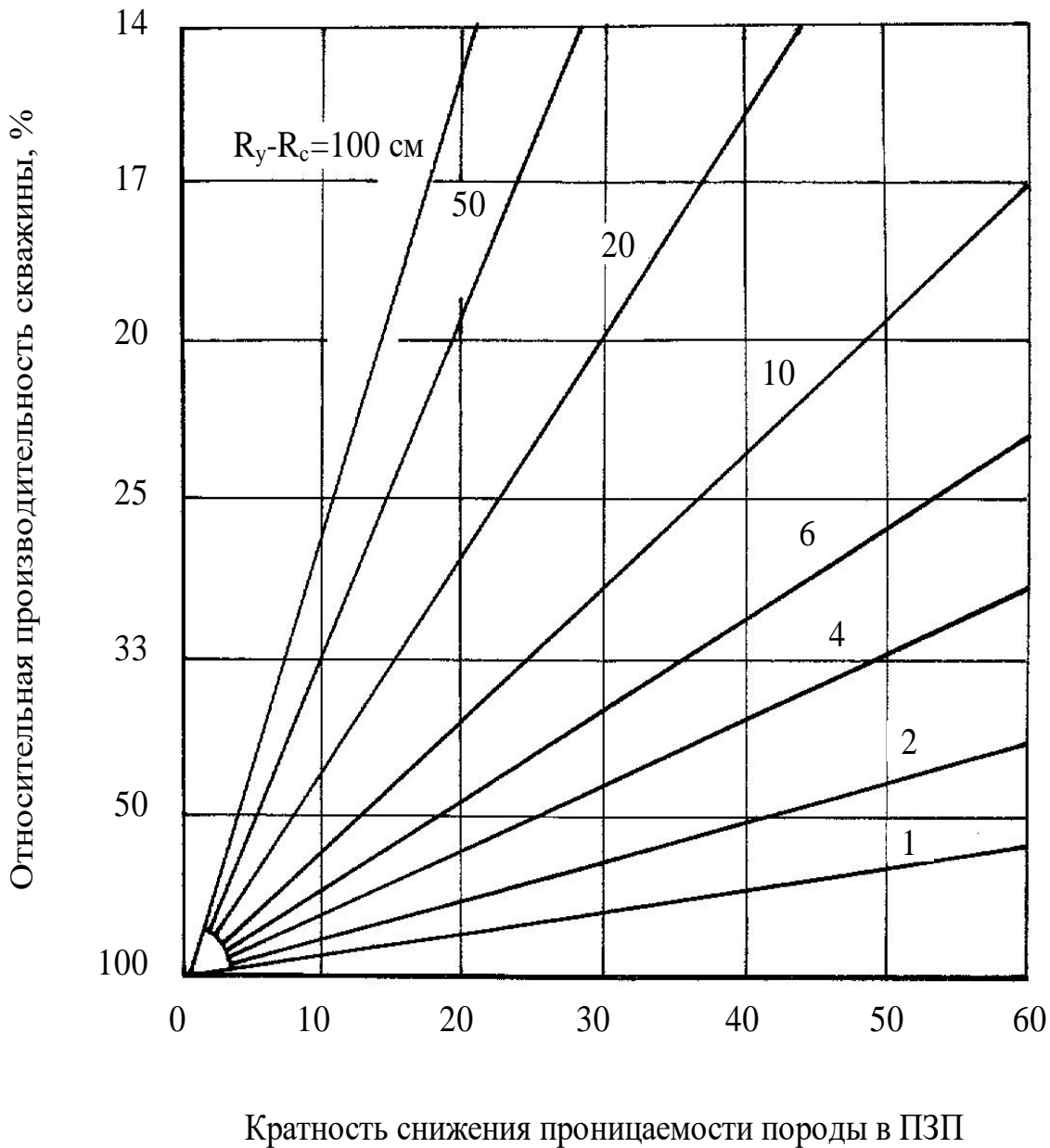


Рис. 4.9. Графическое изображение влияния параметров ПЗП со сниженной проницаемостью на продуктивную характеристику необсаженной скважины ($R_k=300 \text{ м}$, $R_c=0,1 \text{ м}$)

В-третьих, наличие естественных трещин в породе также способствует поглощению больших объемов бурового раствора.

Вторичное вскрытие пласта производится, в основном, стреляющими перфораторами (примерно 90%), причем, как правило, кумулятивного действия. Все кумулятивные перфораторы, кроме перфораторов типа ПНКТ, спускаются в скважину на кабеле. С целью предотвращения открытого фонтанирования после образования перфорационных каналов скважина при перфорационных работах должна быть заполнена раствором определенной плотности. Такая технология перфорации допускает проникновение раствора в продуктивный пласт во время его вторичного вскрытия.

Современные кумулятивные перфораторы обладают высокой пробивной способностью. При благоприятных условиях кумулятивная струя способна пробить зону кольматации, которая образовалась при бурении. Тем не менее, гидродинамическая эффективность получаемых перфорационных каналов часто бывает низкой, поскольку твердая фаза задавочного раствора, продукты от взрыва кумулятивного заряда и продукты взаимодействия кумулятивной струи с преградой (металл обсадной колонны, цементное кольцо, порода пласта) под действием репрессии проникают в пласт и образуют зону кольматации теперь уже вокруг перфорационных каналов (см. рис. 4.8). Снижение проницаемости образующейся вокруг перфорационных каналов зоны кольматации может быть многократным.

Наличие зоны кольматации вокруг перфорационных каналов приводит к несоответствию между физическими размерами и гидродинамическими характеристиками получаемых каналов, поэтому такие важные параметры перфорации, как пробивная способность и плотность, в значительной степени утрачивают свое положительное влияние на продуктивность скважин. Гидродинамическая эффективность перфорации также может снижаться из-за засорения перфорационных каналов хвостовой частью кумулятивной струи – песком.

Таким образом, реальное состояние пористой среды в призабойной зоне и состояние забоя скважины в общем случае может иметь очень сложную картину. Соответственно столь сложной будет и картина притока флюидов в скважину.

Дополнительные фильтрационные сопротивления, возникающие из-за ухудшения проницаемости породы в призабойной зоне, снижают производительность скважины. В формуле Дюпюи это учитывается с

помощью коэффициентов S_{σ} , S_{π} и S_{ρ} . Явление ухудшения проницаемости породы в призабойной зоне получило название скин-эффекта.

Формула Дюпюи для необсаженной скважины, имеющей ухудшение проницаемости в ПЗП, может быть записана следующим образом:

$$Q''_{\phi} = \frac{2\pi \cdot K_{\text{ср}} \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)} = \frac{2\pi \cdot K \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \cdot \left(\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right) + S_{\sigma}\right)}. \quad (4.11)$$

Качественное вскрытие нефтегазонасыщенных пластов бурением и перфорацией имеет исключительно важное значение для правильной оценки продуктивности пластов, подсчета запасов нефти и газа, достижения максимально возможной нефтегазоотдачи пластов, сокращения сроков строительства, испытания и освоения скважин, выбора эффективных методов интенсификации работы скважин и пласта. Качество вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией существенно влияет на степень гидродинамического совершенства скважин.

Основными направлениями совершенствования технологии вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией являются:

- вскрытие продуктивных пластов в условиях депрессии;
- применение при закачивании скважин технологических растворов (буровой, цементный, задавочный), не ухудшающих проницаемости породы пласта.

Вскрытие продуктивных пластов бурением в условиях депрессии возможно, если применяется облегченный буровой раствор, а устье бурящейся скважины оборудовано надежно работающим превентором.

Вскрытие продуктивных пластов перфорацией в условиях депрессии возможно путем применения:

- перфораторов типа ПНКТ, спускаемых на колонне насосно-компрессорных труб, при герметизированном устье (без лубрикатора);
- малогабаритных перфораторов, спускаемых на кабеле внутри колонны насосно-компрессорных труб, при герметизации устья скважины лубрикатором.

ЗАДАНИЕ 4.4. Определить безразмерный коэффициент дополнительных фильтрационных сопротивлений в ПЗП (скин-эффект) и коэффициент гидродинамического совершенства скважины с открытым забоем ($R_k=300$ м, $R_c=0.1$ м), вскрывшей пласт проницаемостью K , если в процессе закачивания скважины проницаемость породы ПЗП в радиусе R_y снизилась до величины K_y .

Исходные данные по вариантам приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

ПАРАМЕТРЫ	ВАРИАНТЫ									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K , мкм ²	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,3	0,4	0,5
R_y , м	6	7,5	4	8	5	4	12	1,5	3	6
K_y , мкм ²	0,04	0,1	0,15	0,035	0,02	0,03	0,1	0,015	0,02	0,025

Контрольные вопросы:

- 1). Могут ли коэффициенты дополнительных фильтрационных сопротивлений иметь отрицательное значение? Дать объяснение.
- 2). Достоинства перфорированного забоя скважины.
- 3). Недостатки перфорированного забоя скважины.
- 4). Возможно ли, что $R_{пр} > R_c$? Дать объяснение.
- 5). Что такое электрогидродинамическая аналогия?
- 6). Оценить кратность изменения дебита гидродинамически совершенной скважины, если ее диаметр изменить в два раза.
- 7). Объяснить характер взаимодействия твердой фазы бурового раствора с породой пласта.
- 8). Объяснить характер взаимодействия фильтрата бурового раствора с породой пласта.
- 9). Достоинства и недостатки первичного вскрытия продуктивного пласта на депрессии.
- 10). Достоинства и недостатки вторичного вскрытия продуктивного пласта на депрессии.

5. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Задачей гидродинамических методов исследования скважин является изучение коллекторских, фильтрационных, геометрических и других свойств проницаемых пластов и продуктивных характеристик скважин. По результатам гидродинамических исследований скважин можно определить:

- режим работы пласта;
- режим фильтрации (линейный или нелинейный) жидкости и газа в пласте;
- коэффициент продуктивности скважины;
- коэффициент гидропроводности пласта;
- коэффициент подвижности (отношение проницаемости пласта к вязкости флюида);
- коэффициент проницаемости пласта;
- коэффициент гидродинамического совершенства скважины;
- коэффициент пьезопроводности пласта;
- положение межфлюидальных разделов в пласте;
- строение пластов и другие параметры.

При проведении исследований измерять непосредственно можно только дебиты, давления и расстояния между скважинами. Численные же значения параметров, характеризующих гидродинамические и продуктивные свойства пласта и скважин, определяются расчетами путем решения обратных задач подземной гидрогазомеханики.

В настоящее время на промыслах страны наибольшее распространение получили два метода исследования:

- исследование скважин на установившихся режимах работы (снятие индикаторной диаграммы);
- исследование скважин на неустановившихся режимах работы (снятие кривой восстановления забойного давления).

В принципе эти методы применимы для любой категории добывающих скважин, меняется только технология проведения исследования и методика обработки результатов исследований.

Сущность исследования скважин на *установившихся режимах работы* заключается в замерах дебита и забойного давления скважины на нескольких (не менее трех) установившихся режимах ее работы.

Изменение режима работы скважины достигается за счет изменения забойного давления.

За установившееся состояние работы скважины принимается такое состояние, когда изменением величины дебита скважины и изменением величины давления на забое практически можно пренебречь. Время установления нового режима в зависимости от конкретных условий колеблется в широких пределах (от десятков минут до нескольких суток). Таким образом, считается, что при установившемся режиме работы скважины приток жидкости из пласта в скважину постоянен во времени.

Замеры дебита скважины осуществляются мерником или другими, более совершенными, измерными устройствами (тахометрическими расходомерами, лопастными счетчиками, щелевыми расходомерами, дебитомерами объемного типа и т.д.). Одновременно с замерами дебита измеряется забойное давление скважинными манометрами. В процессе исследования величина пластового давления считается постоянной.

При фонтанном способе эксплуатации изменение режима работы скважины достигается за счет изменения противодавления на устье путем изменения диаметра дросселя (штуцера). При газлифтном способе эксплуатации изменение режима работы скважины достигается изменением расхода рабочего агента или созданием различных противодавлений на устье.

Изменение режима работы скважины, оборудованной штанговым скважинным насосом, обычно достигается следующими способами:

- изменением длины хода полированного штока;
- изменением числа качаний станка-качалки;
- одновременным изменением числа качаний и длины хода полированного штока.

При эксплуатации скважин электроцентробежными или электровинтовыми насосами изменение режима осуществляется или с помощью дросселя (штуцера) на устье скважины, или путем изменения числа оборотов электродвигателя.

Забойное давление при насосных способах эксплуатации скважины часто определяется по положению динамического уровня в затрубном пространстве скважины.

По результатам замеров дебита и забойного давления на установившихся режимах работы скважины строится индикаторная диаграмма.

Метод исследования скважин на установившихся режимах работы прост в осуществлении как самого процесса исследования, так и в отношении методики обработки замеренных в процессе исследования параметров.

Сущность исследования скважин на *неустановившихся режимах работы* заключается в измерении изменяющегося давления либо на устье, либо на забое возмущающей или реагирующей скважины. Давление на устье замеряется образцовыми манометрами, давление на забое замеряется скважинными абсолютными или дифференциальными манометрами. Данный вид исследования реализуется на промыслах обычно в виде метода снятия кривой восстановления давления на той же скважине, на которой изменяется режим работы. Поэтому этот метод иногда называют самопрослушиванием скважины, поскольку измерение изменения давления ведется на той же скважине, на которой изменяли дебит. Если регистрация изменения давления ведется на реагирующей скважине, то такой вариант исследования называется гидропрослушиванием пласта.

В целях повышения точности и обеспечения однозначности интерпретации (истолкования) результатов замеров на исследуемой скважине технология гидродинамических исследований не допускает изменения режимов работы на соседних скважинах за несколько суток до проведения, а также во время проведения гидродинамических исследований.

5.1. Описание лабораторной установки

Экспериментальное исследование скважин проводится на радиальной модели кругового пласта с центральной скважиной при постоянном давлении на контуре питания. В целях удобства изготовления модель пласта имеет форму сектора с центральным углом в 90 градусов.

Схема установки для исследования показана на рис. 5.1.

Модель пласта 1 сварена из листовой стали и набита кварцевым песком.

Напор в модели пласта создается с помощью сосуда Мариотта 3, в который заливается фильтрующаяся жидкость (подкрашенная вода).

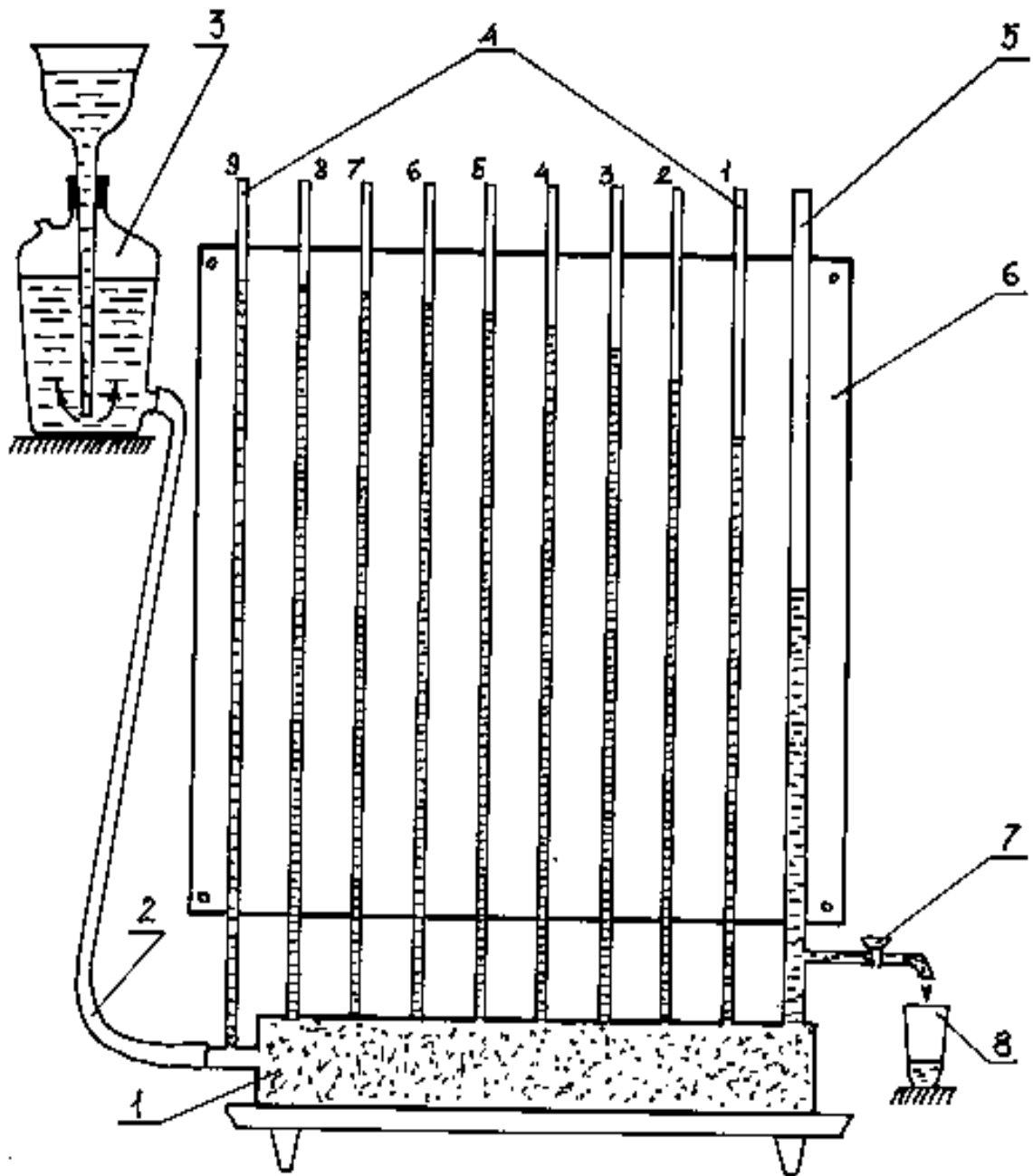


Рис. 5.1. Радиальная модель пласта:

- 1 – модель пласта с песчаной набивкой;
- 2 – соединительный шланг;
- 3 – сосуд Мариотта;
- 4 – пьезометрические скважины;
- 5 – добывающая скважина;
- 6 – щит;
- 7 – кран;
- 8 – мерный стакан

Сосуд Мариотта позволяет поддерживать постоянный напор на контуре питания скважины на всем протяжении исследования.

По биссектрисе сектора модели пласта через каждые 10 сантиметров вмонтированы металлические трубки с девятью пьезометрами 4 (порядковые номера пьезометров от 1 до 9, считая от добывающей скважины). Пьезометр номер 9 находится на входе модели пласта, поэтому уровень в нем будет на одной отметке с уровнем жидкости в сосуде Мариотта. Таким образом, пьезометр номер 9 принимается за контур питания исследуемой скважины.

Добывающая скважина и скважины-пьезометры закреплены на щите 6. Для удобства взятия отсчетов положения уровня в скважине и пьезометрах на щите имеется миллиметровая бумага.

Отбор жидкости из добывающей скважины 5 производится и регулируется с помощью крана 7. Отбираемая из скважины жидкость собирается в мерном стакане 8. Делением количества жидкости на время истечения, измеряемое с помощью секундомера, определяется дебит скважины.

Параметры установки:

толщина пласта	$h=0,044$ м;
радиус скважины	$R_c=0,002$ м;
радиус контура питания	$R_k=0,9$ м;
отношение площади фильтрации модели к площади фильтрации кругового пласта	1:40;
вязкость жидкости	$\mu=0,001$ Па·с.

5.2. Работа № 5.1. Исследование скважины на установившихся режимах работы

Приток жидкости в одиночную гидродинамически совершенную скважину, находящуюся в центре кругового пласта, при условиях плоскорадиального установившегося движения несжимаемой жидкости описывается формулой Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}, \quad (5.1)$$

где Q – количество притекающей в скважину жидкости в единицу времени, т.е. дебит скважины в пластовых условиях, $\text{м}^3/\text{с}$;

k – эффективная проницаемость породы пласта в зоне дренирования, м^2 ;

h – эффективная толщина пласта, м ;

$\Delta P = P_k - P_c$ – разность между давлением на контуре пласта и давлением на забое скважины, Па ;

μ – динамическая вязкость жидкости в пластовых условиях, $\text{Па}\cdot\text{с}$;

R_k – расстояние до контура питания, м ;

R_c – радиус скважины, м .

Лабораторная модель пласта является 40-й частью кругового пласта такой же толщины, поэтому для модели формула (5.1) принимает вид:

$$Q = \frac{2 \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{40 \mu \cdot \ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right)} \quad (5.2)$$

или

$$Q = \frac{0.157 k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right)} \cdot \quad (5.3)$$

При выполнении лабораторной работы необходимо:

- исследовать скважину на приток, построить индикаторную диаграмму (ИД), определить режим работы пласта, режим фильтрации (линейный или нелинейный);
- определить коэффициент продуктивности скважины;
- рассчитать коэффициенты гидропроводности, подвижности и эффективной проницаемости.

Порядок выполнения лабораторной работы и расчетов заключается в следующем.

Готовится форма табл. 5.1. Приводятся в рабочее состояние мерный стакан и секундомер. Проводится исследование скважины на четырех режимах работы. По каждому режиму в табл. 5.1. заносятся измеренные значения:

- положения уровня жидкости в скважине-пьезометре номер 9 (H_k);
- положение уровня жидкости в добывающей скважине (H_c);

– объем отобранной из скважины жидкости (V) за время (t).

Для окончательного заполнения табл. 5.1 рассчитываются для каждого режима депрессия, дебит скважины и отношение депрессии к дебиту.

Таблица 5.1

Номер режима работы скважины	H_k , м	H_c , м	ΔH , м	ΔP , Па	V , см ³	V , м ³	t , с	Q , м ³ /с	$\frac{\Delta P}{Q}$
1									
2									
3									
4									

По данным табл. 5.1 на миллиметровой бумаге в координатах ΔP – Q строится индикаторная диаграмма. По виду индикаторной диаграммы нужно определить режим работы пласта и режим фильтрации жидкости. В условиях лабораторного эксперимента возможны два случая притока (режима фильтрации) жидкости в скважину:

- линейный;
- нелинейный.

Случай 1. Если приток жидкости в скважину происходит по линейному закону Дарси (рис. 5.2), то коэффициент продуктивности определяется по формуле

$$\eta = \operatorname{tg}(\alpha) = \frac{Q'' - Q'}{\Delta P'' - \Delta P'}, \quad (5.4)$$

где Q'' , Q' - значения дебитов на индикаторной диаграмме;

$\Delta P''$, $\Delta P'$ - соответствующие значения депрессии давления.

По найденному коэффициенту продуктивности, используя формулу (5.3), можно рассчитать коэффициенты гидропроводности, подвижности и эффективной проницаемости:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{Q \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{0,157 \Delta P} = \eta \cdot \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{0,157}, \quad (5.5)$$

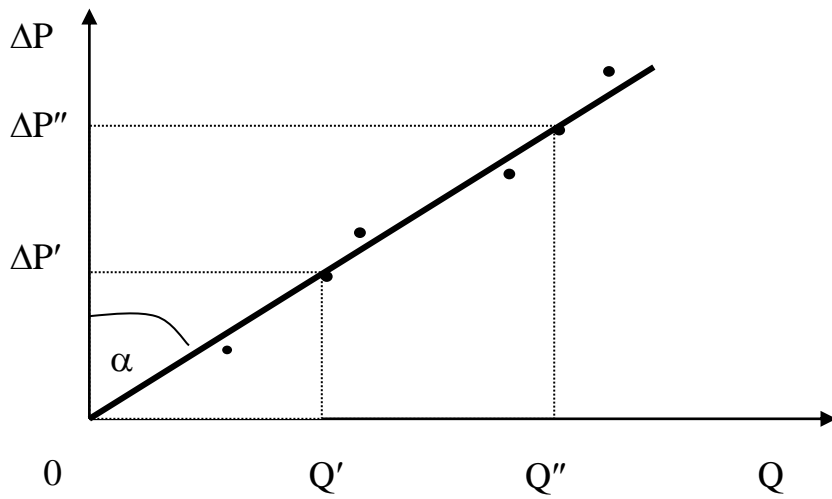


Рис. 5.2. Индикаторная диаграмма (приток линейный)

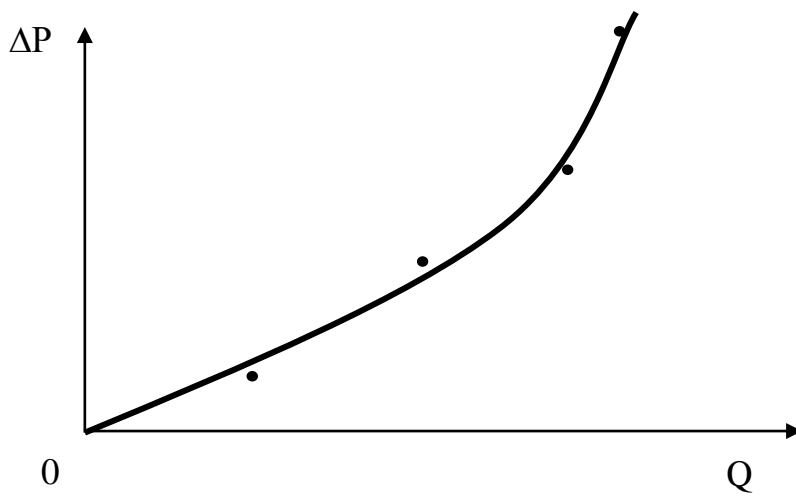


Рис. 5.3. Индикаторная диаграмма (приток нелинейный)

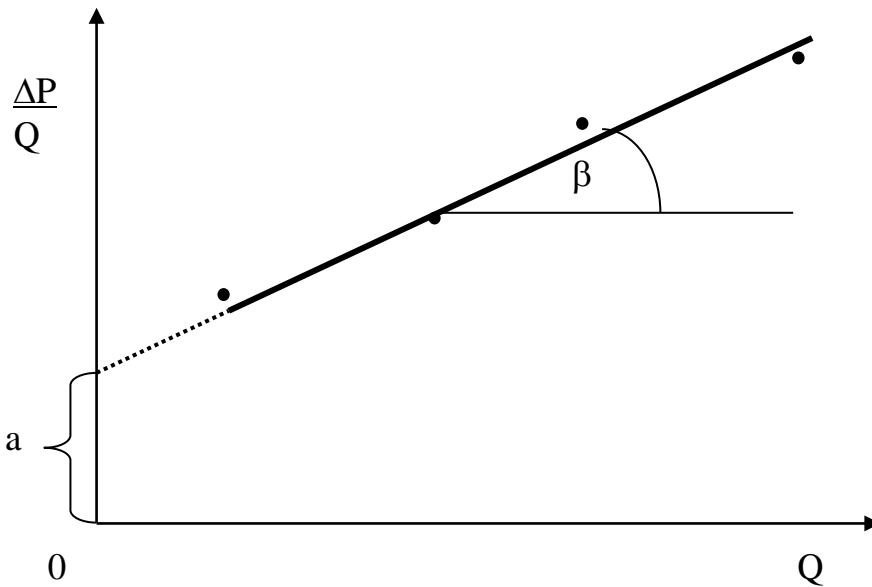


Рис. 5.4. Обработка индикаторной диаграммы графическим способом

$$\frac{k}{\mu} = \eta \cdot \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{0,157h}, \quad (5.6)$$

$$k = \eta \cdot \frac{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{0,157h}. \quad (5.7)$$

Случай 2. Если индикаторная диаграмма получается выпуклой к оси дебитов (рис. 5.3), то обработку результатов следует проводить по формуле, полученной на основе двучленного уравнения для градиента давления:

$$\Delta P = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (5.8)$$

где a и b – коэффициенты фильтрации, характеризующие условия притока однородной несжимаемой жидкости к забою скважины.

Нарушение линейности фильтрации в формуле (5.8) учитывается слагаемым $b \cdot Q^2$. Наиболее вероятная причина нарушения линейности притока – это проявление инерционных сил, которые интенсивно увеличиваются с ростом скорости фильтрации. На преодоление сил инерции затрачивается значительная доля общего перепада давления. Индикаторная диаграмма, начиная с какого-то значения депрессии, начинает искривляться, поскольку темп роста дебита при дальнейшем увеличении депрессии существенно замедляется.

Чтобы получить параметры пласта в этом случае, сначала надо определить коэффициенты a и b . Эти коэффициенты обычно определяются графически по методу проф. Е.М. Минского. Для этого уравнение (5.8) переписывается в виде

$$\frac{\Delta P}{Q} = a + b \cdot Q, \quad (5.9)$$

т.е. линеаризуется.

Криволинейная индикаторная диаграмма (рис. 5.3) перестраивается в координатах $\frac{\Delta P}{Q} - Q$ (рис. 5.4). В этих координатах индикаторная диаграмма превращается в прямую линию. Отрезок,

отсекаемый от оси ординат продолжением полученной прямой линии, будет соответствовать коэффициенту a . Тангенс угла наклона прямой линии к оси абсцисс будет соответствовать коэффициенту b :

$$a = \frac{\Delta P}{Q}; \quad b = \operatorname{tg}(\beta) = \frac{\left(\frac{\Delta P}{Q}\right)'' - \left(\frac{\Delta P}{Q}\right)'}{Q'' - Q'}. \quad (5.10)$$

По коэффициенту a определяется коэффициент продуктивности скважины:

$$\eta = \frac{l}{a}. \quad (5.11)$$

По найденному коэффициенту продуктивности по формулам (5.5), (5.6), (5.7) следует определить коэффициенты гидропроводности, подвижности и эффективной проницаемости зоны дренирования пласта (от R_k до R_c).

Контрольные вопросы:

- 1). Что такое установившийся режим работы скважины?
- 2). Технология проведения исследования скважины на установившихся режимах работы.
- 3). Вероятные причины искривления индикаторных диаграмм.
- 4). Что такое коэффициент продуктивности скважины?
- 5). Параметры какой части зоны дренирования определяются при обработке индикаторных диаграмм?

5.3. Работа № 5.2. Определение распределения давления в пласте

На экспериментальной установке (см. рис.5.1) имеется уникальная возможность изучить фактическое распределение давления в пласте вокруг работающей на установившемся режиме скважины.

Готовится форма табл. 5.2 и проводится исследование скважины на каком-либо установившемся режиме. Для этого включают с помощью крана 7 скважину в работу, ждут, когда режим отбора жидкости из скважины установится, и делают замер отбора, чтобы определить дебит скважины. На этом же установившемся режиме

делается замер положения уровней во всех скважинах-пьезометрах и в самой добывающей скважине. Результаты замеров заносятся в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Номер пьезометра	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расстояние пьезометра от скважины (r), м	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
Значение уровня жидкости в скважине-пьезометре, м									
Значение давления в пласте, определенное по уровню жидкости в пьезометре, Па									
Значение давления в пласте, рассчитанное по формуле (5.14), Па									

По опытным данным рассчитывается давление в скважине и в пласте. На миллиметровой бумаге строится график в координатах $p(r)$ – r . Здесь $p(r)$ – это давление в любой точке пласта на расстоянии r от скважины. В результате построения получается графическое изображение опытной кривой распределения давления в пласте, называемой иногда воронкой депрессии.

Далее необходимо сравнить опытную кривую распределения давления в пласте с теоретической.

Представим формулу (5.3) в виде:

$$Q = 0,157 \cdot \varepsilon \cdot \frac{P_K - P_C}{\ln\left(\frac{R_K}{R_C}\right)} \quad (5.12)$$

и запишем ее относительно P_K :

$$P_K = P_C + \frac{Q \cdot \ln\left(\frac{R_K}{R_C}\right)}{0,157 \varepsilon} \quad (5.13)$$

Если заменить в формуле (5.13) P_k на $p(r)$ и R_k на r , то с учетом формулы (5.12) получим зависимости для расчета давления в пласте на любом расстоянии от скважины, работающей на установившемся режиме:

$$p(r) = P_c + \frac{Q \cdot \ln\left(\frac{r}{R_c}\right)}{0,157 \varepsilon} = P_c + (P_k - P_c) \frac{\ln\left(\frac{r}{R_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}. \quad (5.14)$$

Результаты расчетов по формуле (5.14) также нанести в координатах $p(r)$ – r .

Контрольные вопросы:

- 1). Назначение пьезометрических скважин.
- 2). Объяснить характер распределения давления в пласте вокруг скважины, работающей на установившемся режиме.
- 3). Найти расстояние от скважины, на котором тратится 50% депрессии давления.
- 4). Как меняются линейная и объемная скорости движения жидкости между контуром питания и стенкой скважины?
- 5). Вероятные причины несовпадения опытной и теоретической кривых распределения давления в пласте вокруг скважины, работающей на установившемся режиме.

5.4. Работа № 5.3. Исследование скважин на неустановившихся режимах работы

Изменение давления на забое нефтяной скважины после ее, например, мгновенной остановки (мгновенного прекращения притока из пласта в скважину) подчиняется законам теории упругого режима работы пласта и описывается уравнением:

$$\Delta p_{\text{заб}}(t) = P_{\text{заб}}(t) - P_{\text{заб}}(0) = \frac{Q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{R_{\text{пр}}^2}\right), \quad (5.15)$$

где $P_{заб}(t)$ – давление на забое исследуемой скважины в момент времени t ;

$P_{заб}(0)$ – установившееся давление на забое исследуемой скважины в момент ее остановки (перед исследованием);

Q – установившийся дебит скважины в пластовых условиях до ее остановки;

μ – динамическая вязкость жидкости;

k – коэффициент эффективной проницаемости удаленной от скважины зоны пласта;

h – эффективная толщина пласта;

χ – коэффициент пьезопроводности пласта;

t – время, отсчитываемое с момента остановки скважины;

$R_{пр}$ – приведенный радиус скважины.

Графическое изображение формулы (5.15) показано на рис. 5.5 и называется кривой восстановления давления (КВД).

Представим формулу (5.15) в виде

$$\Delta P_{заб}(t) = \frac{Q \cdot \mu}{4 \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \left(\frac{2,25 \chi}{R_{пр}^2} \right) + \frac{Q \cdot \mu}{4 \pi \cdot k \cdot h} \ln(t) \quad (5.16)$$

и введем следующие обозначения:

$$A = \frac{Q \cdot \mu}{4 \pi \cdot k \cdot h} \ln \left(\frac{2,25 \chi}{R_{пр}^2} \right) = B \cdot \ln \left(\frac{2,25 \chi}{R_{пр}^2} \right); \quad (5.17)$$

$$B = \operatorname{tg}(\gamma) = \frac{Q \cdot \mu}{4 \pi \cdot k \cdot h} = \frac{Q}{4 \pi \cdot \varepsilon}. \quad (5.18)$$

С учетом (5.17) и (5.18) запись уравнения (5.16) упрощается и принимает линейный вид:

$$\Delta P_{заб}(t) = A + B \cdot \ln(t). \quad (5.19)$$

Графическое изображение уравнений (5.19) или (5.16) показано на рис. 5.6 и называется КВД в полулогарифмических координатах.

Для лабораторной модели (см. рис. 5.1) формулы (5.16), (5.17) и (5.18) имеют следующий вид:

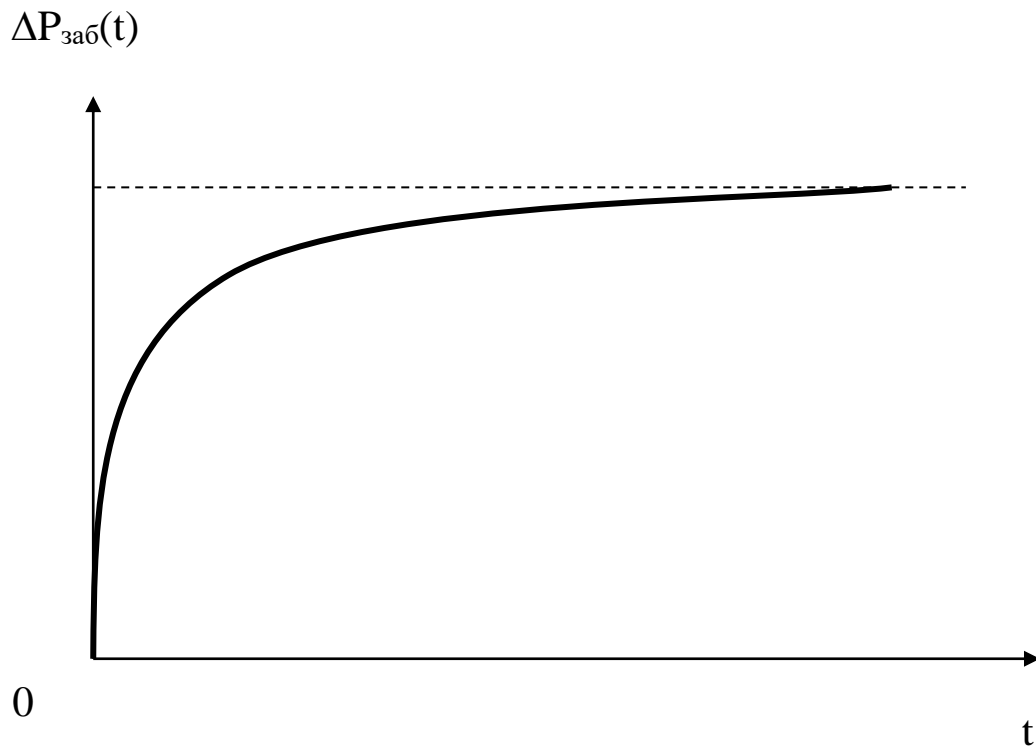
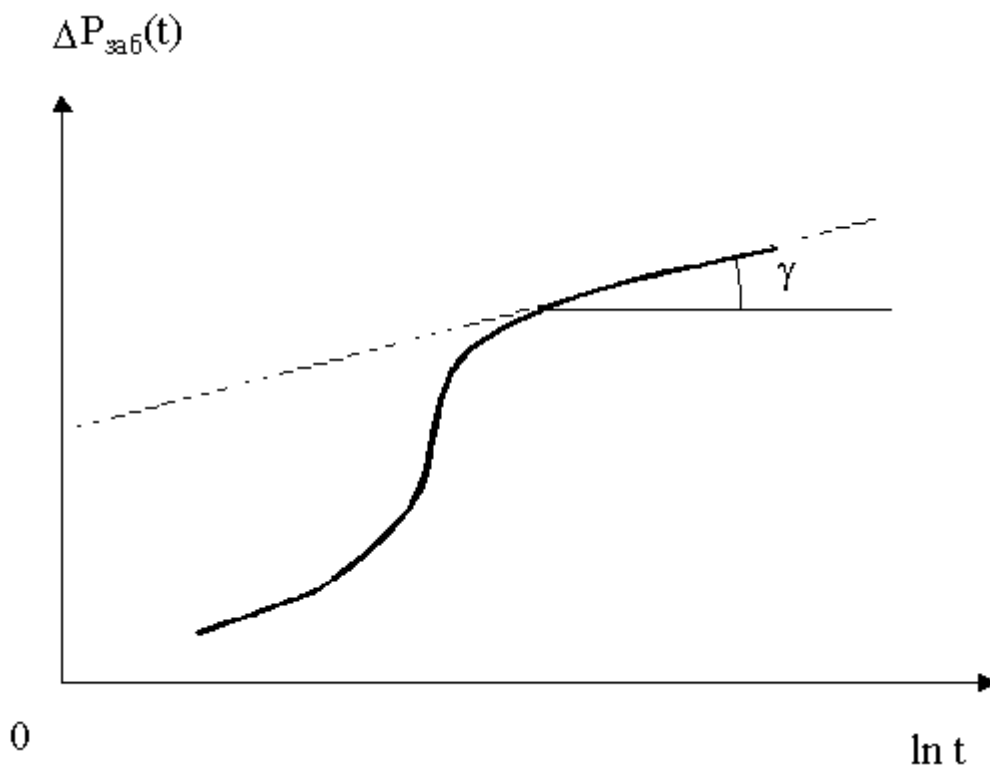


Рис. 5.5. Кривая восстановления давления

Рис. 5.6. Кривая восстановления давления
в полулогарифмических координатах

$$\Delta P_{\text{заб}}(t) = 3,185 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h} \cdot \ln \left(\frac{2,25 \chi}{R_{\text{пр}}^2} \right) + 3,185 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h} \cdot \ln(t); \quad (5.20)$$

$$A = 3,185 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h} \cdot \ln \left(\frac{2,25 \chi}{R_{\text{пр}}^2} \right); \quad (5.21)$$

$$B = \text{tg}(\gamma) = 3,185 \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h} = 3,185 \frac{Q}{\varepsilon}. \quad (5.22)$$

Лабораторная работа проводится в следующем порядке. Готовится форма табл. 5.3.

Таблица 5.3

Порядковый номер замера	$H(t)$, м	$\Delta H(t)=H(t)-H(0)$, м	$\Delta P_{\text{заб}}(t)$, Па	t , с	$\ln(t)$

Открытием крана 7 (см. рис. 5.1) скважину запустить в работу. Когда режим работы скважины установится, что соответствует установившемуся положению динамического уровня в скважине, записать значение динамического уровня $H(0)$ и провести замеры с целью определения установившегося дебита скважины Q .

Убедиться, что уровень жидкости в скважине неподвижный. Закрывать кран 7 и одновременно включить секундомер. Этот момент является началом отсчета времени и началом подъема уровня в скважине (восстановления забойного давления). Внимательно следить за подъемом уровня, записывать в табл. 5.3 последовательные положения уровня и соответствующие моменты времени t . Вначале фиксировать изменение уровня надо через каждые 10 сантиметров. При подъеме уровня на последние 10 сантиметров отсчеты снимать через каждые два или один сантиметр.

Провести вычисления и заполнить табл. 5.3.

На миллиметровой бумаге построить КВД в координатах $\Delta P_{\text{заб}}(t)$ – t и $\Delta P_{\text{заб}}(t)$ – $\ln(t)$. По последнему графику найти коэффициенты B и A .

По формулам (5.21) и (5.22) определить коэффициент гидропроводности и комплексный параметр χ/R_{np}^2 .

Контрольные вопросы:

- 1). Что такое неустановившийся режим работы скважины?
- 2). Технология проведения исследования скважин на неустановившихся режимах работы.
- 3). Вероятные причины, из-за которых искривляется начальный участок КВД.
- 4). Можно ли определить коэффициент пьезопроводности пласта по КВД, построенной в координатах $\Delta P(t)-\ln(t)$?
- 5). Параметры какой части зоны дренирования определяются при обработке КВД методом касательной?

6. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ В СКВАЖИНАХ

6.1. Краткое изложение теоретических основ работы скважины как газожидкостного подъемника

В пластовых условиях в нефти растворен газ. Если выделить какой-то объем нефти в пластовых условиях и перевести этот объем нефти в поверхностные условия, то из нефти выделится какое-то количество газа. Отношение объема выделившегося газа (в нормальных условиях) к объему нефти принято называть газовым фактором.

Практика разработки нефтяных месторождений показывает, что в одном кубическом метре нефти в пластовых условиях растворено, в среднем, несколько десятков кубических метров газа. А при таком режиме работы пласта как режим растворенного газа с каждой тонной нефти добывается несколько сотен (иногда даже – тысяч) кубических метров газа.

Растворенный в нефти газ существенно изменяет состав и некоторые физические свойства последней. Однако исключительно важное и особое влияние оказывает газ, переходящий при снижении давления в свободное состояние, на процессы движения (подъема, лифтирования) нефти в скважинах. От места появления и количества свободного газа зависит выбор способа эксплуатации скважин, выбор скважинного оборудования при том или ином способе эксплуатации, установление технологического режима работы скважины, интенсивность образования и отложения на поверхности скважинного оборудования минеральных солей, асфальтосмолопарафиновых веществ и т.п.

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений на стадии падающей добычи часто сопровождается скоплением на забое скважин жидкости (воды, жидких углеводородов, нестабильного газового конденсата). В таких скважинах также наблюдается движение смеси жидкости и газа.

Абсолютное большинство нефтяных скважин эксплуатируется при условиях, когда устьевое давление ниже давления насыщения нефти газом. При этом возможны два случая:

- давление на забое скважины больше давления насыщения ($P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$);
- давление на забое скважины меньше давления насыщения ($P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$).

В первом случае газ начинает выделяться из нефти в скважине на каком-то расстоянии выше забоя. Во втором случае газ начинает переходить в свободное состояние еще в пласте, поэтому на забой скважины поступает газожидкостная смесь. Таким образом, в обоих случаях по всей длине скважины или по какой-то ее части движется газожидкостная смесь (ГЖС). При газлифтном способе эксплуатации для улучшения технологических показателей работы нефтяных и газоконденсатных скважин сжатый газ вводится в них с поверхности.

Принципиальная схема газожидкостного (газлифтного) подъемника показана на рис. 6.1. В большой по площади и объему емкости 1, имитирующей пласт, находится жидкость, которую требуется поднять на заданную высоту. Для этого используется прозрачная вертикальная труба 2, имитирующая такие элементы скважины, как забой, устье и колонну насосно-компрессорных труб.

Труба-скважина с внутренним диаметром d опущена в жидкость на величину h_1 , называемую погружением (погружением под уровень жидкости). Большая площадь емкости 1 обеспечит постоянство погружения при отборах жидкости через трубу 2. На плоскости, соответствующей нижнему концу трубы, действует дополнительное давление P_1 . Это давление зависит от величины погружения и плотности жидкости $\rho_{ж}$ и определяется по формуле

$$P_1 = \rho_{ж} \cdot g \cdot h_1. \quad (6.1)$$

Расстояние L вдоль оси трубы между нижним ее концом (забоем или башмаком) и боковым отводом на верхнем конце трубы (устьем) называется длиной скважины. При работе скважины устьевое оборудование оказывает местное сопротивление движению ГЖС. Поэтому в трубе-скважине на плоскости, проходящей через этот боковой отвод, будет действовать давление P_2 , формула для выражения которого по аналогии с (6.1) может быть записана в виде:

$$P_2 = \rho_{ж} \cdot g \cdot h_2. \quad (6.2)$$

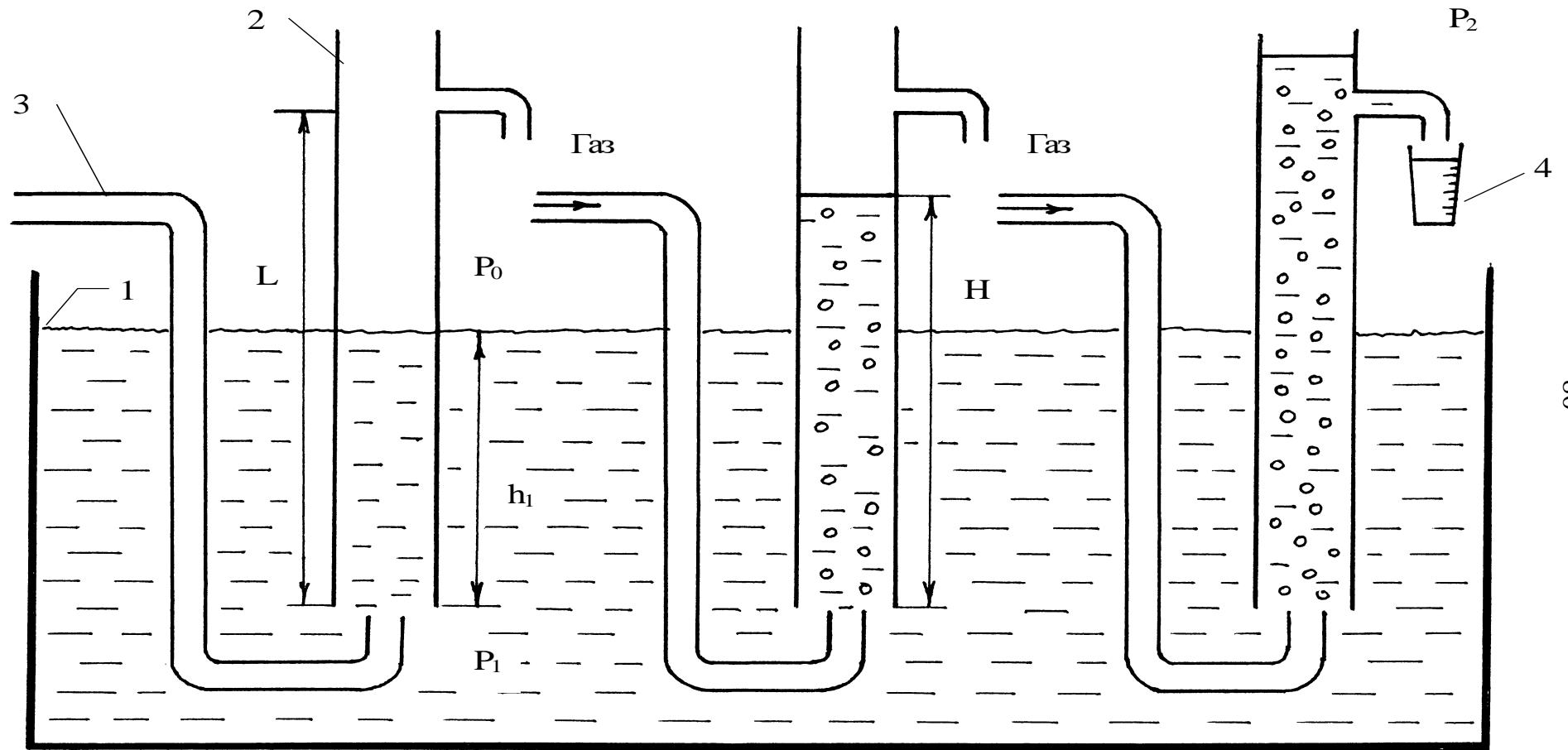


Рис. 6.1. Принципиальная схема газожидкостного подъемника

К нижнему концу трубы-скважины подведена изогнутая трубка 3, по которой можно подавать сжатый газ. Для сбора и замера поднятой по трубе жидкости служит емкость 4.

На рис. 6.1 показаны три стадии процесса:

- до подачи к нижнему концу трубы сжатого газа;
- подача под давлением P_1 незначительного количества сжатого газа;
- подача под давлением P_1 количества газа, достаточного для осуществления подъема жидкости до отвода (устья).

Механизм подъема жидкости по вертикальной трубе с помощью сжатого газа заключается в следующем. Подаваемый к башмаку вертикальной трубы-скважины газ диспергируется в жидкости в виде пузырьков той или иной величины, которые всплывают в жидкости в соответствии с законом Архимеда (на всякое тело, погруженное в жидкость, действует выталкивающая сила, направленная вверх и равная весу вытесненной им жидкости). В результате образуется газожидкостная смесь. Поскольку плотность ГЖС меньше плотности жидкости, то уровень ГЖС в трубе-скважине будет повышаться, хотя давление P_1 будет оставаться неизменным. При определенной величине расхода газа уровень ГЖС достигнет отвода-устья, т.е. будет происходить подъем (движение) жидкости в вертикальной трубе. Из описанного механизма следует, что физическая сущность подъема жидкости по вертикальной трубе-скважине за счет энергии сжатого газа заключается в снижении плотности смеси газа и жидкости. Высота, на которую поднимается жидкость в вертикальной трубе за счет энергии сжатого газа, называется газлифтным эффектом.

Подъем ГЖС сопровождается относительным движением в жидкости (скольжением) газовых пузырьков различной формы и различного размера. Под относительной скоростью движения (подъема) газа $v_{отн}$ понимается разность между истинной скоростью движения газа $v_{г}$ и истинной скоростью движения жидкости $v_{ж}$:

$$v_{отн} = v_{г} - v_{ж} = \frac{Q_{г}}{f_{г}} - \frac{Q_{ж}}{f_{ж}}, \quad (6.3)$$

где $Q_{г}$, $Q_{ж}$ – соответственно, расходы газовой и жидкой фаз при термодинамических условиях потока в трубе;

$f_{г}$, $f_{ж}$ – соответственно, площади сечения трубы, занятые газом и жидкостью.

На величину относительной скорости движения газа оказывают влияние такие факторы, как размер пузырьков, свойства жидкости и газа, взаимодействие пузырьков газа между собой и со стенками трубы.

В реальных условиях не всегда представляется возможность определить истинные значения скоростей, так как нет данных о сечении трубы, занимаемых, соответственно, жидкостью и газом. Тогда приходится оперировать приведенными скоростями:

$$V_{пж} = \frac{Q_{ж}}{f}; \quad V_{пг} = \frac{Q_{г}}{f}; \quad V_{пгжс} = \frac{Q_{ж} + Q_{г}}{f}, \quad (6.4)$$

где $V_{пж}$, $V_{пг}$, $V_{пгжс}$ – соответственно, приведенные скорости жидкости, газа, газожидкостной смеси;

f – площадь сечения трубы.

Истинные скорости для данного сечения трубы можно найти через приведенные. Для этого надо знать значение истинной объемной концентрации газа $\beta_{и}$:

$$\beta_{и} = \frac{f_{г}}{f}. \quad (6.5)$$

Газожидкостный поток также характеризуется таким параметром, как расходная объемная концентрация газа $\beta_{р}$:

$$\beta_{р} = \frac{Q_{г}}{Q_{г} + Q_{ж}}. \quad (6.6)$$

Соотношение между расходной и истинной объемной концентрацией газа является одним из основных в гидродинамике газожидкостных потоков. Из-за скольжения газа имеет место следующее неравенство:

$$\beta_{и} < \beta_{р}. \quad (6.7)$$

Рассмотрим движение ГЖС в вертикальных трубках с точки зрения взаимного расположения двух фаз в потоке. Степень диспергирования газа в жидкости может быть различной. В зависимости от этого принято выделять различные структуры движения ГЖС. Если жидкая фаза представлена одной жидкостью (например, только нефтью или только водой), то условно можно выделить следующие три структуры газожидкостного потока, которые показаны на рис. 6.2.

Эмульсионная структура характеризуется тем, что мельчайшие и мелкие газовые пузырьки (на порядок и более меньше диаметра трубы) достаточно равномерно распределяются в потоке жидкости.

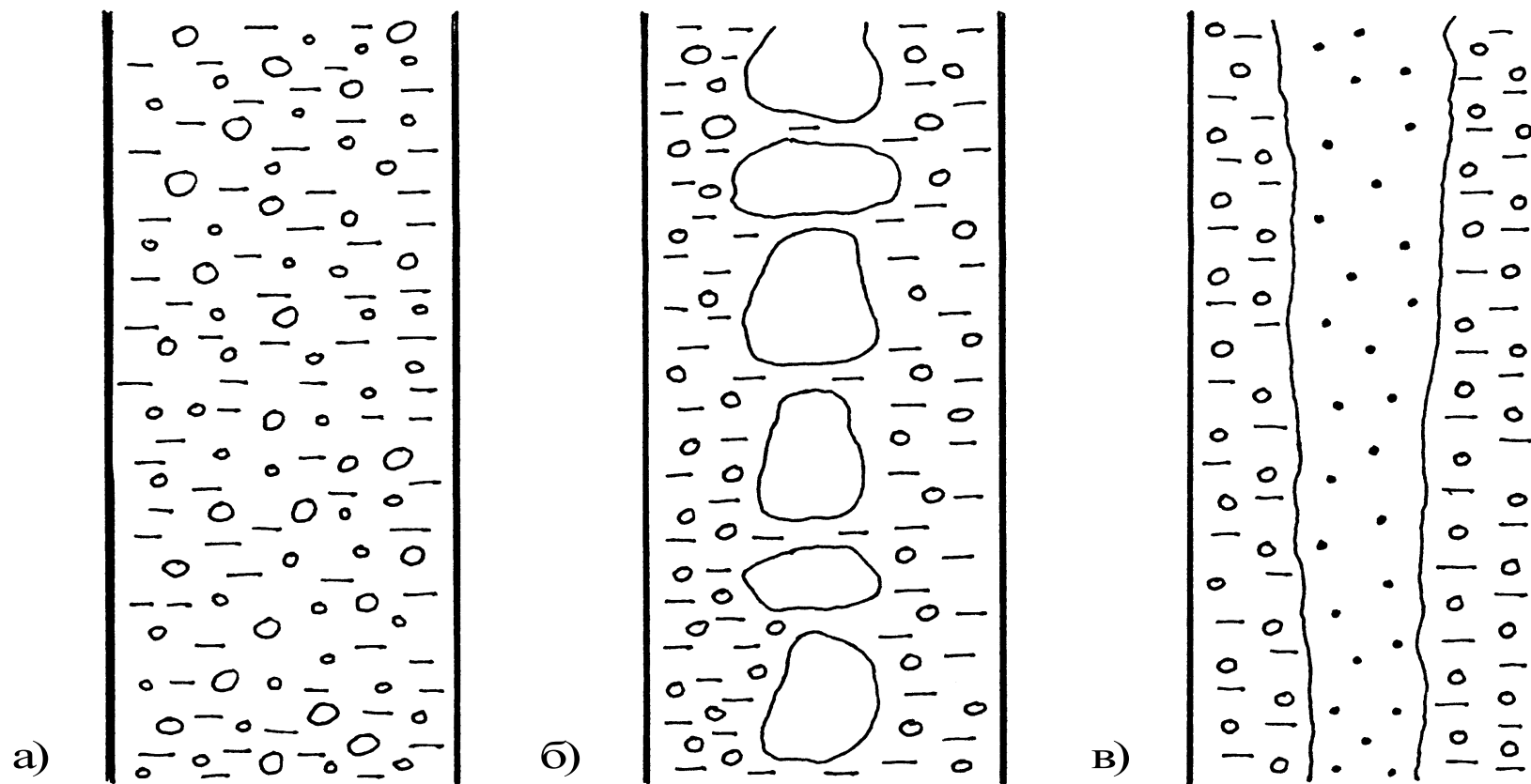


Рис. 6.2. Схематическое изображение основных структур восходящего газожидкостного потока:
 а) – эмульсионная (пузырьковая, пенная);
 б) – снарядная (пробковая, четочная);
 в) – стержневая (кольцевая, туманная)

Из-за малого размера относительная скорость пузырьков газа обычно не превышает величину 0,4 м/с. Такая структура характерна, например, для фонтанных скважин, когда давление в потоке ГЖС незначительно понижено относительно величины давления насыщения.

При дальнейшем снижении давления размер газовых пузырьков увеличивается, они интенсивно взаимодействуют друг с другом, укрупняются за счет слияния. В результате начинают появляться пузырьки, соразмерные с диаметром трубы, а по своей внешней форме напоминающие снаряды или пробки (четки). Такие крупные пузырьки движутся, в основном, по центральной части трубы. Величина относительной скорости газа при этой структуре обычно находится в пределах от 0,4 до 1,2 м/с. Такая структура характерна для газлифтного способа эксплуатации скважин, когда газ вводится без специальных диспергирующих устройств.

При дальнейшем снижении давления крупные пузырьки могут объединяться в сплошной газовый стержень, содержащий мелкие капельки жидкости (туман). Вблизи стенки вертикальной трубы будет наблюдаться слой ГЖС в виде кольца, напоминающий эмульсионную структуру. Относительная скорость газа может существенно возрасти, значительно превышая величину 1,2 м/с.

Следует иметь в виду, что такая качественная характеристика газожидкостного потока, как структура, может оказывать существенное количественное влияние на эффективность подъема жидкости. При прочих одинаковых условиях газлифтный эффект будет выше в случае эмульсионной структуры. Допускать существование стержневой структуры в скважинах вообще не рекомендуется.

Будем считать, что рис. 6.1 – это установка, на которой можно проводить исследования. Проведем на этой установке некоторые эксперименты. Вначале исследуем влияние установившегося объемного расхода газа ($Q_{ог}$), приведенного к нормальным условиям, на установившийся объемный расход жидкости ($Q_{ж}$). В каждом опыте сначала следует добиться установившегося процесса движения в вертикальной трубе-скважине, а затем сделать замер соответствующих установившемуся режиму течения значений расходов газа и жидкости. Если результаты замеров нанести в декартовой системе координат, то получится следующая зависимость (рис.6.3).

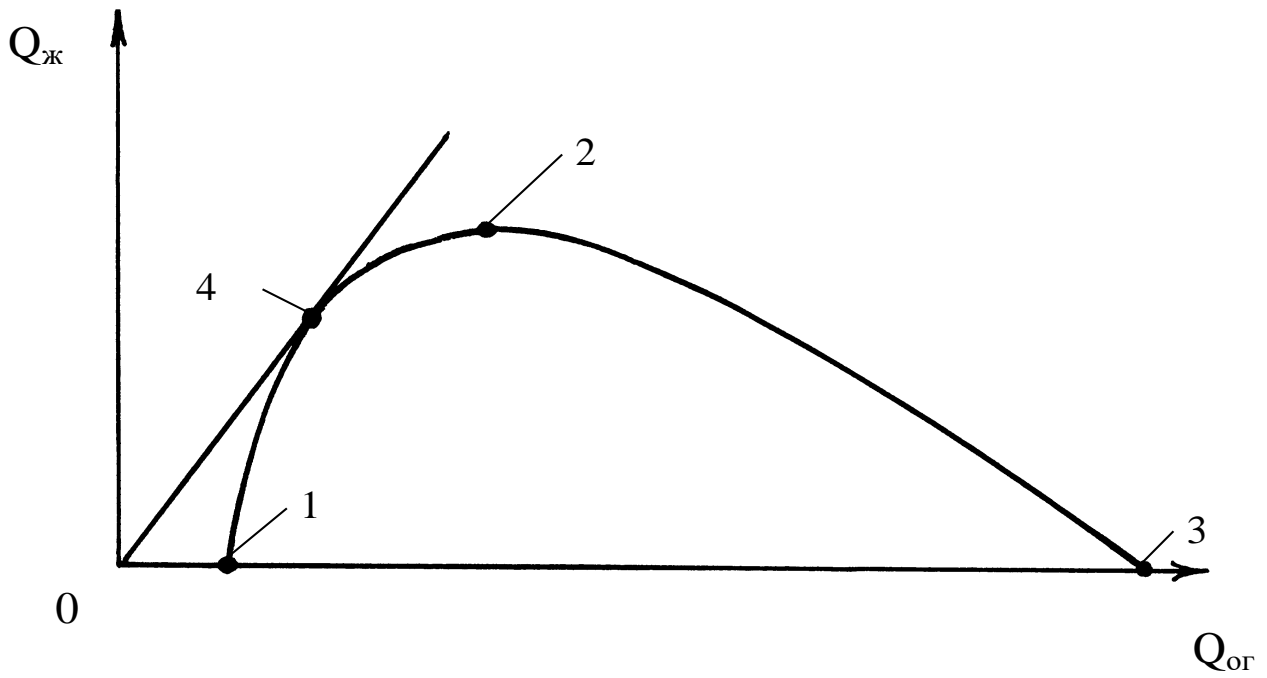


Рис. 6.3. Кривая лифтирования ($d=\text{const}$; $\bar{h}=\text{const}$)

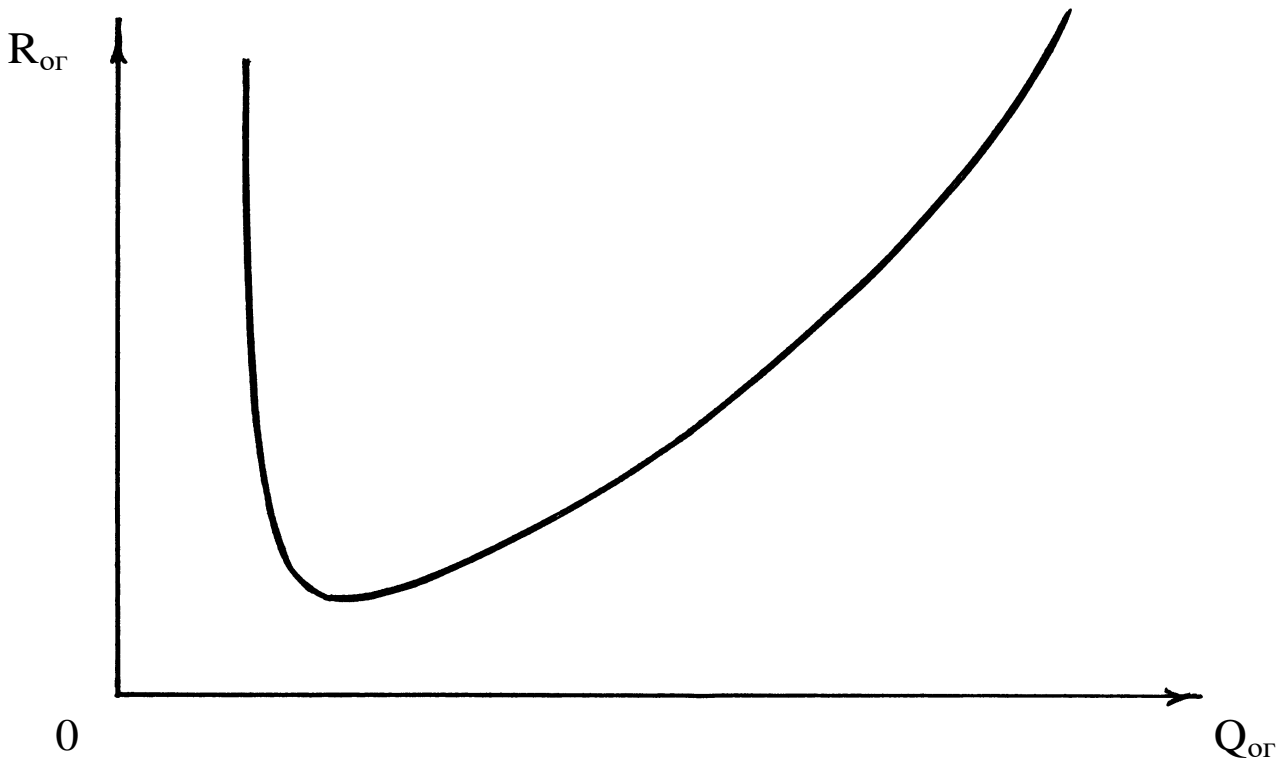


Рис. 6.4. Зависимость удельного расхода от объемного расхода газа ($d=\text{const}$; $\bar{h}=\text{const}$)

Полученную зависимость называют характеристической кривой или кривой лифтирования. Кривая лифтирования начинается не из начала координат, и на ней имеется несколько особых (характерных) точек.

Точка 1 с расходом газа $Q_{ог\ нач}$ соответствует начальному режиму работы газлифтного подъемника, т.е. моменту, когда столб газожидкостной смеси достигает устья скважины (верхнего отвода трубы). Расход жидкости в этой точке все еще равен нулю.

В точке 2 наблюдается максимальное значение расхода жидкости. Режим работы газлифтного подъемника в точке 2 называется максимальным, а координаты этой точки обозначаются $Q_{ог\ макс}$ и $Q_{ж\ макс}$.

При дальнейшем увеличении расхода газа расход (дебит) жидкости начинает снижаться и в точке 3 становится равным нулю. Это конечный режим работы газлифтного подъемника.

Более тщательным анализом можно установить, что на кривой лифтирования имеется еще одна особая точка – точка 4. Ее местоположение очень просто устанавливается графически. Для этого достаточно из начала координат провести прямую, касательную к кривой лифтирования. Точка касания этих двух линий соответствует точке 4. Режим работы газлифтного подъемника в точке 4 называется оптимальным, а координаты, соответственно, обозначаются $Q_{ог\ опт}$ и $Q_{ж\ опт}$. Процесс подъема жидкости за счет энергии сжатого газа в точке 4 происходит с максимальным коэффициентом полезного действия (КПД). Поясним последнее положение.

Известно, что КПД определяется отношением полезно использованной энергии к суммарному количеству энергии, переданному системе. В рассматриваемом газожидкостном подъемнике необходимо произвести подъем жидкости на высоту $L-h_1$ и преодолеть противодействие на выкиде P_2 . Это будет полезно использованная энергия, или полезно затраченная работа, которую можно выразить следующим образом:

$$Q_{жс} \cdot t \cdot \rho_{жс} \cdot g \cdot (L - h_1) + Q_{жс} \cdot t \cdot P_2 = Q_{жс} \cdot t \cdot [\rho_{жс} \cdot g \cdot L - (P_1 - P_2)],$$

где t – время.

Подъем жидкости происходит за счет энергии сжатого газа. Если принять, что при снижении давления от P_1 до P_2 процесс расширения газа происходит изотермически, то суммарное количество затраченной энергии можно записать выражением:

$$Q_{ог} \cdot t \cdot P_0 \cdot \ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right).$$

Тогда формула для определения КПД примет вид:

$$\text{КПД} = \frac{Q_{ж} [\rho_{ж} \cdot g \cdot L - (P_1 - P_2)]}{Q_{ог} \cdot P_0 \cdot \ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right)}, \quad (6.8)$$

где $P_0 = 101\,325 \text{ Н/м}^2$ – нормальное давление.

В изучаемом процессе лифтирования, как видно из формулы (6.8), КПД прямо пропорционален отношению $Q_{ж}/Q_{ог}$ и обратно пропорционален отношению $Q_{ог}/Q_{ж} = R_{ог}$. Последнее отношение называется удельным расходом рабочего агента (газа).

Касательная является частным случаем секущей (прямой, пересекающей кривую в двух или более точках). Из множества прямых, проведенных из начала координат и секущих кривую лифтирования, только одна – касательная – имеет наибольший угол наклона к оси абсцисс. Тангенс (в рассматриваемых координатах – отношение расхода жидкости к расходу газа) этого угла также будет наибольшим. Поэтому и КПД процесса в точке 4 будет больше, чем в любой другой точке кривой лифтирования.

Отрезок между точками 4 и 3 называется рабочей ветвью кривой лифтирования, поскольку работа газлифтного подъемника на этом отрезке характеризуется наибольшими значениями $Q_{ж}$ и КПД и наименьшими значениями $R_{ог}$.

Зависимость удельного расхода газа от объемного расхода газа показана на рис. 6.4. Наличие и местонахождение характерных (особых) точек на рассматриваемых кривых объясняется характером изменения потерь напора в зависимости от расхода газа.

Баланс давления для работающей на установившемся режиме трубы-скважины (без учета потерь давления на возрастание скорости движения ГЖС по длине трубы и на шероховатость трубы) может быть представлен уравнением

$$P_1 - P_2 = \rho_{гжс} \cdot g \cdot L + P_{тр}, \quad (6.9)$$

где $\rho_{гжс}$ – плотность газожидкостной смеси;

$P_{тр}$ – потери давления на трение при движении ГЖС.

С учетом формул (6.1) и (6.2) уравнение (6.9) примет вид:

$$\rho_{ж} \cdot g \cdot h_1 - \rho_{ж} \cdot g \cdot h_2 = \rho_{гжс} \cdot g \cdot L + \rho_{ж} \cdot g \cdot h_{тр}.$$

Если каждый член последнего выражения поделить на $\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L$, то уравнение (6.9) преобразуется в безразмерный вид

$$\frac{h_1 - h_2}{L} = \frac{\rho_{\text{ГЖС}}}{\rho_{\text{ж}}} + \frac{h_{\text{тр}}}{L}. \quad (6.10)$$

Левая часть уравнения (6.10) – это суммарные удельные (на единицу длины трубы) затраты напора (перепада давления). Располагаемый напор расходуется на преодоление напора столба ГЖС в трубе и на трение ГЖС. Первое слагаемое в уравнении (6.10) часто называют потерями скольжения, второе – потерями трения. Применение термина "потери на скольжение" указывает на то, что плотность ГЖС зависит от величины относительной скорости газа.

Левую часть уравнения (6.10) можно назвать относительным погружением газлифтного подъемника под уровень жидкости и обозначить \bar{h} :

$$\bar{h} = \frac{h_1 - h_2}{L} = \frac{P_1 - P_2}{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L}. \quad (6.11)$$

На рис.6.5 показан характер зависимости потерь скольжения, потерь трения и суммарных потерь напора от расхода газа. Потери на трение здесь аппроксимированы прямой линией.

Изменение суммарных потерь напора в зависимости от расхода газа имеет сложный характер. При малых абсолютных значениях увеличение расхода газа ведет к интенсивному снижению потерь скольжения за счет интенсивного уменьшения плотности ГЖС. Относительная скорость газа на начальном участке небольшая, и ее влияние малозначительно.

В диапазоне больших расходов газа уменьшение плотности ГЖС существенно замедляется, хотя расходная объемная концентрация газа продолжает увеличиваться с увеличением расхода газа. Дело в том, что в диапазоне больших расходов газа значительно возрастает величина относительной скорости газа. Это может привести к уменьшению истинной объемной концентрации газа. Уменьшение истинной объемной концентрации газа равносильно увеличению плотности ГЖС, т.е. увеличению первого слагаемого в уравнении (6.10).

При определенном расходе газа суммарные потери принимают минимальное значение. В этой точке процесс лифтирования происходит на оптимальном режиме работы.

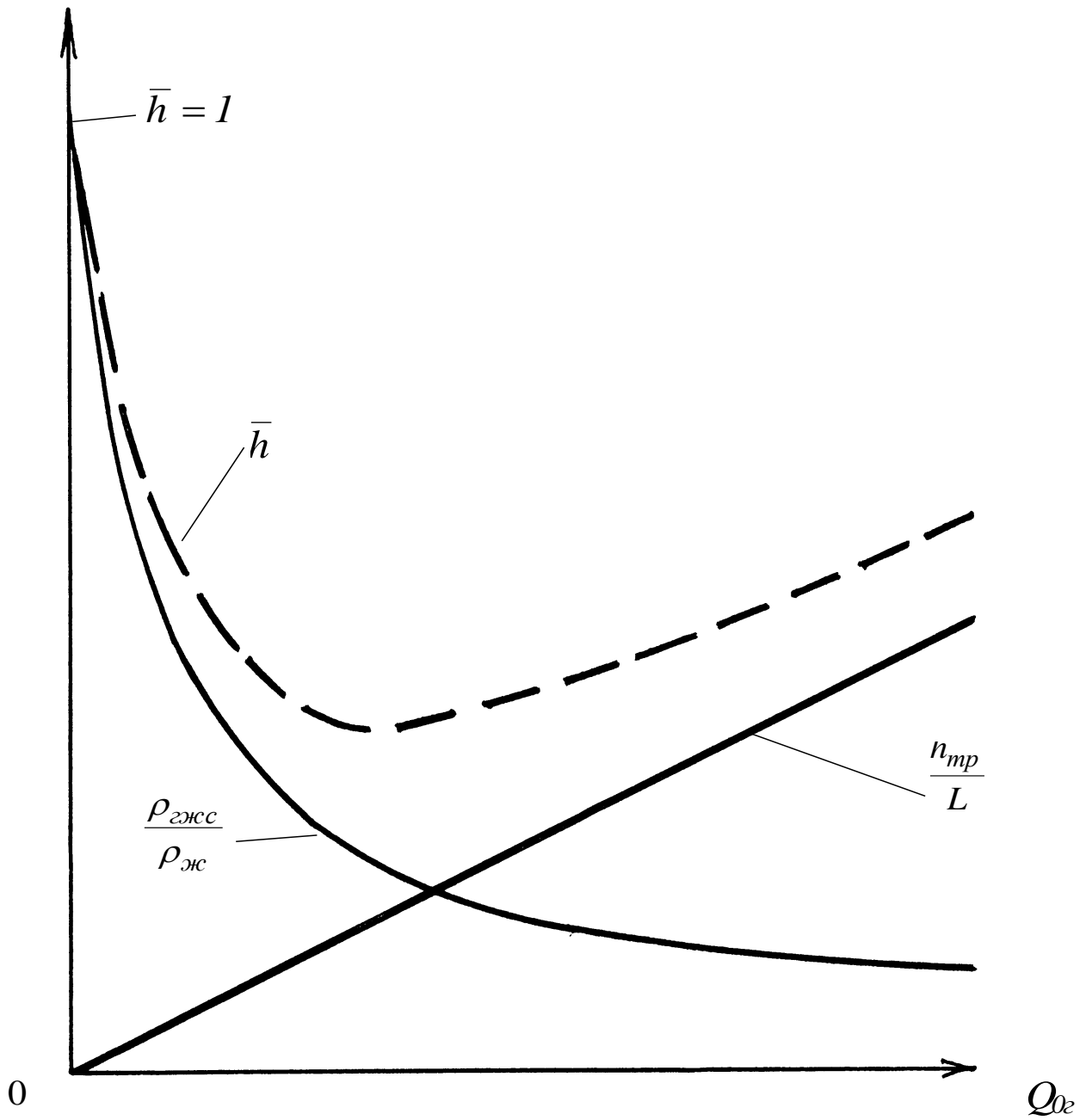


Рис. 6.5. Характер зависимости удельных потерь напора от расхода газа ($Q_{ж}=\text{const}$, $d=\text{const}$)

С практической точки зрения рабочая ветвь (см. рис. 6.3) является наиболее важным участком кривой лифтирования. В этой связи А.П. Крыловым на основании экспериментов, проведенных на трубах стандартных диаметров длиной около 20 метров, получены расчетные формулы. Для максимального и оптимального режимов работы газлифтного подъемника формулы Крылова имеют вид:

$$Q_{\text{ж}_{\text{макс}}} = 55d^3 \bar{h}^{1,5}, \quad (6.12)$$

$$Q_{\text{ж}_{\text{опт}}} = 55d^3 \bar{h}^{1,5} (1 - \bar{h}), \quad (6.13)$$

$$Q_{0\text{Г}_{\text{макс}}} = \frac{15,5 \cdot d^{2,5} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L \cdot \bar{h}^{0,5}}{P_0 \cdot \ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right)}, \quad (6.14)$$

$$Q_{0\text{Г}_{\text{опт}}} = \frac{15,5 \cdot d^{2,5} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L \cdot \bar{h}^{0,5} (1 - \bar{h})^2}{P_0 \cdot \ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right)}, \quad (6.15)$$

$$R_{0\text{Г}_{\text{макс}}} = \frac{0,282 \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L}{d^{0,5} \cdot \bar{h} \cdot P_0 \cdot \ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right)}, \quad (6.16)$$

$$R_{0\text{Г}_{\text{опт}}} = \frac{0,282 \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L \cdot (1 - \bar{h})}{d^{0,5} \cdot \bar{h} \cdot P_0 \cdot \ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right)}. \quad (6.17)$$

А.П. Крылов в результате теоретических и экспериментальных исследований установил, что в общем случае расход жидкости (дебит) газлифтного подъемника является функцией структуры течения и многих количественных параметров:

$$Q_{\text{ж}} = Q_{\text{ж}}(Q_{0\text{Г}}, P_1, P_2, L, d, \rho_{\text{ж}}, \rho_{\text{г}}, \mu_{\text{ж}}, \mu_{\text{г}}, \sigma), \quad (6.18)$$

где $\mu_{\text{ж}}$, $\mu_{\text{г}}$ – соответственно, коэффициенты динамической вязкости жидкости и газа;

σ – коэффициент поверхностного натяжения на границе раздела газ–жидкость.

Условия течения ГЖС в трубе меняются как по длине, сечению, так и во времени. Из-за сложности процессов, происходящих в

газожидкостном потоке, получить точное аналитическое решение уравнения (6.18) не представляется возможным. Поэтому для получения таких важнейших характеристик ГЖС, как плотность и коэффициент гидравлического сопротивления, используются опытные (лабораторные или промысловые) данные.

На рис. 6.6 представлено семейство кривых лифтирования для различных величин диаметра подъемника, а на рис. 6.7 – для различных величин относительного погружения подъемника. Относительное положение каждой из кривых может быть объяснено на основании тезисов, изложенных в настоящем разделе, если к изучению материала раздела подойти аналитически.

6.2. Описание установки для проведения исследований

Схема установки, предназначенной для проведения экспериментов по изучению движения газожидкостных систем в вертикальных трубах, представлена на рис. 6.8.

В качестве рабочих агентов удобнее использовать воду и воздух, хотя возможно применение других жидкостей и газов. При необходимости в жидкость можно вводить красящие вещества.

Главная часть установки – три ряда прозрачных вертикальных труб, имитирующих основные элементы скважин: обсадную эксплуатационную колонну 1, воздушные трубы 3, колонну насосно-компрессорных труб 4. Двухрядный прозрачный газлифтный подъемник позволяет визуально следить за положением динамического уровня.

Вода для опытов берется из коммунального водопровода. Регулирование расхода и напора воды осуществляется краном 9.

Газ (воздух) подается из рессивера 8. Регулирование подачи газа осуществляется редуктором 7, а замер величины расхода газа – реометром 6. Емкость 5 служит для сбора жидкости, поступающей из скважины. При установившейся работе установки в обсадной колонне устанавливается динамический уровень 2.

Для проведения опытов также потребуются мерные емкости и секундомер.

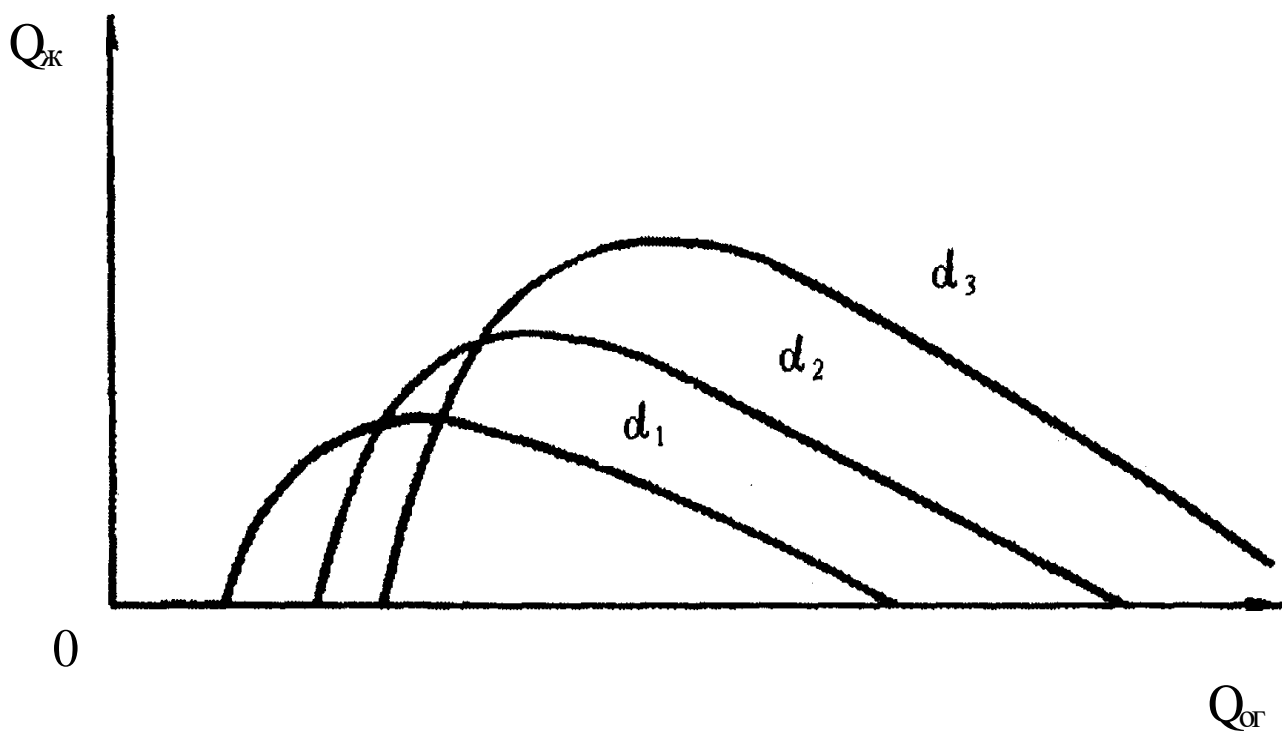


Рис. 6.6. Кривые лифтирования для различных диаметров подъемника ($d_1 < d_2 < d_3$; $\bar{h} = \text{const}$)

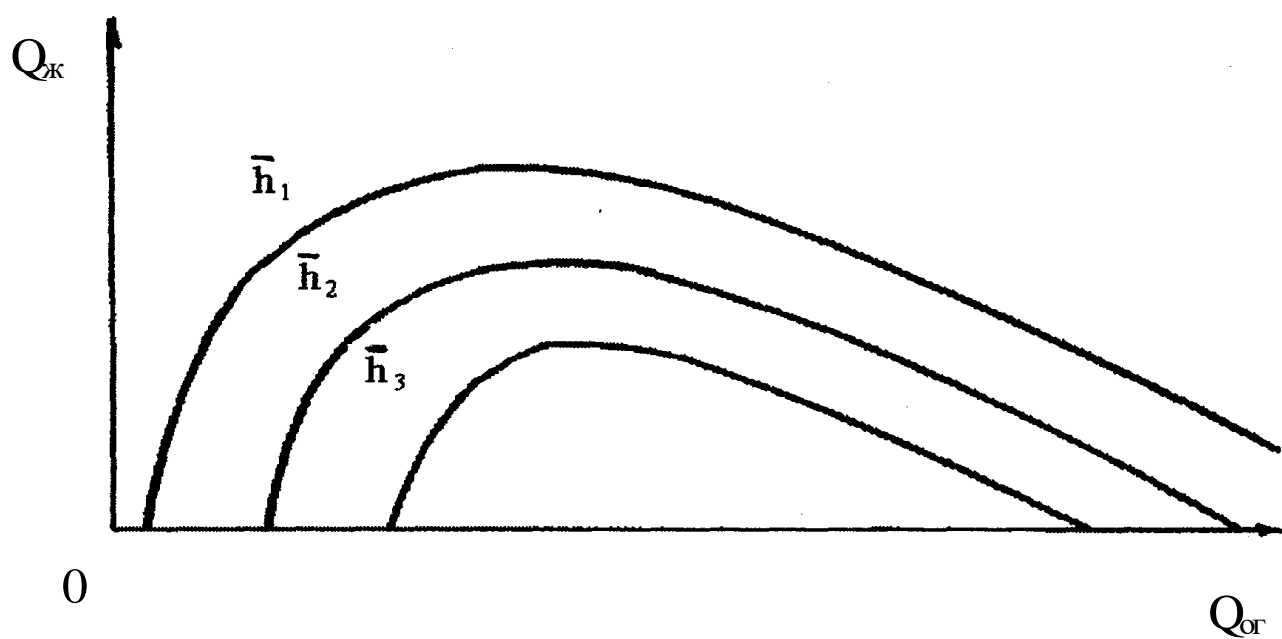


Рис. 6.7. Кривые лифтирования для различных величин относительного погружения ($\bar{h}_1 > \bar{h}_2 > \bar{h}_3$; $d = \text{const}$)

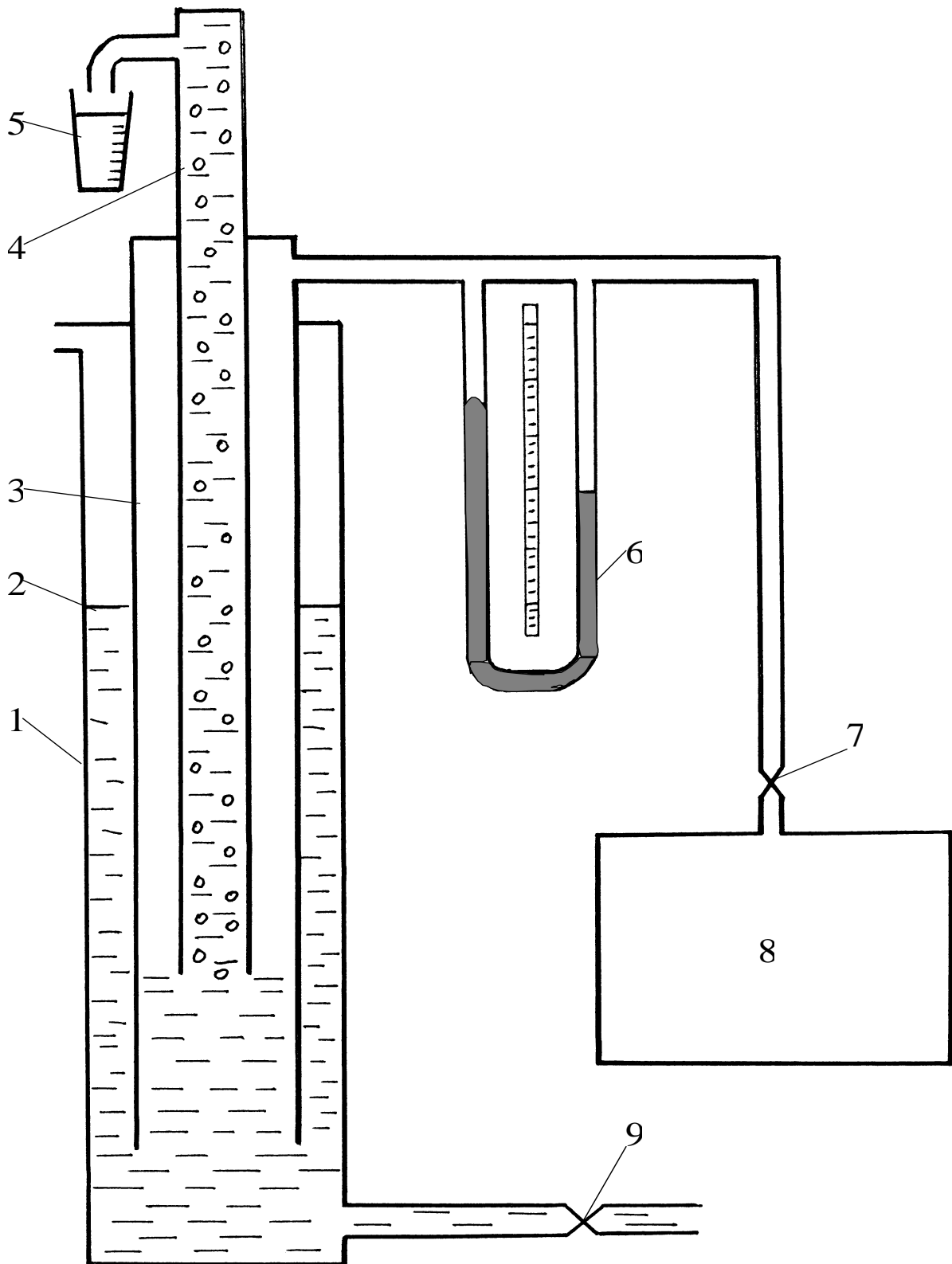


Рис. 6.8. Схема лабораторной установки

Прежде чем приступить к выполнению лабораторных работ, следует ознакомиться с устройством установки, расположением и принципом действия регулирующих и измерительных приборов и устройств. У преподавателя получить секундомер, мерные емкости и тарировочную кривую, которая характеризует работу реометра и позволяет определить расход газа. Усвоить порядок проведения лабораторной работы, распределить обязанности между членами бригады и приступить к выполнению опытов.

6.3. Работа № 6.1. Определение типа структуры газожидкостного потока

Цель работы – научиться визуально различать основные структуры газожидкостного потока, а также исследовать взаимосвязь между некоторыми параметрами, характеризующими газожидкостной поток.

Порядок проведения лабораторной работы:

- 1). Подготовить форму табл. 6.1.
- 2). Подвести рабочие агенты к газлифтному подъемнику.
- 3). Оттеснить газом жидкость в воздушных трубах до башмака подъемника и провести визуальное наблюдение за формой, размерами и скоростью движения газовых пузырьков в подъемнике. Опыты начать с минимальных расходов газа.
- 4). Для следующей серии опытов заранее принять какое-либо значение положения динамического уровня. На трех значениях расхода газа добиться установившегося режима работы газлифтного подъемника, поддерживая постоянным величину погружения подъемника под динамический уровень. Структура газожидкостного потока на каждом режиме должна быть различной (см. рис. 6.2).
- 5). На каждом режиме сделать замеры $Q_{0г}$ и $O_{ж}$.

Обработка экспериментальных данных:

- 1). Заполнить табл. 6.1, предварительно сделав необходимые расчеты.
- 2). Для каждого из трех режимов рассчитать по формулам (6.4) и (6.6) приведенные скорости и расходные объемные концентрации газа. Значение диаметра подъемника взять с установки.
- 3). Сравнить полученные результаты и сделать выводы.

Контрольные вопросы:

- 1). Классификация структур газожидкостного потока, их названия.
- 2). Какие факторы оказывают влияние на формирование структуры потока?
- 3). Дать понятия истинной и расходной объемных концентраций газа в газожидкостном потоке, написать формулы для их определения.
- 4). Чем объяснить, что истинная объемная концентрация газа меньше расходной?
- 5). Чем объяснить наличие относительной скорости газа в газожидкостном потоке?

Таблица 6.1

Номер режима	Опытные данные			Расчетные данные		
	показания реометра, мм рт. ст.	объем воды, см ³	время, с	расход газа, м ³ /с	расход воды, м ³ /с	удельный расход газа, м ³ /м ³

Таблица 6.2

Параметры	Режим работы		Режим работы		Режим работы	
	опт.	макс.	опт.	макс.	опт.	макс.
Q _{0г} , м ³ /с						
Q _ж , м ³ /с						
R _{0г} , м ³ /м ³						
P ₁ , Па						
КПД						

6.4. Работа № 6.2. Исследование работы газожидкостного подъемника при постоянном погружении под динамический уровень

Цель работы – получить кривую лифтирования экспериментально и определить параметры оптимального и максимального режимов работы газожидкостного подъемника.

Порядок проведения лабораторной работы:

- 1). Подготовить форму табл. 6.1.
- 2). Задаться десятью значениями показаний реометра. Каждому из этих значений будет соответствовать определенная величина расхода воздуха на каждом установившемся режиме. Занести эти значения в табл. 6.1.
- 3). Задаться величиной относительного погружения подъемника под динамический уровень в пределах от 0,4 до 0,7 и, манипулируя краном 9, поддерживать принятую величину погружения (положение динамического уровня) на всех десяти установившихся режимах работы подъемника.
- 4). На каждом установившемся режиме сделать замер $Q_{ж}$.

Обработка экспериментальных данных:

- 1). Заполнить табл. 6.1, предварительно сделав необходимые расчеты.
- 2). На миллиметровой бумаге построить зависимости $Q_{ж}=Q_{ж}(Q_{0г})$, $R_{0г}=R_{0г}(Q_{0г})$.
- 3). Определить параметры оптимального и максимального режимов работы подъемника.

Контрольные вопросы:

- 1). Что такое газожидкостной (газлифтный) подъемник?
- 2). В чем заключается физическая сущность подъема жидкости за счет энергии сжатого газа?
- 3). Какие вещества или тела могут быть альтернативой газу в качестве рабочих агентов?
- 4). Объяснить характер изменения кривой лифтирования.
- 5). Что такое рабочая ветвь кривой лифтирования?

6.5. Работа № 6.3. Исследование влияния относительного погружения на работу газожидкостного подъемника

Цель работы – экспериментально получить кривые лифтирования при различном погружении под динамический уровень и обосновать характер влияния относительного погружения на работу газлифтного подъемника.

Порядок проведения лабораторной работы:

- 1). Задаться тремя значениями относительного погружения подъемника под динамический уровень, например, такими: $\bar{h}_1 = 0,4$; $\bar{h}_2 = 0,6$; $\bar{h}_3 = 0,8$.
- 2). Подготовить форму табл. 6.1 в трех экземплярах – для каждого значения относительного погружения.
- 3). Провести эксперименты для каждого значения погружения в последовательности, изложенной в работе № 6.2.

Обработка экспериментальных данных:

- 1). Заполнить табл. 6.1 в трех экземплярах, предварительно сделав необходимые расчеты.
- 2). На миллиметровой бумаге построить зависимости $Q_{ж} = Q_{ж}(Q_{ог})$ для трех значений относительного погружения.
- 3). Соединить пунктирными линиями точки оптимальных режимов и максимальных режимов.

Контрольные вопросы:

- 1). Что такое относительное погружение подъемника под динамический уровень и диапазон изменения этого параметра?
- 2). Записать формулы и пояснить физический смысл относительного погружения.
- 3). Исследовать влияние относительного погружения на оптимальную производительность подъемника.
- 4). Исследовать влияние относительного погружения на максимальную производительность подъемника.
- 5). Пояснить влияние относительного погружения на удельный расход газа.

6.6. Работа № 6.4. Определение коэффициента полезного действия экспериментального газожидкостного подъемника

Цель работы – определить КПД газлифтного подъемника и выявить зависимость КПД от относительного погружения подъемника.

Порядок проведения лабораторной работы:

- 1). Подготовить форму табл. 6.1 в трех экземплярах. Каждый экземпляр – для определенного значения относительного погружения.
- 2). Провести опыты по методике, изложенной в работе № 6.3, или воспользоваться результатами экспериментов работы № 6.3.

Обработка экспериментальных данных:

- 1). Подготовить форму табл. 6.2.
- 2). Заполнить табл. 6.2, предварительно выполнив необходимые расчеты. КПД рассчитать по формуле (6.8). Для расчета значений P_l можно воспользоваться формулой (6.11). Значение длины подъемника взять с экспериментальной установки.
- 3). На миллиметровой бумаге построить зависимость КПД от относительного погружения для оптимального и максимального режимов работы подъемника.

Контрольные вопросы:

- 1). Дать определение коэффициента полезного действия.
- 2). Как математически выразить энергию газа, затрачиваемую на подъем жидкости в подъемнике?
- 3). Как математически выразить полезную энергию, затрачиваемую на подъем жидкости в вертикальной трубе?
- 4). Чему равен коэффициент полезного действия газожидкостного подъемника при $\bar{h} = 0$?
- 5). Чему равен коэффициент полезного действия газожидкостного подъемника при $\bar{h} = 1$?

7. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Эмульсии – это дисперсные системы с жидкой дисперсионной средой и жидкой дисперсной фазой.

Нефтяные эмульсии – это эмульсии, в которых нефть является или дисперсионной (внешней, т.е. сплошной) средой, или дисперсной (внутренней, разобщенной) фазой. Эмульсии, в которых вода является дисперсионной средой, принято называть прямыми (например, нефть в воде, вододисперсионная краска, молоко). Эмульсии, в которых вода является дисперсной фазой, принято называть обратными (например, вода в нефти).

На нефтяных промыслах образуются как прямые, так и обратные эмульсии. Особенностью промысловых эмульсий является то, что в них еще содержатся механические частицы и пузырьки газа различного размера. Основными условиями образования нефтяных эмульсий являются:

- турбулентность движения скважинной продукции в трубах, установках, оборудовании;
- наличие в скважинной продукции поверхностно-активных веществ и взвешенных частиц, называемых в данном случае природными эмульгаторами.

Существенное влияние на образование эмульсий оказывают также следующие факторы:

- состав и свойства жидкостей, образующих эмульсию;
- разгазирование нефти;
- температурный режим.

Нефтяные эмульсии могут быть устойчивыми (медленно разрушающимися) и неустойчивыми (быстро разрушающимися). Устойчивые эмульсии требуют значительно больших затрат на подготовку нефти до товарных кондиций.

Образование эмульсий происходит при движении обводненной нефти от забоя до устья скважин, при прохождении через устьевую арматуру, при движении по трубопроводам внутрипромысловой сборной сети и в сепараторах во время разгазирования нефти.

Степень дисперсности и степень устойчивости образующихся эмульсий существенно зависят от способа эксплуатации скважин. Такие осложнения в работе скважин, как отложение на поверхности оборудования асфальтосмолопарафиновых веществ, минеральных

солей и т.п., существенно интенсифицируют процесс эмульсеобразования, поскольку любые сужения потока продукции скважин оказывают диспергирующее действие. Исключительно интенсивно эмульсии образуются при эксплуатации скважин электроцентробежными и штанговыми скважинными насосами. В насосной скважине, с точки зрения образования эмульсий, условно можно выделить следующие три области: от забоя до приема насоса, от приема до выкида насоса, от выкида насоса до устья скважины. Механизм образования эмульсий в каждой из выделенных областей своеобразный. Это необходимо учитывать при выборе технологии сбора и подготовки нефти на промыслах.

Движение продукции скважин в промысловых трубопроводах сопровождается дальнейшим снижением давления и температуры потока, разгазированием нефти, дальнейшей концентрацией природных эмульгаторов на границах раздела жидкостей. Все это способствует образованию и упрочнению эмульсий. Однако следует учитывать, что в промысловых трубопроводах одновременно с процессами образования также могут происходить процессы разрушения эмульсий. Процессы разрушения эмульсий желательно интенсифицировать, чтобы повысить эффективность подготовки нефти на промыслах.

В сепараторах происходит интенсивное разгазирование нефти, что ведет к интенсивному дроблению дисперсной фазы. По оценке некоторых исследователей степень дробления, например, капель воды в сепараторах, может увеличиваться в десятки и сотни раз.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) – это вещества, способные накапливаться на поверхности соприкосновения двух фаз (сред, тел), понижая ее свободную энергию (поверхностное натяжение). Понижение поверхностного натяжения обусловлено тем, что притяжение растворенных молекул ПАВ к молекулам растворителя меньше, чем взаимное притяжение самих молекул растворителя. При таком соотношении молекулярных сил молекулы ПАВ как бы выталкиваются (вытесняются) из объема на поверхность раздела, где создают сорбционный слой.

Продукция скважины – это смесь (обычно эмульсионная) из нефти, воды, газа и механических примесей. В нефти содержатся асфальтены, нафтены, смолы, парафины, а в воде – соли, кислоты. Механические примеси состоят из частиц глины, песка, гипса, мела, продуктов коррозии, кристаллов минеральных солей, кристаллов асфальтосмолопарафиновых веществ. Натриевые соли нафтеновых

кислот, например, хорошо растворимы в воде. Перечисленные вещества способны сорбироваться на границе раздела жидкостей и создавать бронирующий слой вокруг капелек (глобул) дисперсной фазы, т.е. проявлять свойства ПАВ. Характерной особенностью строения молекул многих природных ПАВ является их дифильность, т.е. одновременное смачивание их полярной и неполярной жидкостями, поскольку их молекулы состоят из двух частей – полярной группы и неполярного углеводородного радикала.

При перемешивании и диспергировании одной жидкости в другой природные ПАВ, скапливаясь на поверхности глобул дисперсной фазы, играют роль эмульгаторов. Эмульгаторы, в молекуле которых действие полярной части преобладает над неполярной и которые лучше растворяются в воде, способствуют образованию прямых (нефть в воде) эмульсий. Эмульгаторы, у которых действие неполярной группы молекулы преобладает над полярной, способствуют образованию обратных эмульсий.

Основными свойствами эмульсий являются: дисперсность, вязкость, плотность, электропроводность, устойчивость.

Дисперсность эмульсии – это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. Дисперсность характеризуется тремя величинами: диаметром капелек (глобул), обратной величиной диаметра глобул (дисперсностью), удельной межфазной поверхностью (отношением суммарной поверхности глобул к общему их объему). Считается, что диаметр глобул дисперсной фазы в нефтяных эмульсиях изменяется, в основном, в пределах от 10 до 200 мкм.

Вязкость нефтяных эмульсий не подчиняется закону аддитивности (прибавляемости). Чаще бывает так, что коэффициент вязкости эмульсии выше, чем сумма коэффициентов вязкости составляющих эмульсию жидкостей. Исследования показывают следующее: при содержании воды в обратной эмульсии более 20% вязкость эмульсии резко увеличивается, а при содержании воды около 70% - еще более резко уменьшается. Значение обводненности нефти, при котором вязкость рассматриваемой обратной эмульсии начинает снижаться, называется точкой инверсии. В точке инверсии происходит обращение фаз, в результате чего дисперсная фаза (в данном случае – вода) становится дисперсионной средой, а дисперсионная среда (нефть) – дисперсной фазой. Точкой инверсии можно управлять путем введения в эмульсию искусственно созданных (синтезированных) ПАВ.

Плотность эмульсии определяется по плотности нефти и воды с учетом, например, объемного или расходного содержания этих фаз.

Электропроводность нефтяной эмульсии обуславливается не только количеством содержащейся в ней воды и степенью дисперсности воды, но и количеством растворенных в этой воде минеральных солей и кислот. Установлено, что в обратных нефтяных эмульсиях, помещенных в электрическое поле, глобулы воды располагаются вдоль его силовых линий, что приводит к резкому увеличению электропроводности этих эмульсий. Свойство капелек воды располагаться в обратных нефтяных эмульсиях вдоль силовых линий электрического поля используется в технологии глубокого обезвоживания.

Устойчивость нефтяных эмульсий – это способность их не разрушаться и не разделяться на нефть и воду в течение определенного промежутка времени. Устойчивость эмульсии оценивается временем ее существования в лабораторных условиях и определяется как отношение высоты столба эмульсии к средней линейной скорости расслоения эмульсии. Повышению устойчивости эмульсии способствуют такие факторы, как высокая степень дисперсности системы, высокая концентрация природных эмульгаторов, низкая температура системы.

При подготовке нефти до товарных кондиций на промыслах осуществляются следующие процессы:

- сепарация (дегазация), заключающаяся в отделении газа от нефти;
- обезвоживание, заключающееся в отделении воды от нефти;
- обессоливание, заключающееся в удалении минеральных солей из оставшейся в нефти воды;
- стабилизация, заключающаяся в отборе из нефти наиболее летучих углеводородов (пропан, бутан).

Современный этап разработки нефтяных месторождений характеризуется добычей высокообводненной нефти. Нефтяные скважины продуцируют, как правило, нефтяными эмульсиями различной устойчивости (стабильности). Эффективное отделение воды от нефти в этих условиях возможно только после разрушения эмульсии. Процесс разрушения эмульсии называется деэмульсацией. Основные способы деэмульсации:

- отстой (естественный способ);
- применение химических реагентов – деэмульгаторов;
- термообработка (нагрев до 80 градусов Цельсия);
- воздействие электрическим полем;

- центрифугирование;
- фильтрация через твердые пористые тела.

При любом способе деэмульсации необходимо укрупнить капли дисперсной фазы путем их коалесценции (слияния). Простой отстой не позволяет решать проблемы быстрого и полного разделения эмульсии на нефть и воду. Интенсифицировать процесс укрупнения капель дисперсной фазы можно путем снижения прочности бронирующих оболочек на разделе соприкосновения нефти и воды и путем увеличения частоты и силы соударения глобул дисперсной фазы. Эти задачи достаточно эффективно решаются такими комбинированными способами деэмульсации, как термохимический и термоэлектрохимический.

Химический способ деэмульсации заключается в добавке в эмульсию искусственных (синтезированных) ПАВ. Такие ПАВ называются деэмульгаторами, поскольку их молекулы обладают большей поверхностной активностью, чем молекулы природных эмульгаторов. В результате деэмульгаторы вытесняют из бронирующего слоя эмульгатор. Бронирующий слой становится менее прочным, капли дисперсной фазы при соприкосновении будут сливаться.

Повышение температуры эмульсии интенсивно уменьшает вязкость нефти. В результате уменьшается прочность бронирующего слоя, а частота и сила соударения глобул дисперсной фазы увеличиваются.

7.1. Работа № 7.1. Определение содержания воды в нефти

В зависимости от физико-химических свойств и степени подготовки нефти разделяются на классы, типы, группы и подгруппы.

Нефти подразделяются на группы в зависимости от глубины обезвоживания и обессоливания (табл. 7.1).

Таким образом, количество остаточной воды в нефти является одним из основных показателей, характеризующих товарные качества нефти. В лабораторных условиях определить содержание воды в нефти можно с помощью прибора Дина и Старка, изображенного на рис. 7.1. Содержание воды в нефтях и нефтепродуктах определяется в массовых долях.

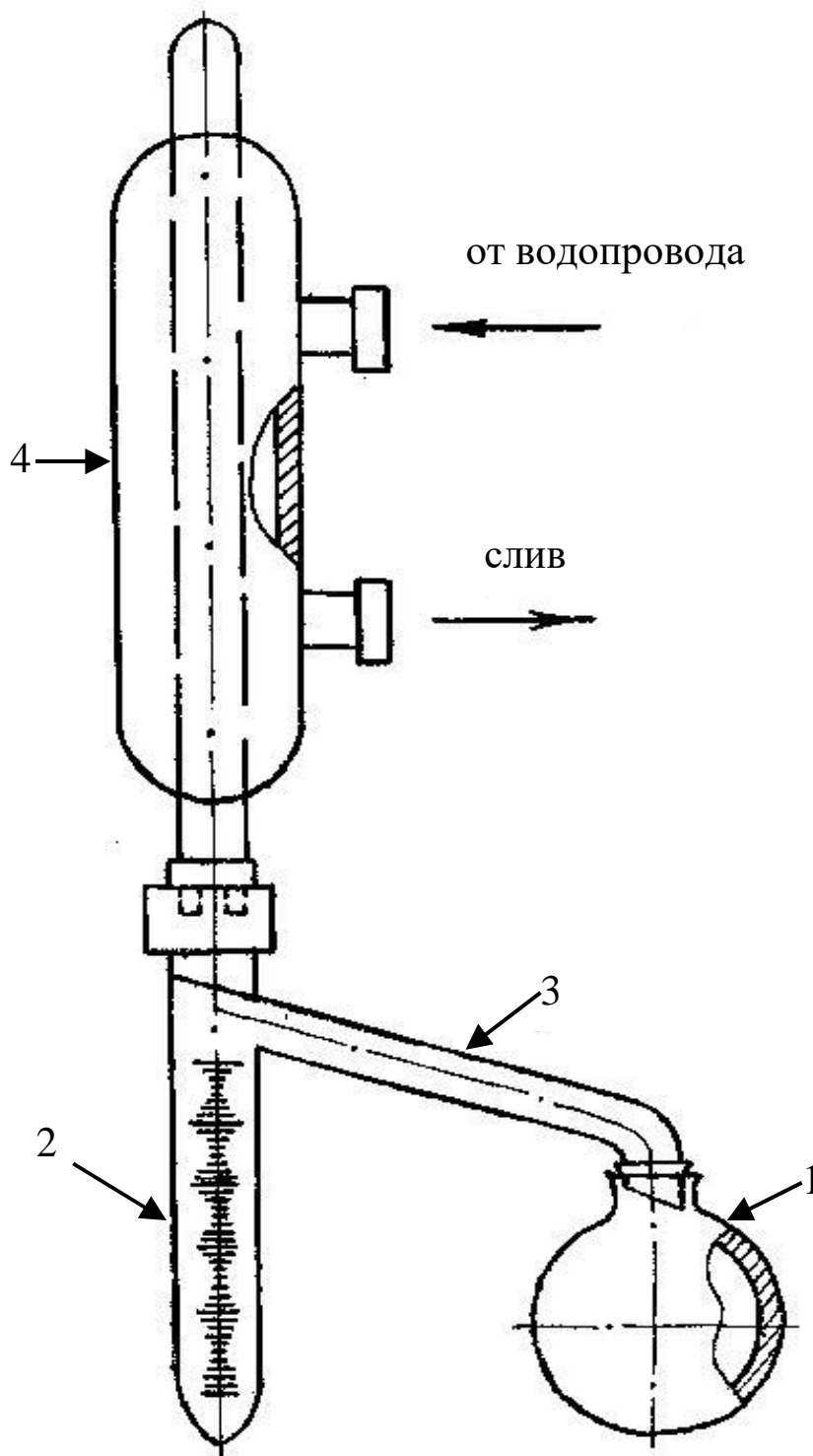


Рис. 7.1. Прибор Дина и Старка для определения содержания воды в нефти:

- 1 – стеклянная колба;
- 2 – градуированная ловушка;
- 3 – соединительная трубка;
- 4 – холодильник

Группы нефтей по глубине обезвоживания и обессоливания

Наименование показателя	Значение показателя для группы			
	0	1	2	3
Массовая доля воды, %, (не более)	0,5	0,5	1,0	1,0
Содержание хлористых солей, мг/кг, (не более)	40	100	300	900

Порядок проведения лабораторной работы:

- 1). Для исследования берется нефтяная эмульсия массой около 100 граммов. Эмульсия готовится в лабораторных условиях искусственно путем смешивания известных количеств нефти и воды или отбирается из пробы, взятой на нефтяном промысле или на нефтеперерабатывающем заводе.
- 2). Это количество эмульсии смешивается примерно со 100 кубическими сантиметрами какого-либо углеводородного растворителя (например, бензина "калоша") и заливается в колбу прибора Дина и Старка. Включается печь для нагрева колбы.
- 3). Нагрев при температуре более 100 градусов по шкале Цельсия приводит к тому, что растворитель и легкие фракции нефти, испаряясь, увлекают за собой содержащуюся в нефти влагу (воду). Пары воды, нефти и растворителя будут конденсироваться в холодильнике, а отогнанная таким образом вода осядет на дно приемника – градуированной ловушки.
- 4). Процесс возгонки считается законченным, если в течение 60 минут не будет зафиксировано увеличение количества воды. По количеству воды в ловушке прибора Дина и Старка определяется содержание воды в нефтяной эмульсии.

Расчет массовой доли воды (W) в нефтяной эмульсии следует сделать по формуле

$$W = \frac{M_B}{M_{эм}} \cdot 100\% = \frac{V_B \cdot \rho_B}{M_{эм}} \cdot 100\%, \quad (7.1)$$

где M_B – масса воды в ловушке, кг;

$M_{эм}$ – масса нефтяной эмульсии, взятой для исследования, кг;

V_B – объем воды в ловушке прибора Дина и Старка, м³;

ρ_B – плотность воды, скопившейся в ловушке, кг/м³.

Контрольные вопросы:

- 1). Что такое эмульсия? Прямые и обратные нефтяные эмульсии.
- 2). Где и как образуются нефтяные эмульсии?
- 3). Дисперсность нефтяных эмульсий.
- 4). Вязкость нефтяных эмульсий.
- 5). Характер зависимости вязкости нефтяной эмульсии от содержания в ней воды.
- 6). Является ли нефть товарной, если объемная доля воды в ней равна 1%?

7.2. Работа № 7.2. Определение эффективности химического и термохимического способов деэмульсии

Целью лабораторной работы является сравнительная оценка влияния синтетических поверхностно-активных веществ (ПАВ) и нагрева на процесс деэмульсации нефти.

Порядок проведения лабораторной работы:

- 1). Готовится форма табл. 7.2.
- 2). Берутся пять проб нефтяной эмульсии массой около 200 граммов каждая. Каждая проба помещается в химический стакан. Стаканы нумеруются. Записывается количество эмульсии в каждой пробе. Проба №1 является контрольной.
- 3). Пробы №1 и №2 оставляются при комнатной температуре. Пробы №3, №4 и №5 помещаются в сушильный шкаф, где нагреваются при температуре 60°C в течение 30 минут. С момента помещения проб в сушильный шкаф начинается отсчет времени лабораторного исследования.
- 4). Через 30 минут извлекают пробы №3, №4 и №5 из сушильного шкафа и визуально оценивают произошедшие изменения в состоянии нефтяной эмульсии.
- 5). Далее в пробы №2, №3 и №4 добавляется деэмульгатор из расчета 40 граммов на тонну эмульсии. В пробу №5 добавляется деэмульгатор из расчета 100 граммов на тонну эмульсии.
- 6). Добавленный деэмульгатор в пробе №3 размешивается вручную, а в пробах №2, №4 и №5 – с помощью электрической мешалки в течение 5 минут.

- 7). Проба №2 остается при комнатной температуре, а пробы №3, №4 и №5 снова помещают в сушильный шкаф и греют при температуре 60°C.
- 8). Примерно через 60 минут прогрева начинают вести визуальный контроль за состоянием проб №3, №4 и №5 с целью определения начала и конца разрушения эмульсии и разделения эмульсии на нефть и воду. Длительность второго прогрева обычно не превышает 180 минут.
- 9). После повторной выдержки в сушильном шкафу из всех проб аккуратно сливается по 100 граммов отстоявшейся нефти.
- 10). На приборе Дина и Старка определяется остаточное содержание воды для каждой пробы.
- 11). Заполняется табл. 7.2 и делаются соответствующие выводы.

Таблица 7.2

Номер пробы	Масса пробы, г	Длительность первого нагрева, мин.	Добавка деэмульгатора, г/г	Способ перемешивания	Длительность второго нагрева, мин.	Массовая доля воды, %	Выводы
1							
2							
3							
4							
5							

Контрольные вопросы:

- 1). Перечислить способы деэмульсации продукции нефтяных скважин.
- 2). Сущность термического способа деэмульсации.
- 3). Сущность химического способа деэмульсации.
- 4). Назначение внутритрубной деэмульсации.
- 5). Сущность электрического способа деэмульсации.
- 6). Объяснить полученные результаты лабораторных исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427с.
2. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1982. – 311с.
3. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.: Недра, 1992. – 270с.
4. Мордвинов А.А. Гидродинамическое совершенство скважин: Методические указания / А.А. Мордвинов. – Ухта: УИИ, 1996. – 23с.
5. Мордвинов А.А. Единицы физических величин и правила их применения: Учебное пособие / А.А. Мордвинов. – Ухта: УИИ, 1997. – 60с.
6. Мордвинов А.А. Исследование процесса движения газожидкостных смесей в скважинах: Методические указания / А.А. Мордвинов. – Ухта: УИИ, 1998. – 25с.
7. Мордвинов А.А. Образование и разрушение нефтяных эмульсий: Методические указания / А.А. Мордвинов, Н.В. Воронина, О.А. Миклина. – Ухта: УГТУ, 2000. – 14с.
8. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
9. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 1999. – 659 с.

Соотношения между некоторыми однородными единицами
физических величин основных систем единиц

Название величины	СИ	СГС	МКГСС
Сила	1 Н (ньютон)=1 кг*м/с ²	1 дин=1 г*см/с ² 1 дин=10 ⁻⁵ Н	1 кгс=9,80665 Н 1 кгс=9,80665*10 ⁵ дин
Давление	1 Па(паскаль)=1 кг/(м*с ²) 1 Па=1 Н/м ²	1 дин/см ² =1 г/(см*с ²) 1 дин/см ² =0,1 Па 1 дин/см ² =10 ⁻⁶ бар	1 кгс/м ² =9,80665 Па 1 кгс/м ² =98,0665 дин/см ² 1 кгс/м ² =9,80665*10 ⁻⁵ бар
Работа (энергия)	1 Дж (джоуль)=1 кг*м ² /с ² 1 Дж=1 Н*м	1 эрг=1 г*см ² /с ² 1 эрг=10 ⁻⁷ Дж	1 кгс*м=9,80665 Дж 1 кгс*м=9,80665*10 ⁷ эрг
Мощность	1 Вт (ватт)=1 кг*м ² /с ³ 1 Вт=1 Дж/с	1 эрг/с=1 г*см ² /с ³ 1 эрг/с=10 ⁻⁷ Вт	1 кгс*м/с=9,80665 Вт 1 кгс*м/с=9,80665*10 ⁷ эрг/с
Динамическая вязкость	1 Па*с=1 кг/(м*с) 1 Па*с=1 Н*с/м ²	1 П (пуаз)=1 г/(см*с) 1 П=1 дин*с/см ² 1 П=0,1 Па*с	1 кгс*с/м ² =9,80665 Па*с 1 кгс*с/м ² =98,0665 П
Кинематическая вязкость	1 м ² /с=(1 Па*с)/(1 кг/м ³)	1 Ст (стокс)=1 см ² /с 1 Ст=10 ⁻⁴ м ² /с	1 м ² /с=1 м ² /с 1 м ² /с=10 ⁴ Ст

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Приставки и множители для образования
десятичных кратных и дольных единиц

Наименование приставки	Обозначение приставки		Множитель
	русское	международное	
Экса	Э	E	10^{18}
Пета	П	P	10^{15}
Тера	Т	T	10^{12}
Гига	Г	G	10^9
Мега	М	M	10^6
кило	к	k	10^3
гекто	г	h	10^2
дека	да	da	10
деци	д	d	10^{-1}
санти	с	c	10^{-2}
милли	м	m	10^{-3}
микро	мк	μ	10^{-6}
нано	н	n	10^{-9}
пико	п	p	10^{-12}
фемто	ф	f	10^{-15}
атто	а	a	10^{-18}

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Наименование букв	Прописные буквы	Строчные буквы
Альфа	Α	α
Бета	Β	β
Гамма	Γ	γ
Дельта	Δ	δ
Эпсилон	Ε	ε
Дзета	Ζ	ζ
Эта	Η	η
Тэта	Θ	θ
Иота	Ι	ι
Каппа	Κ	κ
Ламбда	Λ	λ
Мю	Μ	μ
Ню	Ν	ν
Кси	Ξ	ξ
Омикрон	Ο	ο
Пи	Π	π
Ро	Ρ	ρ
Сигма	Σ	σ
Тау	Τ	τ
Ипсилон	Υ	υ
Фи	Φ	φ
Хи	Χ	χ
Пси	Ψ	ψ
Омега	Ω	ω

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
1. ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД	4
1.1. Пористость горной породы	4
1.1.1. Работа № 1.1. Определение коэффициента абсолютной пористости горных пород	7
1.1.2. Работа № 1.2. Определение коэффициента открытой пористости горной породы	9
1.2. Проницаемость горной породы	10
1.2.1. Работа № 1.3. Определение коэффициента проницаемости модели горной породы по воздуху	13
1.3. Удельная поверхность горных пород	17
1.3.1. Работа № 1.4. Определение удельной поверхности горной породы	19
1.4. Насыщенность горных пород водой, нефтью, газом	19
1.4.1. Работа № 1.5. Определение коэффициентов водонасыщенности и нефтенасыщенности	20
2. ИЗУЧЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА, ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ	23
2.1. Определение плотности нефти, газа, конденсата и воды	23
2.1.1. Работа № 2.1. Определение плотности жидкости ареометром	25
2.1.2. Работа № 2.2. Определение плотности жидкости пикнометрическим способом	26
2.2. Определение вязкости жидкостей и газов	27
2.2.1. Работа № 2.3. Определение кинематической вязкости жидкости	31
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГАЗА	34
3.1. Работа № 3.1. Определение запасов газа и объема газонасыщенных пор газовой залежи	38
4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ СОВЕРШЕНСТВО СКВАЖИН	40
4.1. Виды несовершенства скважин	40
4.2. Определение коэффициентов C_1 и C_2 по графикам Щурова	45

4.3. Определение коэффициентов C_1 и C_2 по формулам	46
4.4. Оценка влияния несовершенства скважин по качеству вскрытия	54
5. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	62
5.1. Описание лабораторной установки	64
5.2. Работа № 5.1. Исследование скважины на установившихся режимах работы	66
5.3. Работа № 5.2. Определение распределения давления в пласте	71
5.4. Работа № 5.3. Исследование скважин на неустановившихся режимах работы	73
6. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ В СКВАЖИНАХ	78
6.1. Краткое изложение теоретических основ работы скважины как газожидкостного подъемника	78
6.2. Описание установки для проведения исследований	91
6.3. Работа № 6.1. Определение типа структуры газожидкостного потока	94
6.4. Работа № 6.2. Исследование работы газожидкостного подъемника при постоянном погружении под динамический уровень	95
6.5. Работа № 6.3. Исследование влияния относительного погружения на работу газожидкостного подъемника	96
6.6. Работа № 6.4. Определение коэффициента полезного действия экспериментального газожидкостного подъемника	97
7. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ	99
7.1. Работа № 7.1. Определение содержания воды в нефти	103
7.2. Работа № 7.2. Определение эффективности химического и термохимического способов деэмульсии	106
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	108
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	109
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	110
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	111

