

МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«БЕЛОРУССКО-РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Транспортные и технологические машины»

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

*Методические рекомендации к практическим занятиям
для студентов направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело» очной формы обучения*



Могилев 2024

УДК 622
ББК 35.514
О75

Рекомендовано к изданию
учебно-методическим отделом
Белорусско-Российского университета

Одобрено кафедрой ТТМ «30» августа 2024 г., протокол № 1

Составитель канд. техн. наук, доц. И. В. Лесковец

Рецензент канд. техн. наук, доц. А. П. Прудников

Методические рекомендации к практическим занятиям предназначены для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» очной формы обучения.

Учебное издание

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

Ответственный за выпуск

И. В. Лесковец

Корректор

А. А. Подошевка

Компьютерная верстка

Н. П. Полевничая

Подписано в печать

. Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.

Печать трафаретная. Усл. печ. л.

. Уч.-изд. л.

. Тираж 32 экз. Заказ №

Издатель и полиграфическое исполнение:

Межгосударственное образовательное учреждение высшего образования

«Белорусско-Российский университет».

Свидетельство о государственной регистрации издателя,
изготовителя, распространителя печатных изданий

№ 1/156 от 07.03.2019.

Пр-т Мира, 43, 212022, г. Могилев.

© Белорусско-Российский
университет, 2024

Содержание

Введение	4
1 Практическая работа № 1. Нефтегазопромысловые трубопроводы	5
2 Практическая работа № 2. Расчет труб и емкостей	7
3 Практическая работа № 3. Оборудование фонтанной скважины	17
4 Практическая работа № 4. Оборудование установки штангового скважинного насоса	20
5 Практическая работа № 5. Оборудование установки электроцентробежного насоса	24
6 Практическая работа № 6. Ликвидация песчанной пробки в нефтяной скважине	28
7 Практическая работа № 7. Гидравлический разрыв пласта в скважине	37
8 Практическая работа № 8. Насосы и компрессоры в нефтедобыче	45
Список литературы	45

Введение

Основы нефтегазового дела – базовая дисциплина для студентов нефтяного профиля, которая является обзором по таким нефтяным дисциплинам, как «Основы нефтяной геологии», «Скважинная добыча нефти», «Нефтегазовое оборудование», «Трубопроводный транспорт», «Бурение нефтяных и газовых скважин» и др.

Практикум включает следующие темы.

- 1 Нефтегазово-промысловые трубопроводы.
- 2 Расчет труб и емкостей.
- 3 Оборудование фонтанной скважины.
- 4 Оборудование установки штангового скважинного насоса.
- 5 Оборудование установки электроцентробежного насоса.
- 6 Ликвидация песчаной пробки в нефтяной скважине.
- 7 Гидравлический разрыв пласта в скважине.
- 8 Шахтная добыча нефти.
- 9 Насосы и компрессоры в нефтедобыче.

Практические занятия предполагают изучение способов эксплуатации скважин, а также на натуральных образцах оборудования, применяемого в нефтегазодобыче; получение представления о методиках расчета и выбора оборудования.

В конце каждой практической работы приводятся вопросы для самостоятельной проверки усвоения знаний. Отчеты о практических занятиях оформляются в общих тетрадях, содержат название и цель работы, ход выполнения работы и выводы.

Составитель выражает благодарность работникам Томского политехнического университета В. Г. Крецу, А. В. Шадринной за обширный материал, представленный на открытых интернет-ресурсах, который использовался для составления данных методических рекомендаций.

1 Практическая работа № 1. Нефтегазопромысловые трубопроводы

Цель работы: изучение трубопроводов и арматуры, применяемых на нефтепромыслах.

Теоретическая часть

Трубы – полые изделия (из металла, железобетона, пластмасс и т. д.) преимущественно кольцевого сечения и относительно большой длины.

Трубы при добыче применяются для:

- крепления стволов или стенок скважин;
- образования каналов внутри скважин;
- подвески оборудования в скважине;
- прокладки трубопроводов по территории промысла.

Основные группы труб:

- обсадные;
- насосно-компрессорные;
- бурильные;
- для нефтепромысловых коммуникаций.

Обсадные трубы. Служат для крепления ствола скважины. Выделяют четыре типа обсадных труб: направление, кондуктор, промежуточная (техническая) колонна, эксплуатационная колонна.

Обсадные трубы выпускаются следующих диаметров и толщины (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Диаметры и толщины обсадных труб

Условный диаметр трубы, мм	114	127	140	146	Св. 168
Толщина стенки, мм	5,2...10,2	5,6...10,2	6,2...10,5	6,5...9,5	7,3...12,2

Трубы маркируются клеймением и краской. Изготавливаются из стали разной группы прочности: Д, К, Е, Л, М, Т. При спуске в скважину обсадные трубы шаблонируют, т. е. проверяют внутренний диаметр.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ). При всех способах эксплуатации скважин подъем жидкости и газа на поверхность происходит обычно по НКТ. Примеры часто применяемых размеров НКТ приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Примеры часто применяемых размеров НКТ

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

Бурильные трубы. Приспособлены к длительному свинчиванию-развинчиванию. Промышленность выпускает бурильные трубы длиной $(6 \pm 0,6)$; $(8 \pm 0,6)$; $(11,5 \pm 0,9)$ м, наружным диаметром 60, 73, 89 и 102 мм. Трубы диаметром 114, 127, 140 и 168 мм выпускают длиной $(11,5 \pm 0,9)$ м.

Бурильные трубы выполняются из стали разной группы прочности, как и обсадные трубы, Д, К, Е, Л, М, Т. Для уменьшения веса бурильной колонны применяют алюминиевые бурильные трубы (АБТ).

Трубы для нефтепромысловых коммуникаций. Трубопроводы предназначены для транспортировки продукции скважин от их устья до сдачи товарно-транспортным организациям, а также для перемещения ее в технологических установках.

Диаметры труб. Выделяют три диаметра труб: **условный, наружный, внутренний** (рисунок 1.1).

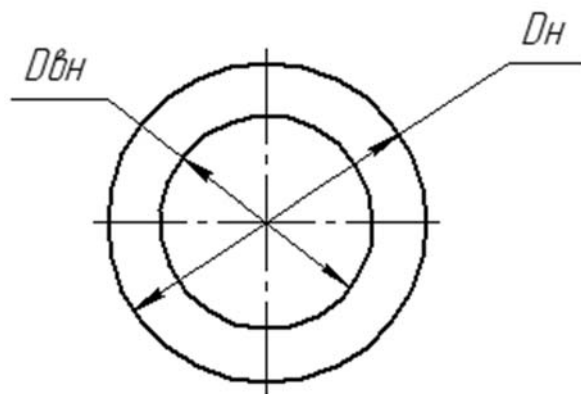


Рисунок 1.1 – Диаметры стенок труб

Диаметр стенки трубы определяется по формуле

$$\delta = D_{\text{н}} - D_{\text{вн}}.$$

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

Определение диаметров фрагментов труб по ГОСТ 20.295–85

Наружный диаметр трубы определяется путем измерения периметра трубы рулеткой с последующим пересчетом по формуле

$$D_{\text{н}} = \frac{P}{\pi} - 2\Delta P - 0,2 \text{ мм},$$

где P – периметр трубы, мм;

$\pi = 3,14159$;

ΔP – толщина полотна рулетки, $\Delta P = 0,15$ мм;

0,2 мм – припуск на прилегание полотна рулетки к телу трубы.

Предельные отклонения по наружному диаметру труб:

$$D_n \leq (200 \pm 1,5) \text{ мм}; \quad D_n = (200 / 355) \pm 2 \text{ мм};$$

$$D_n \leq (350 / 530) \pm 2,2 \text{ мм}; \quad D_n = (530 / 630) \pm 3 \text{ мм};$$

$$D_n \leq (720 / 820) \pm 4 \text{ мм}; \quad D_n = (820 / 1020) \pm 2,2 \text{ мм} + 0,7 \%;$$

$$D_n > 102 \text{ мм} + 0,6 \%.$$

Толщину стенки измеряют штангенциркулем с ценой деления 0,01 мм. Минусовой допуск должен быть не более 5 % номинальной толщины. Отклонения стенки трубы должны соответствовать требованиям государственных стандартов на трубы.

Задание

Составьте отчет по теме «Нефтегазопромысловые трубопроводы» в рабочей тетради.

Вопросы для самопроверки

- 1 Приведите возможные материалы для изготовления нефтегазопромысловых трубопроводов.
- 2 Укажите отличие наружного и условного диаметров.
- 3 Для каких целей применяются трубы?

2 Практическая работа № 2. Расчет труб и емкостей

Цель работы: ознакомление с методиками и расчет на прочность емкостного нефтегазового оборудования: газосепараторов, трубопроводов и резервуаров.

Теоретическая часть

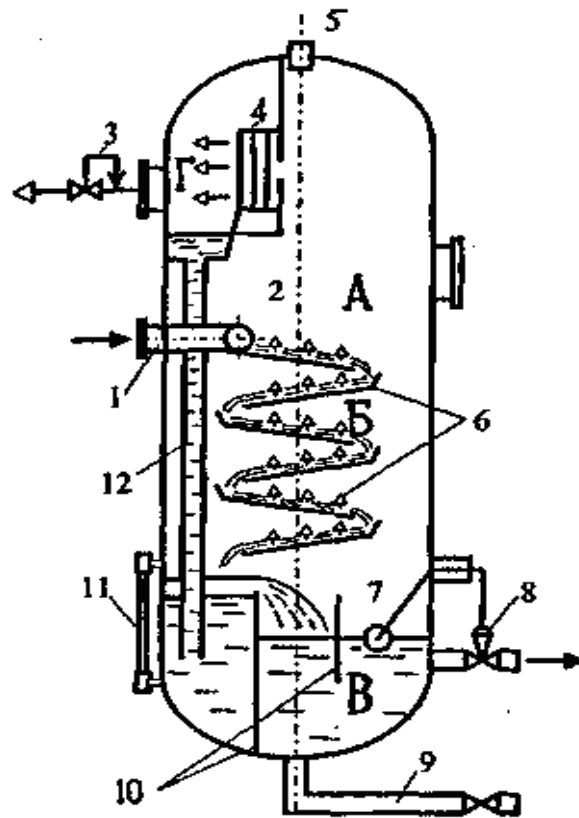
Газосепараторы.

Дегазация нефти осуществляется с целью отделения газа от нефти.

Аппарат, в котором это происходит, называется **сепаратором**, а сам процесс разделения – *сепарацией*.

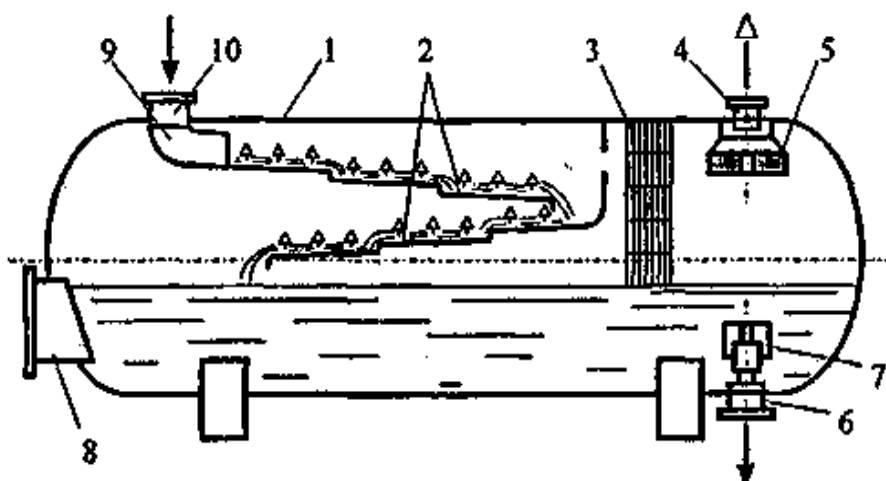
Наиболее распространены *вертикальные* и *горизонтальные* сепараторы (рисунки 2.1 и 2.2).

Вертикальный сепаратор представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическими днищами, снабженный патрубками для ввода газожидкостной смеси и вывода жидкой и газовой фаз, предохранительной и регулирующей арматурой, а также специальными устройствами, обеспечивающими разделение жидкости и газа.



А – сепарационная секция; Б – осадительная секция; В – секция сбора нефти; Г – секция каплеудаления; 1 – патрубок ввода газожидкостной смеси; 2 – раздаточный коллектор со щелевым выходом; 3 – регулятор давления «до себя» на линии отвода газа; 4 – жалюзийный каплеуловитель; 5 – предохранительный клапан; 6 – наклонные полки; 7 – поплавок; 8 – регулятор уровня; 9 – линия сброса шлама; 10 – перегородки; 11 – уровнемерное стекло; 12 – дренажная труба

Рисунок 2.1 – Вертикальный сепаратор



1 – технологическая емкость; 2 – наклонные желоба; 3 – пеногаситель; 4 – выход газа; 5 – влагоотделитель; 6 – выход нефти; 7 – устройство для предотвращения образования воронок; 8 – люк-лаз; 9 – распределительное устройство; 10 – ввод продукции

Рисунок 2.2 – Горизонтальный газонефтяной сепаратор

Принцип действия (см. рисунок 2.1). Газонефтяная смесь под давлением поступает в сепаратор по патрубку 1 в раздаточный коллектор 2. Регулятором давления 3 в сепараторе поддерживается давление, которое меньше начального давления газожидкостной смеси. За счет уменьшения давления из смеси в сепараторе выделяется растворенный газ. Так как этот процесс не является мгновенным, время пребывания газожидкостной смеси в сепараторе увеличивают за счет установки наклонных полок 6, по которым она стекает в нижнюю часть газосепаратора. Выделяющийся газ поднимается вверх. Здесь он проходит через каплеуловитель 4, используемый для отделения капель нефти, и далее направляется в газопровод. Нефть по дренажной трубе стекает вниз.

Контроль за уровнем нефти в нижней части сепаратора осуществляется с помощью регулятора уровня 8 и уровнемерного стекла 11. Шлам (песок, окалина и т. п.) из аппарата удаляется по трубопроводу 9.

Достоинства вертикальных сепараторов: относительная простота регулирования уровня жидкости и очистки от отложений парафина и механических примесей; занимают относительно небольшую площадь.

Недостатки: меньшая производительность, по сравнению с горизонтальными, при одном и том же диаметре аппарата и меньшая эффективность сепарации.

Порядок расчета газосепаратора

Толщина стенки δ , мм, газосепаратора определяется по формуле

$$\delta = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2\sigma_{\text{дон}} \cdot \varphi} + C, \quad (2.1)$$

где P – давление в газосепараторе;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр газосепаратора;

C – коэффициент прочности сварных швов (принимается равным 2...3 мм);

$\varphi = 0,95$ (для сварных корпусов);

$\sigma_{\text{дон}}$ – допускаемое напряжение на разрыв, МПа.

$$\sigma_{\text{дон}} = \sigma^* \cdot k,$$

где σ^* – нормативное допускаемое напряжение, $\sigma^* = 387...562$ МПа (сталь Д);

k – коэффициент условий (для газосепараторов $k = 1...0,9$).

Толщина стенки газосепаратора принимается не менее 4 мм, исходя из условий сварки.

Стальные эллиптические днища изготавливают диаметром от 159 до 4000 мм; отношение высоты эллиптической части днища к диаметру $\frac{H}{D} = 0,25$.

Толщина стенки δ , мм, эллиптических днищ вычисляется по формуле

$$\delta = \frac{P \cdot R}{2\sigma_{\text{дон}} \cdot \varphi} + C, \quad (2.2)$$

где R – радиус кривизны в вершине днища, $R = \frac{D^2}{4H}$.

Для стандартных днищ при отношении высоты днища к его диаметру, равном 0,25 мм, $R = D$.

Днища стальные диаметром до 1600 мм изготавливают из цельного листа, для них $\varphi = 1$.

Толщина днища принимается не меньше, чем у цилиндрической оболочки.

Расчет трубопроводов на механическую прочность

Расчетную толщину стенки трубопровода находят по формуле

$$\sigma = \frac{n_1 \cdot P \cdot D_n}{2(n_1 \cdot P + R_1)}, \quad (2.3)$$

где P – рабочее давление (избыточное, т. е. сверхатмосферное);

D_n – наружный диаметр трубы;

n_1 – коэффициент надежности по нагрузке ($n_1 = 1,15$ для нефте- и нефтепродуктопроводов, работающих по системе из «насоса в насос»; $n_1 = 1,1$ – во всех остальных случаях);

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений.

$$R_1 = R_{n1} \frac{m_0}{K_1 \cdot K_n}, \quad (2.4)$$

где R_{n1} – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности $\sigma_{вр}$;

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода ($m_0 = 0,9$ для трубопроводов III и IV категорий, $m_0 = 0,75$ для трубопроводов I и II категорий и $m_0 = 0,6$ для трубопроводов категории В);

K_1 – коэффициент надежности по материалу, определяемый по таблице 2.1;

K_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра (для $D_n \leq 1000$ мм $K_n = 1$, для $D_n = 1200$ мм $K_n = 1,05$).

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений расчетную толщину стенки определяют по формуле

$$\delta = \frac{n_1 P \cdot D_n}{2(n_1 \cdot P + \psi_1 R_1)}, \quad (2.5)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб;

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}; \quad (2.6)$$

σ_{npN} – абсолютное значение продольных осевых сжимающих напряжений, вычисляемое по действующим расчетным нагрузкам и воздействиям с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

$$\sigma_{npN} = -\alpha E \Delta T + 0,3 \frac{n_1 P \cdot D_{вн}}{\delta}, \quad (2.7)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹,

E – модуль упругости металла (сталь), $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа;

ΔT – расчетный температурный перепад;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы.

Таблица 2.1 – Характеристики труб

Характеристика труб	Величина K_1
Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100-процентный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100-процентный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или кованой заготовки, прошедшие 100-процентный контроль неразрушающими методами	1,40
Сварные из нормализованной или горячекатанной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100-процентный контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,47
Сварные из горячекатанной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты, и бесшовные трубы	1,55

Абсолютное значение максимального положительного $\Delta T_{(+)}$ или отрицательного $\Delta T_{(-)}$ температурного перепада, при котором толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления по формуле (2.3), рассчитывают по формулам

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E}; \quad \Delta T_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E}, \quad (2.8)$$

где μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,3$.

Минимально допустимая толщина стенки трубы при существующей технологии выполнения сварочно-монтажных работ должна быть не менее $1/140$ наружного диаметра трубы, но не менее 4 мм. Трубопроводы диаметром до 1200 мм на воздействие давления грунта или вакуум не рассчитывают. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями.

Минимально допустимый радиус упругого изгиба R_{don} подземных и наземных трубопроводов определяют из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле

$$R_{don} \geq \frac{0,5E \cdot D_n}{\psi_3 \frac{m_0}{0,9K_n} R_2^n - |\mu \cdot \sigma_{кц}^n - \alpha E \Delta T|}, \quad (2.9)$$

где m_0 – коэффициент (для трубопроводов III и IV категорий $m_0 = 1$, для трубопроводов I и II категорий $m_0 = 0,85$, для трубопроводов категории В $m_0 = 0,65$);

R_2^n – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести, определяемому по государственным стандартам и техническим условиям на трубы;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях $\psi_3 = 1$, а при сжимающих его рассчитывают по формуле

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\frac{\sigma_{кц}^n}{\frac{m_0}{0,9K_n} R_2^n}}{\frac{m_0}{0,9K_n} R_2^n} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^n}{\frac{m_0}{0,9K_n} R_2^n}; \quad (2.10)$$

$\sigma_{кц}^n$ – кольцевые напряжения от рабочего давления;

$$\sigma_{кц}^n = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}. \quad (2.11)$$

Для ориентировочного и быстрого определения допустимого радиуса упругого изгиба можно использовать соотношение

$$R_{\text{дон}} = 1000 \cdot D_y, \quad (2.12)$$

где D_y – условный диаметр трубопровода, м.

Действительные радиусы R упругого изгиба трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях должны быть больше $R_{\text{дон}}$. При $R < R_{\text{дон}}$ следует применять специальные гнутые вставки труб.

Пример 1 – Определим толщину стенки нефтепродуктопровода диаметром 530 мм и длиной 160 км, рассчитанного на рабочее давление 6,4 МПа. Температура перекачиваемого нефтепродукта $T = 282$ К. Нефтепродуктопровод предполагается изготовить из труб Челябинского трубопрокатного завода, изготовленных по ТУ 14-3Р-03–94.

Решение

Определяем, что это прямошовные трубы с контролируемой прокаткой, изготовленные из стали 08ГБЮ ($\sigma_{\text{вр}} = 510$ МПа, $\sigma_m = 350$ МПа). При этом способе изготовления $K_1 = 1,4$ (см. таблицу 2.1). Для диаметра трубопровода 530 мм $K_n = 1$, а коэффициент условий работы $m_0 = 0,9$.

По формуле (2.4) находим расчетное сопротивление металла по формуле

$$R_1 = 510 \frac{0,9}{1,4 \cdot 1} = 327,9 \text{ МПа.}$$

Коэффициент надежности по нагрузке $n_1 = 1,1$. По формуле (2.3) вычисляем расчетную толщину стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 0,530}{2(1,1 \cdot 6,4 + 327,9)} = 0,0056 \text{ мм.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, равного $\delta_n = 0,007$ м.

Абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов по формулам (2.8):

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 327,9}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 39,8 \text{ град;}$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{327,9(1 - 0,3)}{12 \cdot 10^6 \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 92,9 \text{ град.}$$

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин $\Delta T = 92,9$ град.

По формуле (2.7) находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta_{npN} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,9 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 0,530}{0,007} = -69,7 \text{ МПа.}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому по формуле (2.6) вычисляем коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{69,7}{327,9} \right)^2} - 0,5 \frac{69,7}{327,9} = 0,977.$$

Расчет стальных резервуаров на прочность

Резервуар – вместилище (наземное или подземное) для хранения жидкостей и газов.

Резервуары служат:

- для учета нефти;
- для достижения требуемого качества нефти (отстаивание от воды и механических примесей, смешение и др.);
- для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти на границах участков транспортной цепи.

Цилиндрические резервуары представляют собой сварную конструкцию из стальных листов. Наиболее распространенные размеры листов: 1000×2000 и 1250×2500 мм при толщине $\delta \leq 4$ мм; 1500×6000 мм при толщине $\delta > 4$ мм.

Применяют *вертикальные* и *горизонтальные* резервуары.

Резервуары бывают *подземные* и *наземные*. Подземными называются резервуары, у которых наивысший уровень взлива не менее, чем на 0,2 м ниже наинизшей отметки прилегающей площадки. Остальные резервуары относятся к наземным.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей (типа **РВС**) – наиболее распространенные. Они представляют собой цилиндрический корпус, сваренный из стальных листов размером $1,5 \times 6$ м, толщиной 4...25 мм, со щитовой конической или сферической кровлей. Длинная сторона листов расположена горизонтально.

Резервуары типа РВС сооружаются объемом от 100 до 50 000 м³. Они рассчитаны на избыточное давление 2000 Па и вакуум 200 Па.

Для сокращения потерь нефти от испарения вертикальные цилиндрические резервуары оснащают понтонами и плавающими крышами.

Горизонтальные стальные цилиндрические резервуары (типа **РГС**) изготавливают, как правило, на заводе и поставляют в готовом виде. Их объем составляет от 3 до 100 м³.

Порядок расчета резервуара

Все металлические резервуары по форме представляют тела вращения и для них справедливо уравнение Лапласа:

$$\frac{T_{\kappa}}{R} = \rho \cdot g(h_u + h_{\kappa}), \quad (2.13)$$

где T_{κ} – кольцевое усилие;

R – радиус резервуара;

h_u – избыточное (газовое) давление;

h_{κ} – высота столба жидкости в рассматриваемом сечении резервуара (принимается равным расстоянию от максимального уровня до расчетного уровня пояса, который на 300 мм выше нижней кромки пояса).

Кольцевое усилие T_{κ} на единицу длины окружности связано с напряжением σ_{κ} и толщиной стенки корпуса δ формулой:

$$T_{\kappa} = \sigma_{\kappa} \cdot \delta. \quad (2.14)$$

Тогда, согласно (2.13) и (2.14), формула для определения толщины стенки корпуса резервуара будет выглядеть как

$$\delta = \frac{\rho \cdot g \cdot R}{\sigma_p} (h_u + h_{\kappa}), \quad (2.15)$$

где σ_p – расчетное напряжение растяжения, Па.

$$\sigma_p = \frac{m \cdot \sigma_T \cdot \kappa \cdot \mu}{n}, \quad (2.16)$$

где m – коэффициент условий работы резервуаров, $m = 0,8$;

κ – коэффициент однородности металла, $\kappa = 0,9$;

n – коэффициент перегрузки, учитывающий возможность повышения эксплуатационного давления, $n = 1,1$;

σ_T – предел текучести материала.

Если толщина стенки $\delta \leq 4$ мм, то такие резервуары строятся с постоянной толщиной стенки всех поясов.

Резервуары средней и большой емкости в целях экономии металла изготавливаются с переменной толщиной стенки по высоте при значениях $\delta > 4$ мм.

Толщину стенки по условиям сварки принимают не менее 4 мм.

Толщину днища принимают не более 5 мм.

Крышу резервуара изготавливают из стали толщиной не более 2,5 мм.

Задание

Составьте отчет, включающий описание конструкций труб и емкостей и их расчеты, по теме «Расчет труб и емкостей».

Пример 2 – Определим толщину стенки, днища и крыши резервуара для условий: $h_{\kappa} = 19,5$ м; $h_u = 0$; $2R = D = 26$ м; $\sigma_T = 372$ МПа; $\rho = 1000$ кг/м³.

Решение

Определим давление жидкости на нижний пояс:

$$P = \rho \cdot g \cdot h = 1000 \cdot 9,8 \cdot (19,5 - 0,3) = 188160 \approx 0,19 \text{ МПа.}$$

Определяем толщину стенки резервуара в его нижней части (первый пояс).

Примем $m = 0,8$; $\kappa = 0,9$; $n = 1,1$.

Тогда расчетное напряжение растяжения

$$\sigma_p = \frac{\sigma_T \cdot k \cdot m}{n} = \frac{372 \cdot 0,9 \cdot 0,8}{1,1} = 243,49 \text{ МПа.}$$

Отсюда

$$\delta = \frac{\rho \cdot g \cdot R}{\sigma_p} (h_u + h_\kappa) = \frac{0,19 \cdot 13000}{243,49} 19,5 = 10,14 \text{ мм.}$$

Определим толщину стенок поясов резервуара, приняв высоту пояса 1,5 м.

Всего поясов $\frac{19,5}{1,5} = 13$.

Расчеты и принятые величины сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Размеры конструктивных элементов резервуара

Пояс	h , м	P , МПа	Расчетная толщина стенки δ , мм	Принятая толщина стенки δ , мм
1	19,5	0,19	10,14	11
2	18	0,176	9,40	10
3	16,5	0,162	8,65	9
4	15	0,147	7,85	8
5	13,5	0,13	6,94	7
6	12	0,12	6,40	7
7	10,5	0,10	5,33	6
8	9	0,088	4,70	5
9	7,5	0,073	3,9	4
10	6,0	0,059	3,15	4
11	4,5	0,044	2,349	4
12	3,0	0,03	1,6	4
13	1,5	0,015	0,8	4

Принимаем:

- толщина стенок поясов резервуара от 11 до 4 мм (см. таблицу 2.2);
- толщина стали крыши резервуара – 2,5 мм;
- толщина стали днища – 5 мм.

Вопросы для самопроверки

1 Укажите существующие типы резервуаров и их назначение.

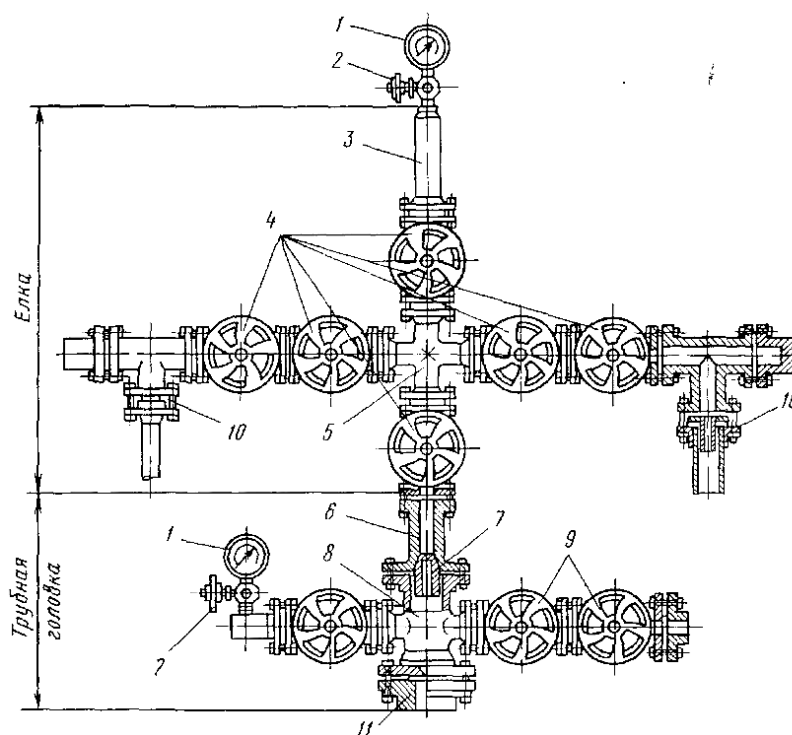
2 Назовите достоинства и недостатки горизонтальных и вертикальных газосепараторов.

3 Практическая работа № 3. Оборудование фонтанной скважины

Цель работы: изучение оборудования устья фонтанных скважин (колонная головка, трубная головка, фонтанная елка) и его обслуживание

Теоретическая часть

Оборудование фонтанной нефтяной скважины включает наземное оборудование – **фонтанную арматуру** (рисунок 3.1) и подземное – насосно-компрессорные трубы.



1 – манометр; 2 – трехходовой кран; 3 – буфер; 4 – задвижки; 5 – крестовик елки; 6 – переводная катушка; 7 – переводная втулка; 8 – крестовик трубной головки; 9 – задвижки; 10 – штуцер; 11 – фланец головки

Рисунок 3.1 – Фонтанная арматура

Устье скважины оснащают колонной головкой (колонная обвязка). **Колонная головка** предназначена для обвязки обсадных труб, разобщения межко-

лонных пространств и контроля за давлением в них. Её устанавливают на резьбе или посредством сварки на кондукторе. Промежуточные и эксплуатационные колонны подвешивают на клиньях или муфте. Для обозначения колонных обвязок принята система шифрования. Фонтанная арматура устанавливается на верхний фланец колонной головки.

Фонтанная арматура включает трубную обвязку (головку) и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами.

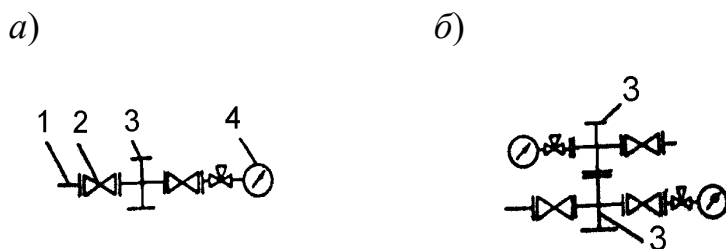
Устье скважины оснащают колонной головкой (колонная обвязка). *Колонная головка* предназначена для обвязки обсадных труб, разобщения межколонных пространств и контроля за давлением в них. Ее устанавливают на резьбе или посредством сварки на кондукторе. Промежуточные и эксплуатационные колонны подвешивают на клиньях или муфте.

Для обозначения колонных обвязок принята система шифрования (пример 1). Фонтанная арматура устанавливается на верхний фланец колонной головки.

Фонтанная арматура включает трубную обвязку (головку) и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами.

Пример 1 – ОКК2 – 350 – 168 × 245 × 324 К2 (обозначение оборудования обвязки колонн с клиньевой подвеской двух колонн, рассчитанное на рабочее давление 350 атм, диаметром эксплуатационной колонны 168 мм, диаметром промежуточной колонны 245 мм и кондуктора 324, мм для сред, содержащих H_2 и CO_2 до 6 %).

Трубная обвязка – часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на колонную обвязку, предназначенная для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов (колонн НКТ), контроля и управления потоком скважинной среды в затрубном (межтрубном) пространстве. Схемы трубных обвязок приведены на рисунке 3.2.

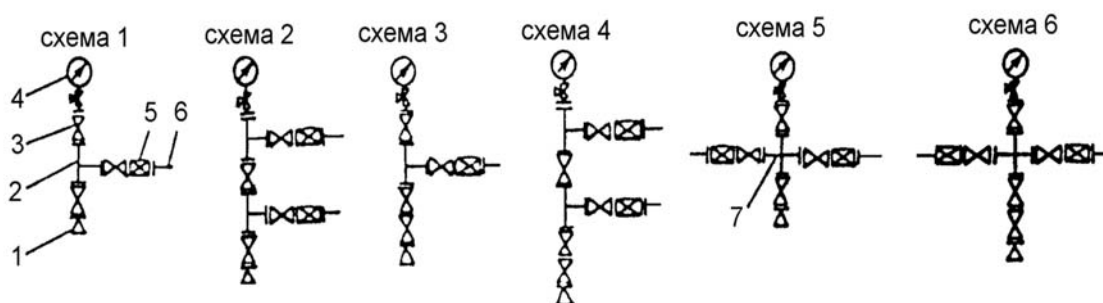


1 – ответный фланец; 2 – запорное устройство; 3 – трубная головка; 4 – манометр с запорно-разрядным устройством

Рисунок 3.2 – Схемы трубных обвязок фонтанной арматуры

Фонтанная арматура выпускается: на рабочее давление – 14, 21, 35, 70, 105 и 140 МПа, сечением ствола – от 50 до 150 мм, по конструкции фонтанной елки – крестовые и тройниковые, по числу спускаемых в скважину рядов труб – однорядные и двухрядные и оборудованы задвижками или кранами.

Фонтанная елка – часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на трубную обвязку, предназначена для контроля и регулирования потока скважинной среды в скважинном трубопроводе и направления его в промысловый трубопровод. Типовые схемы фонтанных елок приведены на рисунке 3.3.



Схемы 1–4 – тройниковые; схемы 5–6 – крестовые; 1 – переводник к трубной головке; 2 – тройник; 3 – запорное устройство; 4 – манометр с запорно-разрядным устройством; 5 – дроссель; 6 – ответный фланец; 7 – крестовина

Рисунок 3.3 – Типовые схемы фонтанных елок

При оборудовании скважины двумя концентрическими колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовины), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство. Трубы меньшего диаметра подвешиваются на резьбе переводника, размещаемом над тройником (крестовиком).

Пример 2 – АФК6В-80/50Х70ХЛ-К2а (АФ – оборудование арматуры фонтанной; К – подвешивание скважинного трубопровода (колонны НКТ) в переводнике к трубной головке; 6 – типовая схема елки; В – дистанционное и автоматическое управление запорными устройствами; 80 – условный проход ствола елки, мм; 50 – условный проход боковых отводов елки, мм; 70 – рабочее давление, МПа; ХЛ – холодный климатический район; для сред, содержащих H_2 и CO_2 до 6 %; а – модификация арматуры и елки).

Подъем жидкости и газа на поверхность происходит по специальным трубам НКТ, спускаемым в скважины перед началом эксплуатации. Предельная глубина спуска НКТ определяется по формуле

$$L_{\max} = \frac{\sigma_T \cdot \pi (R_n^2 - r_{вн}^2)}{K \cdot q},$$

где $L_{\max}$ – максимальная глубина спуска НКТ, м;

R_n – наружный радиус НКТ, см;

$r_{вн}$ – внутренний радиус НКТ, см;

K – коэффициент запаса, $K = 1,5$;

q – масса 1 м НКТ, кг;

σ_T – предел текучести труб, кгс/см².

Задание

- 1 Изучите по видео (<https://youtube/saEQDOVBQEF0>) конструкцию фонтанной арматуры, назначение ее элементов.
- 2 Составьте отчет по теме «Оборудование фонтанной скважины».

Вопросы для самопроверки

- 1 Укажите наземное оборудование фонтанных скважин.
- 2 Сформулируйте требования к арматуре фонтанных скважин.
- 3 Как выполняется регулирование режима фонтанных скважин?

4 Практическая работа № 4. Оборудование установки штангового скважинного насоса

Цель работы: изучение работы установки штангового скважинного насоса (УШСН) и ее основных элементов.

Теоретическая часть

Наиболее распространенный способ добычи нефти – применение штанговых скважинных насосных установок (рисунок 4.1).

Оборудование УШСН включает: *наземное оборудование* (фонтанная арматура, обвязка устья скважины, станок-качалка) и *подземное оборудование* (насосно-компрессорные трубы, насосные штанги, штанговый скважинный насос, различные защитные устройства (газовый или песочный якорь, фильтр и т. д.).

В скважине, оборудованной УШСН, подача жидкости осуществляется глубинным плунжерным насосом, который приводится в действие с помощью специального привода (станка-качалки) посредством колонны штанг. Станок-качалка (СК) преобразует вращательное движение электродвигателя в возвратно-поступательное движение подвески штанг.

Основными элементами СК является рама 21, стойка 8 с балансиром 13, два кривошипа 15 с двумя шатунами 14, редуктор 16, клиноременная передача 18, электродвигатель 19 и блок управления, который подключается к промысловой линии силовой электропередачи (на рисунке не показан).

Рама выполнена в виде двух полостей, соединенных между собой поперечинами. На раме крепятся все основные узлы СК.

Стойка выполнена в виде четырехногой конструкции с поперечными связями.

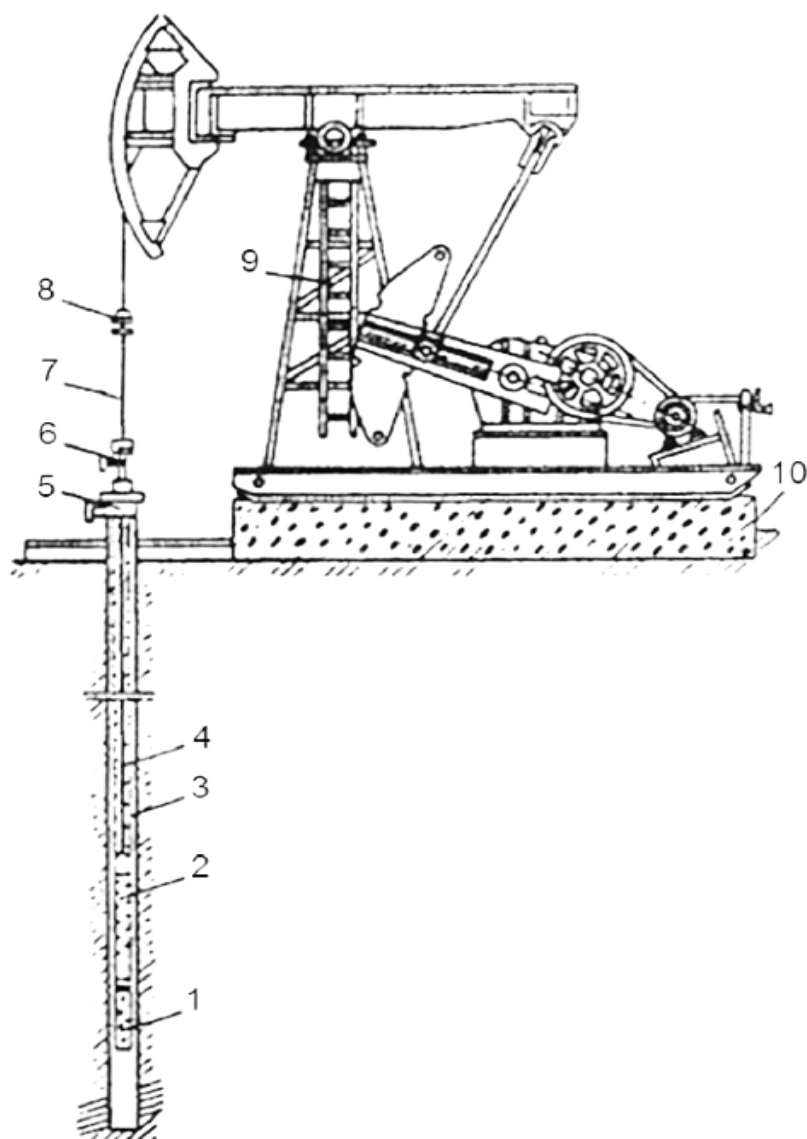
Балансир состоит из дуговой головки 10 и тела балансира 13 однобалочной конструкции.

Траверса предназначена для соединения балансира с двумя параллельно работающими шатунами.

Шатун представляет стальную трубную заготовку, которая с одного конца крепится к пальцу, а с другого – шарнирно к траверсе.

Кривошип преобразует вращательное движение ведомого вала редуктора в вертикальное возвратно-поступательное движение колонны штанг.

Редуктор предназначен для уменьшения частоты вращения, передаваемой от электродвигателя кривошипам станка-качалки.



1 – фильтр; 2 – скважинный насос; 3 – насосно-компрессорные трубы; 4 – насосные штанги; 5 – тройник; 6 – устьевой сальник; 7 – сальниковый шток; 8 – стойка СК; 9 – станок-качалка; 10 – фундамент

Рисунок 4.1 – Оборудование УШСН

Клиноременная передача соединяет электродвигатель и редуктор и состоит из клиновидных ремней, шкива редуктора и набора быстросменных шкивов.

Электродвигатель – служит для привода станка-качалки.

Подвеска устьевого штока предназначена для соединения устьевого штока с СК. Она состоит из канатной подвески и верхних и нижних траверс.

Для герметизации устьевого штока устьевая арматура оборудуется сальниковым устройством. Устьевой шток соединяется с помощью колонны штанг с плунжером глубинного штангового насоса.

Скважинные штанговые насосы.

Штанговый насос – насос специальной конструкции, привод которого осуществляется с поверхности посредством насосных штанг. В нижней части насоса установлен всасывающий клапан. Плунжер насоса, снабженный нагнетательным клапаном, подвешивается на насосной штанге.

Принцип действия насоса заключается в следующем. При ходе плунжера вверх верхний клапан закрыт, т. к. на него действует давление вышележащего столба жидкости и плунжер работает как поршень, выталкивая нефть на поверхность. В это же время открывается приемный клапан и жидкость поступает в цилиндр насоса. При ходе плунжера вниз нижний клапан закрывается, а верхний открывается и через полый плунжер жидкость выдавливается из цилиндра насоса в насосные трубы.

При непрерывной работе насоса в результате подкачки жидкости ее уровень в насосных трубах поднимается до устья и она поступает в выкидную линию через тройник.

Скважинные штанговые насосы представляют собой вертикальную одноступенчатую и одноплунжерную конструкцию одинарного действия с цельным неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером, нагнетательным и всасывающим клапанами.

Штанговые скважинные насосы выпускаются двух типов.

1 Вставной (НСВ):

НВ1 – вставные с замком наверху;

НВ2 – вставные с замком внизу.

Насос целиком собирается на поверхности земли и опускается в скважину внутрь НКТ на штангах. Состоит из трех основных элементов: цилиндра, плунжера и замковой опоры.

2 Невставной (трубный) (НСН):

НН – невставные без ловителя;

НН1 – невставные с захватным штоком;

НН2 – невставные с ловителем.

Цилиндр с седлом и всасывающим клапаном опускают в скважину на НКТ. Плунжер с нагнетательным и всасывающим клапаном опускают в скважину на штангах и вводят внутрь цилиндра.

В условное обозначение насоса входят:

- тип насоса;
- исполнение по цилиндру (Б – с толстостенным цельным цилиндром; С – с составным цилиндром);
- условный размер (диаметр плунжера) насоса;
- ход плунжера, уменьшенный в 100 раз, мм;

- напор насоса, уменьшенный в 100 раз, м;
- группа посадки плунжера.

Посадка плунжера в цилиндре насоса характеризуется предельными величинами зазоров между плунжером и цилиндром. В зависимости от предельных величин зазоров группы посадок насосов определяются в соответствии с таблицей 4.1; по исполнению стойкости к среде: без обозначения – стойкие к среде с содержанием механических примесей до 1,3 г/л (нормальные); И – стойкие к среде с содержанием механических примесей более 1,3 г/л (абразивостойкие); конструктивными особенностями.

Таблица 4.1 – Группы посадок плунжера в цилиндре насоса

Группа посадки	Диапазон зазора, мм
0	До 0,045 мм
1	0,010...0,070
2	0,060...0,120
3	0,110...0,170

Пример 1 – НВ1БП-44-18-12-2-И – насос вставной, исполнением по цилиндру Б (толстостенный, цельный), для эксплуатации с повышенным содержанием песка (более 1,3 г/л), условным диаметром – 44 мм, ходом плунжера – 1800 мм, напором – 1200 м, второй группы посадки и износостойкий к агрессивной среде – И.

Пример 2 – НН2Б-57-30-12-1 – насос невставной, исполнением по цилиндру Б (толстостенный, цельный), условным размером (диаметром) – 57 мм, ходом плунжера – 3000 мм, напором – 1200 м, первой группы посадки, нормального исполнения по стойкости к откачиваемой среде.

Задание

- 1 Изучите на видео (<https://youtube/9pIxxQaEL0o>) принцип работы УШСН.
- 2 Составьте отчет по теме «Оборудование установки штангового скважинного насоса».

Вопросы для самопроверки

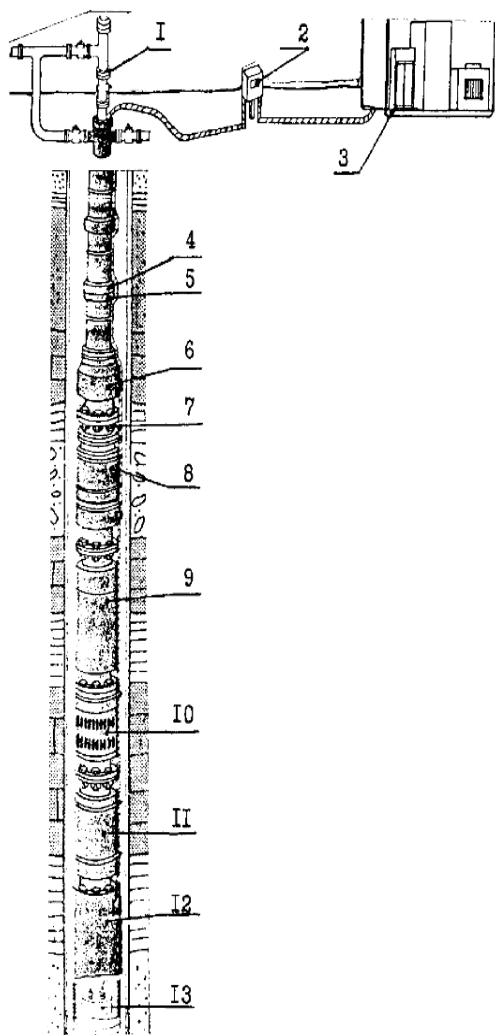
- 1 Укажите наземное и подземное оборудование УШСН.
- 2 Чем отличается вставной насос от невставного?
- 3 Что является индивидуальным приводом штангового насоса?

5 Практическая работа № 5. Оборудование установки электроцентробежного насоса

Цель работы: изучение работы установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) и ее основных элементов.

Теоретическая часть

УЭЦН – комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, соединенного с погружным электродвигателем (рисунок 5.1).



1 – оборудование устья скважин; 2 – пункт подключательный выносной; 3 – трансформаторная комплексная подстанция; 4 – клапан спускной; 5 – клапан обратный; 6 – модуль-головка; 7 – кабель; 8 – модуль-секция; 9 – модуль насосный газосепаратор; 10 – модуль исходный; 11 – протектор; 12 – электродвигатель; 13 – система термоманометрическая

Рисунок 5.1 – Установка погружного центробежного насоса

Установки имеют два исполнения:

- 1) обычное;
- 2) коррозионно-стойкое.

В комплект УЭЦН входят: насос, электрический кабель, двигатель, трансформатор, комплектная трансформаторная подстанция, комплектное устройство, газосепаратор и комплект инструмента.

Условия применения УЭЦН:

- жидкость с содержанием механических примесей не более 0,5 г/л;
- свободного газа на приеме насоса не более 25 %;
- сероводорода не более 1,25 г/л;
- воды не более 99 %;
- водородный показатель (рН) пластовой воды в пределах 6...8,5;
- температура в зоне размещения электродвигателя не более плюс 90 °С (специального теплостойкого исполнения до плюс 140 °С).

В зависимости от максимального поперечного габарита погружного агрегата установки разделяют на три условные группы (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Группы УЭЦН

Группа установки	Поперечный габарит, мм	Внутренний диаметр обсадной трубы, мм
5	112	121,7, не менее
5А	124	130, не менее
6	140,5	148,3, не менее

Пример – УЭЦНМК5-125-1300 означает: УЭЦНМК – установка электроцентробежного насоса модульного и коррозионно-стойкого исполнения; 5 – группа насоса; 125 – подача, м³/сут; 1300 – напор жидкости, метров водного столба (м вод. ст.).

УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

Модульное исполнение УЭЦН позволяет индивидуально подбирать оптимальную компоновку установки к скважинам в соответствии с их параметрами.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата.

Спускной клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Обратный клапан ввинчен в головку насоса, а спускной – в корпус обратного клапана.

Электроцентробежный насос (ЭЦН) для нефтяных скважин включает:

- центробежный насос с 50...500 ступенями;
- асинхронный электродвигатель;
- протектор, предохраняющий полость электродвигателя от попадания

пластовой среды;

– кабельную линию, соединяющую электродвигатель с трансформатором и станцией управления.

Погружной насос спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах.

Модуль-секция насоса состоит из корпуса, вала, пакетов ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего и нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер, которые служат для защиты кабеля от механических повреждений, и резиновых колец.

Рабочие колеса свободно передвигаются по валу в осевом направлении и ограничены в перемещении нижним и верхним направляющими аппаратами.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем – фланцевое.

В современных установках может быть включено от двух до четырех модулей-секций насоса. В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты.

Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Насосы также подразделяют на три условные группы (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Группы насосов ЭЦН

Группа насоса	Диаметр корпуса насоса, мм
5	92
5А	103
6	114

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (до 55 %) по объему свободного газа, к насосу подсоединяется модуль насосный – газосепаратор.

Модуль-газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Наиболее эффективны газосепараторы центробежного типа.

Двигатель погружного насосного агрегата состоит из электродвигателя и гидрозащиты.

Двигатели используются в качестве привода погружных центробежных насосов.

Электродвигатели бывают обычного и коррозионно-стойкого исполнения.

Гидростатическое давление в зоне работы – не более 20 МПа. Номинальная мощность – от 16 до 360 кВт, номинальное напряжение – 530...2300 В, номинальный ток – 26...122,5 А.

Гидрозащита двигателей ПЭД предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя.

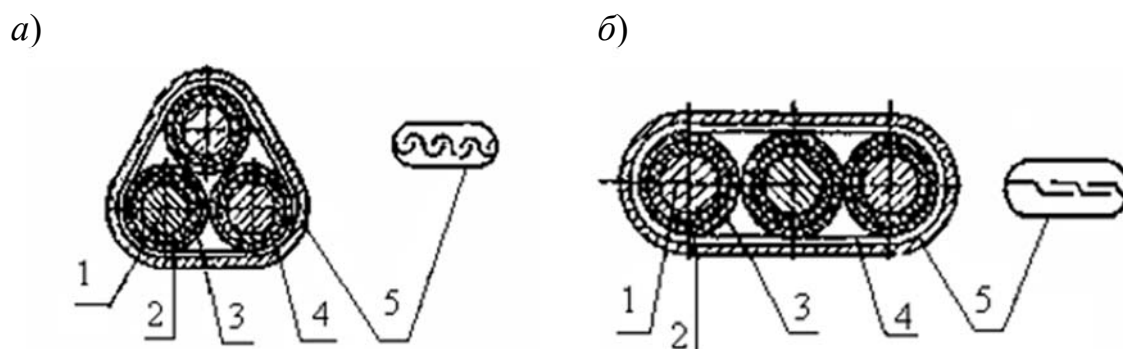
Кабельная линия представляет собой кабель в сборе, намотанный на кабельный барабан.

Электрический кабель в сборе состоит из основного кабеля – круглого ПКБК (кабель, полиэтиленовая изоляция, бронированный, круглый). Кабель состоит из трех жил, каждая из которых имеет слой изоляции и оболочку.

Круглый кабель имеет диаметр от 25 до 44 мм. Размер плоского кабеля от $10,1 \times 25,7$ до $19,7 \times 52,3$ мм. Номинальная строительная длина 850 и 1000...1800 м.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах.

Термоманометрическая система предназначена для контроля технологических параметров скважин, оборудованных УЭЦН, и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы (перегрев электродвигателя или снижение давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого).



а – круглый; *б* – плоский; 1 – жила; 2 – изоляция; 3 – оболочка; 4 – подушка; 5 – броня

Рисунок 5.2 – Кабели

Задание

Составьте отчет по теме «Оборудование установки электроцентробежного насоса».

Вопросы для самопроверки

- 1 Укажите наземное и подземное оборудование УЭЦН.
- 2 По какому критерию УЭЦН делятся на группы?
- 3 В чем заключается преимущество модульного исполнения УЭЦН?
- 4 Укажите назначение газосепаратора.

6 Практическая работа № 6. Ликвидация песчанной пробки в нефтяной скважине

Цель работы: изучение и выбор оборудования для ликвидации песчаных пробок нефтяных скважин промывкой.

Теоретическая часть

Песок (частицы породы) выносятся из пласта в ствол скважины в результате разрушения пород, обычно рыхлых и слабосцементированных. Песок, поступающий в скважину, осаждаясь на забое образует пробку, которая существенно снижает текущий дебит скважины.

Ликвидацию песчаных пробок относят к операциям по подземному (текущему) ремонту скважины и проводят промывкой скважин водой, различными жидкостями, газожидкостными смесями, пенами, продувкой воздухом и т. д.

Выделяют *прямую* (рисунок 6.1) и *обратную* (рисунок 6.2) промывки скважин от песчаной пробки.

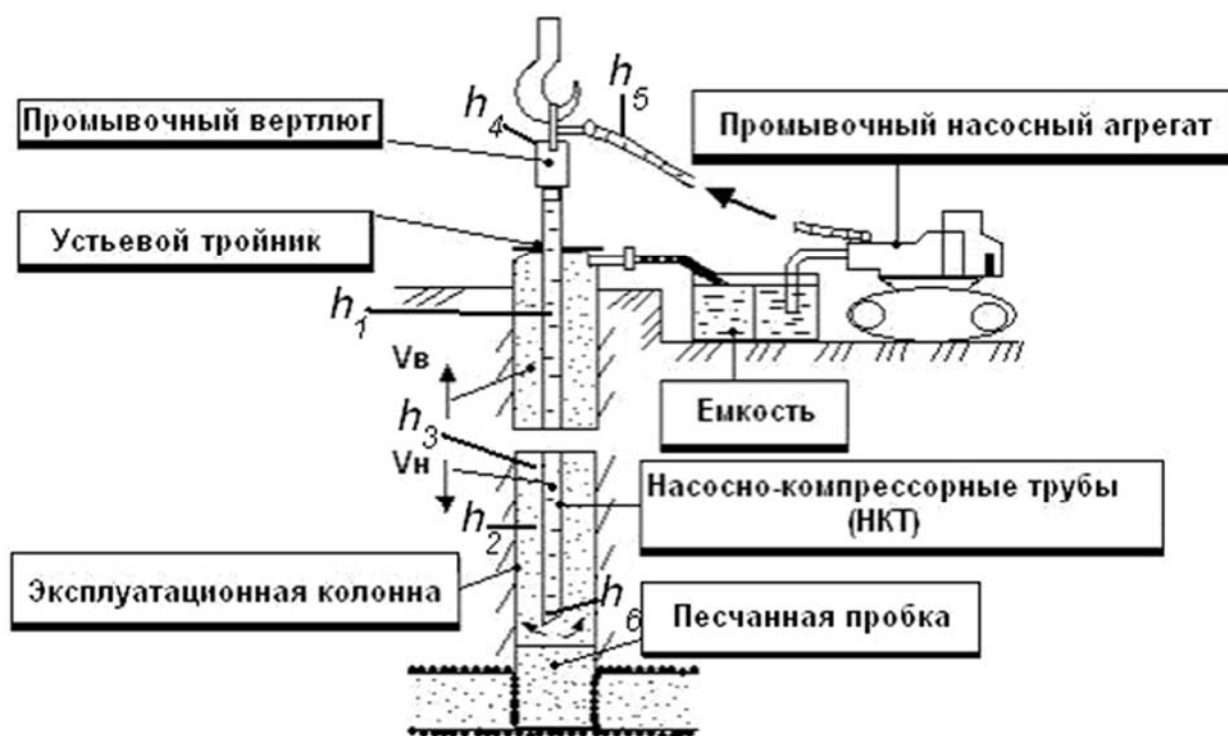


Рисунок 6.1 – Схема прямой промывки песчанной пробки

Прямая промывка – процесс удаления из скважины песка путем нагнетания промывочной жидкости внутрь спущенных НКТ и выноса размытой породы жидкостью через затрубное (кольцевое) пространство. Для повышения эффективности рыхления пробок на конец колонны НКТ иногда навинчивают различные приспособления – насадки.

Обратная промывка скважин от песчаных пробок – процесс удаления песка из скважин с нагнетанием промывочной жидкости в затрубное (кольце-

вое) пространство и направлением входящего потока жидкости через промывочные трубы.

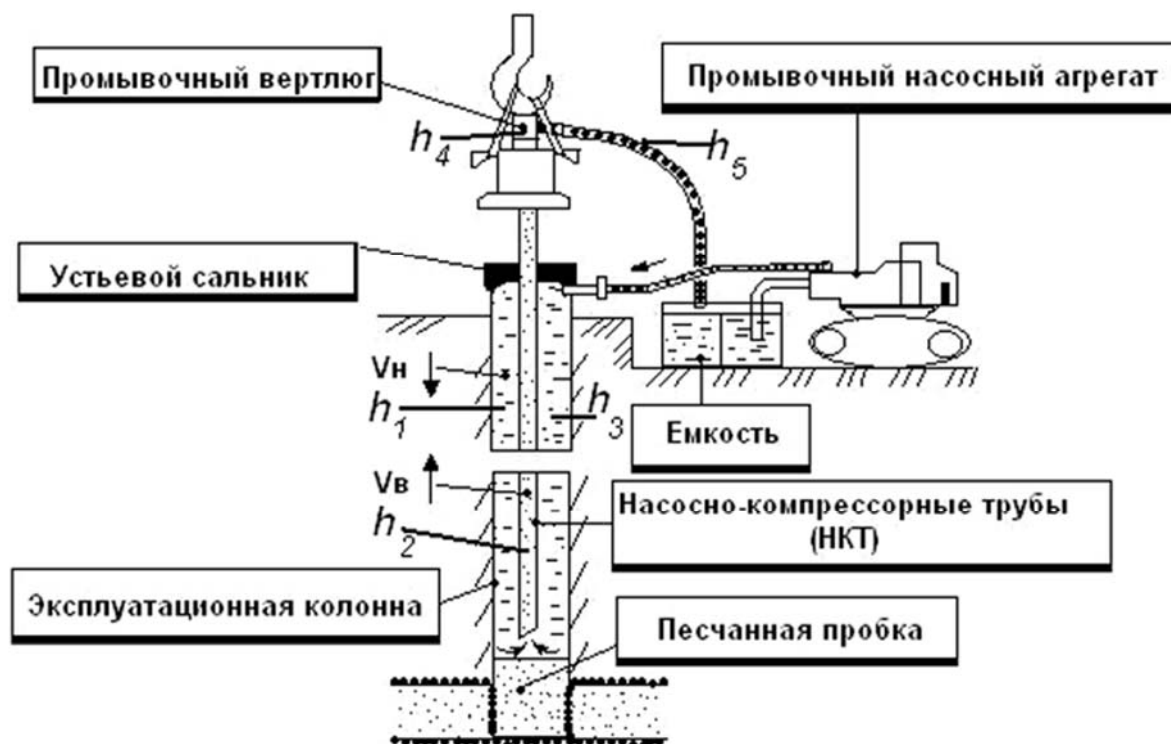


Рисунок 6.2 – Схема обратной промывки песчаной пробки

Расчет промывки ствола скважины состоит в определении *гидравлических потерь* напора в процессе движения жидкости. К потерям относятся потери напора в трубах, потери жидкости при движении в кольцевом пространстве, потери напора для уравнивания разности плотностей жидкости в промывочных трубах и в кольцевом пространстве, потери напора в шланге и вертлюге, потери в насадке.

Порядок расчета промывки

1 Выберите вариант задания по таблице 6.1, варьируя исходные данные.

Рассмотренные в алгоритме примеры приведены для условий, указанных в таблице 6.1.

2 Выберите насос для промывки скважины.

Необходимая подача (производительность) насоса Q может быть выбрана из следующих условий:

- минимальной подачи насоса $Q_{\min}$, т. к. считается, что минимальная производительность насоса обеспечивает скорость выноса частиц песка с забоя;
- размыва песка струей из насадка – скорость жидкости принимается не менее 50 м/с; это условие справедливо только для прямой промывки:

$$Q = V \cdot S, \quad (6.1)$$

где S – площадь насадка;

– скорости восходящего потока жидкости, которая должна превышать скорость падения частиц песка в жидкость, находящейся в покое.

Таблица 6.1 – Исходные данные для примера расчета гидравлической промывки скважины

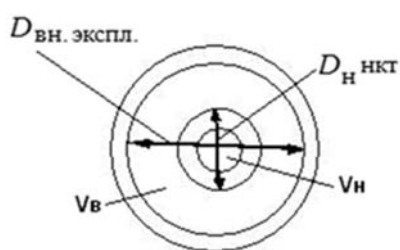
Показатель	Значение
Глубина скважины, м	2000
Диаметр песчинок, мм	0,3
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	140
Условный диаметр НКТ, мм	48
Плотность промывочной жидкости, кг/м ³	1000
Способ промывки	Прямой
Диаметр насадка, мм	10

Пример 1 – Выберите необходимую подачу насоса из условия минимальной подачи, необходимой для размыва. Примите для промывки скважины насос поршневой 9 ТМ и соответствующую ему минимальную подачу $Q_{\min} = 3,5$ л/с.

Рассчитайте скорости восходящего V_v , м/с, и нисходящего потоков V_n , м/с (рисунки 6.3 и 6.4).

$$V = \frac{Q}{S} . \quad (6.2)$$

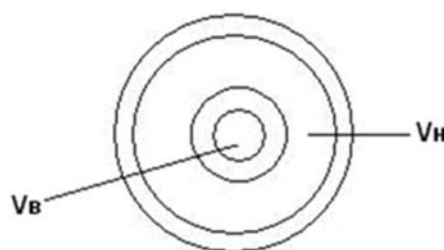
Площадь поперечного сечения S зависит от способа промывки.



$$V_n = Q / S_1 ; S_1 = \frac{\pi}{2} D_{\text{вн. нкт}}^2 ;$$

$$V_v = Q / S_2 ; S_2 = \frac{\pi}{4} (D_{\text{вн. экспл.}}^2 - D_{\text{н. нкт}}^2)$$

Рисунок 6.3 – Расчет скоростей восходящего и нисходящего потоков при прямой промывке



$$V_n = Q / S_1 ; S_1 = \frac{\pi}{4} (D_{\text{вн. экспл.}}^2 - D_{\text{н. нкт}}^2) ;$$

$$V_v = Q / S_2 ; S_2 = \frac{\pi}{4} (D_{\text{вн. нкт}}^2)$$

Рисунок 6.4 – Расчет скоростей восходящего и нисходящего потоков при обратной промывке

Пример 2 – Способ промывки – прямой (см. таблицу 6.1). При условном диаметре НКТ 48 мм внутренний диаметр НКТ – 40,3 мм, наружный диаметр

НКТ – 48,3 мм; при условном диаметре эксплуатационной колонны 140 мм ее внутренний диаметр – 124,3 мм.

Тогда скорость нисходящего потока

$$V_n = \frac{0,0035}{\frac{3,14}{4} 0,0403^2} = 2,69 \text{ м/с},$$

а скорость восходящего потока

$$V_{\text{в}} = \frac{0,0035}{\frac{3,14}{4} (0,124^2 - 0,0483^2)} = 0,35.$$

Рассчитаем скорость подъема песчинок V_n , м/с, по формуле

$$V_n = V_{\text{в}} - W, \quad (6.3)$$

где $V_{\text{в}}$ – скорость восходящего потока жидкости;

W – средняя скорость свободного падения песка в жидкость; определяется экспериментально в зависимости от диаметра частиц песка.

Пример 3 – При диаметре песчинок 0,3 мм средняя скорость свободного падения песка в жидкость W равна 3,12 см/с или 0,0312 м/с (см. таблицу 6.2). Скорость подъема песчинок (размытой породы) $V_n = 0,35 - 0,0312 = 0,32$ м/с.

Определите гидравлические потери при промывке (единица измерения – метр водного столба (м вод. ст.)).

Таблица 6.2 – Зависимость скорости падения песка в жидкость от диаметра этих частиц

Диаметр частиц песка, мм	0,3	0,25	0,2	0,1	0,01
W , см/с	3,12	2,53	1,95	0,65	0,007

Потери напора в промывочных трубах h_1 , м вод. ст., рассчитываются по формуле

$$h_1 = \lambda \frac{H}{D_{\text{вн}}} \frac{V_n^2}{2g} \rho_{\text{ж}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.4)$$

где H – длина промывочных труб (приблизительно принимаем равной глубине скважины), м;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр промывочных труб (НКТ), м;

V_n – скорость нисходящего потока жидкости в трубах, м/с;

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

λ – коэффициент гидравлического сопротивления (принимается по таблице 6.3 в зависимости от условного диаметра труб).

Таблица 6.3 – Коэффициенты гидравлического сопротивления

Условный диаметр труб, мм	48	60	73	89	114
Коэффициент гидравлического сопротивления λ для воды	0,040	0,037	0,035	0,034	0,032

Пример 4 – При условном диаметре НКТ 48 мм коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 0,040$.

Тогда

$$h_1 = 0,040 \frac{2000}{0,0403} \frac{2,69}{2 \cdot 9,81} 1000 \cdot 10^{-3} = 732 \text{ м вод. ст.}$$

Потери h_2 , м вод. ст., напора при движении жидкости с песком в кольцевом пространстве находятся по формуле

$$h_2 = \varphi \cdot \lambda \frac{H}{D_{\text{вн.экспл}} - D_{\text{н.нкт}}} \frac{V_{\text{в}}^2}{2g} \rho_{\text{жс}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.5)$$

где φ – коэффициент, учитывающий увеличение потерь вследствие содержания в жидкости песка, $\varphi = 1,12 \dots 1,2$;

$D_{\text{вн.экспл}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$D_{\text{н.нкт}}$ – наружный диаметр промывочных труб (НКТ), м.

Пример 5 – Примите для расчетов $\varphi = 1,15$.

Тогда

$$h_2 = 1,15 \cdot 0,040 \frac{2000}{0,124 - 0,0483} \frac{0,35}{2 \cdot 9,81} \cdot 1000^{-3} = 7,5 \text{ м вод. ст.}$$

При определении гидравлических сопротивлений h_1 и h_2 обратной промывки пользуются теми же формулами, но только формула (6.4) используется для восходящего потока, а формула (6.5) – для нисходящего.

Дополнительные потери h_3 , м вод. ст., связанные с разностью плотности жидкости в трубах и затрубном пространстве в связи с наличием песка в восходящем потоке определяются по формуле

$$h_3 = \frac{(1-m)F \cdot l \cdot \rho_{\text{жс}}}{f} \left(\frac{\rho_n}{\rho_{\text{жс}}} \left(1 - \frac{W}{V_{\text{в}}} \right) - 1 \right) \cdot 10^{-3}, \quad (6.6)$$

где m – объем пустот между частицами песка, занимаемый жидкостью, $m = 0,3 \dots 0,45$;

F – площадь сечения обсадной колонки, м²;

l – высота пробки, промываемой за один прием (6 или 12 м – данная величина принимается студентом самостоятельно);

f – площадь сечения кольцевого пространства, м²;

ρ_n – плотность песка (для кварцевого песка $\rho_n = 2650 \dots 2700$ кг/м³);

V_e – скорость восходящего потока жидкости, м/с;

W – средняя скорость свободного падения песка в жидкость (определяется в зависимости от диаметра частиц песка), м/с.

Пример 6 – Рассчитайте площадь сечения обсадной колонны (эксплуатационной колонны).

$$F = \pi \cdot R_{\text{вн.экспл.}}^2 = 3,14 \cdot \left(\frac{0,1243}{2} \right)^2 = 0,012 \text{ м}^2.$$

Площадь сечения кольцевого пространства f рассчитывается следующим образом:

$$f = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{вн.экспл.}}^2 - d_{\text{н.нкт}}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (0,124^2 - 0,0483^2) = 0,01 \text{ м}^2.$$

Примем $m = 0,35$, $l = 6$ м, $\rho_n = 2700$ кг/м³.

Тогда

$$h_3 = \frac{(1 - 0,35) \cdot 0,012 \cdot 6 \cdot 1000}{0,01} \cdot \left(\frac{2700}{1000} \left(1 - \frac{0,0312}{0,35} \right) - 1 \right) \cdot 10^{-3} = 6,83 \text{ м}.$$

Потери напора для вертлюга h_4 и шланга h_5 зависят от подачи жидкости; определяются по опытным данным и могут быть приняты по таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Потери напора от вертлюга и шланга

Расход Q , л/с	3	4	5	6	8	10	15	20
$h_4 + h_5$, м вод. ст.	4	8	12	17	29	50	110	200

Пример 7 – Так как подача жидкости $Q_{\min} = 3,5$ л/с, то принимаем потери напора для вертлюга и шланга $h_4 + h_5 = 6$ м вод. ст.

Потери напора в наконечнике (насадке) h_6 , м вод. ст., вычисляются по формуле

$$h_6 = \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot Q^2}{2 \cdot g \cdot \alpha_{\text{н}} f_y^2}, \quad (6.7)$$

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

Q – подача жидкости, м³/с;

$g = 9,81$ м/с²;

α_n – коэффициент расхода насадок, $\alpha_n = 0,9$;

f_y – площадь сечения насадка, м^2 .

При отсутствии насадка данные потери не рассчитываются.

Пример 8 – Рассчитайте площадь сечения насадка.

При диаметре наконечника $d_n = 0,01$ м, $f_n = \frac{\pi}{4} d_n^2 = \frac{3,14}{4} 0,01^2 = 0,000078 \text{ м}^2$

потери напора в наконечнике составят:

$$h_6 = \frac{1000 \cdot 0,0035}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9 \cdot 0,000078^2} \cdot 10^{-3} = 122,5 \text{ м вод. ст.}$$

Общие гидравлические потери $\sum_1^6 h$, м вод. ст., при промывке вычисляют по формуле

$$\sum_1^6 h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6. \quad (6.8)$$

Пример 9 – Рассчитайте суммарные гидравлические потери:

$$\sum_1^6 h = 732 + 7,5 + 6,83 + 6 + 122,5 = 874,83 \text{ м вод. ст.}$$

Время, необходимое для подъема размытой породы на поверхность, находим по формуле

$$T = \frac{H}{v_n}, \quad (6.9)$$

где v_n – скорость подъема размытой породы.

Пример 10 – Рассчитаем время, необходимое для подъема размытой породы:

$$T = \frac{2000}{0,32} = 6250 \text{ с} = 1,7 \text{ ч.}$$

По определенным $\sum_1^6 h$ и Q выберите насос. Если насос уже был выбран ранее, необходимо проверить соответствие расчетных характеристик рабочим характеристикам выбранного насоса.

При несоответствии может быть принято одно из решений:

- 1) принять другой насос;
- 2) откорректировать характеристики промывочной системы и сделать пересчет гидравлической системы, подобрать соответствующий насос.

Пример 11 – Полученные характеристики для выбранного ранее насоса:

$$\sum_1^6 h = 874,83 \text{ м вод. ст.} = 87,4 \text{ атм} = 8,7 \text{ МПа}, Q = 3,5 \text{ л/с.}$$

Выбранный насос поршневой 9 ТМ удовлетворяет условиям промывки.

Давление:

- минимальное – 7,5 МПа;
- максимальное – 32 МПа.

Выбор оборудования и инструмента для промывки скважины от песка.

Оборудование и инструмент выбирается по следующим параметрам:

- *подъемная установка* – по грузоподъемности;
- *промывочный насос* – по давлению и подаче;
- *ключи* для свинчивания-развинчивания НКТ (ручные и механические) –

по грузоподъемности и условному диаметру НКТ;

- *вертлюг* – по грузоподъемности и условному диаметру НКТ;
- *элеватор* – по грузоподъемности и условному диаметру НКТ.

Грузоподъемность G_0 определяется следующим образом:

$$G_0 = H(m_{тр} + m_{ув.на.муфт})K_{np},$$

где H – глубина скважины;

$m_{тр}$ – масса 1 м трубы, кг;

$m_{ув.на.муфт}$ – увеличение массы колонны трубы на муфту, кг;

K_{np} – прочностной коэффициент, $K_{np} = 1,5$.

Так как подвешиваемая колонна НКТ в процессе промывки находится в жидкости, то необходимо уточнить грузоподъемность.

Грузоподъемность в жидкости определяется по формуле

$$G = G_0 \left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_0} \right),$$

где G – вес тела в жидкости;

G_0 – вес тела в воздухе;

γ_0 – удельный вес материала тела (для стальных труб $\gamma_0 = 7,85 \text{ г/см}^3$);

γ – удельный вес жидкости, $\gamma = 1 \text{ г/см}^3$.

Пример 12 – При условном диаметре НКТ 48 мм вес 1 м трубы составляет 4,4 кг. Учитывая увеличение массы трубы на муфту – 0,4 кг, определим грузоподъемность колонны труб в воздухе:

$$G_0 = 2000(4,4 + 0,4) \cdot 1,5 = 14400 \text{ кг.}$$

Уточним полученную грузоподъемность:

$$G = 14,4 \left(1 - \frac{1}{7,85} \right) = 12,57 \text{ т.}$$

Таким образом, для рассчитанной системы промывки можно принять оборудование, представленное в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Оборудование, выбранное для ликвидации песчаной пробки промывкой

Оборудование	Тип	Краткая техническая характеристика
Насос	Насос поршневой 9 ТМ (в составе УНБ-160-32)	Давление: минимальное – 7,5 МПа максимальное – 32 МПа Подача: минимальная – 3,5 л/с максимальная – 15,6 л/с
Подъемная установка	АПРС-32	Допускаемая нагрузка на крюке – 32 т
Ключи	АПР-2ВБ	Максимальная грузоподъемность – 80 т Условный диаметр трубы – 48 мм
Вертлюг	ВП50-160	Грузоподъемность – 50 т Диаметр ствола – 73 мм Давление рабочее – 16 МПа
Элеватор	ЭХЛ-60-15	Грузоподъемность – 15 т Условный диаметр трубы – 60 мм

Задание

Составьте отчет по теме «Ликвидация песчаной пробки в нефтяной скважине».

Вопросы для самопроверки

- 1 Сформулируйте достоинства и недостатки прямой и обратной промывки.
- 2 Подъемные установки для ремонта скважин.
- 3 Оборудование и инструменты для спуско-подъемных операций.

7 Практическая работа № 7. Гидравлический разрыв пласта в скважине

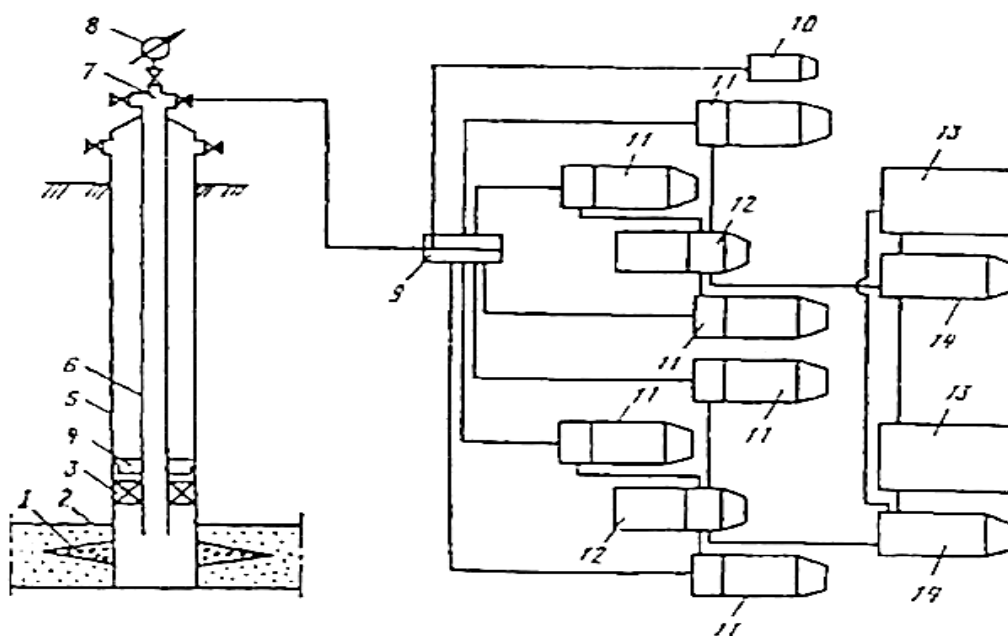
Цель работы: изучение технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) и выбор оборудования для его проведения.

Теоретическая часть

Применение гидравлического разрыва пласта дает наибольший эффект при низкой проницаемости пласта и призабойной зоны и позволяет увеличить дебит нефтяных скважин в 2–3 раза.

Процесс ГРП заключается в формировании новых и расширении существующих в пласте трещин под действием давления нагнетаемой в пласт жидкости. Для того чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них вводят расклинивающий агент, в качестве которого часто используется пропант (керамические шарики), отсортированный кварцевый песок фракций 0,4...1,7 мм, стеклянные шарики и др.

Технология ГРП включает: промывку скважины; спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце; обвязку и опрессовку на 1,5-кратное рабочее давление устья и наземного оборудования; определение приемистости скважин закачкой жидкости; закачку в пласт жидкости-разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости; демонтаж оборудования и пуск скважины в работу (рисунок 7.1).



1 – трещина разрыва; 2 – продуктивный пласт; 3 – пакер; 4 – якорь; 5 – обсадная колонна; 6 – насосно-компрессорные трубы; 7 – арматура устья; 8 – манометр; 9 – блок манифольдов; 10 – станция контроля и управления процессом; 11 – насосные агрегаты; 12 – пескосмесители; 13 – ёмкости с песком

Рисунок 7.1 – Технологическая схема гидравлического разрыва пласта

Порядок расчета

Выберите вариант задания по таблице 7.1 на основании технологической схемы (см. рисунок 7.1).

Рассмотренные в подразделе примеры приведены для следующих условий (см. таблицу 7.1).

Таблица 7.1 – Исходные данные для примера расчета гидравлического разрыва пласта

Показатель	Значение
Толщина пласта h , м	5
Количество жидкости разрыва Q , м ³	5
Количество песка Q_n , т	5
Концентрация песка в жидкости носителя C_n , кг/м ³	40
Глубина скважины H , м	2000
Диаметр эксплуатационной колонны (условный) $D_{\text{усл. экпл.}}$, мм	146
Диаметр НКТ (условный) $D_{\text{усл. НКТ}}$, мм	73
<i>Примечание</i> – Принимаемые величины: $W_{\text{вер.}} \approx 1...2$ см; $W_{\text{гор.}} \approx 1...2$ см; $R_T \approx 50...80$ м и более. Вязкость $\mu_{\text{ж}}$ и плотность $\rho_{\text{ж}}$ жидкости, используемой в качестве песконосителя, принимается самостоятельно из таблиц 7.2 и 7.3	

Таблица 7.2 – Вязкость жидкостей, используемых для ГРП

Жидкость	Вязкость, мПа·с	Примечание
Вода	1	–
Водный раствор ССБ	1...1500	Чаще применяются растворы ССБ вязкостью 250...800 мПа·с
Нефтемазутные смеси	От единиц до нескольких тысяч мПа·с	–

Таблица 7.3 – Плотности жидкостей, используемых в качестве песконосителя

Жидкость	Плотность жидкости, кг/м ³
Вода	1000
Мазут	890...1000
Нефть	780...1000
Керосин	800...850

Определим минимальный расход закачки жидкости Q_{min} , м³/с.

Технологические показатели ГРП рассчитываются для условий образования вертикальных и горизонтальных трещин при закачке жидкости.

В качестве жидкостей разрыва и песконосителей используются нефть, вода, сульфит-спиртовая барда (ССБ), растворы полимеров, нефтеводяные и нефтекислотные и др.

Жидкость-песконоситель должна быть достаточно вязкой, чтобы скорость оседания расклинивающего материала не была значительной, и обладать, по возможности, минимальной фильтруемостью, чтобы транспортировать этот материал вглубь трещины. Однако при выборе жидкости необходимо учитывать, что с увеличением вязкости возрастают потери напора.

Минимальный расход закачки жидкости разрыва может быть оценен при образовании вертикальной ($Q_{вер}$, л/с) и горизонтальной ($Q_{гор}$, л/с) трещины соответственно по эмпирическим формулам

$$Q_{вер} \geq \frac{h \cdot W_{вер}}{5 \cdot \mu_{жс}}; \quad (7.1)$$

$$Q_{гор} \geq \frac{\pi \cdot R_T \cdot W_{гор}}{10 \cdot \mu_{жс}}, \quad (7.2)$$

где h – толщина пласта, см;

$W_{вер}$, $W_{гор}$ – ширина вертикальной и горизонтальной трещины, см;

$\mu_{жс}$ – вязкость жидкости разрыва, мПа·с;

R_T – радиус горизонтальной трещины, см.

Тип жидкости разрыва и ее вязкость $\mu_{жс}$ принимается самостоятельно.

Расчет расхода для разрыва пласта. Принимаем для расчетов ширину вертикальной и горизонтальной трещины равными $W_{вер} = 1$ см, $W_{гор} = 1$ см соответственно, радиус горизонтальной трещины $R_T = 70$ м. В качестве жидкости разрыва будем использовать водный раствор ССБ с вязкостью $\mu_{жс} = 500$ мПа·с.

Рассчитаем минимальный расход закачки жидкости разрыва при образовании вертикальной трещины:

$$Q_{вер} = \frac{500 \cdot 1}{5 \cdot 500} = 0,2 \text{ л/с} = 0,0002 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рассчитаем минимальный расход закачки жидкости разрыва при образовании горизонтальной трещины:

$$Q_{гор} = \frac{3,14 \cdot 5000}{10 \cdot 500} = 3,14 \text{ л/с} = 0,00314 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определим давление нагнетания на устье скважины P_y :

$$P_y = P_{зрп} + \Delta P_{тр} - P_{пл}, \quad (7.3)$$

где $P_{зрп}$ – забойное давление разрыва пласта;

$\Delta P_{тр}$ – давление на трение в трубах;

$P_{пл}$ – пластовое давление.

Определим забойное давление разрыва пласта $P_{зрп}$.

$P_{зрп}$ устанавливают по опыту или оценивают по формуле

$$P_{зрп} = P_z + \sigma_{пород}, \quad (7.4)$$

где $\sigma_{пород}$ – прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия, $\sigma_{пород} = 1,5...3$ МПа;

P_z – горное давление, Па.

$$P_z = H \cdot \rho_n \cdot g, \quad (7.5)$$

где H – глубина залегания пласта, м;

ρ_n – средняя плотность вышележащих горных пород, $\rho_n = 2200...2600$ кг/м³ (в среднем 2300 кг/м³);

g – ускорение свободного падения.

При глубине скважин $H > 1000...1200$ м можно определить $P_{зрп} = (0,75...0,8)P_{пл}$ по данным статистического анализа.

Расчет давления для разрыва пласта $P_{зрп}$. Для расчетов принимаем среднюю плотность вышележащих горных пород $\rho_n = 2500$ кг/м³, прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия $\sigma_{пород} = 2$ МПа, глубину скважины $H = 2000$ м.

$$P_z = 2000 \cdot 2500 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 49 \text{ МПа.}$$

$$P_{зрп} = 49 + 2 = 51 \text{ МПа.}$$

Определим пластовое давление $P_{пл}$.

В приближенных расчётах пластовое давление можно принять равным гидростатическому давлению столба жидкости в скважине, т. е. $P_{пл} = P_c$ (где P_c – гидростатическое давление столба жидкости в скважине, МПа).

Расчет параметров потока жидкости. Для глубины скважины $H = 2000$ м пластовое давление $P_{пл}$ можно принять равным гидростатическому давлению столба жидкости $P_{пл} = P_c = 20$ МПа.

Определим давление на трение в трубах $\Delta P_{тр}$.

Давление на трение в трубах $\Delta P_{тр}$ определяется по формуле Дарси – Вейсбаха (при необходимости с учётом увеличения потерь давления за счёт наличия в жидкости песка):

$$\Delta P_{тр} = \lambda \frac{H}{D_{вн}} \frac{v_n^2}{2g} \rho_{ж.н}. \quad (7.6)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений λ рассчитывается для жидкостей (нефти, керосина, мазута) по следующей формуле (может быть также принят из таблицы 6.3 для жидкости на водной основе):

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (7.7)$$

где Re – число Рейнольдса – безразмерная величина, характеризующая соотношение между силами вязкости и силами инерции в потоке;

$$Re = \frac{4Q \cdot \rho_{ж.п}}{\pi \cdot D_{вн.нкт} \cdot \mu_{ж.п}}; \quad (7.8)$$

Q – темп закачки (расход жидкости), м³/с;

$D_{вн.нкт}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

При $Re > 400$ принимают $\Delta P_{тр}$, увеличенное в 1,5 раза.

Вязкость жидкости-песконосителя $\mu_{ж.п}$, МПа·с, определяется на основе вязкости жидкости $\mu_{ж}$ (см. таблицу 7.2), используемой в качестве песконосителя:

$$\mu_{ж.п} = \mu_{ж} \cdot e^{(3,18 \cdot \beta_n)}, \quad (7.9)$$

где β_n – объёмная концентрация песка в смеси, кг/м³.

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_{песка}}{C_n / \rho_{песка} + 1}, \quad (7.10)$$

где C_n – концентрация песка в 1 м³ жидкости (для вязкой жидкости $C_n = 180 \dots 400$ кг/м³; для воды $C_n = 40 \dots 50$ кг/м³);

$\rho_{песка}$ – плотность песка, в среднем $\rho_{песка} = 2500$ кг/м³.

$$\rho_{ж.п} = \rho_{ж} (1 - \beta_n) + \rho_{песка} \cdot \beta_n, \quad (7.11)$$

где $\rho_{ж.п}$ – плотность жидкости-песконосителя, кг/м³;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³.

Скорость потока жидкости в НКТ рассчитывается по формуле

$$V_n = \frac{Q}{S}, \quad (7.12)$$

где Q – расход жидкости, м³/с;

S – площадь сечения НКТ, м².

Определим давление на трение в трубах $\Delta P_{тр}$.

Глубина скважины $H = 2000$ м. Условный диаметр НКТ равен 73 мм, внутренний диаметр НКТ – 62 мм. Ранее мы приняли для разрыва водный раствор ССБ, поэтому плотность жидкости $\rho_{ж} = 1000$ кг/м³. Концентрация песка в жидкости-песконосителе $C_n = 40$ кг/м³. Плотность песка $\rho_{песка} = 2500$ кг/м³. Коэффициент гидравлических сопротивлений λ примем из таблицы 6.3 (при условном диаметре НКТ 73 мм $\lambda = 0,035$).

Тогда

$$\beta_n = \frac{40 / 2500}{40 / 2500 + 1} = 0,015;$$

$$\rho_{ж.п} = 1000(1 - 0,015) + 2500 \cdot 0,015 = 1022,5 \text{ кг/м}^3;$$

$$V_n = \frac{0,00314}{0,003} = 1,05 \text{ м/с},$$

Т. к.

$$S = \pi \cdot r_{вн.нкт}^2 \text{ и } S = 3,14 \left(\frac{0,062}{2} \right)^2 = 0,003 \text{ м}^2;$$

$$\Delta P_{тр} = 0,035 \frac{2000}{0,062} \cdot \frac{1,05^2}{2 \cdot 9,81} 1022,5 \cdot 10^{-3} = 0,64 \text{ МПа}.$$

Для расчетов принимают большее из значений расхода жидкости (см. формулы (7.1) и (7.2)).

Увеличение $V_n > 2,5$ м/с может привести к значительному увеличению $\Delta P_{тр}$ и увеличению устьевого давления P_y , которое не может быть обеспечено существующими насосами. В этом случае можно принять НКТ большего диаметра (следовательно, уменьшится V_n), либо уменьшить расход закачиваемой жидкости (увеличив вязкость жидкости разрыва).

Давление на устье скважины $P_y = P_{гpn} + \Delta P_{тр} - P_{пл}$.

Устьевого давления определяется по формуле

$$P_y = 51 + 0,64 - 20 = 31,64 \text{ МПа}.$$

Выберите по принятым P_y и Q насосный агрегат.

Определение количества насосных агрегатов. Для целей ГРП, а также для рассчитанных значений устьевого давления и расхода жидкости, применим установку насосную 4АН-700 (наибольшая идеальная подача – 22 л/с; наибольшее давление – 70 МПа).

Определим количество насосных агрегатов, необходимых для проведения ГРП, по формуле

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_p \cdot Q_p \cdot K_{mc}} + 1, \quad (7.13)$$

где P_p – рабочее давление агрегата, МПа,

P_y – давление нагнетания на устье, МПа;

Q – рассчитанный расход жидкости, м³/с;

Q_p – подача агрегата при данном P_p , м³/с;

K_{mc} – коэффициент технического состояния агрегата, $K_{mc} = 0,5 \dots 0,8$.

Слагаемое «1» в формуле (7.13) означает дополнительный резервный агрегат.

Рабочие характеристики насосной установки P_p и Q_p выбираются таким образом, чтобы максимально соответствовали расчетным значениям.

Рассчитаем количество насосных агрегатов, необходимых для ГРП.

$$N = \frac{31,64 + 3,14}{36,5 \cdot 12,3 \cdot 0,5} + 1 = 1,44 \approx 2 \text{ агрегата.}$$

Выберем пакер и якорь для ГРП.

Пакер и якорь – оборудование, предназначенное для разобщения отдельных участков ствола скважины для предотвращения повреждения эксплуатационной колонны.

Пакер и якорь выбираются из условий диаметра пакера и внутреннего диаметра обсадной колонны (зазор принимается 3...7 мм) и перепада давления (разность давлений выше и ниже пакера, т. е. $\Delta P = P_{гpn} - P_c$).

Пакер и якорь могут применяться как отдельные виды оборудования, так и единым комплексом, называемым «пакер-якорь».

Из таблицы 7.1 условный диаметр эксплуатационной колонны равен 146 мм (примем толщину стенки 7 мм, тогда внутренний диаметр трубы будет 132,1 мм).

$P_{гpn} = 51$ МПа; $P_c = 20$ МПа. Разность давлений выше и ниже пакера (рисунок 7.2) $\Delta P = 51 - 20 = 31$ МПа.

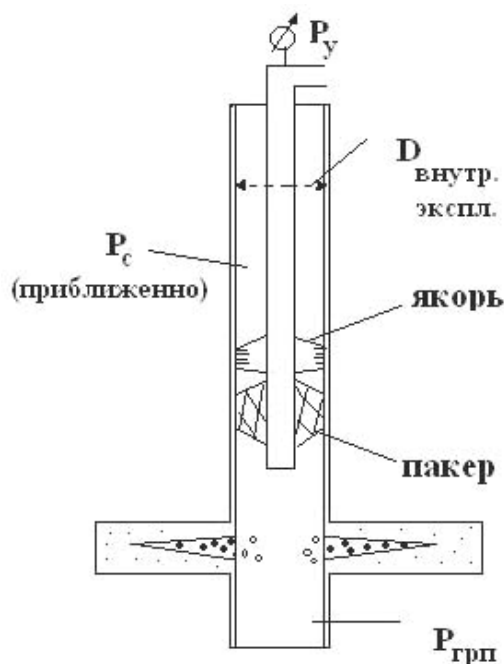


Рисунок 7.2 – Схема размещения пакер-якоря в скважине

Определим наружный диаметр пакер-якоря: $\varnothing_{\text{пакера-якоря}} = 132,1 - 7,1 = 122,1$ мм.

Таким образом, необходимо выбрать пакер и якорь (либо пакер-якорь) на рабочее давление 31 МПа и диаметром 127,1 мм. Этим параметрам соответствует модель пакер-якоря **2ПД-ЯГ-122-500** (наружный диаметр пакера – 122 мм, рабочее давление – 50 МПа).

Выберите другое оборудование для ГРП, включающее пескосмесительные установки, блок манифольда, арматуру устья, автоцистерны, исходя из перечня необходимого оборудования, технологической схемы (см. рисунок 7.1) и параметров (емкость, давление и др.).

Общая продолжительность процесса ГРП вычисляется по формуле

$$t = \frac{V_p + V_{ж.н} + V_{np}}{Q_{cp}}, \quad (7.14)$$

где V_p – количество жидкости разрыва, м³;

$V_{ж.н}$ – объем жидкости песконосителя, $V_{ж.н} = Q_n / C_n$;

Q_n – количество закачиваемого песка на один гидроразрыв, $Q_n \approx 8 \dots 10$ т;

V_{np} – объем продавочной жидкости, $V_{np} = 0,758 \cdot D_{вн.нкт}^2 \cdot H$;

$D_{вн.нкт}$ – внутренний диаметр НКТ;

H – глубина скважины.

Расчет продолжительности процесса ГРП в часах.

Предварительно рассчитаем:

– объем жидкости-песконосителя

$$V_{ж.н} = \frac{5000}{40} = 125 \text{ м}^3;$$

– объем продавочной жидкости

$$V_n = 0,785 \cdot (0,062)^2 \cdot 2000 = 6 \text{ м}^3;$$

– продолжительность процесса

$$t = \frac{5 + 125 + 6}{0,00314} = 43312 \text{ с} = 12 \text{ ч.}$$

Задание

Составьте отчет по теме «Гидравлический разрыв пласта в скважине».

Вопросы для самопроверки

- 1 Укажите цели проведения ГРП.
- 2 Назовите основные требования к жидкости разрыва.
- 3 Укажите назначение пакера.

8 Практическая работа № 8. Насосы и компрессоры в нефтедобыче

Цель работы: изучение принципов работы, конструкций и области применения насосов и компрессоров.

Преподаватель дает представление студентам об основных типах насосов и компрессоров. Рассматривается принципиальная гидродинамическая характеристика насоса и характеристика внешней сети. Теоретический материал представлен в [2].

Демонстрируется оборудование и его элементы:

- 1) компрессор поршневой (https://youtube/UzHr08eBF_E);
- 2) вентиляторы осевой и центробежный (<https://youtube/y3JE41gpeZ4>);
- 3) насос центробежный УЦН (<https://youtube/9Amdd-qVxZU>);
- 4) насос плунжерный (<https://youtube/0S3c0jHFDOM>);
- 5) насос струйный (<https://youtube/IvcUKqRrWyw>);
- 6) насос шестеренный (<https://youtube/fbxZy kzZAlk>);
- 7) штанговая насосная скважинная установка (<https://youtube/kd8hlYtF2Hw>).

Вопросы для самопроверки

- 1 Укажите принцип работы центробежных насосов.
- 2 Приведите характеристику объемных насосов.
- 3 Охарактеризуйте работу турбомашины на внешнюю сеть.

Список литературы

- 1 **Крец, В. Г.** Основы нефтегазового дела : учеб. пособие / В. Г. Крец, А. В. Шадрин. – 2-е изд., перераб. и доп. – Томск: Том. политехн. ун-т, 2016. – 200 с.
- 2 **Ладенко, А. А.** Нефтегазопромысловое оборудование : учеб. пособие / А. А. Ладенко, М. М. Якутович. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 236 с.