

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

Методические указания

по выполнению практических занятий

по дисциплине «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
направленность (профиль) «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь 2026 г.

Содержание

Введение	3
Практическое занятие 1	
Выбор компоновки скважинной штанговой насосной установки (2 часа)	4
Практическое занятие 2	
Расчет оптимального давления на приеме и глубины спуска скважинного насоса (2 часа)	12
Практическое занятие 3	
Освоение скважин. Расчет потерь на трение в трубе круглого сечения и в кольцевом зазоре. (2 часа)	15
Практическое занятие 4	
Расчет соляно-кислотной обработки скважины (2 часа)	20
Практическое занятие 5	
Расчет параметров гидравлического разрыва пласта (2 часа)	24
Практическое занятие 6	
Расчет параметров гидропескоструйной обработки (1 час)	29
Список литературы	33

Введение

Под разработкой нефтяной или газовой залежи понимается управление процессом движением жидкостей и газа в пласте к эксплуатационным скважинам при помощи определенной схемы размещения расчетного числа скважин на площади, порядка и темпа ввода их в эксплуатацию, поддержания режима работы скважин и регулирования баланса пластовой энергии.

Разработка нефтяных и газовых месторождений представляет собой единый процесс при фильтрации жидкости и газа в пласте и подъеме газожидкостной смеси от забоя до устья скважин. Методы вскрытия нефтяного и газового пласта и методы освоения являются начальным этапом эксплуатации нефтяных и газовых скважин, выбор способа эксплуатации и подбор оборудования и режима его работы являются важнейшей задачей при добыче нефти и газа.

Развитие нефтяной промышленности России в последние годы происходит на фоне заметного ухудшения структуры запасов нефти, что в основном связано со значительной выработкой многих уникальных крупных высокопродуктивных месторождений и их высоким обводнением, а также открытием и вводом в разработку месторождений с трудно извлекаемыми запасами, приуроченными к коллекторам с высокой геологической неоднородностью, карбонатными породами со сложным строением пустотного пространства, газонефтяным залежам, залежам с высоковязкими нефтями и аномальными условиями их залегания.

Растет доля запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах с неблагоприятными условиями её извлечения. Растет доля месторождений расположенных на труднодоступных территориях, что требует увеличения капитальных вложений на их освоение, а также применения новых технологий и технологических средств.

Другой особенностью современного этапа является все возрастающий объем запасов, находящихся на последней стадии разработки, с резким изменением их структуры. Выработанность активных запасов достигла величины 65,5 %, трудноизвлекаемых – 23%.

Экономические трудности привели к сокращению разведочного и эксплуатационного бурения, объектов прироста запасов нефти ввода новых нефтяных месторождений в промышленную разработку.

В последние годы анализ мирового нефтегазового рынка показывает опережающее развитие газовой промышленности по отношению к производству и потреблению других видов энергоносителей. Предполагается, что доля углеводородного газообразного топлива в мировом энергобалансе к середине XXI в. может составить до 30 %. Вследствие чего предстоящий период в развитии энергетики характеризуется экспертами как эпоха природного газа (метана).

Практическое занятие 1

Выбор компоновки скважинной штанговой насосной установки

Под компоновкой СШНУ понимают взаимосвязанную совокупность следующих параметров: диаметр и тип скважинного штангового насоса, глубина его спуска и конструкция колонны НКТ, а также типоразмер предварительно заданного станка-качалки, определяемых на начальном этапе проектирования. На следующем этапе проектирования СШНУ обосновывают конструкцию штанговой колонны, уточняют типоразмер станка-качалки и рассчитывают другие многочисленные характеристики.

Прежде чем приступить к выбору компоновки, необходимо иметь основные технологические характеристики работы данной скважины, а также знать опыт эксплуатации скважин УСШН.

Алгоритм выбора компоновки можно записать в следующем виде.

1. Для заданных забойного давления и дебита рассчитывается распределение давления от забоя скважины в стволе (рис. 1, кривая 1).

2. Для принятого давления на устье вычисляется распределение давления от устья скважины в колонне НКТ (рис. 1, кривая 2).

3. По имеющимся в литературе рекомендациям рассчитывается давление у приема насоса. В скважинах с низким газовым фактором (до $20 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и с высокой обводненностью продукции (свыше 75 %) давление на приеме насоса можно принять равным 0,5 МПа. Конкретные величины давления на приеме вычисляются для различных нефтяных районов с учетом опыта эксплуатации скважин УСШН и принятой системой разработки. Так, для девонских месторождений Урало-Поволжья давление на приеме безводных скважин принимается равным 2,5 МПа; для угленосных — 3 МПа (некоторое увеличение давления на приеме обусловлено большей вязкостью нефти угленосных отложений). Используя рекомендации Г.Н. Суханова, оценку давления на приеме (в МПа) с учетом обводненности продукции можно выполнить по следующей формуле:

$$P_{\text{пн}} = 0,5 + 0,3P_{\text{нас}} (1-B), \quad (1.1)$$

где B — обводненность продукции.

4. По рассчитанному давлению на приеме насоса определяется глубина спуска насоса H . (рисунки 1)

5. Для заданных на поверхности дебита жидкости $Q_{\text{ж}}$ и обводненности продукции B

рассчитывается объемный расход (дебит) продукции скважины при давлении у приема P_{nn} :

$$Q_{ж}(P_{nn}) = Q_{нд} b_{ж}(P_{nn}) / (1-B) \quad (1.2)$$

где $Q_{ж}(P_{nn})$ — дебит жидкости на приеме насоса, м³/сут; $Q_{нд}$ — дебит дегазированной нефти, м³/сут; $b_{ж}(P_{nn})$ — объемный коэффициент жидкости (продукции скважины) при давлении на приеме насоса P_{nn} , рассчитываемый по формуле

$$b_{ж}(P_{nn}) = b_n(P_{nn}) (1-B) + b_v(P_{nn}) B \quad (1.3)$$

$b_n(P_{nn})$, $b_v(P_{nn})$ — соответственно объемные коэффициенты нефти и воды ($b_v(P_{nn})=1$) при давлении на приеме.

Объемный коэффициент нефти

$$b_n(P_{nn}) = 1 + (b_n - 1) \frac{P_{nn} - P_{нас}}{P_{нас} - P_{нас}^{25}} \quad (1.4)$$

где b_n — объемный коэффициент нефти при $P_{нас}$.

Вышеперечисленные операции являются по существу подготовительными, но без их реализации невозможен выбор компоновки.

6. По диаграммам А.Н. Адонина (рис. 1.2) для применяемых в настоящее время на промыслах отечественных станков-качалок по известным значениям проектного дебита $Q_{ж}(P_{nn})$ и высоте подъема жидкости L — выбирают диаметр скважинного насоса $D_{пл}$ и типоразмер станка-качалки.

Высоту подъема продукции при известных глубине спуска насоса, устьевом давлении и давлении на приеме приближенно можно вычислить по следующей формуле:

$$L = H_n - 102(P_{nn} - P_y) \quad (1.5)$$

7. Тип скважинного насоса следует выбирать в соответствии с областями применения скважинных штанговых насосов (таблица 1.1).

8. Диаметр колонны НКТ, рекомендуемых для использования с выбранным типоразмером насоса, определяют также по таблице 1.1 (последний столбец).

Дальнейшие расчеты ведут в соответствии с нижеизложенным.

Для всех вышеуказанных насосов предельная минерализация воды составляет 200 мг/л; объемное содержание сероводорода — не выше 0,1 % и pH — не менее 6,8.

Задача 1.1. Выбрать компоновку УСШН для следующих условий:

Глубина скважины $L_c = 1677$ м, забойное давление $P_{заб} = 13,3$ МПа, планируемый дебит жидкости $Q_{ж} = 40$ м³/сут, планируемый дебит нефти $Q_{нд} = 10$ м³/сут; объемная обводненность продукции $B=0,75$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 865$ кг/м³; плотность дегазированной воды $\rho_v = 1186$ кг/м³; плотность газа при стандартных условиях $\rho_g = 1,43$ кг/м³; вязкость нефти $\nu_n = 4,3 \cdot 10^{-6}$ м²/с; вязкость воды $\nu_v = 8,4 \cdot 10^{-7}$ м²/с; давление насыщения $P_{нас} = 9,2$ МПа; газовый фактор $G_o = 52,1$ м³/м³; давление на устье $P_y = 1,5$ МПа; средняя температура в скважине $T = 311$ К, объемный коэффициент нефти $b_n = 1,16$; внутренний диаметр скважины $0,1273$ м.

Решение.

1. Для соответствующих исходных данных по вышеизложенным методикам рассчитывается распределение давления в скважине (рис. 1, линия 1) и в колонне НКТ (рис. 1, линия 2).

2. В соответствии с (1.1) вычисляем:

$$p_{nn} = 0,5 + 0,3 \cdot 9,2 (1 - 0,75) = 1,2 \text{ МПа.}$$

3. Для $p_{nn} = 1,2$ МПа по рис. 1.1 определяем глубину спуска насоса: $H_n = 640$ м.

4. Прежде чем рассчитать дебит скважины при p_{nn} , вычисляем объемный коэффициент нефти при p_{nn} по (1.4) :

$$b_m(P_{nn}) = 1 + (b_n - 1) \frac{P_{nn} - P_{нас}}{P_y - P_{нас}} = 1 + (1,16 - 1) \frac{1,2 - 9,2}{1,5 - 9,2} = 1,094$$

и объемный коэффициент жидкости

$$b_{ж}(P_{nn}) = b_n(P_{nn}) (1-B) + b_v(P_{nn})B = 1,024$$

5. Дебит скважины по жидкости в условиях приема

$$Q_{ж}(P_{nn}) = 10 \cdot 1,024 / (1 - 0,75) = 41 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

6. Рассчитываем высоту подъема продукции: $L=672$ м.

7. По соответствующей диаграмме Адонина (рис.1.2) выбирается диаметр скважинного насоса и типоразмер станка-качалки.

Для $Q_{ж} = 41$ м³/сут и $L=672$ м выбираем:

для станков-качалок типа СКН (рис. 1.2, а) $D_{пл} = 55$ мм и СКН 5-182;

для базовых станков-качалок (рис. 1.2, б) $D_{пл} = 55$ мм и 5СК-6-1,5-1600;

для модифицированных станков-качалок (рис. 1.2, в) $D_{пл} = 43$ мм и 5СК-4-2,1-1600.

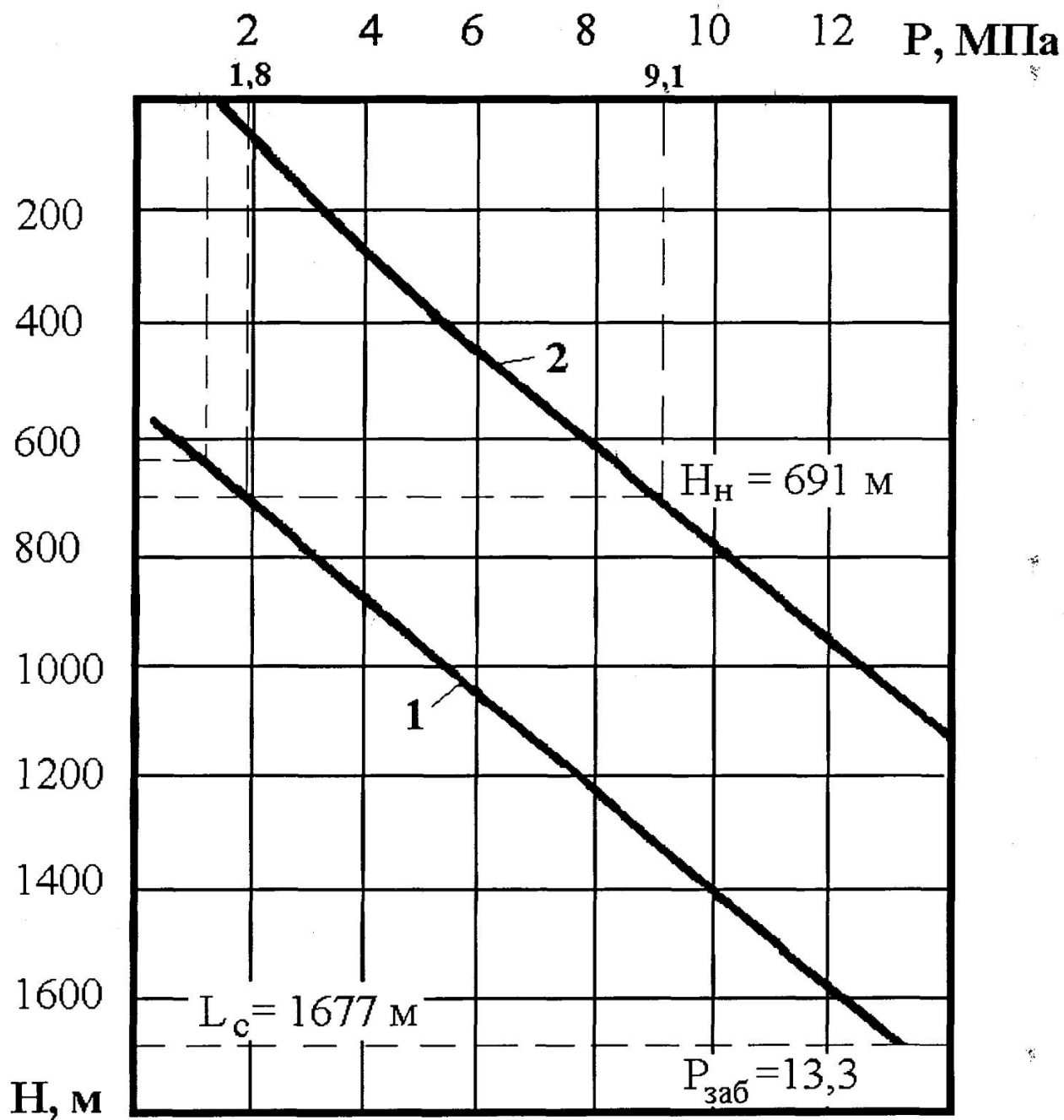
По таблице 1 выбираем насос НСН 1 (принимая, что в продукции отсутствуют механические примеси вязкость до 25 мПа с)

При диаметре насоса 55 условный диаметр НКТ-73; внутренний диаметр 0,062 м

При диаметре насоса 43 условный диаметр НКТ-60; внутренний диаметр 0,0503 м

Таблица 1.1 – Область применения различных типов СШН и соответствующих им колонн НКТ

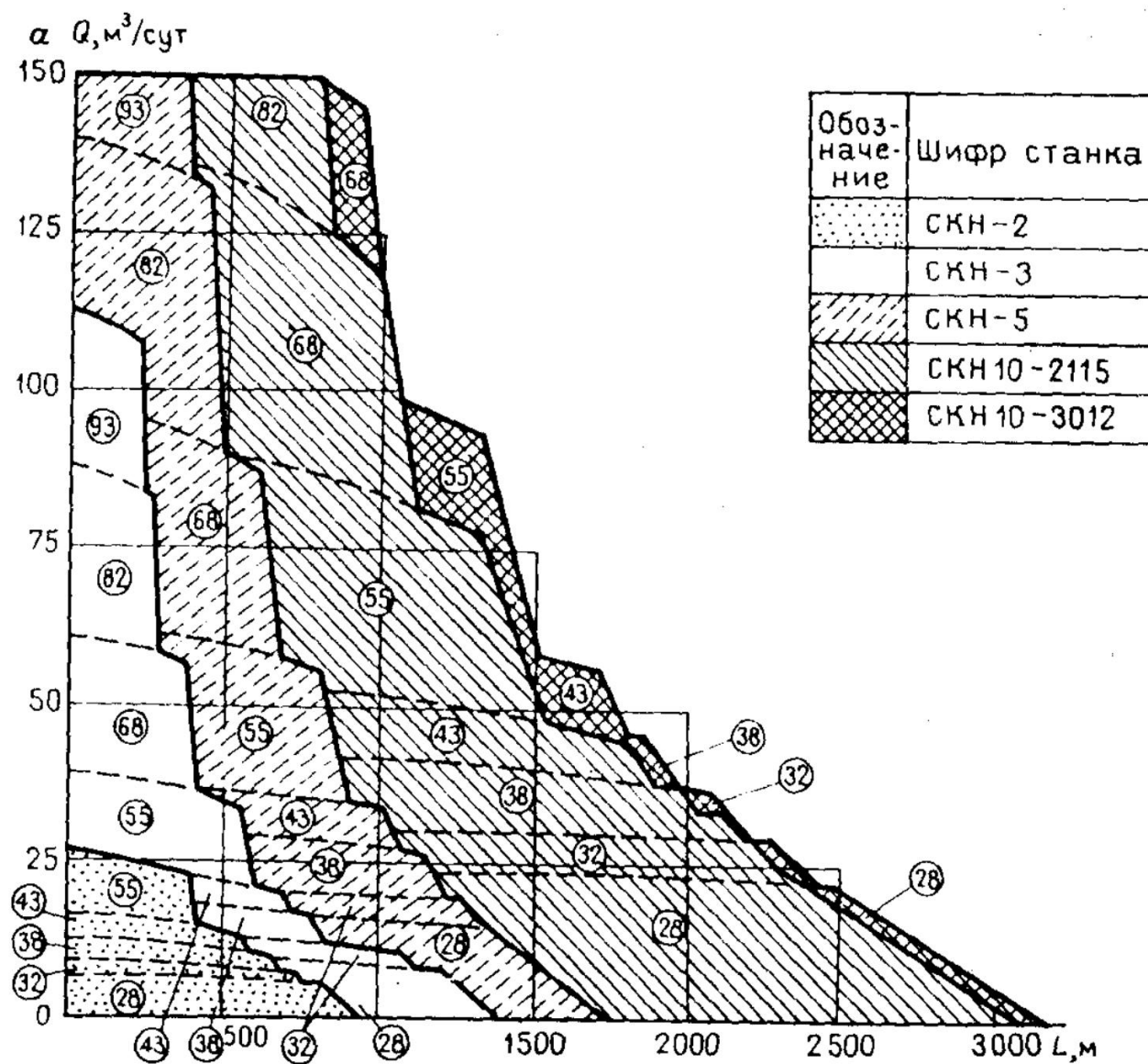
Шифр насоса	Эксплуатационные условия	Условный размер насоса, мм	Идеальная подача при $n = 10 \text{ мин}^{-1}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	Максимальная длина хода плунжера, м	Максимальная высота подъема жидкости, м	Условный диаметр НКТ, мм
НСН1	Вязкость жидкости до 25 мПа·с; объемное содержание механических примесей не более 0,05 %	28	80	0,9	1200	48
		32	10,5	0,9	1200	48
		43	19	0,9	1200	60
		55	31	0,9	1000	73
НСН2	Вязкость жидкости до 25 мПа·с	32	35	3	1200	48
		43	94,5	4,5	2200	60
		55	155	4,5	1800	73
		68	235	4,5	1600	89
		93	440	4,5	800	114
НСНА	Вязкость жидкости до 25 мПа·с	43	73,5	3,5	1500	48
		55	120	3,5	1200	60
		68	235	4,5	1000	73
		93	440	4,5	800	89
НСВ1	Вязкость жидкости до 25 мПа·с	28	31	3,5	2500	60
		32	41	3,5	2200	60
		38	98,5	6	3500	73
		43	125,5	6	1500	73
		55	207	6	1200	89
НСВ2	Вязкость жидкости до 25 мПа·с	32	41	3,5	3500	60
		38	98,5	6	3500	73
		43	125,5	6	3000	73
		55	207	6	2500	89
НСВ 1В	Вязкость жидкости до 15 мПа·с; объемное содержание механических примесей не более 0,2 %	32	41	3,5	2200	60
		38	87,5	3,5	2000	73
		43	73,5	3,5	1500	73
		55	120	3,54	1200	89
НСВГ	Вязкость жидкости до 100 мПа·с; объемное содержание мехпримесей не более 0,05 %	38/55	64	3,5	1200	-
		55/43	73,5	3,5	1200	89



1 – в стволе скважины,
2 – в колонне НКТ

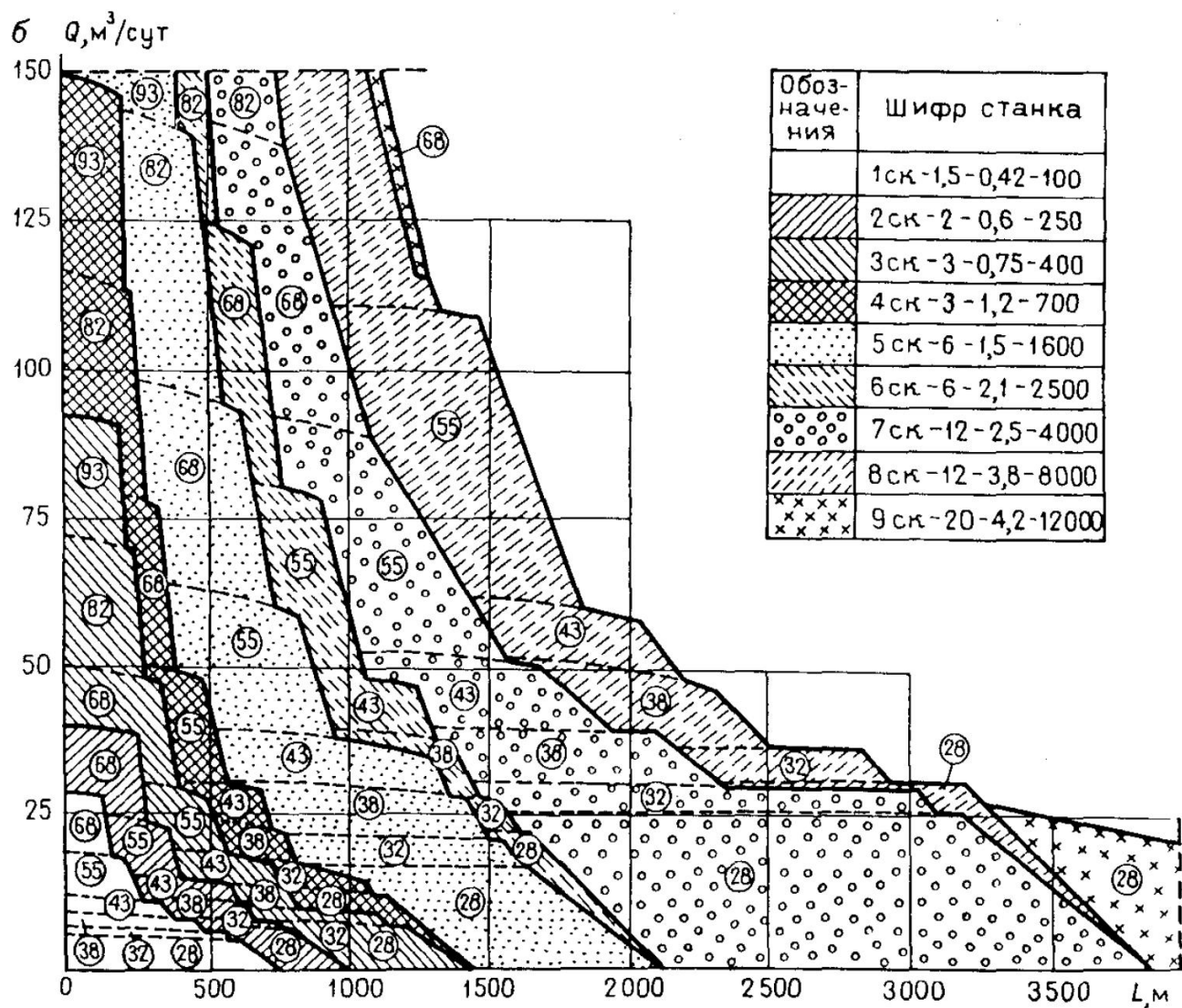
Рисунок 1.1 - Кривые распределения давления

Цифры в кружках - диаметры скважинных насосов



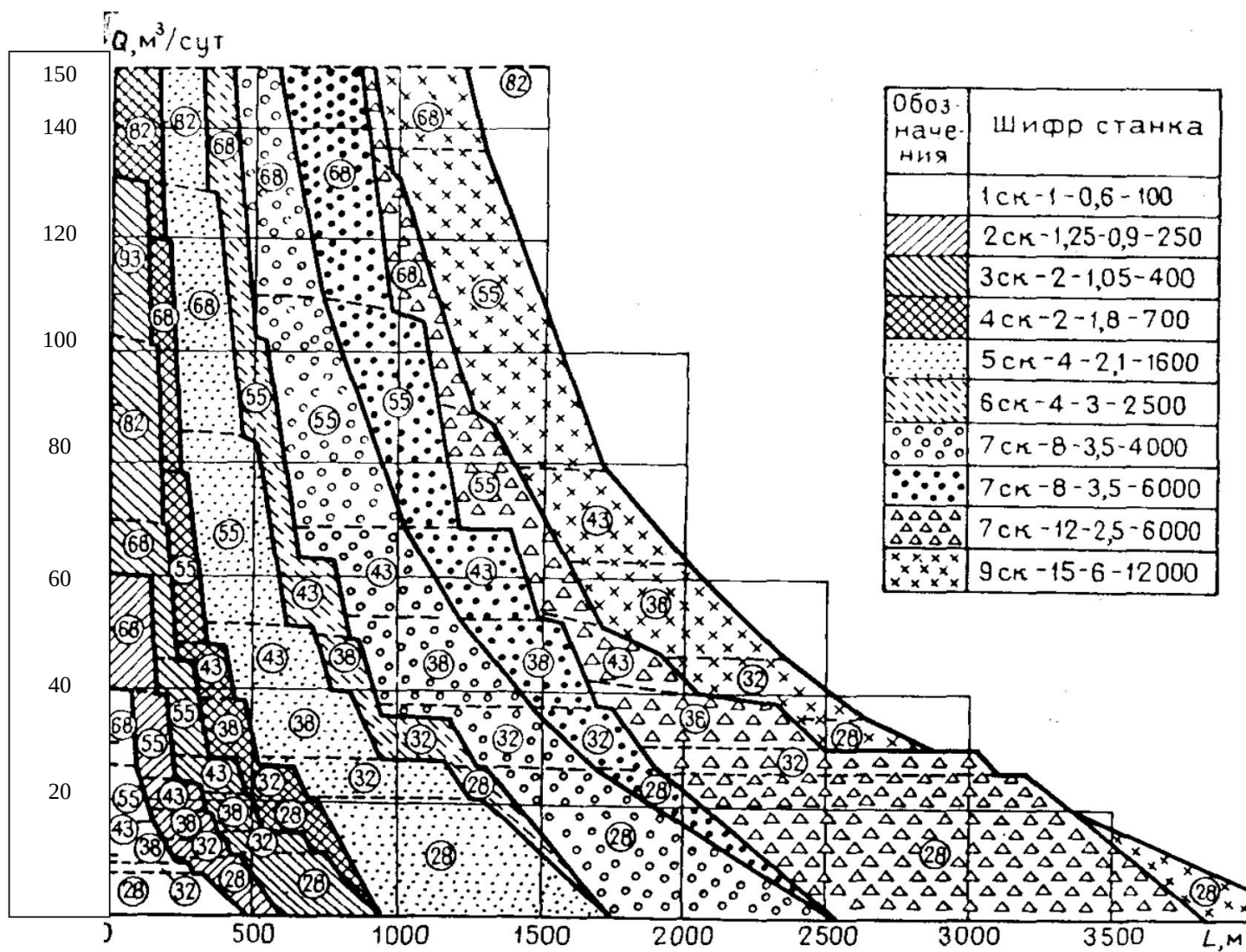
а) типа СКН

Рисунок 1.2 – Диаграмма А.Н. Адонина для различных станков качалок



б - базовые

Рисунок 1.2 – Диаграмма А.Н. Адонина для различных станков качалок



в – модифицированные

Рисунок 1.2 – Диаграмма А.Н. Адонина для различных станков качалок

Таблица 1.2 - Варианты для выбора компоновки УСШН

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Лс, м	1566	1430	1450	1460	1500	1700	1650	1500	1600	1520
Рзаб, МПа	11,6	10,2	10,5	10,7	11	14	13	11,2	12	11,4
Q _ж , м ³ /сут	50	60	60	70	71	60	62	80	57	64
Q _{нд} м ³ /сут	12	15	26	31	35	22	18	22	21	26
В	0,64	0,65	0,46	0,34	0,57	0,58	0,74	0,65	0,47	0,53
ρ _{нд} , кг/м ³	853	862	882	861	876	862	866	858	866	848
ν _н , 10 ⁻⁴ м ² /с	1,15	0,045	0,42	0,28	0,039	0,046	0,025	0,43	0,29	0,37
Р _{нас} , МПа	9,2	9,3	9,7	9,6	9,5	8,6	10,4	11,4	10,4	9,2
Р _у , МПа	1,3	1,3	1,3	1,5	1,6	1,4	1,6	1,6	1,6	1,3
b _н	1,15	1,19	1,15	1,18	1,18	1,17	1,18	1,18	1,18	1,15

1. Что понимают под компоновкой ШСНУ.
2. Как определить типоразмер станка-качалки
3. Каким образом определяется динамическая вязкость нефти

Практическое занятие 2

Расчет оптимального давления на приеме и глубины спуска скважинного насоса

Под оптимальным давлением на приеме насоса будем понимать такое давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины при минимальных условных приведенных затратах. Точное определение приведенного давления представляет собой сложную технико-экономическую задачу, решить которую можно при определенных допущениях и упрощениях (во всяком случае, на первом этапе решения).

Ниже приведены формулы для расчета давления на приеме насоса в зависимости от физико-химических свойств откачиваемой продукции и ее обводненности, исходящие из требования обеспечения среднего значения коэффициента наполнения насоса $\beta=0,8$ (колебания коэффициента наполнения 0,7 - 0,9).

При содержании в газе однократного разгазирования до 30% азота ($y_a \leq 30\%$) давление на приеме насоса

$$P_{\text{пн}} = \left(1 - \frac{y_a}{100}\right)^{\frac{1,567 + y_a^2}{1,5 + 0,32y_a^2}} P_{\text{нас}} (1-B) \quad (2.1)$$

где y_a - содержание азота в газе, %.

При содержании азота свыше 30% ($y_a > 30\%$) давление на приеме

$$P_{\text{пн}} = 0,68^{\frac{1,567 + y_a^2}{1,5 + 0,32y_a^2}} P_{\text{нас}} (1 - B) \quad (2.2)$$

Представленные формулы можно использовать при $3 \leq y_a \leq 83$ и $0 \leq B \leq 0,95$.

Глубина спуска насоса

$$H_{\text{н}} = \frac{10^6 (P_{\text{вых}} - P_{\text{у}} - P_{\text{пот}})}{\rho_{\text{л}} g} \quad (2.3)$$

где $P_{\text{вых}}$, $P_{\text{у}}$, $P_{\text{пот}}$ - соответственно давление на выходе из насоса (давление на выкиде), на устье и терямое на преодоление гидравлических сопротивлений, МПа;

ρ_l - средняя плотность продукции (жидкости) в насосно-компрессорных трубах (лифте), кг/м³.

Высоту подъема продукции скважины можно рассчитать

$$L = H_{\text{н}} - 106 \frac{(P_{\text{пн}} - P_{\text{у}} - P_{\text{пот}})}{\rho_l g} \quad (2.4)$$

Задача 2.1. Рассчитать давление на приеме скважинного штангового насоса, определить давление на выкиде $P_{\text{вых}}$, глубину спуска насоса и высоту подъема продукции для условий предыдущей задачи с учетом следующего: содержание азота в газе $y_a = 8,4 \%$, давление в затрубном пространстве $P_z = 0$ МПа; потери давления при гидравлическом сопротивлении $P_{\text{пот}} = 0,1$ МПа; объемный коэффициент нефти $b_n = 1,16$ при давлении насыщения $P_{\text{нас}} = 9,2$ МПа; устьевое давление $P_y = 1,5$ МПа; объемная обводненность продукции $B = 0,75$; плотность жидкости в лифте $\rho_l = 1106$ кг/м³; динамический уровень $H_{\text{дин}} = 479$ м; планируемый дебит нефти $Q_{\text{нд}} = 10$ м³/сут, плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 865$ кг/м³

Выбрать компоновку УСШН для этих условий.

Решение.

1. Т.к. содержание азота в нефтяном газе составляет 8,4%, то для расчета давления на приеме насоса используется формула (2.1)

$$P_{\text{пн}} = 1,8 \text{ МПа}$$

2. Объемный коэффициент нефти по формуле (1.3):

3. Объемный коэффициент жидкости по формуле (1.2):

$$b_{\text{ж}}(P_{\text{пн}}) = b_n(P_{\text{пн}})(1-B) - b_v(P_{\text{пн}})B = 1.105(1-0,75) + 1-0,75 = 1.026$$

4. Дебит жидкости при $P_{\text{пн}}$ по формуле (1.1)

$$5. Q_{\text{ж}}(P_{\text{пн}}) = 41.05 \text{ м}^3/\text{сут}$$

6. Глубину спуска насоса рассчитываем по формуле (2.3)

$$(\text{по рис. 1.1 } P_{\text{вых}} = 9,1 \text{ МПа при } P_{\text{пн}} = 1,8 \text{ МПа})$$

$$H_{\text{н}} = 691 \text{ м}$$

6. Высота подъема продукции по формуле (2.4)

$$L = 673 \text{ м}$$

По диаграмме Адонина (рисунок 1.2) выбираем диаметр скважинного насоса и типоразмер станка-качалки.

Для исходных данных выбираем по ГОСТ 5866-76 станок-качалку 5 СК-6-15-1000 с $D_{\text{пл}} = 43$ мм.

выбираем насос НСН1 для данного диаметра плунжера.

По таблице 1.1 для насоса НСН1-43 выбираем колонку НКТ с условным диаметром 60 мм (для гладких труб внутренний диаметр 50,3 мм).

Таблица 2.1 - Варианты для расчета оптимального давления на приеме и глубины спуска скважинного насоса

№вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Уа, %	5,6	31,4	32,6	33,7	12,4	3,3	7,6	32,4	4,3	35,1
Q _{нд} , м ³ /сут	12	15	26	31	35	22	18	22	21	31
В	0,64	0,65	0,46	0,34	0,57	0,58	0,74	0,65	0,47	0,34
ρ _л , кг/м ³	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106
Р _{пот} , МПа	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2
Р _{нас} , МПа	9,2	9,3	9,7	9,6	9,5	8,6	10,4	11,4	10,4	9,6
Р _у , МПа	1,5	1,3	1,2	1,5	1,6	1,4	1,6	1,6	1,6	1,5
h _н	1,15	1,19	1,15	1,18	1,18	1,17	1,18	1,18	1,18	1,18

Вопросы к практическому занятию

1. Оптимальное давление на приеме насоса
2. Как влияет на давление на приеме насоса содержание в газе азота?
3. Каким образом определяется давление на выкиде насоса?

Практическое занятие 3

Освоение скважин

Основная цель этого процесса — снижение забойного давления скважины и пуск ее в эксплуатацию. Существуют различные способы освоения скважин, Рассмотрим вопросы, связанные с освоением скважины заменой жидкости на более легкую без поглощения ее пластом. К рассчитываемым параметрам относятся: забойное давление $P_{заб}$; давление закачки жидкости P_3 ; объем закачиваемой жидкости V_3 ; продолжительность закачки T_3 .

При расчетах этого процесса необходимо определить потери на трение не только в трубах круглого сечения, но и в кольцевых зазорах при движении как ньютоновских, так и неньютоновских вязкопластичных жидкостей при ламинарном (структурном) и турбулентном режимах.

Расчет потерь на трение

3.1 Расчет потерь на трение в трубе круглого сечения

Задача 3.1. Рассчитать и сопоставить потери на трение в трубе круглого сечения при замещении вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) ньютоновской жидкостью (во-

дой) для следующих исходных данных: длина трубы $H = 2000$ м; внутренний диаметр трубы $D_T = 0,076$ м; плотность глинистого раствора $\rho_{\text{гл}} = 1200$ кг/м³; плотность воды $\rho_v = 1000$ кг/м³; вязкость воды $\mu_v = 1$ мПа·с; объемный расход воды: $Q_1 = 0,003$ м³/с, $Q_2 = 0,015$ м³/с.

Решение.

В обоих случаях глинистый раствор выдавливается из трубы полностью. Так как глинистый раствор - вязко-пластичная жидкость, то для оценки пластической вязкости η и предельного динамического напряжения сдвига τ_0 воспользуемся формулами Б. С. Филатова:

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{гл}} - 0,022, \quad (3.1)$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{гл}} - 7, \quad (3.2)$$

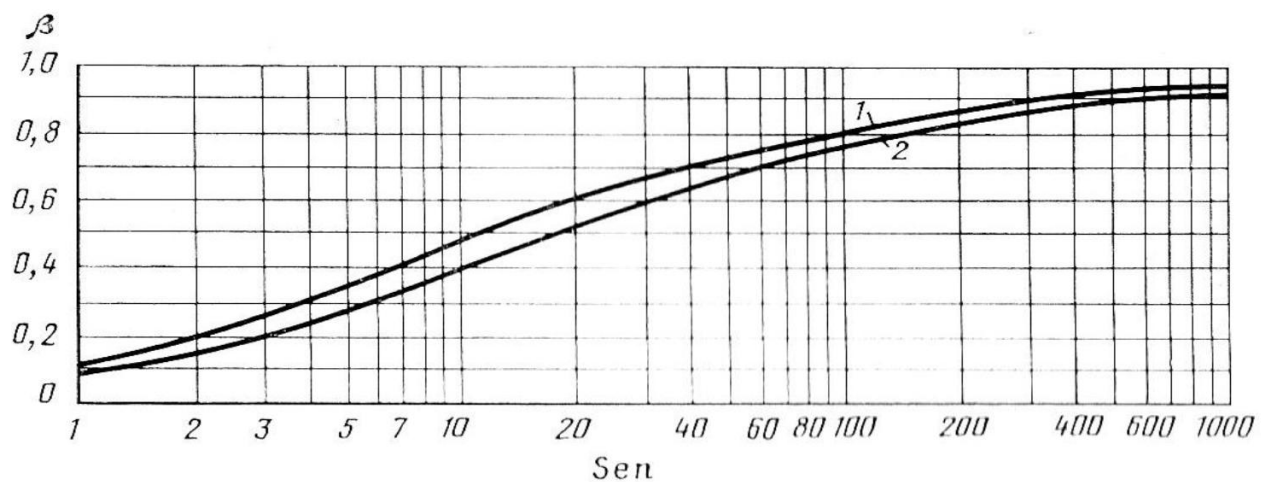


Рисунок 3. 1 – Зависимость коэффициента β от параметра Сен-Венана – Ильющина Sen :
1 – для круглого сечения, 2 – для кольцевого зазора

В нашем случае

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{гл}} - 0,022 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 - 0,022 = 0,0176 \text{ Па·с},$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{гл}} - 7 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 - 7 = 3,2 \text{ Па}.$$

Рассчитаем:

критическую скорость $\omega_{\text{крт}}$ в трубе

$$\omega_{\text{крт}} = 25 \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho_{\text{гл}}}} = 25 \sqrt{\frac{3,2}{1200}} = 1,29 \text{ м/с} \quad (3.3)$$

фактическую среднюю скорость глинистого раствора в трубе

$$\omega_1 = \frac{4Q_1}{\pi D_T^2} = \frac{4 \cdot 0,003}{3,14 \cdot 0,076^2} = 0,662 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Так как $\omega_1 < \omega_{\text{крт}}$, режим движения ламинарный (структурный). Потери на трение в трубе $\Delta P_{\text{тгл}}$ определяем по формуле:

$$\Delta P_{\text{тгл}} = \frac{4\tau_0 H}{\beta_T D_T} \quad (3.4)$$

где β_T — коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана — Ильющина Sen (рис. 1).

$$Sen_T = \frac{\tau_0 D_T}{\eta \omega} \quad (3.5)$$

Рассчитываем параметр $Sen_T = 3,2 \cdot \frac{0,076}{0,0176 \cdot 0,662} = 20,9$,

По графику (рисунок 1) находим $\beta_T = 0,61$.

Находим потери на трение в трубе

$$\Delta P_{T_{гл}} = \frac{4\tau_0 H}{\beta_T \square_T} = 4 \cdot 3,2 \cdot \frac{2000}{0,62 \cdot 0,076} = 552200 \text{ Па} = 0,552 \text{ МПа}$$

Для определения потерь на трение при движении в трубе воды воспользуемся уравнением Дарси—Вейсбаха

$$\Delta P_{ТВ} = \frac{0,81 \lambda H \omega^2 \rho_B}{\square_T^5} \quad (3.6)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления.

Рассчитаем число Рейнольдса:

$$Re = \frac{\omega_1 D_T \rho_B}{\mu_B} = 0,662 \cdot 0,076 \cdot \frac{1000}{0,001} = 50285$$

Для определения λ воспользуемся формулой Блазиуса (т.к. $Re < 100\,000$)

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = 0,021 \quad (3.7)$$

Потери на трение

$$\Delta P_{ТВ} = \frac{0,81 \lambda H Q^2 \rho_B}{\square_T^5} = \frac{0,81 \cdot 0,021 \cdot 2000 \cdot 0,003^2 \cdot 1000}{0,076^5} = 0,121 \text{ МПа}$$

Суммарные потери на трение в трубе составят

$$\Delta P_{T1} = 0,552 + 0,121 = 0,674 \text{ МПа.}$$

Проведем аналогичные расчеты для расхода $Q_2 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}$.

Фактическая средняя скорость движения глинистого раствора в трубе ω_2 :

$$\omega_1 = \frac{4Q_1}{\pi D_T^2} = \frac{4 \cdot 0,015}{3,14 \cdot 0,076^2} = 3,31 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Так как $\omega_2 > \omega_{кр\,T} = 1,29 \text{ м/с}$, режим движения турбулентный.

Потери на трение в трубе рассчитываем по формуле

$$\Delta P_{T_{гл}} = \frac{0,0127 \rho_{гл} H \omega^2}{\square_T} \quad (3.8)$$

Таким образом

Для воды

$$Re = \frac{\omega_2 D_T \rho_B}{\mu_B} = 251425$$

При $Re > 100\,000$ коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле Кольбука

$$\lambda = 1/(1,81 \lg Re - 1,52)^2 \quad (3.9)$$

или Г. К. Филоненко

$$\lambda = 1/(1,82 \lg Re - 1,64)^2 \quad (3.10)$$

Расчет по (3.9) дает $\lambda_2 = 0,0148$, а по (10) $\lambda_2 = 0,0149$. Принимаем $\lambda_2 = 0,015$

Потери на трение

$$\Delta p_{\text{тр}2} = 0,0148 \cdot 0,81 \cdot 2000 \cdot (0,015)^2 \cdot 1000 / (0,076)^5 = 2,11 \text{ МПа.}$$

Суммарные потери на трение в трубе составят

$$\Delta p_{\text{т}2} = 4,15 + 2,11 = \mathbf{6,26 \text{ МПа.}}$$

Таким образом, увеличение объемного расхода жидкости в 5 раз (с 0,003 до 0,015 м³/с) приводит к возрастанию потерь на трение в трубе примерно в 9,3 раза.

Таблица 3.1 – Варианты для расчета потерь на трение в трубе круглого сечения

№вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
H, м	2100	1600	1500	2300	2200	2050	1700	1800	2300	1850
d _{вн} , м	0,062	0,089	0,089	0,089	0,089	0,076	0,062	0,089	0,0886	0,059
ρ_p , кг/м ³	1250	1160	1180	1250	1250	1230	1270	1210	1250	1240
ρ_v , кг/м ³	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
μ_v , мПа·с	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Q ₁ , м ³ /с	0,005	0,007	0,002	0,004	0,005	0,0045	0,005	0,006	0,006	0,0028
Q ₂ , м ³ /с	0,02	0,025	0,014	0,026	0,03	0,03	0,02	0,024	0,03	0,018

3.2 Расчет потерь на трение в кольцевом зазоре

Задача 3.2. Рассчитать потери на трение при продавкewязкопластичной жидкости (глинистого раствора) ньютоновской жидкостью (водой) в кольцевом зазоре, образованном колоннами труб большого диаметра с внутренним диаметром $D_{\text{вн}} = 0,1503$ м и малого диаметра с наружным диаметром $d_{\text{ар}} = 0,089$ м.

Остальные условия взять из предыдущей задачи.

Решение. Критическую скорость для кольцевого зазора рассчитываем по формуле

$$\omega_{\text{кр}} = \frac{\eta \text{Re}_{\text{кр}}}{\rho_{\text{гл}} (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})} \quad (3.11)$$

где $\text{Re}_{\text{кр}}$ критическое число Рейнольдса, характеризующее смену режима течения жидкости,

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \text{He}^{0,58}, \quad (3.12)$$

где $\text{He} = \text{Re} \cdot \text{Sen}$ параметр Хедстрема.

Параметр Сен-Венана — Ильюшина для кольцевого зазора записывается в виде

$$\beta_{кз} = \frac{\omega_0 (D_{вн} - d_{нар})}{\eta \omega}, \quad (3.13)$$

параметр Рейнольдса

$$\beta_{кз} = \frac{\omega (D_{вн} - d_{нар})}{\eta} \quad (3.14)$$

С учетом $Re_{кз}$ и $Re_{кз}$ выражение для He перепишем как

$$\beta_{кз} = \frac{\beta_{гЛ} (D_{вн} - d_{нар})^2}{\eta^2} \quad (3.15)$$

Рассчитываем :

среднюю скорость в кольцевом зазоре при $Q_1 = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$\omega_{кз1} = \frac{4Q_1}{\pi (D_{вн}^2 - d_{нар}^2)} = \frac{4 \cdot 0,003}{3,14 \cdot (0,2259^2 - 0,007921)} = 0,26 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

параметр Хедстрема He_1

$$He_1 = 3,2 \cdot 1200 (0,1503 - 0,089)^2 / (0,0176)^2 = 46583;$$

$$\text{критическое число Рейнольдса } Re_{крГ} = 2100 + 7,3 \cdot 46583^{0,58} = 5823$$

$$\text{число Рейнольдса при движении глинистого раствора } Re_{гЛ1} = 0,26 (0,1503 - 0,089) 1200 / 0,0176 = 1089.$$

Так как $Re_{гЛ1} < Re_{кр}$ - режим движения структурный (ламинарный)/

Для кольцевого зазора: потери на трение

$$\Delta P_{кз ГЛ} = \frac{4\tau_0 H}{\beta_{кз} (D_{вн} - d_{нар})} \quad (3.16)$$

где $\beta_{кз}$ - коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана Ильющина.

Рассчитываем параметр Сен-Венана — Ильющина

.

По графику (рисунок 3.1) находим $\beta_{кз1} = 0,63$.

Рассчитываем потери на трение

$$\Delta P_{кз ГЛ1} = 4 \cdot 3,2 \cdot 2000 / [0,63(0,1503 - 0,089)] = 0,663 \text{ МПа}.$$

Для ньютоновской жидкости

$$Re = \omega (D_{вн} - d_{нар}) \rho / \mu, \quad (3.17)$$

$$Re_{кр в} = 2320$$

Рассчитываем число Рейнольдса

$$Re_{в1} = 0,26 (0,1503 - 0,089) 1000 / 0,001 = 15970.$$

Так как $Re_{в1} > Re_{кр в}$, режим движения турбулентный. Коэффициент гидравлического

сопротивления λ , (при $Re < 100\,000$) определяем по (3.7)

$$\lambda = 0,3164/15970^{0.25} = 0,028.$$

Определяем потери на трение $\Delta p_{\text{кзв } 1}$

$$\Delta p_{\text{кзв } 1} = 0.028 \cdot 2000 \cdot 0.26^2 \cdot 1000 / [2(0.1503 - 0.089)] = 0.031 \text{ МПа}.$$

Суммарные потери в кольцевом зазоре при $Q_1 = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$ составляют

$$\Delta p_{\text{кз1}} = 0,663 + 0,031 = 0.694 \text{ МПа}.$$

Проведем аналогичные расчеты для $Q_2 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}$.

Рассчитываем среднюю скорость в кольцевом зазоре

$$\omega_{\text{кз2}} = 4 \cdot 0,015 / (3,14 [(0,1503)^2 - (0,089)^2]) = 1,3 \text{ м/с}.$$

Параметр Хедстрема $He_2 = 46583$, критическое число Рейнольдса $Re_{\text{кр}} = 5823$.

Определяем число Рейнольдса

$$Re_{\text{гл2}} = 1,3(0,1503 - 0,089) 1200 / 0,0176 = 5444.$$

Так как $Re_{\text{гл2}} < Re_{\text{кр}}$, режим движения структурный. Находим

$$Se_{\text{пкз } 2} = 3,2 (0,1503 - 0,089) / (0,0176 - 1,3) = 8,6. \text{ Из графика (рис. 3.1) } \beta_{\text{кз } 2} = 0,37.$$

$$\text{Потери на трение } \Delta p_{\text{кзгл } 2} = 4 \cdot 3,2 \cdot 2000 / [0,37(0,1503 - 0,089)] = 1,129 \text{ МПа}.$$

Для воды определяем число Рейнольдса $Re_{\text{в2}} = 1,3 (0,1503 - 0,089) 1000 / 0,001 = 79851$.

Режим движения турбулентный и $\lambda = 0,3164 / 79\,690^{0.25} = 0,019$

Потери на трение

$$\Delta p_{\text{кз в } 2} = 0,0188 \cdot 2000 (1,3)^2 \cdot 1000 / [2 \cdot (0,1503 - 0,089)] = 0,521 \text{ МПа}.$$

Суммарные потери в кольцевом зазоре при $Q_2 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}$ составляют

$$\Delta p_{\text{кз2}} = 1,129 + 0,521 = 1,65 \text{ МПа}.$$

Таблица 3.2 – Варианты для расчета потерь на трение в в кольцевом зазоре*

№вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$D_{\text{вн}}, \text{ м}$	0,137	0,1616	0,1616	0,1616	0,1616	0,1503	0,137	0,1616	0,162	0,1233
$d_{\text{нар}}, \text{ м}$	0,076	0,1003	0,1003	0,1003	0,1003	0,089	0,076	0,1003	0,1003	0,062

*Остальные условия взять из таблицы 3.1.

Вопросы к практическому занятию

1. Цель освоения скважин.
2. Как определяется пластическая вязкость и предельное динамическое напряжения сдвига?
3. Как определяется режим течения.
4. Сопоставить потери на трение в трубе круглого сечения и в кольцевом зазоре.

Практическое занятие 4

Расчет соляно-кислотной обработки скважины

Задача 4.1 Определить необходимое количество реагентов и составить план обработки призабойной зоны пласта соляной кислотой для следующих условий: глубина скважины 1600; вскрытая толщина карбонатного коллектора $h=27$ м; диаметр скважины по долоту $D=0,220$ м; пластовое давление 15 МПа, коэффициент проницаемости $0,2 \cdot 10^{-12}$ м²; коэффициент продуктивности 50 м³/(сут*МПа); внутренний диаметр НКТ $d=0,062$ м.

Первоначально обрабатывают хорошо проницаемый пористый карбонатный пласт 15%-ным раствором соляной кислоты из расчета 1 м³ раствора на 1 м толщины пласта. Плотность кислоты при 25 °С $\rho_{25}=1134$ кг/м³. В связи с близостью подошвенной воды нижние 10 м (h') продуктивного пласта не обрабатывали.

Решение.

1. Необходимый объем раствора $W_p=1(27 - 10)=17$ м³. (4.1)

Для определения объема товарной кислоты обычно пользуются таблицами и пересчетными коэффициентами. Методику расчета можно упростить, учитывая, что плотность кислоты обусловлена её концентрацией.

2. При известной объемной доле кислоты её W_k определяем по формуле

$$W_k = W_p x_p (5,09 x_p + 999) / [x_k (5,09 x_k + 999)], \quad (4.2)$$

Где x_k, x_p , объемный доли товарной кислоты, кислотного раствора соответственно, %.

При объемной доле товарной кислоты 27,5% найдем её объем

$$W_k = 17 \cdot 15,0 (5,09 \cdot 15,0 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = 8,75 \text{ м}^3.$$

Если при перевозке и хранении кислоты её концентрация изменилась, то объем товарной кислоты рассчитывается по формуле

$$W_k = W_p 5,09 x_p (5,09 x_p + 999) / [\rho_k (\rho_k - 999)], \quad (4.3)$$

где ρ_k - плотность товарной кислоты при 15 °С.

3. Если плотность кислоты определена при другой температуре, то для её пересчета необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$\rho_{15} = \rho_t + (2,67 \cdot 10^{-3} \rho_t - 2,52)(t - 15), \quad (4.4)$$

где ρ_t, ρ_{15} – плотности кислотного раствора при температурах t и 15 °С соответственно, кг/м³.

Находим плотность кислоты при 15 °С по (4)

$$\rho_{15} = 1134 + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot 1134 - 2,52)(25 - 15) = 1139 \text{ кг/м}^3.$$

4. Объем товарной кислоты

$$W_k = 17 \cdot 5,09 \cdot 15,0 (5,09 \cdot 15,0 + 999) / [1139 (1139 - 999)] = 8,75 \text{ м}^3.$$

5. В качестве замедлителя реакции и **стабилизатора** окисных соединений железа используем уксусную кислоты, объем которой определим по формуле

$$W_{\text{ук}} = b \cdot W_p / c_{\text{ук}} = 3 \cdot 17 / 80 = 0,638 \text{ м}^3,$$

Где $b_{ук}$ – норма добавки 100%-ной уксусной кислоты, $b_{ук}=3\%$; $c_{ук}$ – объемная доля товарной уксусной кислоты, равная 80%.

6. В качестве **ингибитора коррозии** выбран реагент В-2, объем которого:

$$W_{и}=b_{и} W_p/c_{и}=0,2 \cdot 17/100=0,034 \text{ м}^3.$$

Где $b_{и}=0,2$ - выбранная объемная доля реагента в растворе, %; $c_{и}$ – объемная доля товарного продукта (ингибитора).

7. Количество **интенсификатора** (принимая Марвелан-Л (О)):

$$W_{инт}=b_{инт} W_p/100=0,3 \cdot 17/100=0,051 \text{ м}^3,$$

Где $b_{инт}$ - норма добавки интенсификатора, принятая равной 0,3%. Желательно в первую половину раствора добавить 0,5% - 42л, во вторую 0,1% - 9л.

8. При использовании технической соляной кислоты в ней может содержаться до 0,4% серной кислоты. Её **нейтрализуют** добавкой хлористого бария, количество которого определяют по формуле

$$G_{хб}=21,3 W_p(a_{хр}/x_k-0,02), \quad (4.5)$$

где $21,3$ - масса хлористого бария (кг), необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты; $a_{хр}/x_k$ - объемная серной кислоты в приготовленном растворе; a – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %; $0,02$ – допустимая объемная серной кислоты в растворе, когда после реакции её с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

9. При плотности хлористого бария 4000 кг/м^3 объем его с учетом (4.5) определяют

$$W_{хб}=G_{хб}/4000=21,3 \cdot 17(0,4 \cdot 15/27,5-0,02)/4000=0,018 \text{ м}^3.$$

10. Объем воды для приготовления кислотного раствора

$$W_{в}=W_p-W_k-\sum W_{реаг}=17,0-8,75-0,638-0,34-0,051-0,018=7,509 \text{ м}^3.$$

Порядок приготовления кислотного раствора

Наливают в мерник $7,509 \text{ м}^3$ воды, добавляют к воде $0,034 \text{ м}^3$ ингибитора В-2; $0,638 \text{ м}^3$ уксусной кислоты; $8,75 \text{ м}^3$ товарной соляной кислоты. Полученный раствор тщательно перемешивают и измеряют его плотность ареометром. При правильной дозировке плотность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. Значение соответствующей плотности ρ_p можно найти в справочниках материалах или рассчитать по формуле

$$W_k=W_p \rho_p (\rho_p-999)/[\rho_k(\rho_k-999)].$$

Для условий задачи

$$\rho_p=999/2+\sqrt{(999/2)^2+\frac{(\rho_k-999)W_k}{W_p}(\rho_k-999)/2}+\\ +\sqrt{(999/2)^2+\frac{1134(1134-999)8,75/17}{17}}=1072 \text{ кг/м}^3$$

Для определения ρ_p плотность товарной кислоты нужно брать по замеру ареометром при той же температуре, при которой измеряется плотность раствора.

Если замеренная плотность больше расчетной, в раствор добавляют воду, если меньше, то товарную кислоту. Обычно корректировка не требуется, если нет грубых ошибок в расчетах или в дозировке, так как возможные погрешности при расчетах меньше, чем ошибка при замере плотности ареометром.

Затем добавляют в раствор 27 кг хлористого бария, хорошо перемешивают раствор, через

5 минут после этого добавляют 51 л интенсификатора Марвелан-К (О), раствор снова перемешивают и оставляют его на 2 – 3 ч до полного осветления, после чего раствор перекачивают в цистерну Азинмаш-30А и другие емкости.

Обработка скважины

В процессе подготовительных работ скважина промыта и заполнена нефтью.

11. Нижний интервал продуктивного пласта изолируют закачкой бланкета – концентрированного раствора хлористого кальция. Трубы опускают до забоя и при небольшой подаче насоса закачивают раствор CaCl_2 плотностью 1200 кг/м^3 .

Объем закачиваемого бланкета составляет

$$V_{\text{бл}} = 0,785 D^2 h' = 0,785 \cdot 0,22^2 \cdot 10 = 0,38 \text{ м}^3.$$

Для получения 1 м^3 раствора CaCl_2 плотностью 1200 кг/м^3 требуется 540 кг CaCl_2 и $0,660 \text{ м}^3$ воды. Для изоляции нижнего интервала необходимо $540 \cdot 0,38 = 205 \text{ кг CaCl}_2$ и $0,660 \cdot 0,38 = 0,25 \text{ м}^3$ воды. Транспортировка бланкета осуществляется продавкой нефтью в объеме выкидной линии длиной 20 м с внутренним диаметром $d_v = 0,05 \text{ м}$ и насосно-компрессорных труб длиной 1600 м .

11. Объем выкидной линии $V_v = 0,785 d_v^2 \cdot 20 = 0,04 \text{ м}^3$

12. Объем 1 м НКТ

$$V_{\text{нкт}} = 0,785 d_v^2 \cdot l = 0,0030175 \text{ м}^3/\text{м}.$$

13. Объем нефти для продавки бланкета

$$V = V_v + V_{\text{нкт}} \cdot L = 0,04 + 0,0030175 \cdot 1600 = 4,868 \text{ м}^3.$$

14. Трубы приподнимают, устанавливая башмак на глубине 1590 м , размещают и обвязывают оборудование.

15. Закачивают кислотный раствор в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта

$$V'_k = V_v + V_{\text{нкт}}(L - h') + 0,785(D^2 - d_1^2)(h - h') = 0,04 + 0,0030175(1600 - 10) + 0,785(0,22^2 - 0,073^2)(27 - 10) = 5,413 \text{ м}^3, \text{ где } d_1 - \text{наружный диаметр НКТ}.$$

16. Закрывают задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остальной кислотный раствор

$$V''_k = W_p - V'_k = 17 - 5,413 = 11,587 \text{ м}^3.$$

17. Для задавливания кислоты в пласт закачивают конденсат (нагрузку V_n) в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от подошвы НКТ до кровли пласта

$$V_n = V'_k = 5,413 \text{ м}^3.$$

18. Затем закрывают задвижку на выкидной линии. Буферное давление падает. Продолжительность реагирования кислоты $1,5 - 2 \text{ ч}$.

19. Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

На первый взгляд кажется, что скважина должна самозапуститься. При открытии задвижки на выходной линии жидкость начнет поступать из пласта, но через некоторое время, после частичной замены нефти в стволе скважины продуктами реакции, приток прекратиться.

После освоения скважину исследуют для определения эффективности кислотной обработки, а затем сдают в эксплуатацию.

Для увеличения эффективности кислотного воздействия на породу желательно, чтобы активная кислота проникла на большее расстояние от скважины. Радиус обработанной зоны увеличивается с ростом скорости закачки. Кроме того, увеличение подачи насоса при закачке снижает время контакта кислоты с оборудованием и уменьшает коррозию последнего.

Режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточно для продавки раствора в пласт при максимально возможной его подаче.

20. Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости с расходом $q=6,85$ л/с.

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{заб}} - P_{\text{ж}} + P_{\text{т}} = 26,84 - 14,04 + 1,32 = 14,12 \text{ МПа}, \quad (4.6)$$

где $P_{\text{заб}}$ - максимальное забойное давление при продавке раствора

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} + q \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / K = 15 + 6,85 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / 50 = 26,81 \text{ МПа}, \quad (4.7)$$

$P_{\text{ж}}$ – гидростатическое давление столба продавочной жидкости (нефти с плотностью 900 кг/м^3)

$$P_{\text{ж}} = \rho g (L - h') = 900 \cdot 9,81 (1600 - 10) \cdot 10^{-6} = 14,04 \text{ МПа}, \quad (4.8)$$

Таблица 4.1 - Техническая характеристика агрегата Азинмаш-30А

Скорость	Плунжер диаметром 100мм		Плунжер диаметром 120мм	
	Теоретическая подача насоса, л/с	Давление, МПа	Теоретическая подача насоса, л/с	Давление, МПа
II	2,50	47,6	3,60	33,2
III	4,76	25,0	6,85	17,4
IV	8,48	14,0	12,22	9,7
V	10,81	11,0	15,72	7,6

$P_{\text{т}}$ – потери давления на трение

$$P_{\text{т}} = \lambda v^2 L \rho / (2d) = 0,0221 \cdot 2,27^2 \cdot 1600 \cdot 900 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,062) = 1,32 \text{ МПа}, \quad (4.9)$$

v – скорость движения жидкости по трубам

$$\lambda = 0,3164 / \text{Re}^{0,25} = 0,3164 / 42222^{0,25} = 0,0221, \quad (4.10)$$

Re - число Рейнольдса

$$\text{Re} = v \lambda d \rho / \mu = 2,27 \cdot 0,062 \cdot 900 / (3 \cdot 10^{-3}) = 42222, \quad (4.11)$$

μ – динамическая вязкость продавочной нефти, равная $3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Подобные расчеты, проведенные для закачки в скважину жидкости с расходом $8,48$ л/с, показали, что необходимое давление на выкиде насоса должно быть $17,35$ МПа. При работе агрегата на IV скорости такое давление не обеспечивается.

Итак, при закачке кислотного раствора агрегат Азинмаш-30А работает на III скорости при диаметре плунжера 120 мм . При этом давление на выкиде насоса ($17,4$ МПа) больше, чем необходимо для продавки в пласт раствора с дебитом $6,85$ л/с.

21. Продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора

$$\tau = (W_p + V_n)10^3 / (q \cdot 3600) = (17 + 5,413)10^3 / (6,85 \cdot 3600) = 0,9 \text{ ч.} \quad (4.12)$$

Таблица 4.2 - Варианты для расчета соляно-кислотной обработки скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L, м	1800	2000	1800	1900	1900	1700	1900	1800	2000	1900
H, м	25	27	29	26	25	27	26	30	24	26
Dскв	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Pпл, МПа	17	14	16	17	15	19	19	17	14	16
Xp, %	10	22	15	22	20	13	18	20,5	23	10

Вопросы к практическому занятию

1. Какие вещества используют при приготовлении кислотного раствора?
2. Порядок приготовления кислотного раствора
3. Как определить необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости

Практическое занятие 5

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта

ГРП следует прежде всего проводить в тех скважинах, в которых обнаруживается: слабый приток нефти при освоении после бурения, при высоком пластовом давлении, заниженный дебит по сравнению с окружающими скважинами, низкая неравномерная по толщине продуктивного пласта приемистость.

Гидравлический разрыв пласта должен производиться в скважинах с исправными обсадными колоннами.

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта (ГРП) представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления; определение вида трещины и расчет ее размеров.

Для расчета забойного давления разрыва пласта $P_{забр}$ при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м³ жидкости разрыва):

$$\frac{P_{забр}}{P_{гг}} = \frac{P_{гг}}{P_{гг}} + \frac{1}{(1 - \frac{P_{гг}}{P_{гг}})^2} \cdot \frac{1}{5,25} \cdot \frac{Q}{P_{гг}} \quad (5.1)$$

где $P_{гг}$ - горизонтальная составляющая горного давления, МПа

$$P_{\text{гг}} = P_{\text{гв}} \frac{1}{(1 - \mu^2)} \quad (5.2)$$

μ коэффициент Пуассона горных пород ($\mu=0,2-0,2$);

$P_{\text{гв}}$ - вертикальная составляющая горного давления, МПа

$$P_{\text{гв}} = \rho_{\text{гор}} g L_c + P_0 \quad (5.3)$$

$\rho_{\text{гор}}$ - плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м³ ($\rho_{\text{гор}} = 2600$ кг/м³);
 E - модуль упругости пород ($E=(1-2)10^4$ МПа);

Q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с (в соответствии с характеристикой насосного агрегата);

$\eta_{\text{жл}}$ - вязкость жидкости разрыва, Па·с.

При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины

$$P_y = P_{\text{забр}} + \rho_{\text{жл}} g L_c + P_{\text{тр}} \quad (5.4)$$

где $\rho_{\text{жл}}$ - плотность жидкости-песконосителя, кг/м³;

$$\rho_{\text{жл}} = \rho_{\text{ж}} (1 - C_n) + \rho_n C_n \quad (5.5)$$

где $\rho_{\text{ж}}^*$ - плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³;

ρ_n - плотность песка, кг/м³ ($\rho_n = 2500$ кг/м³),

C_n - объемная концентрация песка в смеси

$$C_n = \frac{\rho_n / \rho_{\text{ж}}}{C_n / \rho_{\text{ж}} + 1} \quad (5.6)$$

C_n - концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³ ($C_n=250-300$ кг/м³).

Потери давления на трение жидкости-песконосителя

$$P_{\text{тр}}^* = \frac{8 \lambda Q^2 L_c}{\pi^5 d_{\text{вн}}^5} \quad (5.7)$$

где λ - коэффициент гидравлических сопротивлений

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad (5.8)$$

$$\text{Re} = \frac{4 Q \rho_{\text{жл}}}{\pi d_{\text{вн}} \eta_{\text{жл}}} \quad (5.9)$$

Q – темп закачки, м³/с;

$\eta_{\text{жл}}$ - вязкость жидкости с песком, Па·с.

$$\mu_{жн} \mu_{жс} \exp(3,18 \cdot \frac{\mu_{жс}}{\mu_{жн}}) \quad (5.10)$$

$\mu_{жс}$ - вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па·с.

Если $Re > 200$, то потери давления на трение по (7) увеличивается в 1,52 раза:

$$\tau_{тр} = 1,52 P_{тр}^* \quad (5.11)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{(P_p \cdot Q_p \cdot \kappa_{мс})} \quad (5.12)$$

где P_p - рабочее давление агрегата;

Q_p - подача агрегата при данном P_p ;

$\kappa_{мс}$ - коэффициент технического состояния агрегата ($\kappa_{мс}=0,5-0,8$).

Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ)

$$V_n = 0,785 d_{вн}^2 L_c \quad (5.13)$$

При проведении разрыва пласта нефилтующейся жидкостью минимальный темп закачки равен фактическому.

Количество песка Q_n на один гидравлический разрыв пласта принимается равным 8-10 т. При концентрации песка в 1 м³ жидкости C_n объем жидкости

$$V_{жс} = \frac{Q_n}{C_n} \quad (5.14)$$

Расчет размеров трещин

В случае разрыва пласта нефилтующейся жидкостью:

Раскрытость трещины

$$w_0 = \frac{4(1-\nu^2)l(P_{забр} - P_{гг})}{E} \quad (5.15)$$

Длина трещины

$$l = \sqrt{\frac{V_{жс} E}{5,6(1-\nu^2)^2 h (P_{забр} - P_{гг})}} \quad (5.16)$$

Задача 5.1. Рассчитать основные характеристики ГРП в добывающей скважине глубиной $L_c=2270$ м. Вскрытая толщина пласта $h=10$ м. Разрыв провести по НКТ с пакером, внутренний диаметр НКТ $d_{вн}=0,0759$ м. В качестве жидкости разрыва и песконосителя используется нефилтующая амбарная нефть плотностью $\rho_{жс}^*=945$ кг/м³ и вязкостью $\mu_{жс}^*=0,285$ Па·с. Предполагается закачать в скважину $Q_n=4,5$ т песка диаметром зерен 1 мм. Принимаем темп закачки $Q=0,010$ м³/с. Используем агрегат 4 АН-700.

Коэффициент Пуассона горных пород $\mu = 0,3$. Модуль упругости $E = 10^4$ МПа. Средняя плотность пород над продуктивным пластом $\rho_{пор} = 2600$ кг/м³. плотность песка $\rho_{пес} = 2500$ кг/м³. Концентрация песка в 1 м³ жидкости $C_n = 275$ кг/м³.

Решение.

1. Рассчитываем по (3) вертикальную составляющую горного давления

$$P_{zv} = \rho_{пор} g H = 2600 \cdot 9,81 \cdot 2270 \cdot 10^{-6} = 57,9 \text{ МПа}$$

2. По формуле (2) рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления

$$P_{zz} = P_{zv} \frac{1}{(1-\mu)} = 57,9 \cdot \frac{0,3}{1-0,3} = 24,8 \text{ МПа}$$

В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины.

3. По формуле (5.1) рассчитываем забойное давление разрыва (методом подбора)

$$\frac{P_{забр}}{P_{zz}} = \frac{P_{забр}}{P_{zz}} = 1,5,25 \frac{1}{(1-0,3^2)^2} \frac{1 \cdot 10^{10}}{24,8 \cdot 10^6} \frac{0,01 \cdot 0,285}{24,8 \cdot 10^6} = 2 \cdot 10^4$$

$$P_{забр} = 26 \text{ МПа.}$$

4. Рассчитываем по (5.6) объемную концентрацию песка в смеси:

$$\alpha_n = \frac{C_n / \rho_n}{C_n / \rho_n + 1} = \frac{275 / 2500}{275 / 2500 + 1} = 0,1$$

5. Плотность жидкости-песконосителя рассчитываем по (5.5)

$$\rho_{жп} = 945 (1 - 0,1) + 2500 \cdot 0,1 = 1100 \text{ кг/м}^3$$

6. Вязкость жидкости с песком

$$\mu_{жп} = 0,285 \exp(3,18 \cdot 0,1) = 0,391 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

7. Число Рейнольдса

$$Re = \frac{4 Q_{жп}}{\pi d_{вн} \mu_{жп}} = \frac{4 \cdot 0,01 \cdot 1100}{3,14 \cdot 0,0759 \cdot 0,391} = 471$$

8. Коэффициент сопротивления

$$\xi = \frac{64}{Re} = 0,136$$

9. Потери на трение рассчитываем по (5.7)

$$P_{тр}^* = \frac{8 \xi L_c \rho_{жп}}{\pi d_{вн}^5} = \frac{8 \cdot 0,136 \cdot (0,01)^2 \cdot 2270 \cdot 1100}{3,14^2 \cdot 0,0759^5} = 11 \text{ МПа}$$

10. Учитывая, что $Re = 471 > 200$, потери на трение составят

$$P_{mp} = 1,52 \div 16,72 \text{ МПа}$$

11. Давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя

$$P_y = 26 \div 1100 \div 9,81 \div 2270 \div 10^3 \div 16,72 \div 18,07 \text{ МПа}$$

12. При работе агрегата 4 АН-700 на IV скорости $P_p=29$ МПа, $Q_p=0,0146$ м³/с (табличные значения)

Необходимое число агрегатов

$$N = \frac{P_y}{(P_p - Q_p)} = \frac{18,07}{29 - 0,0146} = 2$$

13. Объем продажной жидкости

$$V_n = 0,785 \cdot 0,0759^2 \cdot 2270 = 10,3 \text{ м}^3$$

14. Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость-песконоситель)

$$V_{жс} = 4500 / 275 = 16,4 \text{ м}^3$$

15. Суммарное время работы одного агрегата 4 АН-700 на IV скорости

$$t = \frac{V_{жс}}{Q_p} = \frac{16,4}{0,0146} = 1829 \text{ с} = 30,5 \text{ мин}$$

Расчет размеров трещин

16. Длина вертикальной трещины

$$l = \sqrt{\frac{V_{жс} E}{5,6(1 - \nu)^2 h (P_{забр} - P_{гг})}} = \sqrt{\frac{16,4 \cdot 10^4}{5,6(1 - 0,3)^2 \cdot 10 \cdot (26 - 24,8)}} = 70,9 \text{ м}$$

17. Раскрытость трещины

$$w_0 = \frac{4(1 - \nu)^2 (P_{забр} - P_{гг})}{E} = \frac{4(1 - 0,3)^2 \cdot 70,9 \cdot (26 - 24,8)}{1 \cdot 10^4} = 0,03 \text{ м} = 3 \text{ см}$$

Таблица 4.2 - Варианты для расчета процесса ГРП

№вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Lс, м	2250	2280	2240	2275	2300	2190	2300	2290	2300	2300
h, м	9	12	8	11	12	12	14	10	7	15
Qп, т	5,6	5,1	4,3	4,7	4,6	5,1	6,3	6,1	4,3	7,3
Q, м ³ /с	0,012	0,010	0,010	0,012	0,011	0,012	0,012	0,010	0,010	0,012

Вопросы к практическому занятию

1. В каких скважинах рекомендуется проведение гидроразрыва?

2. Каким образом осуществляют проектирование процесса гидравлического разрыва?

Практическое занятие 6

Проектирование гидropескоструйной обработки

Гидропескоструйная обработка призабойной зоны скважины предназначена для повышения её проницаемости и является эффективным методом увеличения производительности скважин.

Основными характеристиками, которые требуется рассчитать при этом методе обработки, являются:

- общее кол-во жидкости и песка для успешного осуществления процесса;
- расход рабочей жидкости;
- гидравлические потери в различных элементах;
- допустимое давление на устье.

Общее количество жидкости (в м³) $V_{ж}$ принимается примерно (2,3-2,5) объемам скважины V_c .

$$V_{ж} = 1,88 D_{вн}^3 L_c, \quad (6.1)$$

Причем 0,4 $V_{ж}$ используют для транспортировки песка на забой; 0,4 $V_{ж}$ – на промывку скважины после осуществления процесса; 0,2 $V_{ж}$ -на возможную потерю циркуляции вследствие поглощения жидкости пластом.

Общее кол-во песка (в кг) $Q_{п}$ рассчитывают на объем 0,6 $V_{ж}$, причем массовая концентрация песка $C_{п}=100$ кг/см³:

$$Q_{п} = 1,13 D_{вн}^2 L_c C_{п}. \quad (6.2)$$

Расход рабочей жидкости (как правило, используется вода), м³/с

$$Q = 1,414 \mu_n f_n \sqrt{\frac{P_n - P_6}{\rho_{жн}}}, \quad (6.3)$$

где μ – коэффициент расхода, принимаемый приблизительно 0,82;

n_n – число насадок (обычно $n_n=4$)

f_n – площадь поперечного сечения насадки на выходе, м²

$$f_n = 0,785 d_n^2$$

ΔP_n – потери давления в насадках, МПа;

Принимаются равными: при $d_n=6$ мм – (10-12) МПа,

при $d_n=(3-4,5)$ – (18-20) МПа;

$\rho_{жп}$ – плотность смеси жидкости и песка, кг/м³.

$$\rho_{жп} = \rho_{жп}^* (1 - \beta_{п}) + \rho_{п} \beta_{п},$$

$$\beta_{п} = \frac{C_{п} / \square_n}{C_{п} / \square_n \square_n}$$

$\rho_{жп}^*$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя ($\rho_{в} = 100 \text{ кг/м}^3$)

$\rho_{п}$ – плотность песка ($\rho_{п} = 2500 \text{ кг/м}^3$)

$\beta_{п}$ – объемная концентрация песка в смеси.

Гидравлические потери при проведении гидropескоструйной обработки:

$$\Delta P = \Delta P_{т} + \Delta P_{к} + \Delta P_{н} + \Delta P_{п} \quad (6.4)$$

$\Delta P_{т}$ и $P_{к}$ – потери давления в НКТ и кольцевом пространстве, МПа/100 м.

(определяются графически из рисунка 6.1).

$\Delta P_{п}$ – потери давления в полости, образующиеся в результате воздействия на породу абразивных струй, МПа. Исходя из опыта проведения гидropескоструйных обработок, можно принять $\Delta P_{п} = 3,5 \text{ МПа}$.

Допустимое давление на устье, МПа

$$P_{уд} = \frac{r_{стр} \square H q_m}{K F_m},$$

Где $P_{стр}$ – страгивающая нагрузка резьбового соединения, Н

H – глубина спуска НКТ, м

q_m – нагрузка от веса 1 м труб, Н/м

K – коэффициент запаса, $K = 1,5$

F_m – площадь поперечного сечения труб, м²

Для НКТ из стали группы прочности Д страгивающая нагрузка при $d = 0,06 \text{ м}$ составляет $P_{стр} = 205 \text{ кН}$; $q_m = 68,7 \text{ Н/м}$; $F_m = 1,986 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$.

Для безаварийности процесса необходимо выполнить условие:

$$\Delta P \leq P_{уд}.$$

Задача 6.1

Рассчитать процесс гидropескоструйной обработки на глубине $H = 1370 \text{ м}$. Скважина имеет ЭК $D_{вп} \text{ ЭК} = 0,1503 \text{ м}$ (условный диаметр 168 мм). При обработке используют колонну НКТ-73. Для диаметра насадков 4,5 $\Delta P_{п}$ принять равным 20 МПа.

Решение.

Вычисляем по формуле (6.1) объем жидкости

$$V_{ж} = 1,88 D_{вп}^2 L_c = 1,88 \cdot 0,1503^2 \cdot 1370 = 58,18 \text{ м}^3.$$

Общее кол-во песка по формуле(6.2):

$$Q_{\text{п}} = 1,13 D_{\text{вн}}^2 L_{\text{с}} C_{\text{п}} = 1,13 * 0,1503^2 * 1370 * 100 = 3497,172 \text{ кг.}$$

Рассчитываем $\beta_{\text{п}} = 0,038$ и плотность жидкости песконосителя: $\rho_{\text{ж}} = 1057,7 \text{ кг/м}^3$.

Затем по формуле(6.3) рассчитываем расход рабочей жидкости:

$$Q = 0,0101 \text{ м}^3/\text{с} = 10 \text{ л/с.}$$

По графику (рисунок 6.1) определяем потери давления на трение и потери давления в кольцевом пространстве при $Q=10 \text{ л/с}$ дл ЭК 168 мм и НКТ-73:

$$\Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{к}} = 0,1 \text{ МПа/100 м}$$

Сумма потерь при глубине $H=1370 \text{ м}$

$$\Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{к}} = (0,1 * 1370) / 100 = 1,37 \text{ МПа}$$

Потери давления по формуле (6.4):

$$\Delta P = 1,37 + 20 + 3,5 = 24,87 \text{ МПа}$$

Рассчитываем допустимое устьевое давление:

$$P_{\text{уд}} = \frac{205 * 10^3 * 1370 * 68,7}{1,5 * 1,986 * 10^3} \approx 37,22 \text{ МПа.}$$

Таким образом, $\Delta P = 24,87 \text{ МПа} < P_{\text{уд}} = 37,22 \text{ МПа}$, т.е. процесс гидropескоструйной обработки возможен.

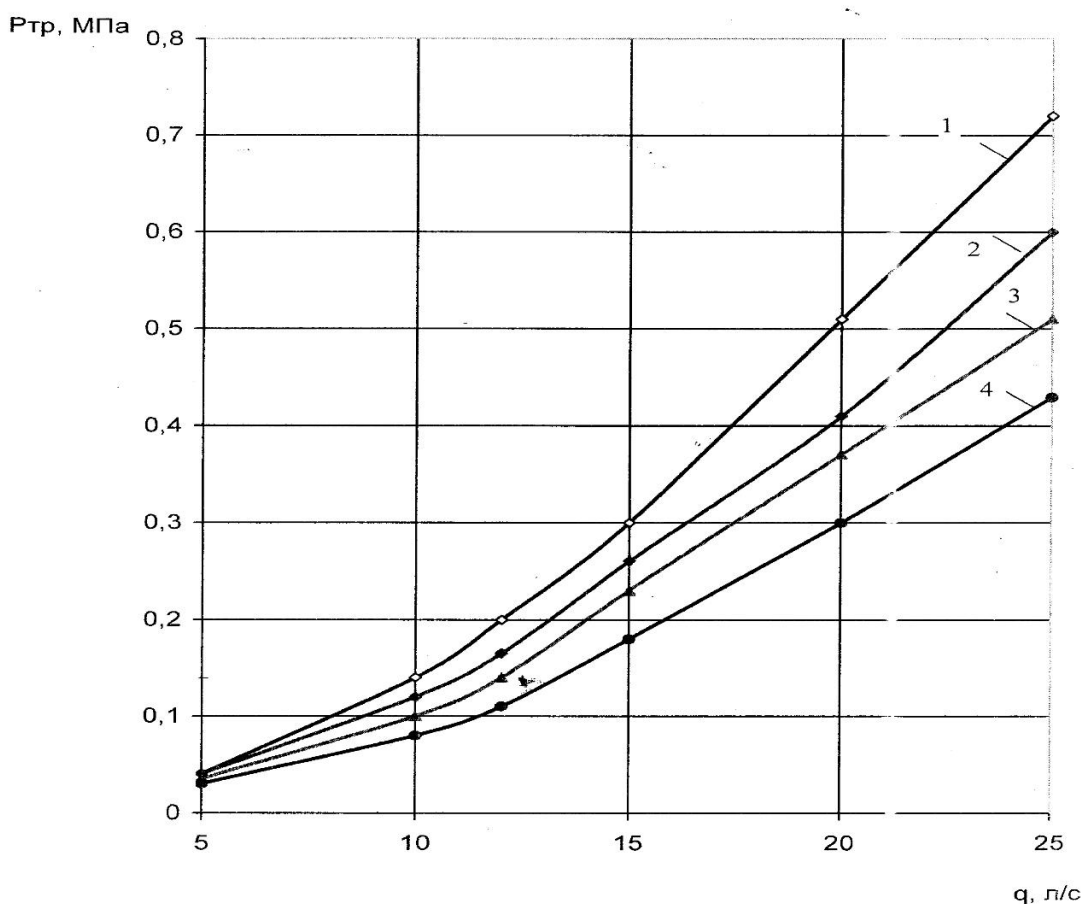


Рисунок 6.1 - Потери давления в трубах и межтрубном пространстве при прокачке

водопесчаной смеси на каждые 100 м длины:

1 – для 140-колонны и НКТ -73;

2 – для 140-колонны и НКТ -89;

3 – для 168-колонны и НКТ -73;

4 – для 168-колонны и НКТ -89;

Примечание:

Д _{НКТ} , мм	Д _{НКТ вн} , мм
168	150,3
140	128

Таблица 4.2 - Варианты для расчета процесса гидropескоструйной обработки

№вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Н, мм	1500	2100	1400	1600	1620	1670	2060	1800	2250	1800
Дэк, мм	168	168	140	168	168	140	140	140	168	168
Д _{НКТ} , мм	89	89	73	73	89	73	73	73	89	73
Д _{нас} , мм	6	3	4,5	3	4,5	4,5	3	6	4,5	4,5
Δ _{рнас} , МПа	10	20	20	20	20	20	18	10	18	20

Вопросы к практическому занятию

1. Назначение гидropескоструйной обработки?
2. Основные расчетные характеристики процесса ?

Список литературы

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов- М.: «Аль-янс», 2008.-510 с.
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ОАО "Издательство "Недра", 1998.-365 с.
3. Лысенко, В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений.-М.: Недра-Бизнесцентр, 2000.-516 с.
4. Справочник по добыче нефти/ В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
5. Мищенко И.Т. и др. Сборник задач по технике и технологии добычи нефти.-М.: Недра, 2006 .-272 с

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

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»
для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело,
направленность (профиль) Бурение нефтяных и газовых скважин

Ставрополь, 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность (профиль) Бурение нефтяных и газовых скважин.

Цель методических рекомендаций:

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

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

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

Содержание

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

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу бакалавриата входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы бакалавриата, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы бакалавриата, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы бакалавриата, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы бакалавриата. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

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

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

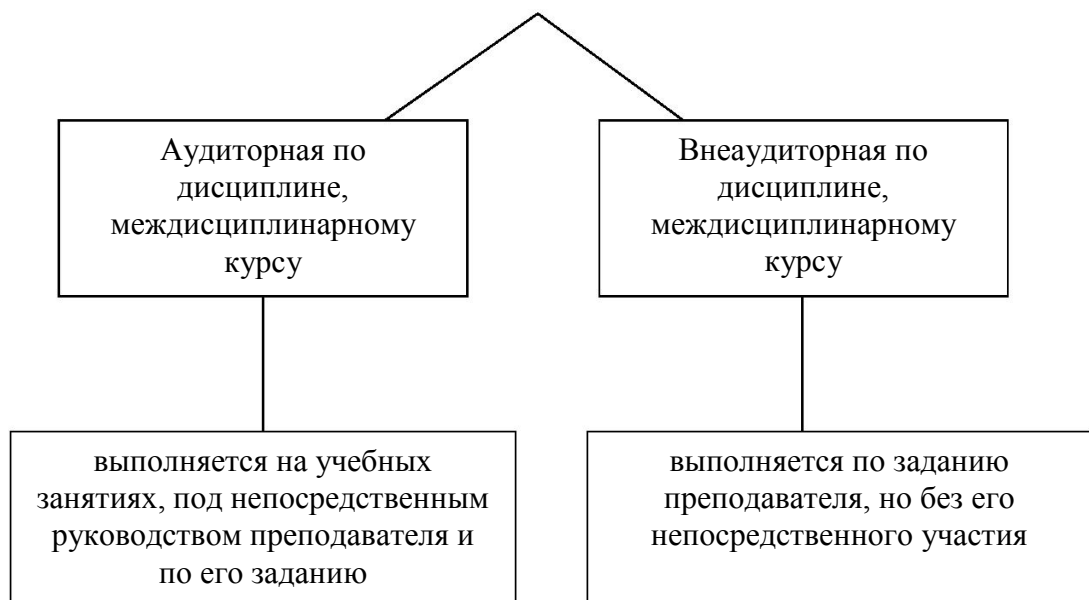
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

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

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

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

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

Формы контроля самостоятельной работы

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

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- ☐ уровень освоения студентами учебного материала;
- ☐ умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- ☐ сформированность общеучебных умений;
- ☐ умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- ☐ обоснованность и четкость изложения ответа;
- ☐ оформление материала в соответствии с требованиями;

- ☐ умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- ☐ умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- ☐ умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- ☐ умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.

Перечень основной литературы:

1. Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М: Академия, 2012. – 346 с.
2. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие / А.К.Ягафаров, И.И.Клещенко, Г.П.Зозуля, Ю.В.Зейгман, М.К.Рогачев, Г.А.Шлеин. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.
3. Ерёмин Ал. Н., Ерёмин Ан. Н., Ерёмин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа. Учебное пособие для вузов в 2 кн. - Книга 2, 2012г. – 165 с.
4. В.Б. Мельников, Н.П. Макарова Сбор и подготовка скважинной продукции газовых и газоконденсатных месторождений. Учебное пособие, Москва – 2010 – 92 с.

Перечень дополнительной литературы:

1. Российская газовая энциклопедия / Гл. ред. Р.Вяхирев. - М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. – 527 с.
2. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: Учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1989.
3. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Учебник для вузов / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев и др. Под ред. Ш.К. Гиматудинова. - М., Недра, 1988.
4. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. Хисамов Р.С. и др. Татнефть. ВНИИОЭНГ, -М. 2000.
5. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. Учебник для вузов.- М., Недра, 1985.

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине:

1. электронный курс лекций;

2. учебно-методическое пособие по выполнению практических занятий (электронная версия);
3. учебно-методическое пособие по выполнению лабораторных работ (электронная версия).

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://eLibrary.ru/> - Научная электронная библиотека
2. wwwURL: <http://www.biblioclub.ru/> - Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн»
3. wwwURL: <http://e.lanbook.com/> - Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань».