



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Институт повышения квалификации
и переподготовки

Кафедра «Нефтегазозаготовка и гидронефтематика»

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

ПРАКТИКУМ

**по выполнению лабораторных работ
для слушателей специальности переподготовки
9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Гомель 2026

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73
С42

*Рекомендовано советом института повышения
квалификации и переподготовки ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 29.12.2025 г.)*

Составители: *Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев*

Рецензент: первый заместитель директора, главный инженер БелНИПИнефть
П. А. Петрикевич

- С42 **Скважинная** добыча нефти и газа : практикум по выполнению лаборатор. работ для слушателей специальности переподготовки 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / сост.: Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2026. – 38 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 2 Gb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; ATL Linux 10.1 ; Adobe Acrobat Reader. – URL: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Изложены задания, посвященные расчету гидродинамического совершенства скважин, расчету режимов работы и оборудования добычи нефти при газлифтной эксплуатации скважин, эксплуатации скважин ШГН и ЭЦН.

Содержащиеся в практикуме лабораторные задания могут выполняться слушателями как под руководством преподавателя, так и самостоятельно. Приведены краткие теоретические аспекты изучаемых тем, расчетные задачи и исходные данные с вариантами для индивидуального решения.

Для слушателей специальности переподготовки 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ИПКиП.

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Лабораторная работа № 1. Определение гидродинамического совершенства скважин.....	5
Лабораторная работа № 2. Расчет пускового давления при эксплуатации газлифтных скважин.....	12
Лабораторная работа № 3. Расчет рабочих параметров штангового глубинного насоса (ШГН).....	18
Лабораторная работа № 4. Расчет труб на прочность при фонтанном и компрессорном способах эксплуатации скважин.....	25
Лабораторная работа № 5. Подбор оборудования установки электроцентробежного насоса.....	30
Заключение.....	37
Литература.....	39

ВВЕДЕНИЕ

Основной способ добычи нефти и газа – скважинный: фонтанный за счет использования пластовой энергии (давления и энергии расширяющегося газа); газлифтный – при искусственном разгазировании нефти или подаче рабочего газа с дневной поверхности; насосный – с использованием глубинных насосов различного типа, производительность которых изменяется в широких пределах.

Выбор способов добычи нефти и оптимального режима работы скважин – одна из основных задач проектирования разработки месторождений и промыслового обустройства. Для решения этой задачи необходимо знать особенности способов добычи нефти и газа, геолого-промысловые факторы, влияющие на эти процессы и уметь применять их на практике при расчетах для выбора оптимальных режимов эксплуатации скважин.

Настоящий лабораторный практикум подготовлен для закрепления слушателями теоретических знаний по дисциплине «Скважинная добыча нефти и газа», обучения навыкам обработки геолого-промысловой информации и использования ее в практических расчетах. К лабораторным занятиям слушатели должны быть теоретически подготовлены, прослушав соответствующий курс лекций и прочитав рекомендованную литературу.

В практикум включены задачи по основным изучаемым темам курса «Скважинная добыча нефти и газа». В начале каждого лабораторного занятия приводятся краткие теоретические сведения по изучаемой теме. Далее – излагается условие задачи и приводятся исходные данные по вариантам для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельное осваивание хода решения промысловых задач, которые будут возникать перед слушателями в процессе производственной деятельности.

Расчеты слушателями должны выполняются в тетради, аккуратно оформлены, написаны четким почерком без помарок.

Выполненное лабораторное задание представляется к защите преподавателю. В процессе защиты выполненной лабораторной работы преподаватель задает слушателю по теме лабораторного задания 2-3 вопроса с целью оценки глубины знаний слушателя.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

Определение гидродинамического совершенства скважин

1.1 Теоретическая часть

Отношение дебита перфорированной скважины к дебиту скважины с открытым забоем, принятой за эталон, при прочих равных условиях принято называть коэффициентом гидродинамического (не)совершенства:

$$\varphi = Q_{\text{нс}} / Q. \quad (1.1)$$

Дебит гидродинамически совершенной скважины определяется по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot (P_{\text{пл}} - P_3)}{\mu \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (1.2)$$

где k – проницаемость пласта, м^2 ; h – мощность пласта, м; $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания (дренирования), м; $r_{\text{с}}$ – радиус скважины, м; μ – вязкость пластового флюида, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа ; P_3 – забойное давление, МПа .

Дебит гидродинамически несовершенной скважины, с учетом сопротивлений в призабойной зоне пласта (S – скин-эффект, C – коэффициент гидродинамического совершенства), также определяется по формуле Дюпюи, но с поправкой:

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot (P_{\text{пл}} - P_3)}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C + S \right)}, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (1.3)$$

Дебит гидродинамически несовершенной скважины приравняют к дебиту воображаемой совершенной скважины, которая при аналогичных геолого-физических условиях будет иметь дебит равный реальной скважине, но ее радиус ($r_{\text{с.пр}}$) будет меньше реального. Запишем формулу Дюпюи для такой скважины:

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot (P_{\text{пл}} - P_3)}{\mu \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с.пр}}}}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (1.4)$$

где $r_{\text{с.пр}}$ – приведенный радиус скважины, м, соответствующий радиусу воображаемой совершенной скважины.

$$r_{с.пр} = r_c \cdot e^{-C}, \text{ м}, \quad (1.5)$$

где $C = C_1 + C_2$ – это коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по двум типам: $C_1 = f(\delta = b/h)$ – учитывает несовершенство по степени вскрытия, $C_2 = f(n, d, L, D)$ – учитывает несовершенство по характеру вскрытия.

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + \frac{1-\delta}{\delta} \cdot \ln \left(\frac{R}{r_c} \right). \quad (1.6)$$

Здесь $\delta = b/h$ – степень вскрытия бурением, n – плотность перфорации; D – диаметр скважины; d – диаметр отверстий перфорации; L – глубина перфорационных отверстий. Важна величина – это параметр $a = d/D$ (диаметр отверстий перфорации / диаметр скважины).

$$S = S_1 + S_2, \quad (1.7)$$

где S_1 – коэффициент (скин-фактор), учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне пласта из-за несовершенства скважины по качеству первичного вскрытия (загрязнение пласта);

S_2 – коэффициент (скин-фактор), учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне пласта из-за несовершенства скважин по качеству вторичного вскрытия – возникновение зоны кольматации вокруг перфорационных каналов.

Для совершенной скважины $r_{с.пр} = r_c$, для несовершенных $r_{с.пр} < r_c$, а для скважин с коэффициентом совершенства $\phi > 1$ значение $r_{с.пр} > r_c$.

Подставив в (1.1) формулу Дюпюи для совершенной (1.2) и несовершенной (1.3, 1.4) скважин, получим:

$$\phi = \frac{\ln \frac{R}{r_c}}{\ln \frac{R}{r_c} + S'}, \quad (1.8)$$

или

$$\phi = \frac{k_{пзп} \ln \frac{R_k}{r_c}}{k_{пл} \ln \frac{R_k}{r_{с.пл}}}, \quad (1.9)$$

где $k_{пзп} (= k_y)$ – проницаемость призабойной зоны пласта с измененной проницаемостью (с кольматацией или наоборот улучшенной после

обработки ПЗП, ГРП); $k_{\text{пл}}$ – проницаемость удаленной зоны пласта (в зоне дренирования), не измененной в сравнении с естественной.

Если допустить, что изменение проницаемости породы по радиусу фильтрации происходит ступенчато, то при расчете дебита скважины в формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi \cdot \bar{k} \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (1.10)$$

вводится средневзвешенная проницаемость (в зоне дренирования скважины), определяемая известной формулой:

$$\bar{k} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_y} + \frac{1}{k_y} \cdot \ln \frac{R_y}{r_c}}, \quad (1.11)$$

где k – естественная проницаемость удаленной зоны пласта; k_y – проницаемость породы в призабойной зоне радиусом R_y ; R_y – радиус зоны ухудшения (улучшения) проницаемости по сравнению с естественной; R_k – радиус контура питания скважины (радиус дренирования); r_c – радиус скважины по долоту.

Определение коэффициента гидродинамического совершенства проводят по результатам исследования скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы. Формулы, приведенные выше, позволяют записать выражение для коэффициента гидродинамического совершенства скважины в виде:

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 + S_1 + S_2}. \quad (1.12)$$

В действительности получить величину коэффициента совершенства по формуле (1.12) не представляется возможным, поскольку неизвестны фактические значения коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений. Для реальной скважины никто не может сказать, например, какого размера получились реальные перфорационные каналы, каково их гидродинамическое состояние и т. п.

Практическая формула для расчета коэффициента гидродинамического совершенства следующая:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\eta_{\phi}}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}. \quad (1.13)$$

В формуле (1.13) величина коэффициента продуктивности η_{ϕ} ($= K_{\phi}$) определяется по результатам исследования скважин на приток, т.е. по индикаторной диаграмме. Величина коэффициента гидропроводности:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}, \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{мПа} \cdot \text{с}) \quad (1.14)$$

определяется по углу наклона прямолинейного участка КВД, построенной в координатах $\Delta P(t) - \ln t$. Коэффициент продуктивности η_{ϕ} характеризует всю зону дренирования от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности ε характеризует удаленную часть пласта с естественными фильтрационными свойствами. Формула (1.14) является более точной и более практичной по сравнению с другими формулами. При расчетах следует все величины привести в систему СИ.

Выявление степени ухудшения состояния ПЗП показывает потенциальную возможность увеличения дебита скважины. Оперативное определение продуктивности скважины и ее гидродинамического совершенства позволяет оценить необходимость проведения геологотехнических мероприятий (ГТМ), направленных на интенсификацию притока флюидов в скважину.

Если предположить, что в результате ГТМ будет достигнут коэффициент совершенства $\phi_{\text{улучш}} = 1$, то улучшенный (восстановленный) коэффициент продуктивности скважины ($K_{\text{улучш}}$) на основе (1.12) можно прогнозировать:

$$K_{\text{улучш}} = \frac{2\pi \cdot \varepsilon}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}}, \text{ м}^3 / (\text{с} \cdot \text{мПа}). \quad (1.15)$$

С учетом (1.15) при сохранении прежней депрессии на пласт можно определить, используя (1.16), потенциальный дебит.

$$K = \frac{Q}{P_{\text{пл}} - P_3}, \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}). \quad (1.16)$$

На основании вышеизложенного можно заключить, что:

1) коэффициент продуктивности ($\eta = K_{\text{пр}}$) зависит от скин-фактора.

2) при значении скин-фактора «+ $S > 0$ » дебит скважины и коэффициент продуктивности будут меньше потенциальных. Необходимо проведение ГТМ по снижению скин-фактора.

ГТМ по уменьшению «+ S » направлены на интенсификацию притоков нефти к скважинам (гидроразрывы пласта, соляно-кислотные обработки и т. д.).

Уменьшение величины положительных « S » до «0» и ниже способствует улучшению условий повышения коэффициентов извлечения нефти (КИН) за счет повышения коэффициентов охвата и вытеснения ($k_{\text{охв}}$ и $k_{\text{выт}}$).

1.2 Практическая часть

Задача 1.1

Добывающая скважина имеет следующие общие исходные данные: радиус ствола скважины $r_c = 0,1$ м; вязкость добываемой продукции в пластовых условиях $\mu = 3,5$ мПа·с; толщина пласта $h = 8,0$ м; естественная проницаемость удаленной зоны пласта равна $k = 1,3 \bar{k}$; радиус ухудшенной призабойной зоны вокруг ствола скважины $r_y = 5$ м. Скважина работает с дебитом жидкости $Q_{\text{ж}}$, м³/сут при радиусе контура питания R_k .

В соответствии вариантом исходных данных, приведенных в таблице 1.1 определить:

- коэффициент продуктивности скважины;
- средневзвешенную проницаемость в зоне дренирования, \bar{k} ;
- приведенный радиус скважины $r_{\text{с.пр}}$;
- коэффициент гидродинамического совершенства скважины, φ ;
- потенциальный дебит, исходя из возможного достижения $\varphi = 1$ при очистке ухудшенной ПЗП;
- учитывая все определенные величины и потенциальный дебит, сделать заключение о необходимости проведения ГТМ для интенсификации притока, или отсутствии такой необходимости.

Таблица 1.1

Исходные данные для расчета по условиям задачи 1.1

Вариант	Пластовое давление, $P_{пл}$, атм	Забойное давление, $P_{з}$, атм	R_k , м	$Q_{ж}$, м ³ /сут	Гидропроводность, ϵ , мкм ² ·м/(мПа·с)
1	143,0	110,0	250	2,5	0,0441
2	156,0	120,0	260	9,7	0,0787
3	149,5	115,0	275	4,2	0,0561
4	145,6	112,0	100	12,8	0,1045
5	162,5	125,0	120	21,3	0,2222
6	169,0	130,0	130	43,7	0,3128
7	117,0	90,0	140	20,6	0,3169
8	123,5	95,0	150	37,6	0,4707
9	130,0	100,0	170	13,5	0,1278
10	136,5	105,0	160	11,4	0,1051
11	159,5	110,0	190	14,4	0,0832
12	174,0	120,0	110	9,7	0,0496
13	166,8	115,0	140	31,1	0,2499
14	162,4	112,0	200	51,4	0,2928
15	181,3	125,0	105	71,7	0,4487
16	188,5	130,0	180	64,3	0,3622
17	130,5	90,0	220	35,4	0,3238
18	137,8	95,0	210	48,3	0,3254
19	145,0	100,0	180	55,2	0,4765
20	152,3	105,0	590	14,3	0,1384
21	159,5	110,0	145	18,3	0,1041
22	174,0	120,0	165	12,7	0,0824
23	124,0	75,0	180	20,7	0,1893
24	166,8	115,0	130	7,3	0,0502
25	162,4	112,0	250	37,9	0,2594
26	181,3	125,0	190	27,4	0,2921
27	179,4	130,0	140	60,5	0,4571
28	124,2	90,0	130	33,4	0,3543
29	117,8	95,0	165	48,3	0,6007
30	124,0	100,0	250	46,3	0,5618

Задача 1.2

Рассчитать приведенный радиус, дебит несовершенной по степени и характеру вскрытия скважины и коэффициент гидродинамического совершенства для следующих условий:

- дебит гидродинамически совершенной скважины Q_c , м³/сут;
- радиус контура питания R_k , м;
- толщина пласта h , м;

- толщина вскрытой части пласта b , м;
- диаметр скважины по долоту $D_c = 0,25$ м;
- коэффициент гидродинамического совершенства по степени вскрытия $C_1 = 10$;
- коэффициент гидродинамического совершенства по характеру вскрытия $C_2 = 5$.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Исходные данные для расчета по условиям задачи 1.2

Вариант	Q , м ³ /сут	R_k , м	h , м	b , м
1	100	350	25	10
2	150	400	30	12
3	140	375	35	15
4	135	450	40	10
5	177	510	55	12
6	200	350	50	15
7	210	400	25	10
8	215	375	30	12
9	222	450	35	15
10	250	510	40	10
11	100	350	55	12
12	150	400	50	15
13	140	375	25	10
14	135	450	30	12
15	177	510	35	15
16	200	350	40	10
17	210	400	55	12
18	215	375	50	15
19	222	450	25	10
20	250	510	30	12
21	100	350	35	15
22	150	400	40	10
23	140	375	55	12
24	135	450	50	15
25	177	510	25	10
26	200	350	30	12
27	210	400	35	15
28	215	375	40	10
29	222	450	55	12
30	250	510	50	15

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Расчет пускового давления при эксплуатации газлифтных скважин

2.1 Теоретическая часть

Газлифтный способ эксплуатации скважин – это механизированный способ добычи с использованием для подъема на поверхность пластовой жидкости энергии вводимого в скважину компримированного газа.

В зависимости от конкретных условий месторождения и геолого-технических характеристик скважин применяют непрерывный и периодический газлифтные способы эксплуатации. В первом случае газ непрерывно вводят на заранее установленной глубине в подъемную колонну. Во втором – газ подают периодически, по мере накопления определенного объема жидкости в подъемных трубах выше запланированного места ввода газа.

Для эксплуатации скважин газлифтным способом используют несколько типов газлифтных установок, выбор которых определяют конкретные условия (характер ввода газа, свойства поднимаемой жидкости, состояние призабойной зоны, забойное давление и т. д.). Основные элементы используемого при этом скважинного оборудования следующие: насосно-компрессорные трубы, газлифтные клапаны, скважинные камеры, пакеры.

Обычно газлифтный способ эксплуатации применяют, когда пластовой энергии недостаточно для подъема жидкости из пласта на поверхность и естественное фонтанирование скважины прекратилось.

При газлифтном способе эксплуатации, газ, поступающий с поверхности, вводится в поток пластовой жидкости. При этом плотность газожидкостной смеси уменьшается и давление в интервале перфорации нефтяного пласта оказывается достаточным не только для обеспечения заранее выбранного отбора жидкости, но и для создания на устье необходимого напора для транспортировки продукции до сборного пункта.

Для извлечения определенного количества жидкости из пласта газлифтным способом необходимо рассчитать:

- длину подъемника;
- пусковое давление;
- рабочее давление;

– количество нагнетаемого рабочего агента (газа).

Для максимального отбора жидкости из пласта необходимо создать, возможно, меньшее давление на забой. Исходя, из этого глубина спуска компрессорных труб должна быть максимальной. Однако спускать трубы до забоя, т.е. до нижних отверстий фильтра и ниже в зумпф, нельзя, так как газ, нагнетаемый, в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ будет препятствовать притоку жидкости из пласта в скважину. Поэтому рекомендуется спускать НКТ до верхних отверстий фильтра и даже несколько выше их.

Длину подъемника определяют по формуле:

$$L = H - \frac{P_3 - P_1}{\rho \cdot g}, \quad (2.1)$$

где P_1 – давление у башмака подъемника (рабочее давление подъемника), МПа; H – глубина кровли пласта по вертикали, м; ρ – плотность газированной жидкости в колонне, кг/м³; h_1 – расстояние от статического уровня до башмака НКТ или рабочего клапана, м.

$$P_1 = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h_1$$

Внутренний диаметр труб подъемника находим из выражения:

$$d = 400 \cdot \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}} \cdot L}{P_1 - P_y}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q}{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L - P_1 + P_y}}, \quad (2.2)$$

где P_y – устьевое давление, МПа; Q – проектный дебит скважины по жидкости, м³/с; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости в колонне до запуска газлифтной скважины в эксплуатацию.

Удельный расход газа рассчитываем по формуле:

$$R_{\phi} = \frac{0,388 \cdot L \cdot (\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L - P_1 + P_y)}{\sqrt{d} \cdot (P_1 - P_y) \cdot \lg \left(\frac{P_1}{P_y} \right)}, \quad (2.3)$$

где d – внутренний диаметр труб подъемника, м.

Пусковое давление для однорядного подъемника с подачей газа по НКТ и отсутствием поглощения жидкости пластом определяется по формуле:

$$P_{\text{пуск}} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h_1 \cdot \frac{D^2}{D^2 - d^2}, \quad (2.4)$$

где D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Пусковое давление для однорядного подъемника с учетом поглощения скважинной жидкости пластом при кольцевой системе закачки газа рассчитываем по формуле:

$$p_{\Pi} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h \cdot \left[1 + \left(1 - K_{\Pi} \cdot \frac{D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2}{d_{\text{вн}}^2} \right) \right], \quad (2.5)$$

здесь и далее K_{Π} – коэффициент, учитывающий поглощение жидкости пластом, д. ед., находится в пределах от 0 (жидкость пласт не поглощает) до 1 (полное поглощение жидкости пластом); h – погружение подъемника под статический уровень жидкости, м;

$$h = H_{\text{сп}} - H_{\text{ст}};$$

$H_{\text{сп}}$ – глубина спуска подъемника в скважину, м; $H_{\text{ст}}$ – статический уровень жидкости в скважине, м; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{\text{нар}}$ – наружный диаметр подъемника, м; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр подъемника, м.

Пусковое давление для однорядного подъемника с учетом поглощения скважинной жидкости пластом при центральной системе закачки газа рассчитываем по формуле:

$$p_{\Pi} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h \cdot \left[1 + (1 - K_{\Pi}) \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2} \right]. \quad (2.6)$$

Пусковое давление для двухрядного подъемника с учетом поглощения скважинной жидкости пластом при кольцевой системе закачки газа рассчитываем по формуле:

$$p_{\Pi} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h \cdot \left[1 + (1 - K_{\Pi}) \cdot \frac{d_{\text{в.вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2}{D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{в.нар}}^2 + d_{\text{вн}}^2} \right], \quad (2.7)$$

где $d_{\text{в.вн}}$ – внутренний диаметр воздушных труб, м; $d_{\text{в.нар}}$ – наружный диаметр воздушных труб, м.

Пусковое давление для двухрядного подъемника с учетом поглощения скважинной жидкости пластом при кольцевой системе закачки газа рассчитываем по формуле:

$$p_{\Pi} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h \cdot \left[1 + (1 - K_{\Pi}) \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{в.нар}}^2 - d_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2} \right]. \quad (2.8)$$

2.2 Практическая часть

Задача 2.1

Для условий однорядного подъемника с подачей газа по НКТ, имеющего исходные данные в соответствии с таблицей 2.1 определить:

- требуемую длину подъемника;
- внутренний диаметр подъемных труб;
- необходимый удельный расход газа для работы подъемника;
- ожидаемое пусковое давление.

Таблица 2.1

Исходные данные для расчета по условиям задачи 2.1

Ва- риант	h_1 , м	$\rho_{ж}$, кг/м ³	D , м	Q , м ³ /сут	H , м	P_3 , МПа
1	1320	900	0,15	30	2815	28
2	1400	950	0,15	35	2500	27
3	1500	930	0,15	25	2600	28
4	1200	920	0,128	20	2700	24
5	1100	910	0,128	40	2200	20
6	1350	940	0,15	45	2300	23,5
7	1150	870	0,128	50	2400	25
8	1450	800	0,15	55	2500	26
9	1250	830	0,15	60	2600	28
10	1110	850	0,128	65	2700	28
11	1170	750	0,128	70	2150	22
12	1260	810	0,15	32	2250	23
13	1230	760	0,128	44	2350	25
14	1350	820	0,15	52	2450	25
15	1380	780	0,15	58	2550	27
16	1360	790	0,15	62	2650	28
17	1410	710	0,15	64	2780	30
18	1420	740	0,15	66	2850	28
19	1600	910	0,15	36	2950	30
20	1510	940	0,15	38	2220	20
21	1560	880	0,15	34	2450	25
22	1440	805	0,15	32	2300	25
23	1340	705	0,15	24	2400	26
24	1240	730	0,128	26	2500	28
25	1140	750	0,128	28	2600	28
26	1280	760	0,128	41	2700	30
27	1380	770	0,15	43	2150	23
28	1480	805	0,15	63	2250	25
29	1580	905	0,15	57	2350	24
30	1320	940	0,15	69	2450	26

Задача 2.2

1. Рассчитать и сопоставить пусковые давления для однорядного подъемника при кольцевой и центральной системах освоения.

2. Рассчитать пусковые давления если подъемник двухрядный, а $d_{в.вн} = 0,076$ м, $d_{в.нар} = 0,089$ м.

3. Сопоставить пусковые давления для однорядного и двухрядного подъемника, определить оптимальный вариант запуска газлифтной скважины в эксплуатацию с минимальным пусковым давлением.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Исходные данные для расчета по условиям задачи 2.2

Вариант	$D_{вн}, \text{ м}$	$d_{вн}, \text{ м}$	$d_{нар}, \text{ м}$	$h, \text{ м}$	$\rho_{ж}, \text{ кг/м}^3$
1	0,13	0,040	0,048	430	805
2	0,14	0,062	0,073	460	820
3	0,13	0,040	0,048	480	860
4	0,14	0,062	0,073	500	840
5	0,13	0,040	0,048	520	850
6	0,14	0,062	0,073	600	805
7	0,13	0,040	0,048	650	820
8	0,14	0,062	0,073	700	860
9	0,13	0,040	0,048	750	840
10	0,14	0,062	0,073	800	850
11	0,13	0,040	0,048	460	805
12	0,14	0,062	0,073	480	820
13	0,13	0,040	0,048	500	860
14	0,14	0,062	0,073	520	840
15	0,13	0,040	0,048	600	850
16	0,14	0,062	0,073	650	805
17	0,13	0,040	0,048	700	805
18	0,14	0,062	0,073	750	820
19	0,13	0,040	0,048	800	860
20	0,14	0,062	0,073	460	840
21	0,13	0,040	0,048	480	850
22	0,14	0,062	0,073	500	805
23	0,13	0,040	0,048	520	805
24	0,14	0,062	0,073	600	820
25	0,13	0,040	0,048	650	860
26	0,14	0,062	0,073	700	840
27	0,13	0,040	0,048	750	850
28	0,14	0,062	0,073	800	805
29	0,13	0,040	0,048	460	810
30	0,14	0,062	0,073	480	815

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Расчет рабочих параметров штангового глубинного насоса (ШГН)

3.1 Теоретическая часть

1. Расчет давления на приеме насоса можно выполнить, используя динамограмму нормальной работы установки. Установка спущена в вертикальную скважину. Нагрузка, действующая на колонну штанг при остановке головки балансира в нижней мертвой точке, определяется весом штанг в жидкости, которой заполнены НКТ $P_{ш}^*$:

$$P_{НМТ} = P_{ш}^* - (\rho_{ш} - \rho_{см}) \cdot L_{ш}, \quad (3.1)$$

где $P_{ш}^*$ – вес штанг в воздухе, Н; $L_{ш}$ – длина штанг, м; $\rho_{см}$ и $\rho_{ш}$ – соответственно плотность жидкости в НКТ и материала штанг, $\rho_{ш}=7800 \text{ кг/м}^3$.

При остановке головки балансира в верхней мертвой точке нагрузка на штанги будет равна:

$$P_{ВМТ} = P_{ш}^* + P_{ВН} \cdot F_{пл} - P_{ПН} \cdot F_{пл}. \quad (3.2)$$

Откуда

$$P_{ПН} = P_{ВН} - \frac{P_{ВМТ} - P_{НМТ}}{F_{пл}}. \quad (3.3)$$

Здесь $P_{ВН}$ и $P_{ПН}$ – давления на выкиде и приеме насоса, Па; $F_{пл}$ – площадь поперечного сечения плунжера, м.

$$F_{пл} = 0,785D^2, \quad (3.4)$$

где D – диаметр плунжера.

Давление на выкиде насоса будет равно:

$$P_{ВН} = \rho_{см} \cdot g \cdot H_n + P_y, \quad (3.5)$$

где H_n – глубина спуска насоса, м; P_y – давление на устье, Па.

Определив $\rho_{см}$ из (3.1) и подставляя в (3.5), получаем:

$$P_{ВН} = \rho_{ш} \cdot g \cdot H \cdot \left(1 - \frac{P_{НМТ}}{P_{ш}^*}\right) + P_y. \quad (3.6)$$

$$P_{ПН} = \rho_{ш} \cdot g \cdot H \cdot \left(1 - \frac{P_{НМТ}}{P_{ш}^*}\right) + P_y - \frac{P_{ВМТ} - P_{НМТ}}{F_{пл}}. \quad (3.7)$$

Последние уравнения можно использовать для расчета давления на выкиде и приеме насоса, работающего в вертикальной скважине.

2. При работе скважинного штангового насоса в наклонно-направленной скважине (при углах отклонения от вертикали $0 \leq \alpha \leq 22^\circ$) линия нагрузки в НМТ соответствует:

$$P_{\text{НМТ}} = P_{\text{ш}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{ш}}}\right) \cdot (1 - 0,0165\alpha), \quad (3.8)$$

где α — угол отклонения скважины от вертикали.

Давление на выкиде насоса будет равно:

$$P_{\text{ВН}} = \rho_{\text{ш}} \cdot g \cdot H \cdot \cos \alpha \cdot \left[1 - \frac{P_{\text{НМТ}}}{P_{\text{ш}} (1 - 0,0165\alpha)}\right] + P_{\text{у}}. \quad (3.9)$$

Давление на приеме насоса определим из выражения:

$$P_{\text{ПН}} = \rho_{\text{ш}} \cdot g \cdot H \cdot \cos \alpha + P_{\text{у}} - \frac{P_{\text{ВМТ}}}{F_{\text{пл}}} + \frac{P_{\text{НМТ}}}{(1 - 0,0165\alpha)} \times \left(\frac{1}{F_{\text{пл}}} - \frac{\rho_{\text{ш}} \cdot g \cdot H \cdot \cos \alpha}{P_{\text{ш}}} \right). \quad (3.10)$$

3. Важнейшим параметром, характеризующим эффективность работы ШГН, является коэффициент подачи штангового насоса. Коэффициент подачи штангового насоса рассчитываем из выражения:

$$\eta = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4, \quad (3.11)$$

где η_1 — коэффициент наполнения цилиндра насоса жидкостью, учитывающий влияние свободного газа; η_2 — коэффициент, учитывающий влияние уменьшения хода плунжера; η_3 — коэффициент утечек, учитывающий наличие неизбежных утечек жидкости при работе насоса; η_4 — коэффициент усадки, учитывающий уменьшение объема жидкости при достижении ею поверхностных емкостей.

Коэффициент наполнения цилиндра насоса жидкостью, учитывающий влияние свободного газа η_1 определяется из выражения:

$$\eta_1 = (2 - k \cdot R) / 2(1 + R), \quad (3.12)$$

где k — доля вредного пространства в цилиндре штангового насоса, д. ед; R — газовый фактор при температуре приема насоса $T_{\text{пр}}$ и давлении приема насоса $P_{\text{пр}}$.

Рассчитываем газовый фактор при температуре приема насоса $T_{\text{пр}}$ и давлении приема насоса $P_{\text{пр}}$:

$$R = (G_0 - V_{\text{рг}}) \cdot P_0 \cdot T_{\text{пр}} \cdot Z_{\text{пр}} / (P_{\text{пр}} \cdot T_0), \quad (3.13)$$

где G_0 — газовый фактор, измеренный при стандартных условиях, м³/тонну; $T_{\text{пр}}$ и T_0 — температура приема насоса и нормальная темпе-

ратура, °C; $P_{\text{пр}}$ и P_o – давление приема насоса и нормальное давление, МПа; $V_{\text{гр}}$ – газосодержание нефти по результатам разгазирования в лаборатории, м³/тонну; $Z_{\text{пр}}$ – коэффициент, учитывающий отклонения углеводородного газа от идеального для условий приема насоса, д. ед.

Рассчитываем коэффициент, учитывающий влияние уменьшения хода плунжера η_2 за счет растяжения штанг. Он равен:

$$\eta_2 = (S - \lambda) / S, \quad (3.14)$$

где S – длина хода точки подвеса штанг, м; λ – потеря хода плунжера за счет упругих деформации штанг и труб, м.

Коэффициент усадки η_4 , учитывающий уменьшение объема жидкости при достижении ею поверхностных емкостей определяем из выражения:

$$\eta_4 = 1 / [b_n \cdot (1 - n) + b_v \cdot n], \quad (3.15)$$

где n – обводненность добываемой продукции, д. ед.; b_n – объемный коэффициент нефти, ед.; b_v – объемный коэффициент воды.

Рассчитываем коэффициент утечек, учитывающий наличие неизбежных утечек жидкости при работе насоса η_3 :

$$\eta_3 = 1 - \frac{q}{Q \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_4}, \quad (3.16)$$

где q – объем жидкости, протекающей через зазор между плунжером и цилиндром, м³/сут; Q – теоретическая подача насоса, м³/сут.

Теоретическую подачу насоса определим из выражения:

$$Q_t = 1440 F \cdot (S - \lambda) \cdot k_1, \quad (3.17)$$

здесь F – площадь сечения плунжера, м²; k_1 – число ходов плунжера в цилиндре, ед./мин.

$$F = \pi d^2 / 4, \quad (3.18)$$

где d – диаметр плунжера, м.

Рассчитываем объем жидкости, протекающей через зазор между плунжером и цилиндром.

$$q = \frac{\Delta P \cdot \delta^3 \cdot \pi \cdot d}{12 \cdot l \cdot \mu}, \quad (3.19)$$

здесь ΔP – перепад давления между нижним и верхним торцами плунжера, МПа; δ – ширина зазора между плунжером и цилиндром, м; l – протяженность зазора между плунжером и цилиндром, м; μ – вязкость жидкости, мПа·с.

Подставляем значения рассчитанных коэффициентов в формулу (3.11) и находим коэффициент подачи штангового насоса.

Практическая часть

Задача 3.1

Вертикальная скважина эксплуатируется установкой штангового насоса, спущенного на глубину H , м. Диаметр плунжерного насоса $D_{пл} = 43$ мм. Давление на устье P_y , МПа. При расшифровке динамограммы получено: $P_{нмт}$, Н, $P_{вмт}$, Н. Нагрузка от веса штанг в воздухе $P_{ш}$, Н, $\rho_{ш} = 7800$ кг/м³. Рассчитать давления на выкиде и приеме насоса по исходным данным, приведенным в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Исходные данные для расчета по условиям задачи 3.1

Вариант	H , м	P_y , МПа	$P_{нмт}$, Н	$P_{вмт}$, Н	$P_{ш}$, Н
1	1300	0,45	23647	34647	28430
2	1400	0,48	23564	32155	29110
3	1500	0,53	24876	33566	29112
4	1600	0,65	23121	31877	27600
5	1200	0,60	23647	35111	28430
6	1100	0,45	23564	34647	29110
7	1150	0,48	24876	32155	29112
8	1250	0,53	23121	33566	27600
9	1350	0,65	23647	31877	28430
10	1450	0,60	23564	35111	29110
11	1300	0,45	24876	34647	29112
12	1400	0,48	23121	32155	27600
13	1500	0,53	23647	33566	28430
14	1600	0,65	23564	31877	29110
15	1200	0,60	24876	35111	29112
16	1100	0,45	23121	34647	27600
17	1150	0,48	23647	32155	28430
18	1250	0,53	23564	33566	29110
19	1350	0,65	24876	31877	29112
20	1450	0,60	23121	35111	27600
21	1300	0,45	23647	34647	28430
22	1400	0,45	23564	32155	29110
23	1500	0,48	24876	33566	29112
24	1600	0,53	23121	31877	27600
25	1200	0,65	23647	35111	28430
26	1100	0,60	23564	34647	29110
27	1150	0,45	24876	32155	29112
28	1250	0,53	23121	33566	27600
29	1350	0,65	23564	31877	28430
30	1450	0,60	24876	35111	29112

Задача 3.2

В наклонно-направленную скважину, угол отклонения от вертикали α , градус, на глубину H , м спущен штанговый насос с диаметром $D_{\text{пл}} = 32$ мм. Масса колонны штанг $M_{\text{ш}}$, кг. Давление на устье $P_{\text{у}}$, МПа. По динамограмме определили $P_{\text{нмт}}$, Н, $P_{\text{вмт}}$, Н. Рассчитать давления на выкиде и приеме насоса по исходным данным, представленным в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Исходные данные для расчета по условиям задачи 3.2

Вариант	α , град	H , м	$M_{\text{ш}}$, кг	$P_{\text{у}}$, МПа	$P_{\text{нмт}}$, Н	$P_{\text{вмт}}$, Н
1	14	820	2270	1,2	13900	23200
2	15	840	2340	1,3	14200	23800
3	10	850	2450	1,4	14800	25400
4	9	860	2520	1,5	15000	25900
5	11	880	2680	1,6	15300	27300
6	12	900	2790	1,2	15800	28200
7	13	780	2110	1,3	13100	24500
8	13,5	750	2100	1,4	13200	24700
9	8,5	730	2070	1,5	12900	22100
10	16	830	2290	1,6	12500	23900
11	14	880	2270	1,2	13900	23200
12	15	900	2340	1,3	14200	23800
13	10	780	2450	1,4	14800	25400
14	9	750	2520	1,5	15000	25900
15	11	730	2680	1,6	15300	27300
16	12	830	2790	1,2	15800	28200
17	13	820	2110	1,3	13100	24500
18	13,5	840	2100	1,4	13200	24700
19	8,5	850	2070	1,5	12900	22100
20	16	860	2290	1,6	12500	23900
21	14	880	2270	1,2	13900	23200
22	15	830	2340	1,3	14200	23800
23	10	880	2450	1,4	14800	25400
24	9	900	2520	1,5	15000	25900
25	11	780	2680	1,6	15300	27300
26	12	750	2790	1,2	15800	28200
27	13	730	2110	1,3	13100	24500
28	13,5	830	2100	1,4	13200	24700
29	8,5	820	2070	1,5	12900	22100
30	16	840	2290	1,6	12500	23900

Задача 3.3

Скважина для добычи нефти оборудована штанговым насосом с диаметром плунжера $d = 67,8$ мм. При работе насоса длина хода точки подвеса штанг $S = 6,0$ м; потеря хода плунжера за счет упругой деформации штанг и труб $\lambda = 1,0$ м. Коэффициент, учитывающий отклонения углеводородного газа от идеального для условий приема насоса, составляет $Z_{пр} = 0,8$ д. ед.

Определить коэффициент подачи штангового насоса для следующих условий:

- доля вредного пространства в цилиндре штангового насоса k , д. ед;
- газовый фактор, измеренный при стандартных условиях G_o , м³/тонну;
- температура приема насоса $T_{пр}$, °С;
- давление приема насоса $P_{пр}$, МПа;
- газосодержание нефти по результатам разгазирования в лаборатории $V_{гг}$, м³/т;
- число качаний насоса k_1 , ед/мин;
- обводненность добываемой продукции n , %;
- объемный коэффициент нефти b_n , ед.;
- объемный коэффициент воды b_v , ед.
- ширина зазора между плунжером и цилиндром насоса $\delta = 0,05$ мм;
- протяженность зазора (длина плунжера) $l = 1,2$ м;
- вязкость жидкости $\mu = 1,5$ мПа·с.
- перепад давления между нижним и верхним торцами плунжера $\Delta P = 5,0$ МПа.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Исходные данные для расчета по условиям задачи 3.3

Ва- риант	k , д. ед.	$T_{пр}$, °C	$P_{пр}$, МПа	Γ_o , м ³ /т	$V_{пр}$, м ³ /т	k_1 , ед./мин	n , %	b_n , ед.	b_b , ед.
1	0,02	53	5,0	90,0	70,0	30	29	1,35	1,006
2	0,04	55	6,0	100,0	80,0	40	30	1,32	1,005
3	0,03	57	6,0	100,0	70,0	26	33	1,31	1,004
4	0,02	59	4,0	80,0	60,0	27	35	1,25	1,003
5	0,01	53	5,0	90,0	70,0	26	29	1,2	1,004
6	0,01	55	6,0	100,0	80,0	24	28	1,3	1,005
7	0,02	57	6,0	100,0	70,0	25	29	1,4	1,006
8	0,03	59	4,0	80,0	60,0	30	30	1,35	1,005
9	0,04	62	7,0	100,0	80,0	40	33	1,32	1,004
10	0,05	64	5,0	90,0	70,0	26	35	1,31	1,003
11	0,07	65	7,0	110,0	80,0	27	30	1,25	1,004
12	0,05	67	8,0	80,0	50,0	21	28	1,22	1,005
13	0,06	65	7,0	75,0	50,0	24	29	1,2	1,006
14	0,08	63	5,0	65,0	45,0	28	38	1,18	1,005
15	0,09	62	7,0	110,0	80,0	30	39	1,17	1,004
16	0,02	61	6,0	80,0	50,0	35	45	1,15	1,003
17	0,01	59	5,0	75,0	50,0	40	29	1,13	1,004
18	0,01	55	8,0	65,0	45,0	35	30	1,1	1,005
19	0,02	62	5,0	90,0	60,0	27	35	1,25	1,003
20	0,03	64	6,0	100,0	70,0	26	29	1,2	1,004
21	0,04	65	6,0	100,0	80,0	24	28	1,3	1,005
22	0,05	67	4,0	80,0	70,0	25	29	1,4	1,006
23	0,07	65	7,0	100,0	60,0	30	30	1,35	1,005
24	0,05	63	5,0	90,0	80,0	40	33	1,32	1,004
25	0,06	62	7,0	110,0	70,0	26	35	1,31	1,003
26	0,08	61	8,0	80,0	80,0	27	30	1,25	1,004
27	0,09	59	7,0	75,0	50,0	21	28	1,22	1,005
28	0,03	55	5,0	65,0	50,0	24	29	1,2	1,006
29	0,04	65	7,0	110,0	45,0	28	38	1,18	1,005
30	0,05	63	8,0	80,0	80,0	30	39	1,17	1,004

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

Расчет труб на прочность при фонтанном и компрессорном способах эксплуатации скважин

4.1 Теоретическая часть

Трубы при добыче нефти и газа применяются для:

- крепления стволов или стенок скважин;
- образования каналов внутри скважин для транспортировки на поверхность пластовых флюидов;
- подвески оборудования в скважине;
- прокладки трубопроводов по территории промысла.

Основные группы труб:

- обсадные;
- насосно-компрессорные (НКТ);
- бурильные;
- для нефтепромысловых коммуникаций.

Насосно-компрессорные трубы.

При всех способах эксплуатации скважин подъем жидкости и газа на поверхность происходит обычно по НКТ. Ниже приведены примеры часто применяемых размеров НКТ (таблица 4.1).

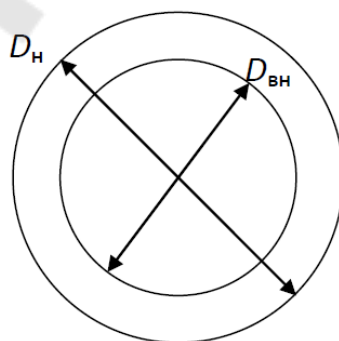
Таблица 4.1

Часто применяемые размеры НКТ

Условный диаметр трубы, мм	48	60	73	89
Толщина стенки, мм	4	5,0	5,5 7,0	6,5 8,0

Диаметры труб. Выделяют 3 диаметра труб: условный, наружный, внутренний (рисунок 4.1).

D_n – наружный диаметр



$D_{вн}$ – внутренний диаметр

Рисунок 4.1 – Виды диаметров труб

Условный диаметр трубы – это номинальный диаметр, который равен наружному диаметру трубы с учетом допуска завода-изготовителя.

Осевая растягивающая нагрузка для гладких труб, при которой в резьбовом соединении напряжение достигает предела текучести (страгивающая нагрузка), определяется из выражения:

$$Q_{\text{стр}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot \delta \cdot \sigma_{\text{т}}}{1 + \eta \cdot \frac{D_{\text{ср}} \cdot \text{ctg}(\alpha + \varphi)}{2l}}, \quad (4.1)$$

где $D_{\text{ср}}$ – средний диаметр сечения резьбы по впадине в основной плоскости, мм; δ – толщина тела трубы по впадине первой полной нитке резьбы, мм; $\sigma_{\text{т}}$ – предел текучести материала трубы, МПа; η – коэффициент разгрузки, равный:

$$\eta = \frac{D_{\text{ср}} + \delta}{D_{\text{ср}}}; \quad (4.2)$$

α – угол профиля резьбы, 60° ; φ – угол трения муфты о трубу, 7° ; l – длина резьбы с полным профилем, мм.

Для равнопрочных труб и труб НКБ (безмуфтовых) расчет ведется исходя из прочности тела трубы:

$$Q_{\text{т}} = \pi \cdot D \cdot b \cdot \sigma_{\text{т}}, \quad (4.3)$$

где D – наружный диаметр трубы, мм; b – толщина стенки трубы, мм.

Для труб НКМ (с трапецеидальными резьбами) растягивающая нагрузка, при которой в опасном сечении соединения труб напряжения достигают предела текучести, рассчитываются по формуле:

$$Q_{\text{с}} = \frac{\pi \left[(D - 0,17)^2 - (D - 2b)^2 \right] \cdot \sigma_{\text{т min}}}{4}. \quad (4.4)$$

Для наклонно-направленных скважин при расчетах необходимо применять коэффициент запаса прочности, который определяется из выражения:

$$n'_1 = \frac{n_1}{1 - n_1 \cdot C \cdot \alpha_0}, \quad (4.5)$$

где

$$C = \frac{E \cdot D_{\text{ср}}}{1,15 \cdot 10^3 \cdot \sigma_{\text{т}}}, \quad (4.6)$$

α_0 – интенсивность искривления скважин в градусах на 10 м длины; E – модуль упругости материала трубы, МПа; n_1 – коэффициент запаса прочности для вертикальной скважины.

При совместном действии растягивающих сил и наружного избыточного давления условие прочности для тела трубы определяется из соотношения:

$$\frac{Q_p}{F} + 1,15 \cdot \frac{P_H \cdot D}{2b} \leq \frac{\sigma_T}{n_T}, \quad (4.7)$$

где F – площадь поперечного сечения тела трубы, мм²; P_H – наружное избыточное давление, МПа;

$$P_H = \frac{2,2 \cdot E \cdot k_0^2 \cdot k_{\min}^2 \cdot \rho}{n}, \quad (4.8)$$

k_0 – коэффициент, $k_0 = b_0/D$, где $b_0 = 0,905$; k_{\min} – коэффициент, $k_{\min} = b_{\min}/D$, где $b_{\min} = 0,875$;

$$\rho = \frac{b_0}{b_{\min}} = 1,034. \quad (4.9)$$

Критическая сжимающая нагрузка, при которой колонна, закрепленная в пакере, теряет устойчивость под действием собственного веса, определяется следующим образом:

$$Q_{кр} = 3,35 \cdot \sqrt[3]{E \cdot I \cdot q_T^2}, \quad (4.10)$$

где I – момент инерции сечения трубы, м; q_T – масса 1 м труб на воздухе, Н/м.

Для свободно подвешенной колонны критическую скорость движущейся жидкости определяют из выражения:

$$v_{кр} = \sqrt{2,55 \cdot \frac{g}{q_{ж}} \sqrt[3]{E \cdot I \cdot (q_T - q_{ж} + \Delta_T \cdot F_{вн})}}, \quad (4.11)$$

где $q_{ж}$ – вес 1 м жидкости внутри колонны НКТ, Н/м; Δ_T – потери давления при движении пластовой жидкости по колонне на 1 метр длины, Н/м;

$$\Delta_T = 0,083 \cdot \frac{\lambda \cdot Q^2}{d_{вн}^5} \cdot \rho_{ж} \cdot g, \quad (4.12)$$

$F_{вн}$ – внутренняя площадь сечения НКТ, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{R_E}}; R_E = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{вн} \cdot v}; \quad (4.13)$$

Q – расход пластовой жидкости (дебит скважины), $\text{м}^3/\text{с}$; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность добываемой жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр НКТ, м ; ν – кинематическая вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

Если скорость движения пластовой жидкости $V_{\text{ж}} \geq V_{\text{кр}}$, то произойдет потеря устойчивости нижнего участка колонны с переходом к режиму движения с возрастанием амплитуды колебания.

4.2 Практическая часть

Задача

Определить коэффициент запаса прочности для наклонной скважины у колонны НКТ, проверить условие прочности тела трубы, критическую сжимающую нагрузку с учетом установки пакера, критическую скорость движущейся жидкости и сравнить со скоростью движения жидкости для фонтанного и компрессорного способов добычи нефти. Исходные данные по вариантам представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

**Исходные данные для расчета труб на прочность при фонтанном
и компрессорном способах эксплуатации скважин**

Ва- риант	Тип трубы НКТ	$L_{\text{НКТ}}$, м	$\alpha_0(L)$, градус	$\rho_{\text{ж}}$, кг/м ³	Q , м ³ /сут	$\nu \cdot 10^{-4}$, м ² /с
1	60×5-Д	1100	2	810	80	1,82
2	В60×5-К	1120	13	820	90	1,84
3	НКМ-60×5-Е	1140	14	830	100	1,86
4	НKB-60×5-Л	1160	15	840	110	1,88
5	73×5,5-М	1180	16	850	120	1,90
6	В73×5,5-Р	1200	17	860	130	1,92
7	НКМ-73×5,5-Д	1220	18	870	140	1,94
8	НKB-73×5,5-К	1240	19	880	150	1,96
9	73×5,5-Е	1260	20	890	160	1,98
10	В73×5,5-Л	1280	21	900	170	2,00
11	НКМ-73×5,5-М	1300	22	910	180	2,02
12	НKB-73×5,5-Р	1320	23	920	190	2,04
13	73×7-Д	1340	24	930	185	2,06
14	В73×7-К	1360	25	940	175	2,08
15	НКМ-73×7-Л	1380	26	935	165	2,10
16	НKB-73×7-М	1400	27	925	155	2,12
17	89×6,5-Р,	1390	28	915	145	2,14
18	В89×6,5-Д	1370	29	905	135	2,16
19	НКМ-89×6,5-К	1350	30	895	125	2,18
20	НKB-89×6,5-Е	1330	31	885	115	2,20
21	В89×8-Л	1310	32	875	105	2,22
22	В89×8-М	1290	33	865	95	2,24
23	НКМ-89×8-Р	1270	34	855	85	2,26
24	НKB-89×8-Д	1250	35	845	75	2,28
25	102×6,5-К	1230	36	35	70	2,25
26	НKB-73×5,5-К	1240	19	880	150	1,96
27	73×5,5-Е	1260	20	890	160	1,98
28	В73×5,5-Л	1280	21	900	170	2,00
29	НКМ-73×7-Л	1380	26	935	165	2,10
30	НKB-73×7-М	1400	27	925	155	2,12

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

Подбор оборудования установки электроцентробежного насоса

5.1 Теоретическая часть

Подбор оборудования установки электроцентробежного насоса начинаем с выбора диаметра НКТ по ожидаемому дебиту скважины исходя из условия, что средняя скорость потока в трубах должна быть в пределах $V_{\text{ср}} = 1,2 \div 1,6$ м/с. Причем меньшее значение берется для малых дебитов. Исходя из этого определяют площадь внутреннего канала НКТ, м^2 :

$$F_{\text{вн}} = \frac{Q}{86400 V_{\text{ср}}} \quad (5.1)$$

и внутренний диаметр, см:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вн}} \cdot 10^{-4}}{0,785}}, \quad (5.2)$$

где Q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$; $V_{\text{ср}}$ – выбранная величина средней скорости.

Исходя из ближайшего внутреннего диаметра, выбирается стандартный диаметр НКТ. Если разница получается существенной, то корректируется $V_{\text{ср}}$:

$$V_{\text{ср}} = \frac{Q}{86400 F_{\text{вн}}}, \quad (5.3)$$

где $F_{\text{вн}}$ – площадь внутреннего канала выбранных стандартных НКТ.

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_{\text{с}} = h_{\text{ст}} + \Delta h + h_{\text{тр}} + h_{\text{г}} + h_{\text{с}}, \quad (5.4)$$

где $h_{\text{ст}}$ – статический уровень жидкости в скважине, м; Δh – депрессия на пласт, м; $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение в трубах; $h_{\text{г}}$ – разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины; $h_{\text{с}}$ – потери напора в сепараторе.

Депрессия определяется из выражения:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (5.5)$$

где K – коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Потери напора на трение в трубах, м, определяются по формуле:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{(L+1) \cdot V_{\text{сп}}^2}{2 \cdot d_{\text{вн}} \cdot g}, \quad (5.6)$$

где L – глубина спуска насоса, м:

$$L = h_{\text{ст}} + \Delta h + h, \quad (5.7)$$

h – глубина погружения насоса под динамический уровень; l – расстояние от скважины до сепаратора, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Коэффициент λ определяют в зависимости от числа Re и относительной гладкости труб K_s :

$$Re = \frac{V_{\text{сп}} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu}, \quad (5.8)$$

где ν – кинематическая вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$;

$$K_s = \frac{d_{\text{вн}}}{2\Delta}, \quad (5.9)$$

где Δ – шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб равной 0,1 мм.

Другим способом определения λ является вычисление ее по числу Рейнольдса, независимо от шероховатости:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \text{ если } Re < 2300; \quad (5.10)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \text{ если } Re > 2300.$$

Потери напора на преодоление давления в сепараторе определим из выражения:

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (5.11)$$

где P_c – избыточное давление в сепараторе.

Подбор насоса для заданной подачи, необходимого напора и диаметра эксплуатационной колонны скважины производят по характеристикам погружных центробежных насосов (таблица 5.1). При этом необходимо иметь в виду, что в соответствии с характеристикой ЭЦН напор насоса увеличивается при уменьшении подачи, а КПД имеет ярко выраженный максимум.

Поскольку характеристики на конкретные типоразмеры ЭЦН часто отсутствуют, то целесообразно по заданным трем точкам рабочей области (таблица 5.1) построить участок характеристики для точного определения напора ЭЦН.

Таблица 5.1

Характеристики погружных центробежных насосов

Шифр насоса	Номинальные		Рабочая область		КПД, %	Число ступеней	Масса, кг
	Подача м ³ /сут	Напор, м	Подача м ³ /сут	Напор, м			
ЭЦНИ5-40-850	40	940	25-70	960-690	37,8	191	185
ЭЦН5-40-1400		1475		1510-1100	38,0	229	313
ЭЦНИ5-40-950		860		890-650	38,0	174	170
ЭЦН5-80-850	80	850	60-115	910-490	49,8	195	205
ЭЦН5-80-1200		1195		1280-695		273	286
ЭЦНИ5-80-1550		1500		1520-1100	48,0	332	312
ЭЦН5-130-600	130	675	85-160	765-500		164	190
ЭЦН5-130-1200		1160		1320-860		282	318
ЭЦНИ5-130-1200		1165		1300-830	40,0	260	280
ЭЦН5А-100-1350	100	1300	80-180	1360-800	49,0	248	288
ЭЦН5А-160-1100	160	1080	125-205	1225-710	57,5	226	313
ЭЦН5А-160-1400		1400		1520-1000	50,0	275	355
ЭЦН5А-250-800	250	800	190-330	900-490	59,5	160	375
ЭЦН5А-250-1000		1010	190-350	1110-625		187	432
ЭЦН5А-360-700	360	570	290-430	670-440	59,3	150	360
ЭЦН5А-360-850		660		760-500		162	386
ЭЦН5А-100-900		850		950-680		186	456
ЭЦН6-100-900	100	865	75-145	940-560	48,0	125	220
ЭЦНИ6-100-900		900	75-140	995-610	51,2	123	195
ЭЦН6-100-1500		1480	80-165	1580-780	41,1	212	335
ЭЦНИ6-100-1500		1460	75-140	1560-950	51,3	192	300
ЭЦН6-160-850	160	855	130-185	930-750	56,5	125	198
ЭЦНИ6-160-750		740		830-605	57,0	109	182
ЭЦН6-160-1100		1150		1260-980	56,5	177	275
ЭЦНИ6-160-1100		1060		1195-875	57,0	158	242
ЭЦН6-160-1450		1580		1740-1380	56,5	247	382
ЭЦНИ6-160-1450		1385		1550-1140	57,8	222	338
ЭЦН6-250-800	250	785	200-330	850-550	62,0	125	240
ЭЦНИ6-250-800		850	190-320	920-615	61,0	133	238
ЭЦН6-250-1050		1140	200-330	1230-820	62,0	183	386
ЭЦНИ6-250-1050		1080	190-320	1175-815	61,0	170	333
ЭЦН6-250-1400		1385	200-330	1490-960	62,0	229	424
ЭЦН6-350-650	350	620	280-440	685-400	64,0	90	280
ЭЦНИ6-350-650		690	230-430	700-470	51,8	106	261
ЭЦН6-350-850		840	280-440	925-510	64,0	125	390
ЭЦНИ6-350-850		850	230-430	1000-530	49,6	149	371
ЭЦНИ6-350-1100		1000	260-430	1170-710	61,5	154	455
ЭЦН6-500-450	500	445	350-680	530-260	62,5	84	286
ЭЦНИ6-500-450		415	300-600	558-328	50,0	93	250
ЭЦН6-500-750		775	350-680	905-455	62,5	143	477
ЭЦНИ6-500-750		750	420-650	860-480	60,0	145	462

Учитывая, что табличные характеристики построены для воды, следует изменить табличные значения напора в соответствии с плотностью реальной жидкости по соотношению:

$$H_{\text{ж}} = H_{\text{в}} \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (5.12)$$

где $H_{\text{в}}$ – табличное значение напора ЭЦН; $\rho_{\text{в}}$ – плотность пресной воды; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность реальной жидкости.

Для совмещения характеристик скважины и насоса применяют два способа:

1. На выкиде из скважины устанавливают штуцер, на преодоление дополнительного сопротивления которого расходуют избыточный напор насоса $\Delta H = H - H_{\text{с}}$. Однако этот способ прост, но не экономичен, так как снижает КПД насоса и установки в целом.

2. Второй способ предусматривает разборку насоса и снятие лишних ступеней. Этот способ трудоемкий, но наиболее экономичный, так как КПД насоса не изменяется. Число ступеней, которое нужно снять с насоса для получения необходимого напора, равно:

$$\Delta Z = \left[1 - \frac{H_{\text{с}}}{H} \right] \cdot Z, \quad (5.13)$$

где H – напор насоса по его характеристике, соответствующий дебиту скважины; $H_{\text{с}}$ – необходимый напор скважины; Z – число ступеней насоса.

Необходимую (полезную) мощность двигателя, кВт, определяют по формуле:

$$N_{\text{п}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{с}}}{86400 \cdot 1000 \eta_{\text{н}}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{с}}}{86400 \cdot 102 \eta_{\text{н}}}, \quad (5.14)$$

где $\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса по его рабочей характеристике; $\rho_{\text{ж}}$ – наибольшая плотность откачиваемой жидкости.

Учитывая, что КПД передачи от двигателя до насоса (через протектор) составляет $0,92 \div 0,95$ (за счет подшипников скольжения), определим необходимую мощность двигателя:

$$N_{\text{н}} = \frac{N_{\text{п}}}{0,92}. \quad (5.15)$$

Ближайший больший по мощности типоразмер электродвигателя выбираем по таблице 5.2 с учетом диаметра эксплуатационной колонны. Запас мощности необходим для преодоления высоких пусковых моментов УЭЦН.

Таблица 5.2

Характеристики погружных электродвигателей

Электро- двигатель	Номинальные			КПД, %	$\cos\alpha$	Скорость охлаждения жидкости, м/с	Температура охлаждающей среды, °С	Длина, м	Масса, кг
	Мощность, кВт	Напряжение, В	Ток, А						
ПЭД14-103	14	350	40	72	0,80	0,06	70	4,20	200
ПЭД20-103	20	700	29	73	0,78	0,06	70	5,17	275
ПЭД28-103	28	850	34,7	73	0,75	0,085	70	5,5	295
ПЭД40-103	40	1000	40	72	0,80	0,12	55	6,2	335
ПЭДС55-103	55	850	69	73	0,75	0,37	70	5,21	500
ПЭД45-117	45	1400	27,3	81	0,84	0,27	50	5,60	382
ПЭД65-117	65	2000	27,5	81	0,84	0,27	50	7,5	525
ПЭД90-117	90	2000	38,7	81	0,83	0,4	60	10,76	750
ПЭД17-123	17	400	39,5	78	0,80	0,1	80	4,6	348
ПЭД35-123	35	550	55,5	79	0,84	0,12	70	5,45	425
ПЭД46-123	46	700	56,5	79	0,85	0,2	80	6,73	528
ПЭД55-123	55	800	61,5	78	0,83	0,2	70	7,2	568
ПЭД75-123	75	915	73,5	76	0,85	0,3	55	8,02	638
ПЭД100-103	100	950	89,5	80	0,85	0,35	60	8,02	638
ПЭД125-138	125	2000	50,5	84	0,85	0,9	50	8,21	800

5.2 Практическая часть

Задача

Рассчитать необходимый напор ЭЦН, выбрать насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

Дано: наружный диаметр эксплуатационной колонны – $D_n = 140$ мм; глубина скважины – L , м; дебит жидкости – Q , м³/сут; статический уровень $h_{ст} = 800$ м; коэффициент продуктивности скважины K , м³/(сут·МПа); глубина погружения под динамический уровень $h = 40$ м; кинематическая вязкость жидкости $\nu = 2 \cdot 10^{-6}$ м²/с; превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины $h_T = 15$ м; избыточное давление в сепараторе $P_c = 0,2$ МПа; расстояние от устья до сепаратора $l = 60$ м; плотность добываемой жидкости $\rho_{ж}$, кг/м³.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3

Исходные данные для расчета

Вариант	$L, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$K, \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	$\rho_{\text{ж}}, \text{ кг/м}^3$
1	2000	170	80	820
2	2050	130	70	830
3	2100	50	100	740
4	2150	100	90	750
5	2200	80	50	760
6	2250	60	60	770
7	2300	120	80	780
8	2350	70	70	790
9	2400	90	100	800
10	2450	150	90	810
11	2500	50	50	820
12	2550	100	60	830
13	2600	80	80	740
14	2650	60	70	750
15	2700	120	100	760
16	2000	70	90	770
17	2050	90	50	780
18	2100	150	60	790
19	2150	170	80	800
20	2200	130	70	810
21	2250	50	100	820
22	2300	100	90	830
23	2350	80	50	740
24	2400	60	60	750
25	2450	120	80	760
26	2500	70	70	770
27	2550	90	100	780
28	2600	150	90	790
29	2650	170	50	800
30	2700	130	60	810

Заключение

Кроме лабораторных работ, выполняемых слушателями в аудитории в присутствии преподавателя, слушатели должны работать над изучаемым материалом и самостоятельно.

Процесс организации самостоятельной работы слушателей включает в себя следующие этапы:

- подготовительный (определение целей, составление программы, подготовка методического обеспечения, подготовка оборудования);

- основной (реализация программы, использование приемов поиска информации, включая поиски информации в интернете, усвоения, переработки, применения, передачи знаний, фиксирование результатов, самоорганизация процесса работы);

- заключительный (оценка значимости и анализ результатов, их систематизация, оценка эффективности программы и приемов работы, выводы о направлениях оптимизации труда).

Основной формой самостоятельной работы обучающегося является изучение конспекта лекций, их дополнение информацией из рекомендованной литературы, активное участие на лабораторных занятиях. Для успешной учебной деятельности, ее интенсификации, необходимо учитывать следующие субъективные факторы:

1. Знание школьного программного материала, наличие прочной системы знаний, необходимой для усвоения основных вузовских курсов.

2. Наличие умений, навыков умственного труда.

3. Специфика познавательных психических процессов: внимание, память, речь, наблюдательность, интеллект и мышление. Слабое развитие каждого из них становится серьезным препятствием в обучении.

4. Хорошая работоспособность, которая обеспечивается нормальным физическим состоянием.

5. Соответствие избранной деятельности, профессии индивидуальным способностям. Необходимо выработать у слушателя умение саморегулировать свое эмоциональное состояние и устранять обстоятельства, нарушающие деловой настрой, мешающие намеченной работе.

6. Овладение оптимальным стилем работы, обеспечивающим успех в деятельности. Чередование труда и пауз в работе, периоды отдыха, индивидуально обоснованная норма продолжительности сна, предпочтение вечерних или утренних занятий, стрессоустойчивость на экзаменах и особенности подготовки к ним,

7. Уровень требований к себе, определяемый сложившейся самооценкой.

Адекватная оценка знаний, достоинств, недостатков – важная составляющая самоорганизации человека, без нее невозможна успешная работа по управлению своим поведением, деятельностью.

Одна из основных особенностей обучения в высшей школе заключается в том, что постоянный внешний контроль заменяется самоконтролем, активная роль в обучении принадлежит уже не столько преподавателю, сколько слушателям.

Литература

1. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М.: «Нефть и газ», 2008. – 296 с.
2. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб, пособие для вузов / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный – М.: Недра, 1984. – 272 с.
3. Основы нефтегазового дела: Методические указания к практическим занятиям. Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: В. А. Моренов, Е. Л. Леушева, И. Р. Раупов. СПб., 2020. – 52 с.
4. Основы промысловой геологии и разработки месторождений нефти и газа. Методическое руководство к выполнению лабораторных работ. Авторы-составители: Н. Г. Нургалиева, Р. К. Тухватуллин, Р.Ф. Вафин. Казанский государственный университет. – Казань, 2006. – 72 с.
5. Скважинная добыча нефти. Методические указания по подготовке к практическим занятиям, контрольной работе и организации самостоятельной работы для студентов направления 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии» всех форм обучения. Составитель С. Н. Нагаева. «Тюменский индустриальный университет». Филиал ТИУ в г. Сургуте. – Сургут, 2022. – 40 с.
6. Дубинский Г. С., Хузин Р. Р. Технология и техника добычи нефти и газа: учеб.-метод. пособие. [Электрон. ресурс]. – Электрон. (символьное) изд. (2,45 Мб.). – Ижевск: Удмуртский университет, 2024. – 97 с.
7. Скважинная добыча нефти и газа. Лабораторный практикум по одноименному курсу для студентов специальности 1-51 02 02. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения. Часть 1. Составители: А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская. – Гомель: Учреждение образования «ГГТУ им. П. О. Сухого», 2011. – 93 с.
8. Захаров, А. В. Скважинная добыча нефти и газа: практикум / А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская. М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 69 с.
9. Основы разработки месторождений нефти и газа. Учебное пособие (лабораторный практикум). Специальность 21.05.02 Прикладная геология. Специализация «Геология месторождений нефти и

газа». Квалификация: горный инженер-геолог. Северо-Кавказский федеральный университет. – Ставрополь, 2021. – 54 с.

10. Лисовенко, В.М. Основы технологии добычи газа и нефти: учебно-методическое пособие к выполнению практических работ / В.М. Лисовенко; Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: ЮР-ГПУ(НПИ), 2023. – 32 с.

11. Арбузов, В. Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях: практикум / А. Н. Арбузов, Е. В. Курганова // Томский политехнический университет. – Томск: из-во Томского политехнического университета, 2015. – 68 с.

12. Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов/ В. И. Щуров. – Москва: Изд-во «Альянс», 2005. – 510 с.

13. Кабиров М.М. Скважинная добыча нефти / М.М. Кабиров, Ш.А. Гафаров. Спб.: ООО «Недра», 2010. – 416 с.

14. Крылов, В.И. Выбор технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов / В. И. Крылов, В. В. Крецул. М.: «Нефть и газ», РГУ нефти и газа, 2009. – 144 с.

15. Гиматудинов, Ш. К. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш. К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1983. – 562 с.

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА
ПРАКТИКУМ
по выполнению лабораторных работ
для слушателей специальности переподготовки
9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения

Составители: **Демяненко Николай Александрович**
Ткачев Виктор Михайлович

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 26.01.26.

Пер. № 8Е.
<http://www.gstu.by>