

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

**ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ,
РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Учебно-методическое пособие

**КАЗАНЬ
2025**

УДК 622.32
ББК 26.341.1
Г48

*Печатается по рекомендации Учебно-методической
Комиссии Института геологии и нефтегазовых технологий
Казанского (Приволжского) федерального университета.
(протокол № 6 от 17 января 2025 г.)*

Авторы

**А.Р. Гимаева, Г.Р. Ганиева, И.И. Маннанов, М.А. Варфоломеев,
А.Р. Тазеев, И.Ф. Минханов**

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент **Р.Р. Фарухшина**
кандидат геолого-минералогических наук, доцент **Э.Р. Зиганшин**

**Г48 Основы нефтегазового дела в области добычи, разработки и
эксплуатации нефтегазовых месторождений: учебно-методическое пособие /**
А.Р. Гимаева, Г.Р. Ганиева, И.И. Маннанов, М.А. Варфоломеев, А.Р. Тазеев,
И.Ф. Минханов. – Казань: КФУ, 2025. – 27 с.

Учебно-методическое пособие предназначено для обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» очной формы обучения.

В учебно-методическом пособии рассмотрены основные вопросы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, определения физико-химических свойств нефти и газа, сбора и подготовки нефти и газа на промыслах.

Содержание заданий соответствует учебному плану и рабочей учебной программе дисциплины. Учебно-методическое пособие рекомендуется для студентов вузов, обучающихся по специальности «Нефтегазовое дело», аспирантов и преподавателей.

УДК 622.32
ББК 26.341.1

© Гимаева А.Р., Ганиева Г.Р., Маннанов И.И.,
Варфоломеев М.А., Тазеев А.Р., Минханов И.Ф., 2025

© Издательство Казанского университета, 2025

Содержание

Введение	4
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 1	5
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 2	8
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 3	11
Расчет плотности и вязкости пластовой воды	11
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 4	13
Расчет молекулярной массы и плотности газа	13
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 5	15
Расчет плотности, объемного коэффициента и усадки нефти	15
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 6	17
Расчет необходимой степени очистки сточных вод по содержанию загрязняющих веществ	17
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 7	22
Нефтеловушки, продуктоловушки	22
ЛИТЕРАТУРА	26

Введение

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) занимает одно из ведущих мест в экономической системе России. Сотни тысяч специалистов ежедневно работают по всей стране, обеспечивая стабильную добычу нефти и газа. Помимо этого, ежегодно отрасль принимает в свои ряды молодых выпускников вузов, которые начинают профессиональный путь с изучения основ нефтегазовой индустрии и совершенствуют свои знания в процессе работы.

Дисциплина, предназначенная для подготовки бакалавров в области нефтяной промышленности, имеет ключевую цель — познакомить студентов с процессами, которые происходят в пласте при фильтрации нефти, газа и воды, а также с оборудованием, используемым в добыче углеводородов. Это позволит учащимся сформировать представление о текущем состоянии и перспективах развития технологий и техники добычи нефти, а также освоить принципы и методы эффективной разработки нефтяных месторождений.

В процессе изучения дисциплины студенты не только получают представление о нефтяной и газовой промышленности, но и смогут развить навыки критического мышления, анализа данных и принятия решений. Это поможет им стать более компетентными специалистами в своей области и успешно решать задачи, связанные с разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 1

Расчёт пластового давления по уровню жидкости в скважине

Измерение акустической волны широко используется для определения динамических и статических уровней жидкости в нефтяных скважинах. Данная технология может измерять время перехода акустических импульсов, которая создается с помощью излучателя и записывает время перехода акустических импульсов с помощью приемника. Расстояние от устья скважины до уровня жидкости можно рассчитать по следующей формуле:

$$h = v \cdot t / 2, \text{ м}, \quad (1.1)$$

где v – скорость распространения звуковой волны, м/с;

t – время ее распространения от устья до уровня жидкости и обратно, с.

В остановленной на определенное время скважине устанавливается статический уровень; во время работы – динамический уровень жидкости (рис. 1).

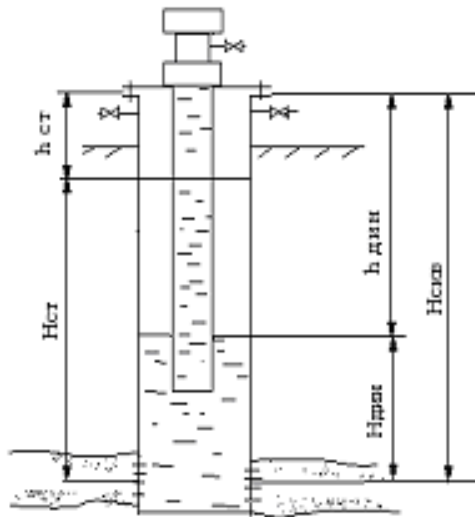


Рис. 1. Схема уровней жидкости в скважине

$h_{\text{ст}}$ – статический уровень; $h_{\text{дин}}$ – динамический уровень; $H_{\text{ст}}$ – статический столб; $H_{\text{дин}}$ – динамический столб; $H_{\text{скв}}$ – глубина скважины.

Определив динамический уровень можно приблизительно определить забойное давление:

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{скв}} - h_{\text{дин}}), \quad (1.2)$$

где $H_{\text{скв}}$ – глубина скважины, м;

$h_{\text{дин}}$ – динамический уровень, м;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³.

Плотность жидкости в скважине рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{в}} \cdot \beta + \rho_{\text{н}} \cdot (1 - \beta), \quad (1.3)$$

где $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{н}}$ – плотности воды и нефти соответственно, кг/м³;

β – обводненность, доли ед.

Давление на забое остановленной на определенный период скважины приближается к пластовому. Для безводной скважины пластовое давление приближенно определяется по формуле:

$$P_{\text{пл}} = \rho_{\text{н}} g H_{\text{н}}, \quad (1.4)$$

где $H_{\text{н}}$ – высота столба нефти в скважине, м;

$\rho_{\text{н}}$ – средняя плотность нефти в остановленной скважине, кг/м³;

$$H_{\text{н}} = H_{\text{скв}} - h_{\text{ст}}, \quad (1.5)$$

$$\rho_{\text{н}} = (\rho_{\text{н пл}} + \rho_{\text{н дег}})/2, \quad (1.6)$$

где $\rho_{\text{н пл}}$, $\rho_{\text{н дег}}$ – плотность пластовой и дегазированной нефти соответственно, кг/м³.

Если скважина заполнена жидкостью до устья ($h_{\text{ст}} = 0$), то пластовое давление можно определить по формуле:

$$P_{\text{пл}} = \rho_{\text{н}} g H_{\text{скв}} + P_{\text{у}}, \quad (1.7)$$

где $P_{\text{у}}$ – давление на устье скважины.

При насосной эксплуатации в затрубном пространстве может создаваться избыточное давление. В этом случае давление на забое скважины будет определяться суммой давления столба жидкости и избыточного давления газа в затрубном пространстве:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{ж дин}} + P_{\text{затр}}, \quad (1.8)$$

в остановленной скважине пластовое давление можно определить по формуле:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{ж ст}} + P_{\text{затр}}, \quad (1.9)$$

где $P_{\text{затр}}$ – затрубное давление газа;

$P_{\text{ж дин}}$, $P_{\text{ж ст}}$ – давления, оказываемые соответственно динамическим и статическим столбами жидкости; рассчитываются по формулам:

$$P_{\text{ж дин}} = \rho_{\text{ж}} g H_{\text{дин}} = \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{скв}} - h_{\text{дин}}), \quad (1.10)$$

$$P_{\text{ж ст}} = \rho_{\text{ж}} g H_{\text{ст}} = \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{скв}} - h_{\text{ст}}), \quad (1.11)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, определяемая по формулам (1.3) для обводненной продукции или (1.6) для безводной скважины.

Задача 1.1. По исходным данным (табл. 1.1) рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине.

Таблица 1.1

Исходные данные для расчета пластового давления

Вариант	Глубина скважины, м	Статический уровень жидкости, м	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	Плотность пластовой нефти, кг/м ³	Затрубное давление (на устье), МПа
1	1780	50	891	831	1,5
2	1820	65	883	820	2,1
3	2050	82	860	799	2,5
4	1910	48	854	789	1,6
5	1990	35	842	780	2,0
6	2010	56	859	797	0,9
7	2200	78	900	835	2,5
8	2250	70	891	822	2,7
9	2050	90	900	840	2,9
10	1500	86	862	802	0,8

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 2

Расчёт коэффициента общей пористости горных пород и абсолютной проницаемости.

Пористость горной породы определяется наличием пустот (пор) в её структуре. Коэффициент полной (абсолютной) пористости ($m_{\text{п}}$) рассчитывается как отношение общего объёма пор ($V_{\text{пор}}$) к видимому объёму образца породы ($V_{\text{обр}}$):

$$m_{\text{п}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} . \quad (2.1)$$

Этот коэффициент выражается в виде доли или процента от общего объёма горной породы.

Согласно происхождению, поры делятся на две основные категории:

Первичные поры – пустоты, образующиеся в процессе осадконакопления и формирования горной породы. К ним относятся промежутки между зёрнами, пространства между слоями осадков и другие подобные структуры.

Вторичные поры – возникают вследствие процессов, происходящих после формирования породы. Это могут быть пустоты, образованные в результате разломов, дробления, растворения пород, появления трещин (например, из-за процессов доломитизации) и других изменений структуры породы.

Задача 2.1. Необходимо вычислить коэффициент общей пористости породы, если известен объём зёрен в образце (V_3). Образец имеет цилиндрическую форму, с заданным диаметром ($D_{\text{обр}}$) и длиной ($L_{\text{обр}}$). Все необходимые данные для выполнения расчёта представлены в таблице 2.1.

Определяем коэффициент пористости по соотношению:

$$m = (V_0 - V_3)/V_0,$$

где V_0 , V_3 – объёмы соответственно образца породы и зёрен в образце, см^3 .

Таблица 2.1

Исходные данные для самостоятельной работы

Параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$D_{\text{обр}}$, мм	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
$L_{\text{обр}}$, мм	30	35	40	45	30	35	40	45	30	35
V_3 , см^3	16	20	25	22	18	19	20	22	13	16

Проницаемость – ключевой параметр, который определяет, насколько эффективно горная порода пропускает нефть, газ и воду к скважинам. Этот показатель играет важную роль в оценке фильтрационных свойств породы.

В естественной среде не существует материалов, которые были бы абсолютно непроницаемыми. Но в условиях нефтяных пластов, где перепады давления незначительны, такие породы как глина и сланец становятся практически герметичными для жидкостей и газов. Всё из-за микроскопических пор, которые и делают их почти непроницаемыми.

Большинство осадочных пород в той или иной степени проницаемы. В их поровом пространстве, помимо субкапиллярных участков, есть поры более крупного размера. Исследования показали, что диаметр большинства пор в породах-коллекторах нефти превышает 1 мкм. Это позволяет углеводородам проходить через такие породы.

При добыче нефти и газа из месторождений можно наблюдать разные типы фильтрации в пористых средах. Иногда все три жидкости – нефть, газ и вода – движутся вместе. Бывает, что взаимодействуют только две из них, например, нефть и вода или нефть и газ. А иногда перемещается только один флюид.

Особенность в том, что способность пористой среды пропускать конкретную фазу меняется в зависимости от состава и соотношения фаз. Чтобы подробно исследовать проницаемость пород нефтяных пластов, используют термины: абсолютная, эффективная (фазовая) и относительная проницаемости.

Абсолютная проницаемость – это основной показатель, который описывает физические свойства породы и её способность пропускать жидкости и газы.

Абсолютная проницаемость – это способность породы пропускать жидкость или газ при условии, что в ней присутствует только одна фаза, которая не вступает в реакцию с породой.

В действительности жидкости нередко вступают во взаимодействие с горной породой: глинистые частицы могут увеличиваться в объёме под воздействием воды, а смолы способны закупоривать поры. Вот почему для определения абсолютной проницаемости чаще всего используют газ или воздух – это позволяет минимизировать искажения результатов измерений, обусловленные влиянием свойств жидкостей и их взаимодействием с породой.

Фазовая проницаемость показывает, насколько порода способна пропускать определённую жидкость или газ, когда в её порах есть многофазные системы. Этот показатель зависит не только от свойств породы, но и от того, насколько поровое пространство заполнено жидкостями или газами, а также от их физических и химических характеристик.

Относительная проницаемость – это соотношение фазовой проницаемости для определённой фазы и абсолютной проницаемости породы.

Задача 2.2. На основании данных задачи 1 и сведений из табл. 2.2 необходимо вычислить коэффициент абсолютной проницаемости породы, пропуская воздух через образец цилиндрической формы длиной $L_{обр}$ и диаметром $D_{обр}$.

Давление перед образцом (P_1) и за ним (P_2) указано. Вязкость воздуха при температуре 20 °С в условиях эксперимента составляет $\mu = 0,018$ МПа·с. За время t через образец прошло объёмное количество воздуха (V_B) при атмосферном давлении.

Для расчёта коэффициента абсолютной проницаемости (k) используется следующая формула:

$$k = \frac{2 \cdot \mu \cdot l \cdot P_2 \cdot V_B}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2) \cdot t} \quad (2.2)$$

где l – длина образца, м;

F – площадь поперечного сечения образца, м²;

μ – вязкость воздуха пропускаемого через образец, мПа/с;

V_B – объем воздуха, прошедшего через образец, м³;

P_1, P_2 – давление соответственно на входе и выходе из образца, Па;

t – время прохождения газа через образец, с.

Таблица 2.2

Варианты для самостоятельной работы

Параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_1 \cdot 10^5$,	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
$P_2 \cdot 10^5$,	1,0	1,2	1,1	1,3	1,4	1,4	1,6	1,7	1,5	1,8
$V_B, \text{ м}^3$	0,003	0,003	0,004	0,004	0,003	0,0039	0,0041	0,0045	0,0044	0,0035
$t, \text{ с}$	180	190	185	200	175	195	200	210	205	179

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 3

Расчет плотности и вязкости пластовой воды

Условные обозначения в расчетах:

$\rho_{\text{вп}}$ – плотность дистиллированной воды при температуре 20 °С, выраженная в кг/м³;

S – концентрация солей в воде, измеряемая в кг/м³;

$\rho_{\text{вп}}(t)$, $\rho_{\text{вп}}$ – плотность минерализованной воды при температурах t и 20 °С соответственно, кг/м³;

$\mu_{\text{вп}}$ – вязкость пластовой воды при температуре t , выраженная в МПа·с;

$\mu_{\text{в}}(t)$ – вязкость дистиллированной воды при температуре t в МПа·с;

$\Delta\rho$ – разница между плотностями минерализованной и дистиллированной воды при 20 °С.

Плотность пластовой воды в зависимости от концентрации солей приблизительно рассчитывается по следующей формуле:

$$\rho_{\text{вп}} = \rho_{\text{в}} + 0,7647 S. \quad (3.1)$$

Воздействие температуры в диапазоне от 0 до 45 °С можно учесть приблизительно, используя соответствующую формулу:

$$\rho_{\text{вп}}(t) = \rho_{\text{вп}} - 0,0714 (t - 20). \quad (3.2)$$

Вязкость минерализованной воды можно определить приближённо, используя следующую формулу, которая учитывает влияние концентрации солей и температуры (при $\Delta\rho \leq \Delta\rho^*$):

$$\begin{aligned} \mu_{\text{вп}} &= \mu_{\text{в}}(t) 10^{0,8831\Delta\rho \cdot 0,001}, \\ \mu_{\text{в}}(t) &= 1353 (t+50)^{-1,6928}. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Данная формула позволяет учитывать изменения вязкости в зависимости от уровня минерализации и температуры среды, что особенно важно при анализе пластовых условий.

Разница между плотностью минерализованной ($\rho_{\text{вп}}$) и дистиллированной воды ($\rho_{\text{в}}$) при температуре 20 °С рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta\rho = \rho_{\text{вп}} - 998,3. \quad (3.4)$$

Эта формула позволяет оценить влияние концентрации солей на плотность пластовой воды при стандартной температуре.

Параметр $\Delta\rho^*$ рассчитывается по формуле:

$$\Delta\rho^* = 0,793(146,8 - t), \quad (3.5)$$

при $\Delta\rho > \Delta\rho^*$

$$\mu_{\text{вп}} = \mu_{\text{в}}(t) 10^{0,001A(\rho)}, \quad (3.6)$$

где $A(\rho)$ - функция, значения которой зависят от температуры и плотности:

при $0 \leq t \leq 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho^*), \quad (3.7)$$

при $20 < t \leq 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho^*) - 0,032(t-20) (\Delta\rho - \Delta\rho^*), \quad (3.8)$$

при $t > 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$A(\rho) = 1,776(\Delta\rho - 0,503\Delta\rho^*). \quad (3.9)$$

Задача 3.1. Рассчитать показатели плотности и вязкости пластовой воды на основе исходных данных, приведённых в табл. 3.1

Таблица 3.1

Исходные данные для расчета плотности
и вязкости пластовой воды

Вар.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t, \text{ }^{\circ}\text{C}$	3	7	10	12	15	20	23	26	29	32	35	38	40	43	45
$S, \text{ г/л}$	50	122	87	146	101	110	155	76	127	179	95	150	115	168	134

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 4

Расчет молекулярной массы и плотности газа

Плотность нефтяного газа – это масса газа, которая содержится в одном кубическом метре при температуре 0 градусов Цельсия и атмосферном давлении 0,1 МПа. Измеряется она в килограммах на кубический метр.

Относительная плотность газа – это соотношение плотности исследуемого газа и воздуха при стандартных условиях. Стандартные условия подразумевают давление 0,1 мегапаскаль и температуру 293 К (20 °С). При нормальных условиях давление остаётся прежним, а температура составляет 273 К (0 °С).

Молекулярная масса – параметр, который рассчитывается как сумма произведений молекулярной массы каждого компонента на его мольную долю. Молекулярную массу измеряют в молях или киломолях. Для всех газов объём одного киломоля при стандартных условиях составляет 24,05 м³, а при нормальных условиях – 22,41 м³.

Формула для расчёта молекулярной массы газа на основе его объёмного состава:

$$M_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot M_i, \quad (4.1)$$

где y_i – мольная доля i -го компонента в газовой фазе;

M_i – молекулярная масса i -го компонента;

n – число компонентов в смеси газов.

Плотность газа при нормальных условиях вычисляется по формуле:

$$\rho_{\Gamma 0} = M_{\Gamma} / 22,41, \quad (4.2)$$

при стандартных условиях – по формуле:

$$\rho_{\Gamma \text{ст}} = M_{\Gamma} / 24,05. \quad (4.3)$$

Относительная плотность газа по воздуху рассчитывается по формуле:

$$\overline{\rho}_{\Gamma} = M_{\Gamma} / 28,98, \quad (4.4)$$

где 28,98 – молекулярная масса воздуха.

Или по формуле:

$$\rho_{\Gamma}^1 = \frac{\rho_{\Gamma}}{1,293}. \quad (4.5)$$

Задача 4.1. В табл. 4.1 приведены составы газов типичных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Рассчитать молекулярную массу каждого компонента, молекулярную массу газа, его плотность при стандартных условиях и относительную плотность по воздуху.

Таблица 4.1

Компонентный состав газа

Вариант	Месторождение	Компонентный состав газа, % объемные							
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	H ₂ S
1	Самотлорское	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	0,1	9,6	-
2	Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,02	0,01	0,3	1,7	-
3	Оренбургское	84,0	5,0	1,6	0,70	1,80	1,1	4,2	1,6
4	Шатлыкское	95,6	2,0	0,34	0,10	0,05	1,15	0,76	-
5	Астраханское	58,86	1,88	0,6	0,23	0,12	11,0	1,38	26,5
6	Ромашкинское	37,3	20,7	18,9	9,5	4,8	-	8,8	-
7	Туймазинское	39,47	16,83	6,58	2,8	1,1	-	31,62	1,6

Таблица 4.2

Атомные массы компонентов

Компонент	Водород	Углерод	Кислород	Сера	Азот
Атомная масса	1,008	12,011	15,999	32,064	14,007

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 5

Расчет плотности, объемного коэффициента и усадки нефти

Плотность – одна из важных характеристик нефти. Обычно она варьируется от 750 до 940 кг на кубический метр, но иногда можно встретить нефть с плотностью более 1000 кг/м³ или менее 750 кг/м³.

Во время добычи вместе с нефтью выходит и газ, который называют попутным. Объём этого газа в нормальных условиях, приходящийся на одну тонну или один кубический метр добытой нефти, называется газовым фактором.

Нефть подвергается сепарации на каждом этапе своего пути – от залегания в пласте до поступления на пункты подготовки. Завершается процесс отделения газа на установках по подготовке нефти, в частности, в концевых сепараторах. Объём нефти после дегазации отличается от её объёма в условиях пласта. Чтобы описать это изменение, используют объёмный коэффициент: он равен отношению объёма нефти в пластовых условиях к объёму дегазированной нефти. Зная объёмный коэффициент, можно определить степень усадки нефти – то есть, насколько уменьшился её объём после удаления газа.

Условные обозначения в расчетах:

P – пластовое давление, МПа;

t – пластовая температура, °С;

Γ_0 – газонасыщенность, м³/м³;

$\lambda_{\text{НГ}}$ – коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом;

$\rho_{\text{Н}}$, $\rho_{\text{Г}}$ – плотность соответственно нефти и газа при 20 °С и 0,1 МПа, кг/м³;

$\alpha_{\text{Н}}$ – коэффициент термического расширения нефти.

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + \lambda_{\text{НГ}} \cdot \Gamma_0 + \alpha_{\text{Н}} (t - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot P. \quad (5.1)$$

Для нефтей в пластовых условиях объемный коэффициент приближенно можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma_0. \quad (5.2)$$

Коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом $\lambda_{\text{НГ}}$ рассчитывается по формуле:

$$\lambda_{\text{НГ}} = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \rho_{\text{Г}} + 5,2(1 - 1,5 \Gamma_0 \cdot 10^{-3}) \Gamma_0 \cdot 10^{-3} - 3,54 \rho_{\text{Н}} \cdot 10^{-3}]. \quad (5.3)$$

Коэффициент термического расширения нефти $\alpha_{\text{Н}}$ рассчитывают в зависимости от плотности нефти по следующим формулам:

$$\alpha_{\text{Н}} = 10^{-3} \cdot 2,638(1,169 - \rho_{\text{Н}} \cdot 10^{-3}) \quad \text{при} \quad 780 < \rho_{\text{Н}} < 860 \text{ кг/м}^3,$$

$$\alpha_{\text{Н}} = 10^{-3} \cdot 1,975(1,272 - \rho_{\text{Н}} \cdot 10^{-3}) \quad \text{при} \quad 860 < \rho_{\text{Н}} < 960 \text{ кг/м}^3. \quad (5.4)$$

Плотность нефти с растворенным в ней газом определяют по формуле:

$$\rho_{\text{НГ}} = b^{-1} (\rho_{\text{Н}} + \rho_{\text{Г}} \cdot \Gamma_0). \quad (5.5)$$

Коэффициент усадки u рассчитывается следующим образом:

$$u = (b - 1) / b. \quad (5.6)$$

Задача 5.1. Рассчитать плотность, объемный коэффициент и усадку нефти по исходным данным, представленным в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Исходные данные для расчетов

Вариант	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	Плотность газа, кг/м ³	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
1	17,0	891	1,52	17,0	40
2	19,9	883	1,34	16,7	53
3	15,6	860	1,46	15,4	37
4	15,0	854	0,88	18,3	29
5	16,7	842	0,95	20,5	24
6	20,8	859	1,12	15,7	42
7	18,0	900	1,43	17,8	25
8	14,4	891	0,98	18,0	47
9	14,5	900	1,01	19,2	50
10	15,4	862	0,94	16,9	41

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 6

Расчет необходимой степени очистки сточных вод по содержанию загрязняющих веществ

Внесенные в реку загрязнения распределяются в воде водоема согласно следующему уравнению [5]:

$$a \cdot Q \cdot C_{\text{ВВ}} = (a \cdot Q + q) \cdot C_{\text{ПДК}}, \quad (6.1)$$

где a – коэффициент смешения;

Q – расход воды в реке, м³/с;

q – количество сбрасываемых сточных вод, м³/с;

$C_{\text{ВВ}}$ – концентрация загрязняющего вещества в воде водоема до смешения, г/м³;

$C_{\text{ПДК}}$ – предельно допустимая концентрация загрязняющего вещества в воде водоема после смешения, г/м;

C_{max} – максимальная концентрация загрязняющего вещества, которая может быть допущена в сточных водах (или тот уровень очистки сточных вод, при котором после их смешения с водой водоема степень его загрязнения не превзойдет установленного норматива $C_{\text{ПДК}}$), г/м³ (мг/л).

$$C_{\text{max}} = \frac{a \cdot Q}{q} \cdot (C_{\text{ПДК}} - C_{\text{ВВ}}) + C_{\text{ПДК}}. \quad (6.2)$$

Расчет необходимой степени очистки производственных сточных вод по взвешенным веществам.

Необходимую степень очистки сточных вод по взвешенным веществам определяют из следующего баланса:

$$q \cdot C_{\text{ПДК}} + a \cdot Q \cdot C_{\text{ВВ}} = (a \cdot Q + q) \cdot (C_{\text{д}} + C_{\text{ВВ}}), \quad (6.3)$$

где a – коэффициент смешения;

Q – расход воды в реке, м³/с;

q – количество сбрасываемых сточных вод, м³/с;

$C_{\text{ВВ}}$ – концентрация взвешенных веществ в воде водоема до спуска сточных вод, г/м³;

C_{max} – максимальная концентрация взвешенных веществ в сточных водах, при которой условия спуска их в водоем будут соответствовать санитарным требованиям, г/м (мг/л).

$C_{\text{д}}$ – допустимое по нормативам увеличение содержания взвешенных веществ в воде водоема после спуска сточных вод в зависимости от категории водоема.

После преобразования уравнения получим:

$$C_{max} = C_D \cdot \left(a \cdot \frac{Q}{q} + 1 \right) + C_{BB}. \quad (6.4)$$

Пример 6.1. Рассчитать коэффициент смешения стоков с речными водами на заданном расстоянии от выпуска $L = 3,5$ км. Определить кратность разбавления стоков на этом расстоянии и максимально допустимую концентрацию загрязняющего вещества в сточной воде.

Исходные данные.

$Q = 30$ м³/с – среднемесячный расход воды в реке;

$V_{CP} = 0,64$ м/с – средняя скорость течения реки;

$H_{CP} = 1-2$ м средняя глубина реки на этом участке;

$\varphi = 1$, то есть участок реки прямой, плес;

$q = 0,6$ м³/с – количество сбрасываемой сточной воды;

$C_{BB} = 0,01$ г/м³, концентрация загрязняющего вещества в воде водоема до смешения:

$C_{Pb} = 1,0$ мг/л – концентрация свинца в сточной воде;

ПДК_{Pb} = 0,03 мг/л.

Выпуск береговой.

1. Определить коэффициент турбулентной диффузии для равнинных рек.
2. Рассчитать коэффициент, учитывающий влияние гидравлических факторов.
3. Рассчитать коэффициент смешения по формуле Родзиллера.
4. Рассчитать кратность разбавления сточной воды.
5. Определить концентрацию загрязняющих веществ в растворе.
6. Определить максимально допустимую концентрацию загрязняющего вещества в сточной воде.

Решение:

1. Определяем коэффициент турбулентной диффузии для равнинных рек:

$$E = V_{CP} \cdot \frac{H_{CP}}{200} = 0,64 \cdot \frac{1,2}{200} = 0,00384$$

2. Рассчитываем коэффициент, учитывающий влияние гидравлических факторов:

$$m = \varepsilon \cdot \varphi \cdot \sqrt[3]{\frac{E}{q}} = 1 \cdot 1 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,00384}{0,6}} = 0,185$$

3. Рассчитываем коэффициент смешения по формуле Родзиллера

$$e^{-m\sqrt[3]{L}} = 2,7^{-0,185 \cdot \sqrt[3]{3500}} = 0,061$$

$$a = \frac{1 - 0,061}{1 + \frac{30}{0,6} \cdot 0,061} = 0,23$$

4. Рассчитываем кратность разбавления сточной воды:

$$n = \frac{a \cdot Q + q}{q} = \frac{0,23 \cdot 30 + 0,6}{0,6} = 12,6$$

Кратность разбавления стоков на расстоянии 3,5 км от места сброса составит 12,6 раз.

5. Концентрация загрязняющего вещества в створе составит:

$$C_{3,5} = \frac{1,0}{12,6} = 0,079 \text{ мг/л}$$

При заданной предельно допустимой концентрации свинца ($\text{ПДК}_{\text{Рв}} = 0,03 \text{ мг/л}$) можно сделать вывод, что на расстоянии 3,5 км от точки сброса воды разбавления концентрации до нормативного уровня не произошло. Для установления места (расстояния от сброса) полного разбавления свинца необходимо провести расчеты для большей величины L .

6. Максимально допустимая концентрация загрязняющего вещества в сточной воде:

$$C_{\text{max}} = \frac{0,23 \cdot 30}{0,6} \cdot (0,03 - 0,01) + 0,03 = 0,26 \text{ г/м}^3$$

Задача 6.1. В результате сброса производством сточных вод в водоем произошло смешение. Определить:

1. Рассчитать коэффициент смешения стоков с речными водами на заданном расстоянии от выпуска L , км (табл. 6.1).

2. Определить кратность разбавления стоков на этом расстоянии и максимально допустимую концентрацию загрязняющего вещества в сточной воде (табл. 6.2 – табл. 6.7).

Таблица 6.1

Расстояния от выпуска L , км

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9
L	23	27	25	24	26	28	29	32	33

Таблица 6.2

Среднемесячный расход воды в реке, Q , м³/с

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	25	26	27	28	29	31	32	24	33

Таблица 6.3

Средняя скорость течения реки, V_{CP} , м/с

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9
V_{CP}	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,65	0,66	0,67

Таблица 6.4

Средняя глубина реки на этом участке, H_{CP} , м

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9
H_{CP}	0,5-1	1-2,5	1-1,5	1-2	1-3	1-3,5	1-4	1-4,5	1-2,5

Таблица 6.5

Количество сбрасываемой сточной воды, q , м³/с

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9
q	0,4	0,5	0,45	0,6	0,55	0,65	0,7	0,75	0,3

Таблица 6.6

Концентрация загрязняющего вещества в воде водоема
до смешения C_{BB} , г/м³

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9
C_{BB}	0,012	0,011	0,01	0,03	0,015	0,0125	0,02	0,0135	0,0146

Таблица 6.7

Концентрация вещества в сточной воде, $C_{мг/л}$

/п	Название вещества	ПДК или ОДУ	ПДК, ОДУ, мг/л	Класс опасности
1	п-Аминотетрабензойная кислота (Амбен)	ОДУ	0,2	2
2	N-Ациламиносаркозин C14 - C18 (Флоторе- агент OS-100)	ОДУ	0,4	4
3	N-Ациламиноэтансульфонат натрия C12 -C18 (Флотореагент ААСК)	ОДУ	0,5	4
4	N-Ацилпроизводное 6-аминогексановой кислоты (Флотореагент ААК)	ОДУ	0,5	4
5	Бензамид	ОДУ	0,2	3
6	Бензотиазолил-2-морфолин сульфид Сульфенамид М, Сантокюрмор)	ПДК	0,5	3
7	1,2-бис-(1,4,6,9- тетра-азотрицикло /4,4,1,1,4,9/- додекано) -этилиден дигидрохлорид (ДХТИ 150А)	ПДК	0,015	2
8	м-Бромбензальдегид	ПДК	0,02	2
9	Вотамол WS	ОДУ	0,5	4
10	Гексаметиленимин	ОДУ	0,1	2
11	Гидросульфид-ион	ПДК	3,0	2
12	1,3-Диаминопропанол-2	ПДК	0,2	4
13	1,1-дихлор-4-метил- пентадиен-1,3 (диен-1,3)	ПДК	0,4	3
14	1,1-дихлор-4- метилпентадиен-1,4 (диен-1,4)	ПДК	0,4	3
15	1,1-дихлор-2-окси-4-метилпентен-4 (ДХП-4)	ПДК	0,16	3

16	Ингибитор солеотложения фосфатный SP-181	ПДК	0,5	3
17	Ингибитор солеотложения фосфатный SP-191	ПДК	0,5	3
18	Ингибитор солеотложения фосфатный SP-203	ПДК	0,5	3
19	Катионный полиэлектролит К-131-35	ОДУ	0,1	4
20	Кислота изоникотиновая	ОДУ	0,02	2
21	Краситель кубовый золотисто-желтый КДХ	ОДУ	0,05	4
22	Лапроксид-303	ОДУ	0,3	4
23	Лапроп-10002-2-80	ОДУ	0,1	4
24	Метилкарбитол	ОДУ	1,0	4
25	Метилтриалкиламмония метилсульфат	ПДК	0,01	3
26	Метилтриалкиламмония нитрат	ПДК	0,01	2
27	Метилтриалкиламмония сульфат	ПДК	0,01	2
28	Оксиэтилкрахмал	ПДК	1,0	3
29	Поли-2-карбонилнатрий-6,4- метиленфенол (ВРП-1)	ПДК	0,1	4
30	Пропантриол-1,2,3 (полиглицерин)	ОДУ	0,06	4
31	Сероводород	ПДК	0,003	4
32	Синтегол ФАУ-7	ОДУ	0,04	4
33	Словатон ЦР	ОДУ	0,25	4
34	Смесь "Алотерм-2"(высшие жирные алкилдифенилоксида С8 - С10)	ОДУ	1,0	4
35	Смесь "Жарилек" (по монобензилтолуолу)	ПДК	0,01	2
36	Смесь ДХТИ-цинк 136	ОДУ	0,1	4
37	СНПХ 1004	ОДУ	0,1	3
38	Спирт 2-аллилокси- этиловый (2-Аллило- ксиэтанол)	ОДУ	1,0	3
39	Спирт поливиниловый	ПДК	0,5	4
40	м-Толуидин	ПДК	0,6	2
41	о-Фенантролин	ОДУ	0,3	2
42	м-Феноксидбензальдегид	ПДК	0,02	2
43	м-Фенокситолуол	ПДК	0,04	4
44	Ферроцианид железа (фerrацин)	ОДУ	0,2	4
45	Флотореагент "Лидафлот OS-730M"	ОДУ	0,4	4
46	Флотореагент ОППГ-3	ОДУ	2,0	4
47	Флотореагент МКОП (смесь)	ОДУ	0,02	3
48	Хлорэтил (этилхлорид) (этил хлористый)	ПДК	0,2	4
49	Эмульсия димеркетена жирных кислот	ОДУ	0,6	3
50	Этилметатолуидин	ПДК	0,6	2

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ № 7 Нефтеловушки, продуктоловушки

Для обработки производственных сточных вод, содержащих всплывающие грубодисперсные примеси (например, нефть, легкие смолы и масла) при концентрациях свыше 100 мг/л, применяются специальные отстойные сооружения, известные как нефтеловушки или смоло-маслоуловители [6].

Грубодисперсные частицы (диаметром более 100 нм) являются причиной мутности воды. Этот эффект может возникать из-за присутствия неорганических компонентов, таких как песок и глина, а также органических веществ, включая продукты разложения растительных и животных организмов. Мутность особенно характерна для поверхностных водоемов с высокой скоростью течения.

Продуктоловушки выполняют похожую задачу. С их помощью из воды извлекают специфические вещества, например, парафин из стоков производства синтетических жирных кислот. Также они помогают осаждать твердые механические частицы.

Расчет нефтеловушек.

Горизонтальные нефтеловушки.

Типовая нефтеловушка определяется по своей пропускной способности q (м³/ч), что является метрикой, отражающей максимальное количество жидкости, которое может пройти через систему, канал или узел за единицу времени. В качестве альтернативы, используется подход индивидуального проектирования нефтеловушки, где учитываются особенности конкретных условий эксплуатации.

В табл. 7.1 указаны характеристики типовых горизонтальных нефтеловушек. Число секций в нефтеловушке, которую разрабатывают по индивидуальному проекту, обозначается как n , и оно не может быть меньше двух.

Расчет нефтеловушки:

1. Выбираем тип нефтеловушки по основным параметрам для заданных условий (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Основные параметры горизонтальных нефтеловушек

Номер типового проекта	Глубина проточной части, м	Строительные размеры секций, м			Число секций	Пропускная способность, м ³ /ч
		ширина	длина	высота		
902-2-157	1.2	2	12	2.4 и 3.6	1	18
902-2-158	1.2	2	12		2	36
902-2-159	1.25	3	18		2	72
902-2-160	1.5	3	24		2	108
902-2-161	2	3	30		2	162
902-2-2	2	6	36	2.4	2	396
902-2-17					3	594
902-2-18					4	792

2. Определяется ширина секции B (м) и глубина отстаиваемого слоя воды H_{set} (м) в зависимости от пропускной способности нефтеловушки q :

q ,	< 162	> 162
B , м	2-3	6
H_{set}	1,2 – 1,5	2

3. Рассчитывается гидравлическая крупность частиц нефти u_0 :

$$u_0 = \frac{10^3(\gamma_B - \gamma_H)gd^2}{1.8\mu}, \text{ мм/с}, \quad (7.1)$$

где γ_B, γ_H – объемные массы воды и нефти соответственно (0,76 - 0,85), т/м³;

d – крупность всплывающих нефтяных частиц, м;

μ – динамический коэффициент вязкости сточной воды, Па·с.

При отсутствии данных по кинетике допускается принимать $u_0 = 0,4 - 0,6$ мм/с.

4. Принимается скорость движения волны $v = 3 - 10$ мм/с². Определяется продолжительность всплывания нефтяных частиц t_p :

$$t_p = \frac{H_{set}}{3.6v}, \text{ ч}. \quad (7.2)$$

5. В зависимости от соотношения v/u_0 принимается коэффициент, учитывающий турбулентность потока воды, a :

v/u_0	0,1	10	15	20
a	1,2	1,5	1,65	1,75

6. Рассчитывается длина отстойной части нефтеловушки L :

$$L = a \frac{v}{u_0} H_{set}, \text{ м}. \quad (7.3)$$

7. Продолжительность отстаивания t_p' , определяется:

$$t_p' = \frac{L}{3.6v}, \text{ ч}. \quad (7.4)$$

Рассчитанная t_p' должна быть не менее t_p . В противном случае изменяют глубину слоя воды H_{set} или скорость движения воды v .

8. Определяется количество осадка Q_{mud} , выделяемого при отстаивании за 1 сут:

$$Q_{mud} = \frac{Q_{сэ}}{(100 - p_{mud})\gamma_{mud}10^6}, \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (7.5)$$

где Q – суточный расход сточных вод, м³/сут;

C – концентрация механических примесей в сточной воде, примерно равная 500 мг/л;

ε – эффект задержания осаждающихся примесей, равный для горизонтальных ловушек 60 - 70%. для многоярусных и радиальных – до 75%;

p_{mud} – влажность осадка, равная для свежесыпавшего осадка 95% и слежавшегося - 70%;

γ_{mud} – объемная масса частиц осадка, равная 2,65 т/м³.

9. Определяется количество нефтепродуктов Q_{oil} задержанных за 1 сут:

$$Q_{oil} = \frac{Q(A_{en}-A_{ex})}{\gamma_{oil} \cdot 30 \cdot 10^4}, \text{ м}^3/\text{Т}, \quad (7.6)$$

где A_{en} и A_{ex} – концентрация нефтепродуктов соответственно в исходной и осветленной воде, мг/л;

γ_{oil} – объемная масса обводненных нефтепродуктов, равная 0,95 т/м³.

Многоярусные нефтеловушки.

1. Количество секций нефтеловушки принимается равным n , но не менее двух. Берется ширина секции $B = 2 - 3$ м, и глубина отстаиваемого слоя воды $H_{set} = 2,5 - 3$ м.

2. Берется ширина $B_{bl} = 0,65 - 0,75$ м и высота тонкослойного блока $H_{bl} = 1,5 - 1,6$ м.

Находится площадь поперечного сечения тонкослойного блока F_{bl} :

$$F_{bl} = B_{bl}H_{bl}, \text{ м}^2. \quad (7.7)$$

3. Рассчитывается скорость движения воды в нефтеловушке v :

$$v = \frac{q}{3,6F_{bl}n}, \text{ мм/с}, \quad (7.8)$$

где q – пропускная способность нефтеловушки, м³/ч.

4. Определяется число Рейнольдса Re :

$$Re = 10^{-6} v h_{ti} / \nu, \quad (7.9)$$

где h_{ti} – высота яруса блока по перпендикуляру, равная 50 мм;

ν – кинематическая вязкость, равная $8,04 \cdot 10^{-7}$ м²/с.

Величина Re должна быть близка к 700 – 800. В противном случае изменяют размеры тонкослойного блока или количество секций.

5. Рассчитывается продолжительность пребывания воды в тонкослойном блоке T :

$$T = \frac{h_{ti}}{u_0 \cos 45^\circ}, \text{ с}, \quad (7.10)$$

где u_0 – гидравлическая крупность частиц нефти, равная 0,15 мм/с.

6. Определяется длина тонкослойного блока L_{bl} :

$$L_{bl} = kvT/1000, \text{ м}, \quad (7.11)$$

где k – коэффициент запаса, равный 1,3.

7. Находится общая длина нефтеловушки $L_{\text{общ}}$

$$L_{\text{общ}} = L + (5 - 6), \text{ м.} \quad (7.12)$$

8. По формулам (7.5) и (7.6) определяется количество осадка Q_{mud} и нефтепродуктов Q_{oil} , выделяемых при отстаивании за 1 сут.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Коршак А.А.* Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ГУП «Башкортостан», 2001. – 543 с.
2. *Криворучко С.П.* Основы нефтегазового дела / С.П. Криворучко. – Сургут, 2016. – 28 с.
3. *Бахарев М.С.* Справочное руководство для мастеров буровых бригад / М.С. Бахарев, С.И. Грачев, П.М. Сорокин и др. – Сургут: РИИЦ «Нефть Приобья», 2002. – 321 с.
4. *Бобрицкий Н.В.* Основы нефтяной и газовой промышленности / Н.В. Бобрицкий, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1988. – 200 с.
5. *Бойко В.С.* Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко. – М. Недра, 1990. – 427 с.
6. *Муравьев М.В.* Основы нефтяного и газового дела / М.В. Муравьев. – М.: Недра, 1967. – 280 с.
7. *Абдурашитов С.А.* Насосы и компрессоры / С.А. Абдурашитов, А.А. Тупиченков, И.М. Вершинин, С.М. Тененгольц – М.: Недра, 1974. – 296 с.
8. *Середа Н.Г.* Бурение нефтяных и газовых скважин / Н.Г. Середа, Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1988. – 360 с.
9. *Бухаленко Е.И.* Справочник по нефтепромысловому оборудованию / Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 399 с.
10. Справочник мастера по добыче нефти, ПРС, КРС. Справочное издание. – Сургут: РИИЦ «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2001. – 380 с.
11. *Шишмина Л.В.* Литература Практикум по экологии нефтедобывающего комплекса / Л.В. Шишмина, Е.А. Ельчанинова. – Томск: Изд-во Томского политех. университета, 2015. – 58 – 60 с.
12. *Тищенко Н.Ф.* Справочник. Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределения в воздухе / Н.Ф. Тищенко. – URL: <https://www.c-o-k.ru/library/document/12290> (дата обращения: 05.10.2024).

Учебное издание

Гимаева Алина Рашитовна
Ганиева Гузель Рафиковна
Маннанов Ильдар Илгизович
Варфоломеев Михаил Алексеевич
Тазеев Айдар Ринатович
Минханов Ильгиз Фаильевич

**ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ,
РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Учебно - методическое пособие