

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Верисокин Александр Евгеньевич
Должность: И.о. директора института наук о земле
Дата подписания: 25.05.2026 19:21:42
Уникальный программный ключ:
bba78f4c385ebf765cda3fef3917df7dfef1e004

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

Методические указания

для практических занятий

**ПМ.03 ВЕДЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ТЕКУЩЕГО
(ПОДЗЕМНОГО) И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН**

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения		очная

Ставрополь

Пояснительная записка

Методические указания по организации и проведению практических занятий составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой профессионального модуля «ПМ.03 Ведение технологического процесса текущего (подземного) и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин».

Целью выполнения практических занятий является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ПМ.03 Ведение технологического процесса текущего (подземного) и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

Процесс изучения профессионального модуля «ПМ.03 Ведение технологического процесса текущего (подземного) и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» направлен на формирование элементов следующих общих компетенций в соответствии с ФГОС СПО:

ОК 01.Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности применительно к различным контекстам

ОК 02.Использовать современные средства поиска, анализа и интерпретации информации, и информационные технологии для выполнения задач профессиональной деятельности

ОК 03.Планировать и реализовывать собственное профессиональное и личностное развитие, предпринимательскую деятельность в профессиональной сфере, использовать знания по правовой и финансовой грамотности в различных жизненных ситуациях

ОК 04.Эффективно взаимодействовать и работать в коллективе и команде

ОК 05.Осуществлять устную и письменную коммуникацию на государственном языке Российской Федерации с учетом особенностей социального и культурного контекста

ОК 07.Содействовать сохранению окружающей среды, ресурсосбережению, применять знания об изменении климата, принципы бережливого производства, эффективно действовать в чрезвычайных ситуациях

ОК 09.Пользоваться профессиональной документацией на государственном и иностранном языках

ПК 3.1. Проводить контроль подготовительных работ перед проведением текущего (подземного) и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин

ПК 3.2. Обеспечивать и контролировать проведение работ по текущему (подземного) и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин

ПК 3.3. Ликвидировать осложнения и аварии в процессе текущего (подземного) и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин

Практическое занятие 1

Тема 1.1 Подземный ремонт скважин

1. Виды работ по текущему ремонту скважин

Единицами ремонтных работ различного назначения являются:

- капитальный ремонт скважины;
- текущий ремонт скважины;
- скважино-операция по повышению нефтеотдачи пластов.

Текущим ремонтом скважин (ТРС) называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважины, а также по очистке подъемной колонны и забоя от парафиносмолистых отложений, солей и песчаных пробок бригадой ТРС.

Скважино-операцией ремонтных работ по повышению нефтеотдачи пластов является комплекс работ в скважине по введению в пласт агентов, инициирующих протекание в недрах пласта физических, химических или биохимических процессов, направленных на повышение коэффициента конечного нефтевытеснения на данном участке залежи.

Ремонтные работы в скважинах в отрасли проводятся тремя основными способами доставки к заданной зоне ствола инструмента, технологических материалов (реагентов) или приборов:

- с помощью специально спускаемой колонны труб;
- путем закачивания по НКТ или межтрубному пространству;
- на кабеле или на канате.

Цель ремонтно-профилактических мероприятий — устранение различных нарушений в режиме эксплуатации скважин и подземного оборудования, очистка от песка, гидратных отложений и продуктов коррозии, восстановление и повышение добывных возможностей скважин.

От качества и своевременного проведения профилактических мероприятий и текущего ремонта во многом зависит продолжительность эксплуатации скважин на запланированном технологическом режиме и межремонтного периода работы скважин.

Цель текущего ремонта — устранение различных неполадок и нарушений в режиме эксплуатации скважин и подземного оборудования, а также проведение работ по подготовке к опробованию и освоению новых скважин, полученных после бурения и капитального ремонта.

Большую группу вопросов в капитальном ремонте вызывают сложные по исполнению ремонтно-изоляционные работы — одно из основных средств реализации проектов разработки месторождения по обеспечению оптимальных условий работы продуктивного пласта, достижения максимальной выработки (извлечения) запасов углеводородного сырья, решения задач по охране недр и окружающей среды. К ним относятся: изоляция пластовых и посторонних вод, отключение пластов и отдельных обводненных интервалов пласта, исправление негерметичности цементного кольца и исправление дефектов эксплуатационной колонны (восстановление ее целостности).

Все работы по текущему ремонту скважин независимо от способа добычи нефти связаны со спуском и подъемом подземного оборудования (трубы, штанги, их узлы и т.д.), а также инструментов и приспособлений. Поэтому к основным при текущем ремонте относят работы по СПО (спускоподъемным операциям), монтажу и разборке устьевого оборудования.

Планово-предупредительный - текущий ремонт скважин, запланированный заранее, предусмотренный месячными и декадными графиками.

Восстановительный - текущий ремонт, вызванный непредвиденным резким ухудшением установленного режима работы скважины или внезапной остановки по различным причинам. Межремонтным периодом работы скважины (МРП) называют продолжительность эксплуатации скважины в сутках от предыдущего ремонта до следующего.

Виды текущего ремонта скважин:

ТР1 - Оснащение скважин скважинным оборудованием при вводе в эксплуатацию (из бурения, освоения, бездействия, консервации)

ТР2 - Перевод скважин на другой способ эксплуатации

ТР3 - Оптимизация режима эксплуатации

ТР4 - Ремонт скважин, оборудованных ШГН

ТР5 - Ремонт скважин, оборудованных ЭЦН

ТР6 - Ремонт фонтанных скважин

ТР7 - Ремонт газлифтных скважин

ТР8 - Ревизия и смена оборудования артезианских и поглощающих скважин

ТР9 - Очистка и промывка забоя

ТР10 - Опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования

ТР11 - Прочие виды работ

От качества и своевременного проведения текущего ремонта во многом зависит продолжительность работы скважины на заданном технологическом режиме.

Вопросы и задания:

1. Единицы ремонтных работ различного назначения
2. Понятие текущего ремонта скважин
3. Виды текущего ремонта скважин
4. Оборудование и инструменты, применяемые при ремонте

2. Технологические операции при ремонте скважин. Зарезка второго ствола

Если по каким-либо техническим причинам не удаётся восстановить ствол скважины, забуривают второй ствол. Накопленный опыт показал, что зарезку и бурение второго ствола можно производить практически во всех скважинах и при любых горно-геологических условиях.

Метод зарезки и бурения второго ствола заключается в следующем:

- обследуется техническое состояние колонны;
- выбирается метод и инструмент для вырезки «окна»;
- устанавливается цементный мост на требуемой глубине;
- вскрывается «окно» в колонне;
- забурируется второй ствол до заданной глубины;
- проводится комплекс геофизических исследований по стволу скважины;
- производится спуск «хвостовика». При необходимости производят

цементирование, опрессовку и перфорацию «хвостовика».

ЗАДАЧА. Определить длину "окна", вскрываемого комбинированным райбером в эксплуатационной колонне. В скважину спущен желобообразный отклонитель с углом скоса клина α . Рабочие характеристики райбера и размеры обсадной колонны приведены в таблице 3.1.

Исходные данные:

диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк} = 168$ мм; наибольший диаметр райбера 142 мм, наименьший – 50 мм, длина – 420 мм в таблице 3.2.

Таблица 3.1. – Технические характеристики райберов

Наименование	Условный диаметр колонны, мм
--------------	------------------------------

	168	219	273
Наибольший диаметр, d ₁ , мм	142	193	245
Наименьший диаметр, d ₂ , мм	50	60	80
Рабочая длина райбера, h, мм	420	440	520
Толщина стенки обсадной колонны, мм	7, 8, 9, 10		

1. Длина «окна» определяется по формуле:

$$L = D_{\text{вн}} \operatorname{ctg} \alpha - \frac{d_1 - d_2}{2 \sin \alpha} + \frac{h}{2}, \quad (3.1)$$

где D_{вн} – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм;

α – угол скоса клина в градусах;

d₁, d₂ – наибольший и наименьший диаметры райбера соответственно, мм;

h – рабочая длина райбера, мм.

Пример решения: $L = 150 \cdot 22,9 - \frac{142 - 50}{2 \cdot 0,0436} + \frac{420}{2} = 2590 \text{ мм}$

Таблица 3.2 – Варианты для расчёта задачи

N П/ п	Наименование параметров																				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Угол скоса клина	2°10'	2°20'	2°30'	2°40'	2°50'	2°00'	3°50'	3°40'	3°30'	3°20'	3°10'	2°30'	1°50'	2°20'	2°50'	3°30'	3°10'	2°30'	2°00'	3°50'
2	Условный диаметр колонны D, мм	168	219	273	168	219	273	168	219	273	219	273	168	168	273	273	219	219	168	219	273
3	Толщина стенки обсадной колонны S, мм	8	10	7	9	7	8	9	10	9	8	7	8	7	10	9	8	7	10	8	7

Вопросы и задания:

1. Метод зарезки второго ствола
2. Назначение райберов
3. Определение длины "окна", вскрываемого комбинированным райбером в эксплуатационной колонне
4. Понятие «уипсток»

3. Исправление дефектов в колонне

К дефектам, которые можно устранить, относятся смятие и слом обсадной колонны. Величина смятия колонны может быть различной, и оценивается она по изменению внутреннего диаметра колонны.

Если смятия по длине равны одному-двум наружным диаметрам обсадной колонны и в результате внутренний диаметр сузился до 0,85 номинальной величины, то такие смятия считаются *небольшими или незначительными*.

Смятия считаются *значительными*, если они по длине равны трем — двадцати диаметрам (и более) обсадных труб и вызывают сужение их внутреннего диаметра до 0,8 и менее его номинальной величины. В зависимости от величины смятия применяют тот или иной вид инструментов.

Перед началом работ по исправлению дефекта колонны необходимо установить причины смятия и в дальнейшем предусмотреть проведение мероприятий, устраняющих их (укрепление стенок скважины с помощью спуска дополнительной колонны или спуска колонны «летучки»). Смятия в обсадных колоннах после обследования и установления места и степени дефекта исправляются с таким расчетом, чтобы спускаемые впоследствии в скважину инструменты проходили свободно. Исправление места смятия в колонне производят справочными долотами, грушевидными и колонными конусными фрезерами. Исправление начинают инструментом, диаметр которого на 4—5 мм больше минимального диаметра проходной части в смятой части колонны.

После спуска инструмента до необходимой глубины начинают вращать его ротором, одновременно при этом скважину промывают. Частота вращения ротора изменяется от 40 до 80 об/мин. Проработав первым справочным долотом смятый участок обсадной колонны, инструмент поднимают и заменяют справочное долото на другое, имеющее диаметр на 5 мм больше, чем предыдущее. (По мере расширения места смятия, используют одно за другим справочные долота с увеличением диаметра на 5 мм.)



Работа с очередными долотами производится так же, как и с первым.

Так, для исправления смятий в обсадной колонне диаметром 168 мм используют набор справочных долот с наружными диаметрами 120, 125, 130, 135, 140 и 145 мм.

Если при больших смятиях обсадных колонн длительная работа оправками и справочными долотами не приводит к положительным результатам и место смятия протирается, то смятое место фрезеруют грушевидными или колонными фрезерами.

Грушевидный фрезер спускают поочередно и поразмерно так, чтобы образовался проход для пропуска шаблона под номинальный диаметр обсадной колонны. Образовавшийся дефект необходимо зацементировать от возможного проникновения посторонних вод и осыпания породы. Если после ликвидации смятия изолировать дефект путем цементации не удастся, то в скважину спускают дополнительную обсадную колонну. Если же по каким-либо техническим причинам спустить дополнительную колонну невозможно, скважину возвращают на горизонт, расположенный выше дефекта, илирезают и бурят второй ствол.

Печати конусные

Назначение:

Печать конусная предназначена для определения положения инструмента или оборудования в колонне труб, а также определения дефектов колонны.

Конструкция:

Печать представляет из себя корпус, залитый свинцом. Для предотвращения отделения и поворота свинца на корпусе предусмотрены кольцевые выступы с пазами.

Задача

В скважину, имеющую эксплуатационную колонну диаметром 168 мм, для установления места дефекта спустили конусную печать диаметром 140 мм. При её спуске с глубины $l_1=1128$ до $l_2=1130,5$ м по индикатору веса были отмечены посадки инструмента. После подъёма диаметр печати оказался равным 117 мм. Толщина стенки колонны δ составила 10 мм. Определить степень смятия колонны.

Решение:

По технической документации находим толщину стенки эксплуатационной колонны на глубине 1128 м.

Степень смятия колонны определяем по формулам (4.1) и (4.2):

$$n = l/D, \quad (4.1)$$

$$n = d_n/d_b, \quad (4.2)$$

где l – длина деформированной части колонны, м; D – наружный диаметр обсадной колонны, м; d_b – внутренний диаметр обсадной колонны, м; d_n – диаметр печати после подъёма, м.

$$l = 1130,5 - 1128 = 2,5 \text{ м}$$

$$n_1 = 2,5 / 0,168 = 14,9$$

$$n_2 = 0,117 / 0,148 = 0,79$$

Т.е. смятие значительное. По результатам расчета изобразите своё смятие, отметьте на рисунке найденный n_1 и n_2 .

Исходные данные для решения задачи 4.1 приведены в Таблице 4.1

Таблица 4.1 – Исходные данные для решения задачи

Параметр Вариант	$l_1, \text{ м}$	$l_2, \text{ м}$	$D, \text{ мм}$	$\delta, \text{ мм}$	$d_n, \text{ м}$
1	1130	1133,5	178	7	98
2	1129	1131	146	8	99
3	1125	1130,3	194	9	117
4	1128	1130,8	168	7	118
5	1127	1131,6	178	8	122
6	1126	1130	194	9	125
7	1127	1129,7	168	8	95
8	1128	1131	146	9	100
9	1130	1132,4	168	10	117
10	1129	1133	168	8	118
11	1125	1129,1	178	9	122
12	1126	1129,1	194	10	125
13	1127	1130,6	168	6	99
14	1129	1131,3	168	7	100
15	1128	1131	178	8	108

Вопросы к практическому занятию 4

1. Виды дефектов в колонне
2. Виды смятия
3. Последовательность работ по исправлению дефекта
4. Грушевидные и колонные фрезеры
5. Печать конусная – назначение, конструкция.

1.	Диаметр скважины – D_c , мм	11 4	12 7	14 0	14 6	16 8	17 8	19 4	21 9	11 4	12 7	14 0	14 6	16 8
2.	Интенсивность искривления – α_i , град/м	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3	0,2	0,1	0,4	0,3	0,4
3.	Глубина скважины – H , м	10 00	11 00	12 00	13 00	14 00	15 00	16 00	17 00	11 00	12 00	13 00	14 00	15 00
4.	Внутренний диаметр НКТ – $d_{нкт}$, мм	40	50	62	59	76	89	50	62	40	50	62	59	76
5.	Толщина стенки ОК, – S , мм	6	7	8	9	10	11	12	12	7	8	9	10	11
6.	Плотность цементного раствора – ρ ц.р., кг/м ³	18 00	17 00	17 50	16 50	16 00	17 00	18 00	16 00	17 00	17 50	17 00	16 00	16 50

5. Определение снижения давления на пласт после подъёма промывочных труб

ЗАДАЧА. Определить снижение давления на продуктивный пласт после подъёма промывочных труб. Исходные данные для расчёта приведены в табл. 5.2.

Порядок расчёта:

1. Определим массу поднятых из скважины колонны промывочных труб:

$$M = M_1 + M_2, \quad (5.7)$$

где M_1 – масса колонны НКТ диаметром d_1 ;

M_2 – масса колонны НКТ диаметром d_2 .

Масса колонны НКТ определяется по формуле:

$$M_1 = m_1 L_1 + m_2 (L_1 / l), \quad (5.8)$$

где m_1, m_2 – масса 1 м НКТ и муфты, соответственно (определяется из справочника труб нефтяного сортамента, авт. Сароян А.Е.);

l – средняя длина одной трубы.

2. Определим объём поднятого металла труб

$$V_M = \frac{M}{\rho_M}, \quad (5.9)$$

где ρ_M – плотность металла труб ($\rho_M = 7850$ кг/м³).

3. Определим снижение уровня бурового раствора в верхней секции обсадной колонны по формуле:

$$h = \frac{V_M}{F}, \quad (5.10)$$

где F – площадь внутреннего сечения обсадной колонны.

4. Определим снижение давления на забой скважины

$$\Delta P = 10^{-6} \rho_{ор} g h, \quad (5.11)$$

Для проведения расчёта предлагается воспользоваться справочником труб нефтяного сортамента под общей редакцией А.Е. Сарояна. (таблицы 8.1 и 17.2).

Таблица 5.2

№ п/п	Наименование параметра	Варианты заданий												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Глубина скв., м	3290	3300	3350	3400	3450	3500	3550	3600	3650	3700	3750	3800	3850
2	Диаметр, мм	168×146	219×168	168×140	168×146	219×168	168×140	168×146	219×168	168×140	168×146	219×168	168×140	168×140
	экс/кол. Гл. спуска, м	2450/840	2500/800	2600/750	2650/750	2700/750	2750/750	2800/750	2850/750	2900/750	2950/750	3000/750	3050/750	3100/750
3	Плотность бурового раствора, <i>ρ_{б.р.}</i> , кг/м ³	1320	1200	1250	1270	1290	1300	1320	1340	1320	1300	1280	1260	1240
4	Диаметр, мм	114×73	114×89	89×73	73×60	89×73	114×89	114×73	114×89	89×73	73×60	89×73	114×89	114×73
	НКТ Гл. спуска, м	1150/2140	1200/2100	1250/2100	1300/2100	1350/2100	1400/2100	1450/2100	1500/2100	1550/2100	1600/2100	1650/2100	1700/2100	1750/2100
5	Длина поднятых промывочных труб, <i>l</i> , м.	2600	2500											

Пример расчёта:

Определить снижение давления на продуктивный пласт после подъёма
 $l = 2500$ метров промывочных труб.

Решение:

1. Определяем массу поднятой из скважины колонны промывочных труб

$$M = 18,5 \cdot 1150 + \frac{1150}{8} \cdot 5,1 + 9,2 \cdot (2500 - 1150) + \frac{1350}{8} \cdot 2,4 = 34833,1 \text{ кг}$$

Принимаем длину трубы 8 м.

2. Определяем объём поднятого металла труб

$$v_m = \frac{34833,1}{7850} \cong 4,437 \text{ м}^3$$

3. Определяем снижение уровня бурового раствора в верхней секции обсадной колонны

$$h = \frac{3,437 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,15^2} = 251,229 \text{ м}$$

4. Определяем снижение давления на забое скважины

$$\Delta P = 10^{-6} \cdot 1320 \cdot 9,81 \cdot 251,229 = 3,25 \text{ МПа.}$$

Вопросы к практическому занятию 5

1. Что такое цементный мост?
2. Как определяется высота цементного моста?
3. Как определить снижение давления на продуктивный пласт после подъёма промывочных труб?

Практическое занятие 2

Тема 1.2 Капитальный ремонт скважин

1. Виды работ по капитальному ремонту скважин

Капитальным ремонтом скважин (КРС) называется комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией аварий, спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачке, а также ликвидацией скважин.

К капитальному ремонту также относятся зарезка и бурение второго ствола, ликвидация аварий с подземным оборудованием, установка и извлечение пакеров и многие другие работы, проведение которых требует квалифицированных исполнителей, знания ими оборудования и технологических процессов.

Основные виды капитального ремонта:

КР1 - Ремонтно-изоляционные работы, в т.ч. отключение отдельных обводненных интервалов пласта, отключение отдельных пластов, исправление негерметичности цементного кольца, наращивание цементного кольца за колонной.

КР2 - Устранение негерметичности эксплуатационной колонны.

КР3 - Устранение аварий допущенных в процессе эксплуатации и ремонта скважин.

КР4 - Переход на другие горизонты и приобщение пластов.

КР5 - Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей

КР6 - Комплекс подземных работ, связанных с бурением

КР7 - Обработка призабойной зоны

КР8 - Исследование скважин

КР9 - Перевод скважин на использование по другому назначению

КР10 - Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин

КР11 - Консервация и расконсервация скважин

КР12 - Ликвидация скважин

КР13 - Прочие виды работ

Оборудование и инструменты, применяемые при ремонте

Для спускоподъемных операций применяют грузоподъемные сооружения, элеваторы, спайдеры, трубные и штанговые ключи, автоматы.

Грузоподъемное сооружение – вышка, которая устанавливается на площадке над устьем скважины. Вышки могут устанавливаться стационарно или входят в комплект агрегата подземного ремонта скважин и монтируются над устьем скважины только при её ремонте.

Элеваторы предназначаются для захвата и удержания их на весу при СПО.

Спайдер служит для захвата и удержания на весу колонны НКТ при спуске или подъеме из скважины.

Трубные ключи и штанговые ключи используют для свинчивания и развинчивания насосных труб.

Для механизации работ по свинчиванию и развинчиванию труб, а также для удержания колонны труб на весу применяют автоматы подземного ремонта.

Для ловильных работ применяют труболовки, овершоты, колокола, метчики, крючки, удочки, ерши, магнитные фрезеры.

Для ловли насосных штанг применяют шлипсовые муфты.

Ловлю перфораторов, кабеля и стального каната проводят различного рода крючками, удочками и ершами.

Для ловли небольших металлических предметов применяют магнитный фрезер.

При выполнении работ по капитальному ремонту скважин используют также оборудование для вращения инструмента, цементировочные и насосные установки, цементировочные и пескосмесительные машины, блоки манифольдов.

К оборудованию для вращения инструмента относятся роторы вертлюги. *Ротор* предназначен для вращения бурильного инструмента и удержания на весу колонны труб при СПО. *Вертлюг* предназначен для удержания на весу вращающегося бурильного инструмента и подвода промывочной жидкости от насоса в колонну труб.

Цементировочные агрегаты служат для приготовления, закачивания и продавливания тампонажных и других растворов в скважину, для промывок скважин через спущенные в них трубы, обработки призабойной зоны пласта, опрессовки труб и оборудования.

Для проведения работ по воздействию на призабойную зону пласта с целью интенсификации добычи нефти и газа и работ по ограничению притока пластовых вод используют насосные установки.

Пескосмесительная установка используется для транспортирования песка, приготовления песчано – жидкостной смеси и подачи её на прием насосных агрегатов при гидравлических разрывах пласта, проведении различных операций, включающих закачку в скважину сыпучих, гранулированных материалов.

Блоки манифольдов предназначены для обвязки насосных установок между собой и с устьевым оборудованием при нагнетании жидкости в скважину.

Агрегат А-50 У предназначен для освоения и ремонта нефтяных, газовых и нагнетательных скважин с проведением СПО с НКТ и бурильными трубами, промывки песчаных пробок, глушения скважин, циркуляции промывочного раствора при бурении, фрезеровании и разбурировании цементных стаканов, для проведения ловильных и других работ по ликвидации аварий в скважинах. Все механизмы агрегата смонтированы на шасси КРАЗ – 250 с подогревателем ПЖД – 44 – П.

В качестве привода насосного оборудования используется ходовой двигатель в агрегате шасси КРАЗ – 250. Мощность от двигателя отбирается через коробку отбора мощности, находящейся на раздаточной коробке автомобиля.

В рабочем положении мачта одной стороны опирается на лебедку, другой через домкрат – на грунт. Установку мачты из транспортного положения в вертикальное – рабочее и обратно проводят посредством домкратов, цилиндры у которых защищены кожухом.

Кронблок мачты и талевый блок оснащены талевым канатом. На мачте размещены подвеска ключей и подвеска бурового рукава, который соединяется с насосом при помощи манифольда. При необходимости к талевому блоку можно подвесить вертлюг с квадратной штангой. Нагрузка на крюке определяется при помощи индикатора веса, устанавливаемого на «мертвом» конце талевого каната. В транспортном положении мачта опирается на переднюю опору, размещенную на переднем буфере, где также находится балка для крепления силовых оттяжек, и на среднюю опору, на которой установлена вспомогательная электролебедка. Гидросистема обеспечивает питание гидрораскрепителя и гидромотора.

В состав установки входит также электрооборудование, узел управления и освещения шасси, установка запасного колеса и площадки оператора.

Установку вышки в вертикальное и горизонтальное положение проводят при работе коробки передач автомобиля на первой передаче и при одном включенном маслоснасосе. Гидросистема заполняется профильтрованным маслом ВМГ 3 для работы при температуре окружающей среды от -50°C до $+65^{\circ}\text{C}$. Пневмосистема агрегата снабжается сжатым воздухом от двухцилиндрового двухступенчатого компрессора М155 – 2В 5.

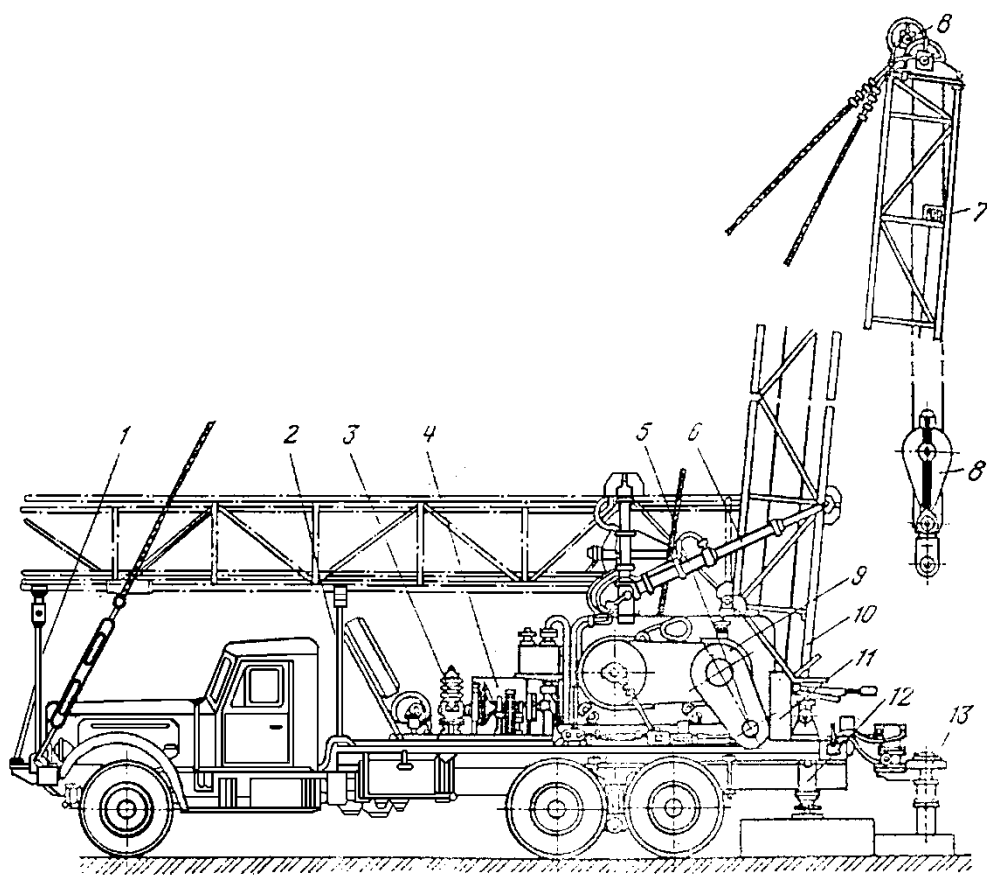


Рисунок 2.1 - Агрегат А-50 У

1 - передняя опора; 2 - промежуточная опора; 3 - компрессор; 4 - трансмиссия; 5 - промежуточный вал; 6 - гидроцилиндр подъема вышки; 7 - ограничитель подъема крюкоблока; 8 - талевая система; 9 - лебедка; 10 - вышка; 11 - пульт управления; 12 - опорные домкраты; 13 - ротор.

Вопросы и задания:

1. Единицы ремонтных работ различного назначения
2. Понятие капитального ремонта скважин
3. Виды капитального ремонта скважин
4. Оборудование и инструменты, применяемые при ремонте

2. Проектирование солянокислотной обработки

Кислотное воздействие на пласт в карбонатных коллекторах является одним из распространенных методов увеличения производительности скважины ввиду малых затрат и относительной простоты процесса. Понимание процессов и механизмов, происходящих во время реагирования породы пласта с кислотным раствором, является основополагающим для его правильного планирования и для получения максимального эффекта от воздействия.

Оптимизация процесса соляно-кислотной обработки возможна путем правильного подбора параметров процесса, основными из которых являются объем и скорость закачки кислотного раствора и его концентрация, а также тип реакции кислоты с породой.

Теоретическая часть:

Проектирование солянокислотной обработки сводится к выбору концентрации кислотного раствора и расчёту необходимого количества товарной кислоты и химических реагентов.

Норма расхода кислотного раствора $V_{рн}$ составляет 1 – 1,2 м³ на один литр обрабатываемой толщины пласта. Тогда объём кислотного раствора

$$V_p = V_{рн} h, \quad (6.1)$$

где h – обрабатываемый кислотным раствором интервал продуктивного пласта.

Объём товарной кислоты

$$V_k = V_p x_p (5,09x_p + 999) / [x_k (5,09x_k + 999)], \quad (6.2)$$

где x_p, x_k – соответственно, объёмные доли (концентрации) кислотного раствора и товарной кислоты, %.

Если в результате хранения и транспорта концентрация кислоты изменяется, то с учётом этого изменения объём товарной кислоты рассчитывается по формуле

$$V_k' = V_p 5,09x_p (5,09x_p + 999) / [\rho_{к15} (\rho_{к15} - 999)], \quad (6.3)$$

где $\rho_{к15}$ – плотность товарной кислоты при 15 °С (расчёт ведётся, принимая во внимание данные своего варианта);

$$\rho_{к15} = \rho_{кт} + (2,67 \cdot 10^{-3} \rho_{кт} - 2,52)(25 - t), \quad (6.4)$$

При расчёте используется температура приготовления кислоты согласно таблице 6.1.

где $\rho_{кт}$ – плотность кислоты при температуре t .

В качестве химических реагентов при солянокислотной обработке используют стабилизаторы (замедлители реакции), ингибиторы коррозии и интенсификаторы. В технической соляной кислоте обычно содержится до

0,4 % серной кислоты, которую нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого $G_{хб}$ рассчитывается по формуле:

$$G_{хб} = 21,3V_p \left(\frac{ax_p}{x_k} - 0,02 \right), \quad (6.5)$$

где a – объёмная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, ($a = 0,4$ %).

Объём хлористого бария

$$V_{хб} = G_{хб} / \rho_{хб}, \quad (6.6)$$

где $\rho_{хб}$ – плотность раствора хлористого бария, ($\rho_{хб} \approx 4000$ кг/м³).

В качестве стабилизатора используют уксусную кислоту, объём которой рассчитывается по формуле:

$$V_{ук} = b_{ук} V_p / C_{ук}, \quad (6.7)$$

где $b_{ук}$ – норма добавки 100 % – ной уксусной кислоты ($b_{ук} = 3$ %);

$C_{ук}$ – объёмная доля товарной уксусной кислоты ($C_{ук} = 80$ %).

Объём ингибитора

$$V_u = b_u V_p / C_u, \quad (6.8)$$

где b_u – норма добавки ингибитора, %.

Если в качестве ингибитора используется реагент В-2, то $b_u = 0,2$ %;

C_u – объёмная доля товарного ингибитора, % ($C_u = 100$ %).

Объём интенсификатора

$$V_{ин} = b_{ин} V_p / 100, \quad (6.9)$$

где $b_{ин}$ – норма добавки интенсификатора.

Если в качестве интенсификатора используется Марвелан-К, то $b_{ин} = 0,3$ %.

Объём воды для приготовления кислотного раствора

$$V_v = V_p - V_k - (V_{хб} + V_{ук} + V_u + V_{ин}). \quad (6.10)$$

Порядок приготовления кислотного раствора следующий: наливают в ёмкость воду, добавляют к воде расчётные объёмы ингибитора V_u , уксусной кислоты $V_{ук}$, а затем расчётное количество товарной соляной кислоты, тщательно перемешивая, затем добавляют хлористый барий $V_{хб}$ и интенсификатор $V_{ин}$, перемешивают раствор и оставляют для реакции и осветления.

ЗАДАЧА 6. Рассчитать необходимое количество реагентов для приготовления кислотного раствора при обработке карбонатного продуктивного горизонта, вскрытая толщина которого $h = 10,5$ м. Техническая соляная кислота имеет концентрацию 27,5 %; температура приготовления кислоты 15 °С; плотность соляной кислоты при 25 °С составляет $\rho_{к25} = 1134$ кг/м³. Кислотный раствор должен иметь концентрацию 13,5 %. $V_{рн} = 1,1$. Исходные данные для решения задачи в таблице 6.1.

Решение:

Объём кислотного раствора определяем по формуле:

$$V_p = 1,1 \cdot 10,5 = 11,55 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объём товарной кислоты

$$V_k = \frac{11,55 \cdot 13,5(5,09 \cdot 13,5 + 999)}{27,5(5,09 \cdot 27,5 + 999)} = \frac{166483,5}{31321,812} = 5,32 \text{ м}^3.$$

Определяем плотность кислоты при $t = 15$ °С

$$\rho_{к15} = 1134 + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot 1134 - 2,52)(25 - 15) = 1139,08 \text{ кг/м}^3.$$

Объём товарной кислоты при $t = 15$ °С

$$V_k' = \frac{11,55 \cdot 5,09 \cdot 13,5(5,09 \cdot 13,5 + 999)}{1139,08(1139,08 - 999)} = \frac{847400,81}{159562,33} = 5,31 \text{ м}^3.$$

Определим количество хлористого бария

$$G_{хб} = 21,3 \cdot 11,55 \left(\frac{0,4 \cdot 13,5}{27,5} - 0,02 \right) = 43,4 \text{ кг}$$

или его объём

$$V_{хб} = \frac{43,4}{4000} \cong 1,1 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3.$$

Определяем объём уксусной кислоты

$$V_{ук} = \frac{3 \cdot 11,55}{80} = 4,33 \cdot 10^{-1} \text{ м}^3.$$

По формулам (6.8) и (6.9) рассчитываем объём ингибитора и интенсификатора

$$V_u = \frac{0,2 \cdot 11,55}{100} = 2,31 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3.$$

$$V_{ин} = \frac{0,3 \cdot 11,55}{100} = 3,465 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3.$$

И по формуле (6.10) определяем объём воды

$$V_g = 11,55 - 5,32 - (0,011 + 0,433 + 0,0231 + 0,0346) = 5,73 \text{ м}^3.$$

Таблица 6.1. – Варианты для решения задачи 6

Вариант	Толщина пласта, м	Концентрация HCl, % х _к	Норма расхода HCl	Температура приготовления кислоты, °С	Плотность соляной кислоты при 25°С, кг/м ³	Концентрация кислотного раствора, х _р
1	10.2	25	1	15	1134	15
2	11.8	26	1	13	1134	17
3	12.2	27	1	12	1134	20
4	12.6	27.5	1	10	1134	19
5	13.0	25.5	1	20	1134	16
6	13.4	26.5	1	8	1134	15
7	14.0	26.0	1	11	1134	14
8	15.0	27.0	1	14	1134	21
9	16.0	27.5	1	16	1134	19
10	15,5	27	1	14,5	1134	20,5
11	15,8	27,2	1	14,6	1134	20,6
12	16,2	27,3	1	15,8	1134	18,8
13	16,4	27,4	1	16	1134	18,9
14	16,6	27,6	1	15,9	1134	18,6
15	17	27,8	1	16	1134	19
16	17,2	27,9	1	16,2	1134	19,2
17	17,4	28	1	16,3	1134	19,3
18	17,6	27,9	1	16,4	1134	19,4
19	17,8	28	1	16,6	1134	19,6
20	18	28,2	1	16,8	1134	20

Вопросы к практическому занятию 6:

1. Кислотное воздействие на пласт
2. Проектирование солянокислотной обработки
3. Порядок приготовления кислотного раствора
4. Что такое ингибитор, интенсификатор, стабилизатор?

3. Освоение скважин методом замены жидкости

Освоение скважин - комплекс работ по вызову притока жидкости из пласта в скважину, обеспечивающего ее продуктивность в соответствии с локальными добывными возможностями пласта или с достижением необходимой приемистости (для нагнетательных скважин). При замене жидкости, находящейся в скважине, этой смесью давление на забой снижается, и, когда оно становится меньше пластового, нефть начинает поступать из пласта в скважину.

Под освоением скважин понимаются процессы снижения противодавления на пласт, создания депрессии и вызова притока. Основные рассчитываемые параметры – забойное давление, давление закачки, объем закачиваемого флюида и продолжительность закачки

Закачка жидкости может быть прямой, (жидкость закачки подается в колонну

насосно-компрессорных труб) и обратной (жидкость закачки подается в кольцевой зазор между НКТ и обсадной колонной). При этом для каждого вида закачки необходимо уметь рассчитывать потери на трение.

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.

Можно выделить шесть основных способов вызова притока:

- тартание, поршневание, замена скважинной жидкости на более легкую, компрессорный метод, прокачка газожидкостной смеси, откачка глубинными насосами.

Расчет потерь на трение в трубе круглого сечения

ЗАДАЧА 1. Рассчитать и сопоставить потери на трение в трубе круглого сечения при замещении вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) ньютоновской жидкостью (водой) для следующих исходных данных: длина трубы $H = 2000$ м; внутренний диаметр трубы $D_T = 0,076$ м; плотность глинистого раствора $\rho_{гл} = 1200$ кг/м³; плотность воды $\rho_в = 1000$ кг/м³; вязкость воды $\mu_в = 1$ 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:

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{гл} - 0,022, \quad (7.1)$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{гл} - 7, \quad (7.2)$$

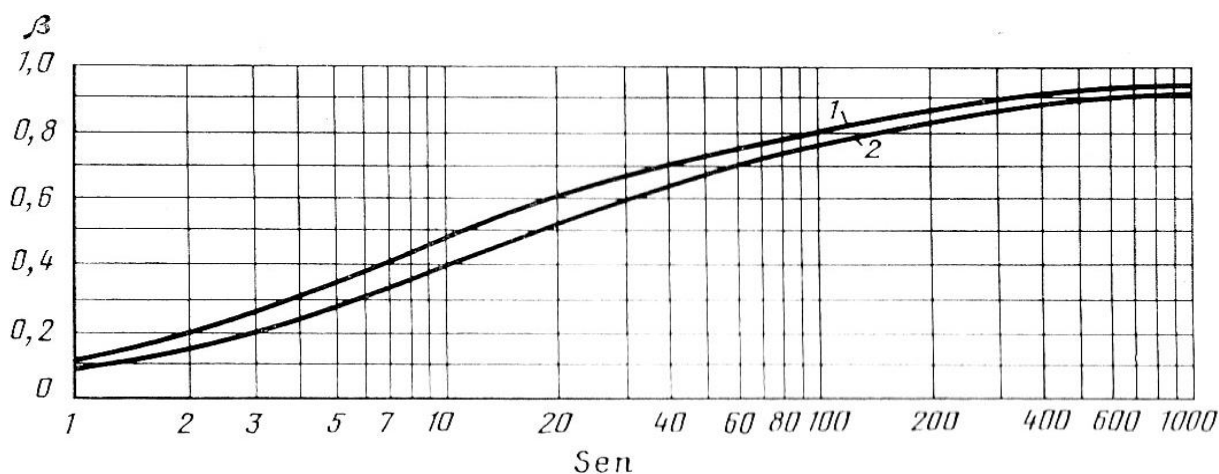


Рисунок 7.1 – Зависимость коэффициента β от параметра Сен-Венана – Ильющина
Sen: 1 – для круглого сечения, 2 – для кольцевого зазора

В нашем случае

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

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{гл} - 7 = 8,510^{-3} \cdot 1200 - 7 = 3,2 \text{ Па.}$$

Рассчитаем:

критическую скорость $\omega_{кр Т}$ в трубе

$$\omega_{кр Т} = 25 \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho_{гл}}} = 25 \sqrt{3,2/1200} = 1,29 \text{ м/с} \quad (7.3)$$

фактическую среднюю скорость глинистого раствора в трубе

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

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

$$\Delta P_{Т\text{гл}} = \frac{4\tau_0 H}{\beta_T D_T} \quad (7.4)$$

где β_T — коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана-Ильюшина Sen (рисунок 7.1).

$$Sen_T = \frac{\tau_0 D_T}{\eta \omega} \quad (7.5)$$

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

По графику (рисунок 7.1) находим $\beta_T = 0,61$.

Находим потери на трение в трубе

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

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

$$\Delta P_{Т\text{в}} = \frac{0,81\lambda H Q^2 \rho_B}{D_T^5} \quad (7.6)$$

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. $Re < 100\,000$)

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = 0,021 \quad (7.7)$$

Потери на трение

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

Суммарные потери на трение в трубе составят

$$\Delta P_{Т1} = 0,552 + 0,121 = 0,674 \text{ МПа.}$$

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

Фактическая средняя скорость движения глинистого раствора в трубе ω_2 :

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

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

Потери на трение в трубе рассчитываем по формуле

$$\Delta P_{Т\text{гл}} = \frac{0,012 \rho_{\text{гл}} H \omega^2}{D_T} \quad (7.8)$$

Таким образом

$$\Delta P_{Т\text{гл}} = 0,012 \cdot 1200 \cdot 2000 \cdot \frac{3,31^2}{0,076} = 4,15 \text{ МПа}$$

Для воды

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

При $Re > 100\,000$ коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по формуле Кольбрука

$$\lambda = 1/(1,81 \lg Re - 1,52)^2 \quad (7.9)$$

или Г. К. Филоненко

$$\lambda = 1/(1,82 \lg Re - 1,64)^2. \quad (7.10)$$

Расчет по (7.9) дает $\lambda_2 = 0,0147$, а по (7.10) $\lambda_2 = 0,0149$. Принимаем $\lambda_2 = 0,0147$.

Потери на трение

$$\Delta P_{Т\text{в}2} = 0,0147 \cdot 0,81 \cdot 2000 \cdot (0,015)^2 \cdot 1000 / (0,076)^5 = 2,11 \text{ МПа.}$$

Суммарные потери на трение в трубе составят

$$\Delta P_{Т2} = 4,15 + 2,11 = 6,26 \text{ МПа.}$$

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 7.1 - Варианты для расчета задачи 1

Вариант	H, м	d _{вн} , мм	ρ _{гл} , кг/м ³	ρ _в , кг/м ³	μ _в , мПа·с	Q ₁ , м ³ /с	Q ₂ , м ³ /с	D _{вн} , м	d _{нар} , м
0	2000	76	1200	1000	1	0,003	0,015	0,1503	0,089
1	2100	62	1250	1000	1	0,004	0,02	0,1616	0,1003
2	2300	89	1300	1000	1	0,005	0,03	0,137	0,076
3	1700	76	1200	1000	1	0,006	0,025	0,162	0,1003
4	1800	59	1150	1000	1	0,007	0,02	0,1233	0,062
5	1900	62	1180	1000	1	0,008	0,022	0,1503	0,089
6	1950	89	1190	1000	1	0,003	0,02	0,1616	0,1003
7	1850	76	1220	1000	1	0,004	0,025	0,137	0,076
8	1750	59	1250	1000	1	0,005	0,017	0,162	0,1003
9	1850	62	1200	1000	1	0,006	0,02	0,1233	0,062
10	2250	89	1240	1000	1	0,007	0,035	0,1503	0,089
11	2200	76	1220	1000	1	0,002	0,02	0,1616	0,1003
12	2150	59	1330	1000	1	0,003	0,02	0,1503	0,089
13	2150	89	1250	1000	1	0,004	0,018	0,162	0,1003
14	2050	59	1260	1000	1	0,006	0,025	0,1233	0,062

Расчет потерь на трение в кольцевом зазоре

ЗАДАЧА 2. Рассчитать потери на трение при продавке вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) ньютоновской жидкостью (водой) в кольцевом зазоре, образованном колоннами труб большого диаметра с внутренним диаметром $D_{вн} = 0,1503$ м и малого диаметра с наружным диаметром $d_{нар} = 0,089$ м.

Недостающие условия берутся из задачи 1.

Решение

Критическую скорость для кольцевого зазора рассчитываем по формуле

$$\omega_{кр} = \frac{\eta Re_{кр}}{\rho_{гл}(D_{вн} - d_{нар})} \quad (7.11)$$

где $Re_{кр}$ критическое число Рейнольдса, характеризующее смену режима течения жидкости,

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 He^{0,58}, \quad (7.12)$$

где $He = Re \cdot Sen$ параметр Хедстрема.

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

$$Sen_{кз} = \frac{\tau_0(D_{вн} - d_{нар})}{\eta \omega}, \quad (7.13)$$

параметр Рейнольдса

$$Re_{кз} = \frac{\omega(D_{вн} - d_{нар})\rho}{\eta}. \quad (7.14)$$

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

$$He = \frac{\tau_0 \rho_{гл}(D_{вн} - d_{нар})^2}{\eta^2} \quad (7.15)$$

Рассчитываем:

среднюю скорость в кольцевом зазоре при $Q_1 = 0,003$ м³/с.

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

параметр Хедстрема Ne_1

$$Ne_1 = 3,2 \cdot 1200 (0,1503 - 0,089)^2 / (0,0176)^2 = 46583;$$

критическое число Рейнольдса

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 46583^{0,58} = 5823$$

число Рейнольдса при движении глинистого раствора

$$Re_{гг1} = 0,26 \cdot (0,1503 - 0,089) \cdot 1200 / 0,0176 = 1089.$$

Так как $Re_{гг1} < Re_{кр}$ - режим движения структурный/(ламинарный)

Для кольцевого зазора: потери на трение

$$\Delta P_{кз гл} = \frac{4\tau_0 H}{\beta_{кз}(D_{вн} - d_{нар})} \quad (7.16)$$

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

Рассчитываем параметр Сен-Венана — Ильющина

$$Sen_{кз} = \frac{\tau_0(D_{вн} - d_{нар})}{\eta\omega} = \frac{3,2(0,1503 - 0,089)}{0,0176 \cdot 0,26} = 42,8.$$

По графику (рисунок 17.1) 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

$$Re = \omega(D_{вн} - d_{нар})\rho/\mu, \quad (7.17)$$

$$\Delta P = \frac{\lambda N\omega^2\rho}{2(D_{вн} - d_{нар})} \quad (7.18)$$

$Re_{крв} = 2320$ (такое значение и берём)

Рассчитываем число Рейнольдса

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

Так как $Re_{в1} > Re_{крв}$, режим движения турбулентный. Коэффициент гидравлического сопротивления λ , (при $Re < 100\,000$) определяем по (7.7)

$$\lambda = 0,3164 / 15970^{0,25} = 0,028.$$

Определяем потери на трение $\Delta p_{кз в 1}$

$$\Delta p_{кз в 1} = 0,028 \cdot 2000 \cdot 0,26^2 \cdot 1000 / [2(0,1503 - 0,089)] = 0,031 \text{ МПа.}$$

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

$$\Delta p_{кз 1} = 0,663 + 0,031 = 0,694 \text{ МПа.}$$

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

Рассчитываем среднюю скорость в кольцевом зазоре

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

Параметр Хедстрема $Ne_2 = 46583$, критическое число Рейнольдса $Re_{кр} = 5823$.

Определяем число Рейнольдса

$$Re_{гг2} = 1,3(0,1503 - 0,089) 1200 / 0,0176 = 5444.$$

Так как $Re_{гг2} < Re_{кр}$, режим движения структурный. Находим

$$Sen_{кз 2} = 3,2 (0,1503 - 0,089) / (0,0176 - 1,3) = 8,6.$$

Из графика (рисунок 7.1) $\beta_{кз 2} = 0,37$.

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

Для воды определяем число Рейнольдса

$$Re_{в2} = 1,3 (0,1503 - 0,089) 1000 / 0,001 = 79851.$$

Режим движения турбулентный и $\lambda = 0,3164 / 79\,690^{0,25} = 0,019$

Потери на трение

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

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

$$\Delta P_{кз 2} = 1,129 + 0,521 = 1,65 \text{ МПа.}$$

Таким образом, увеличение объемного расхода жидкости в 5 раз (с 0,003 до 0,015 $\text{м}^3/\text{с}$) приводит к возрастанию потерь на трение в кольцевом пространстве примерно в 2,4 раза.

Таблица 7.2 - Варианты для расчета задачи 2

Вариант	$H, м$	$d_{вн}, мм$	$\rho_{гл}, кг/м^3$	$\rho_{в}, кг/м^3$	$\mu_{в}, мПа \cdot с$	$Q_1, м^3/с$	$Q_2, м^3/с$	Двн, м	днар, м
0	2000	76	1200	1000	1	0,003	0,015	0,1503	0,089
1	2100	62	1250	1000	1	0,004	0,02	0,1616	0,1003
2	2300	89	1300	1000	1	0,005	0,03	0,137	0,076
3	1700	76	1200	1000	1	0,006	0,025	0,162	0,1003
4	1800	59	1150	1000	1	0,007	0,02	0,1233	0,062
5	1900	62	1180	1000	1	0,008	0,022	0,1503	0,089
6	1950	89	1190	1000	1	0,003	0,02	0,1616	0,1003
7	1850	76	1220	1000	1	0,004	0,025	0,137	0,076
8	1750	59	1250	1000	1	0,005	0,017	0,162	0,1003
9	1850	62	1200	1000	1	0,006	0,02	0,1233	0,062
10	2250	89	1240	1000	1	0,007	0,035	0,1503	0,089
11	2200	76	1220	1000	1	0,002	0,02	0,1616	0,1003
12	2150	59	1330	1000	1	0,003	0,02	0,1503	0,089
13	2150	89	1250	1000	1	0,004	0,018	0,162	0,1003
14	2050	59	1260	1000	1	0,006	0,025	0,1233	0,062

Вопросы и задания

1. Опишите процесс освоения скважин
2. Цель освоения скважин
3. Методы освоения скважин
4. Ньютоновские и вязкопластичные жидкости
5. Основные параметры процесса освоения скважин
6. Основные способы вызова притока. Краткое описание каждого.
7. Понятие «депрессия скважины»?

4. Гидравлический расчёт промывки песчаной пробки

Ликвидацию песчаных пробок проводят промывкой скважин водой, различными жидкостями, газожидкостными смесями, пенами, продувкой воздухом, очисткой скважины с помощью струйного насоса, желонками и гидробурами.

Задача 8.1. Провести гидравлический расчёт промывки забойной песчаной пробки: определить давление на выкиде насоса, необходимую мощность двигателя, давление на забое скважины и время на промывку пробки.

Исходные данные: глубина скважины $H = 2500$ м; диаметр эксплуатационной колонны $D = 168$ мм; диаметр промывочных труб $d = 73$ мм; максимальный размер песчинок в пробке $\delta = 1,0$ мм; песчаная пробка находится в эксплуатационной колонне выше фильтра.

Промывка ведётся промывочным агрегатом АЗИНМАШ-35. Прямая промывка водой.

Потери напора на гидравлические сопротивления при движении жидкости в промывочных трубах определяются по формуле

$$h_1 = \lambda \frac{H}{d_g} \frac{v^2}{2g}, \quad (8.1)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$d_в$ – внутренний диаметр промывочных труб, м;
 v_n – скорость нисходящего потока жидкости, м/с.

Величину $\lambda = 0,035$ находим из таблицы 8.3. $d_в = 0,062$ м; $v_{н1} = 1,050$ м/с; $v_{н2} = 1,52$ м/с; $v_{н3} = 2,32$ м/с; $v_{н4} = 3,36$ м/с.

Величины скорости необходимо найти для своего варианта по таблице 8.2. путём интерполирования для расхода жидкости (при 1, 2, 3 и 4 скоростях).

Интерполяция — в вычислительной математике способ нахождения промежуточных значений величины по имеющемуся дискретному набору известных значений.

$$Y = Y_2 + \frac{Y_1 - Y_2}{X_1 - X_2} \cdot (X - X_2)$$

6000	15.5	пример расчета интерполяции:
6378	?	
8000	19.2	

$$? = 15.5 + \frac{6378 - 6000}{8000 - 6000} * \frac{19.2 - 15.5}{1} = 16.1993$$

Таблица 8.1 – Техническая характеристика агрегата АЗИНМАШ-35

Включённая скорость	Номинальная частота вращения двигателя, об/мин.	Число двойных ходов плунжера в минуту	Подача насоса, л/с	Давление на выкиде, МПа
I	2500	39,7	3,16	16
II	2500	58,0	4,61	11
III	2500	88,2	7,01	7,2
IV	2500	134,0	10,15	4,3

Таблица 8.2 – Скорость нисходящего потока жидкости в промывочных трубах (v_n , м/с)

Расход жидкости, л/с	Диаметр труб, мм			
	60	73	89	114
1	0,50	0,33	0,22	0,13
2	0,99	0,66	0,44	0,25
3	1,50	1,00	0,66	0,38
4	2,00	1,30	0,88	0,50
5	2,50	1,65	1,10	0,66
6	3,00	2,00	1,30	0,75
7	3,50	2,30	1,55	0,88
8	4,00	2,65	1,76	1,00
10	5,00	3,30	2,20	1,26
15	7,50	5,00	3,30	1,90

Таблица 8.3 – Коэффициент гидравлического сопротивления (λ) для воды

Диаметр труб, мм	48	60	73	89	114
Значения λ	0,04	0,037	0,035	0,034	0,032

Подставив численные значения в (8.1), получим потери давления на гидравлические сопротивления h_1 при работе агрегата:
на первой скорости

$$h_{1,1} = 0,035 \frac{2500}{0,062} \frac{1,05^2}{2 \cdot 9,81} = 79,3 \text{ м. вод. ст.};$$

на второй скорости

$$h_{1,2} = 0,035 \frac{2500}{0,062} \frac{1,52^2}{2 \cdot 9,81} = 166,2 \text{ м. вод. ст.};$$

на третьей скорости

$$h_{1,3} = 0,035 \frac{2500}{0,062} \frac{2,32^2}{2 \cdot 9,81} = 387,2 \text{ м. вод. ст.};$$

на четвёртой скорости

$$h_{1,4} = 0,035 \frac{2500}{0,062} \frac{3,36^2}{2 \cdot 9,81} = 812,1 \text{ м. вод. ст.};$$

Потери давления на гидравлические сопротивления при движении смеси жидкости с песком в кольцевом пространстве скважины определяется по формуле:

$$h_2 = \varphi \lambda \frac{H}{D - d} \frac{v_6^2}{2g}, \text{ м. вод. ст.}, \quad (8.2)$$

где φ – коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь давления при наличии песка в жидкости. Величина его колеблется от 1,1 до 1,2; принимаем $\varphi = 1,2$;

λ – в кольцевом пространстве определяется по разности диаметров 168 мм и 73 мм труб: $150 - 73 = 77$ мм (где 150 мм – внутренний диаметр 168 мм труб), что почти соответствует 73 мм трубам, для которых $\lambda = 0,035$ (таблица 8.3);

v_6 – скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, м/с (находим путём интерполирования по таблице 10.4). Для расхода жидкости (при 1, 2, 3 и 4 скоростях) равным 0,23; 0,34; 0,52; 0,75 м/с.

Подставляя числовые значения в (8.2), получим значения h_2

Таблица 8.4 – Скорость движения жидкости в кольцевом пространстве (м/с)

Расход жидкости, л/с	Диаметр эксплуатационной колонны, мм						
	114		141		168		
	Диаметр насосно-компрессорных труб, мм						
	60	73	60	73	60	73	89
3	0,60	0,80	0,30	0,35	0,20	0,22	0,26
4	0,80	1,05	0,40	0,46	0,27	0,30	0,35
5	1,00	1,33	0,50	0,60	0,35	0,37	0,44
6	1,20	1,60	0,60	0,70	0,40	0,45	0,52
7	1,40	1,86	0,70	0,80	0,47	0,52	0,60
8	1,60	2,10	0,80	0,92	0,54	0,60	0,70
10	2,00	2,66	1,00	1,15	0,67	0,74	0,84
15	3,00	4,00	1,50	1,72	1,00	1,10	1,30

На первой скорости

$$h_{2,1} = 1,2 \cdot 0,035 \frac{2500}{0,15 - 0,073} \frac{0,23^2}{2 \cdot 9,81} = 3,57 \text{ м. вод. ст.};$$

на второй скорости

$$h_{2,2} = 1,2 \cdot 0,035 \frac{2500}{0,15 - 0,073} \frac{0,34^2}{2 \cdot 9,81} = 7,8 \text{ м. вод. ст.};$$

на третьей скорости

$$h_{2,3} = 1,2 \cdot 0,035 \frac{2500}{0,15 - 0,073} \frac{0,52^2}{2 \cdot 9,81} = 18,3 \text{ м. вод. ст.};$$

на четвёртой скорости

$$h_{2,4} = 1,2 \cdot 0,035 \frac{2500}{0,15 - 0,073} \frac{0,75^2}{2 \cdot 9,81} = 38,0 \text{ м. вод. ст.}$$

3. Потери напора h_3 на уравнивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и в кольцевом пространстве

$$h_3 = \frac{(1-m)Fl}{f} \left[\frac{\rho_n}{\rho_{жс}} \left(1 - \frac{v_{кр}}{v_в} \right) - 1 \right], \quad (8.3)$$

где m – пористость песчаной пробки;

F – площадь сечения эксплуатационной колонны, см²;

l – высота пробки, промытой за один приём (длина двухтрубного колена), м;

f – площадь сечения кольцевого пространства, см²;

ρ_n – плотность песка, кг/м³;

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

$v_{кр}$ – скорость свободного падения песчинок (критическая скорость), см/с – определяется по таблице 8.5;

$v_в$ – скорость восходящего потока жидкости, см/с.

Таблица 8.5 – Критическая скорость падения песчинок $v_{кр}$

Максимальный размер зёрен, мм	Скорость свободного падения, см/с	Максимальный размер зёрен, мм	Скорость свободного падения, см/с	Максимальный размер зёрен, мм	Скорость свободного падения, см/с
0,01	0,01	0,17	2,14	0,45	4,90
0,03	0,07	0,19	2,39	0,50	5,35
0,05	0,19	0,21	2,60	0,60	6,25
0,07	0,36	0,23	2,80	0,70	7,07
0,09	0,60	0,25	3,00	0,80	7,89
0,11	0,90	0,30	3,50	0,90	8,70
0,13	1,26	0,35	3,97	1,00	9,50
0,15	1,67	0,40	4,44	1,20	11,02

В задаче эти величины равны: $m = 0,3$; $F = 177 \text{ см}^2$ (168 мм эксплуатационная колонна); $l = 12 \text{ м}$; $f = 135 \text{ мм}^2$ (между 168 мм и 73 мм трубами); $\rho_n = 2600 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{жс} = 1000 \text{ кг/м}^3$; $v_{кр} = 9,5 \text{ см/с}$ (таблица 8.5).

По формуле (8.3) определим h_3 при работе агрегата: на первой скорости

$$h_{3,1} = \frac{(1-0,3) \cdot 177 \cdot 12}{135} \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{9,5}{23} \right) - 1 \right] = 5,8, \text{ м. вод. ст.};$$

на второй скорости

$$h_{3,2} = \frac{(1-0,3) \cdot 177 \cdot 12}{135} \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{9,5}{34} \right) - 1 \right] = 9,6, \text{ м. вод. ст.};$$

на третьей скорости

$$h_{3,3} = \frac{(1-0,3) \cdot 177 \cdot 12}{135} \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{9,5}{52} \right) - 1 \right] = 12,4, \text{ м. вод. ст.};$$

на четвёртой скорости

$$h_{3,4} = \frac{(1-0,3) \cdot 177 \cdot 12}{135} \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{9,5}{75} \right) - 1 \right] = 14,0, \text{ м. вод. ст.}$$

4. Потери давления на гидравлические сопротивления в шланге и вертлюге при

движении воды определяются по опытным данным (таб.8.6).

Потери напора, возникающие в шланге h_4 и вертлюге h_5 , составляют в сумме при работе агрегата:

на 1 скорости – $(h_4 + h_5)_1 = 4,7$ м. вод. ст.

на 2 скорости – $(h_4 + h_5)_2 = 10,4$ м. вод. ст.

на 3 скорости – $(h_4 + h_5)_3 = 22,0$ м. вод. ст.

на 4 скорости – $(h_4 + h_5)_4 = 50,0$ м. вод. ст.

5. Потери давления на гидравлические сопротивления в 73-мм_нагнетательной линии от насоса до шланга. Принимаем длину этой линии $l_n = 40$ м.

По формуле (8.1) рассчитываем h_6 при работе агрегата:

на первой скорости

$$h_{6,1} = 0,035 \frac{40}{0,062} \frac{1,05^2}{2 \cdot 9,81} = 1,3 \text{ м. вод. ст.};$$

на второй скорости

$$h_{6,2} = 0,035 \frac{40}{0,062} \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,81} = 2,6 \text{ м. вод. ст.};$$

на третьей скорости

$$h_{6,3} = 0,035 \frac{40}{0,062} \frac{2,3^2}{2 \cdot 9,81} = 6,1 \text{ м. вод. ст.};$$

на четвертой скорости

$$h_{6,4} = 0,035 \frac{40}{0,062} \frac{3,3^2}{2 \cdot 9,81} = 12,5 \text{ м. вод. ст.}$$

Таблица 8.6 – Гидравлические потери напора в шланге и вертлюге

Расход воды, л/с	Потери напора м. вод. ст.	Расход воды, л/с	Потери напора м. вод. ст.
3	4	7	22
4	8	8	29
5	12	9	36
6	17	10	50

6. Давление на выкиде насоса определяется суммой потерь

$$P_n = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6, \text{ м. вод. ст.}$$

Выражая P_n в МПа, имеем

$$P_n = \frac{1}{10^6} \rho_g g (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6), \text{ МПа}$$

По формуле (8.5) получим P_n при работе агрегата:

на первой скорости

$$P_{n1} = \frac{1}{10^6} \cdot 10^3 \cdot 9,81(79,3 + 3,57 + 5,8 + 4,7 + 1,3) = 0,95 \text{ МПа};$$

на второй скорости

$$P_{n2} = \frac{1}{10^6} \cdot 10^3 \cdot 9,81(166,2 + 7,8 + 9,6 + 10,4 + 2,6) = 2,00 \text{ МПа};$$

на третьей скорости

$$P_{n3} = \frac{1}{10^6} \cdot 10^3 \cdot 9,81(387,2 + 18,3 + 12,4 + 22,0 + 6,1) = 4,43 \text{ МПа};$$

на четвертой скорости

$$P_{н4} = \frac{1}{10^6} \cdot 10^3 \cdot 9,81(812,1 + 38,0 + 14,0 + 50,0 + 12,5) = 9,34 \text{ МПа.}$$

7. Давление на забое скважины

$$P_{заб} = \frac{1}{10^6} \rho g (H + h_2 + h_3), \text{ МПа,} \quad (8.4)$$

где H – глубина скважины, м.

По формуле (10.4) получим $P_{заб}$ при работе агрегата:
на первой скорости

$$P_{заб1} = \frac{1}{10^6} \cdot 10^3 \cdot 9,81(2500 + 3,57 + 5,8) = 24,6 \text{ МПа;}$$

на второй скорости

$$P_{заб2} = \frac{1}{10^6} \cdot 10^3 \cdot 9,81(2500 + 7,8 + 9,6) = 24,7 \text{ МПа;}$$

на третьей скорости

$$P_{заб3} = \frac{1}{10^6} \cdot 10^3 \cdot 9,81(2500 + 18,3 + 12,4) = 24,8 \text{ МПа;}$$

на четвёртой скорости

$$P_{заб4} = \frac{1}{10^6} \cdot 10^3 \cdot 9,81(2500 + 38,0 + 14,0) = 24,9 \text{ МПа;}$$

8. Мощность, необходимая для промывки песчаной пробки, определяется по формуле:

$$N = \frac{P_{н} Q}{10^3 \eta_a}, \text{ кВт} \quad (8.5)$$

где $\eta_a = 0,65$ – общий механический к.п.д. агрегата.

Определяем мощность (в кВт) при работе агрегата:
на первой скорости

$$N_1 = \frac{0,95 \cdot 10^6 \cdot 3,16 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,65} = 4,62 \text{ кВт;}$$

на второй скорости

$$N_2 = \frac{2,0 \cdot 10^6 \cdot 4,61 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,65} = 14,2 \text{ кВт;}$$

на третьей скорости

$$N_3 = \frac{4,43 \cdot 10^6 \cdot 7,01 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,65} = 47,8 \text{ кВт;}$$

на четвёртой скорости

$$N_4 = \frac{9,34 \cdot 10^6 \cdot 10,15 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,65} = 145,8 \text{ кВт;}$$

Агрегат АЗИНМАШ-35 имеет максимальную мощность двигателя 110 кВт, поэтому работа его на 4-й скорости невозможна.

9. Скорость подъёма размытого песка V_n определяется как разность скоростей

$$V_n = V_s - V_{кр}$$

на первой скорости

$$V_{n.1} = 0,23 - 0,095 = 0,135 \text{ м/с;}$$

на второй скорости

$$V_{n.2} = 0,34 - 0,095 = 0,245 \text{ м/с;}$$

на третьей скорости

$$V_{n.3} = 0,52 - 0,095 = 0,425 \text{ м/с;}$$

10. Продолжительность подъёма размытой пробки после промывки её каждым коленом

до появления чистой воды определяется по формуле

$$t = \frac{H}{v_n}, \quad (8.6)$$

на первой скорости

$$t_1 = \frac{2500}{0,135} = 18518 \text{ с} = 5 \text{ ч } 8 \text{ мин.};$$

на второй скорости

$$t_2 = \frac{2500}{0,245} = 10204 \text{ с} = 2 \text{ ч } 50 \text{ мин.};$$

на третьей скорости

$$t_3 = \frac{2500}{0,425} = 5882 \text{ с} = 1 \text{ ч } 38 \text{ мин.}$$

Исходные данные для решения задачи 8.1 приведены в Таблице 8.7

Таблица 8.7 – Исходные данные для решения задачи

Варианты	Глубина скважины, м	$D_{эк}$, мм	$d_{вн эк}$, мм	$d_{пр.тр.}$, мм	δ , мм	Толщина стенки пр.тр., Δ , мм	$d_{в}$, мм
1	2500	168	150	73	1,2	5,5	62
2	2600	168	150	73	0,8	5	63
3	2400	168	150	60	0,9	4,5	51
4	2300	168	150	89	0,8	5	79
5	2380	168	150	73	1,2	5,5	62
6	2280	168	150	73	0,7	5	63
7	2420	168	150	60	0,6	6	48
8	2520	168	150	89	0,9	5,5	78
9	2510	168	150	60	0,8	5	50
10	2600	168	150	73	1	6	61
11	2550	168	150	60	1,2	5,5	49
12	2500	168	150	89	0,9	5	79
13	2370	168	150	73	0,8	5	63
14	2410	168	150	73	0,7	5,5	62
15	2440	168	150	89	0,6	6	77

Вопросы к практическому занятию:

1. Каким образом проводится ликвидация песчаных пробок?
2. Промывка скважин. Виды промывки.
3. Технология промывки песчаной пробки
4. **Причины возникновения песчаных пробок**
5. **Оборудование и материалы, используемые для очистки забоя скважин от песка**

5. Глушение скважин и ликвидации фонтанов

Открытые фонтаны всегда были и остаются сейчас самыми тяжелыми авариями при бурении и ремонте скважин. Обычно, открытые фонтаны сопровождаются многими последствиями. Такими как:

- потеря бурового и другого оборудования
- непроизводственные материалы и трудовые затраты;
- загрязнение окружающей среды (разливы нефти или минерализованной воды, загазованность и др.);
- перетоки внутри скважины, вызывающие истощение месторождения и загрязнение вышележащих горизонтов;
- случаи человеческих жертв.

Несмотря на совершенствование противовыбросового оборудования и технологию проводки, освоения и ремонта скважин количество открытых фонтанов и убытки от них сокращаются медленно. Чаще всего причиной этого является отсутствие должного контроля за поведением скважины, при которой невозможно определить начало ГНВП и своевременно принять меры по его ликвидации, а так же неграмотные работы по глушению проявления. Каждый открытый фонтан проходит стадии:

- Начала ГНВП, когда в ствол скважины только начинает поступать флюид из пласта.
- Подъем флюида по стволу скважины и выброс, если устье оказалось незагерметизированным.
- Нормальная ликвидация проявления может быть только в том случае, если его обнаружение и герметизация произошли на первом этапе - начале поступления флюида из пласта т.е. произвести раннее обнаружение начала ГНВП.

ГНВП - это поступление пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве, освоении, ремонте и эксплуатации.

Выброс - кратковременное, интенсивное вытеснение из скважины порции бурового раствора энергией расширяющегося газа.

Открытый фонтан - неуправляемое истечение пластового флюида через устье скважины в результате отсутствия, разрушения, или негерметичности запорного оборудования, или грифообразования.

$$P_{пл.} > P_{зab}$$

Основным условием начала ГНВП является превышение пластового давления вскрытого горизонта над забойным давлением.

Основные причины возникновения газонефтеводопроявлений:

- Недостаточная Плотность раствора вследствие ошибки при составлении плана работ или несоблюдения рекомендуемых параметров раствора бригадой ТРС, КРС и освоения скважин.

- Недолив скважины при спуско-подъемных операциях(СПО).
- Поглощение жидкости, находящейся в скважине.
- Глушение скважины до начала работ неполным объемом.
- Уменьшение плотности жидкости в скважине при длительных остановках за счет поступления газа из пласта.
- Нарушение технологии эксплуатации, освоения и ремонта скважин.
- Длительные простои скважины без промывки.
- Наличие в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворенного газа значительно увеличивают опасность возникновения газонефтеводопроявлений, даже если пластовое давление ниже гидростатического.

Основные признаки газонефтеводопроявлений:

- Перелив жидкости из скважины при отсутствии циркуляции.

- Увеличение объема промывочной жидкости в приемных емкостях при бурении или промывке скважины.
- Увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче насоса.
- Уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости при спуско-подъемных операциях.
- Увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости при спуске труб по сравнению с расчетным.
- Снижение плотности жидкости при промывке скважины.
- Повышенное газосодержание в жидкости глушения.
- Снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простоях.

Технико-технологические требования по предупреждению ГНВП.

В целях предупреждения ГНВП при ТРС и КРС, газовых и нагнетательных скважин до и во время их ремонта необходимо создать противодействие на продуктивный пласт жидкостью определенного удельного веса - "жидкость глушения", свойства которой должны отвечать следующим требованиям:

- жидкость для глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами, должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами;
- фильтрат жидкости для глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы при любом значении рН пластовой воды;
- жидкость для глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0.1 мм/год;
- жидкость для глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и не кристаллизоваться на поверхности в зимних условиях;
- жидкость для глушения должна быть негорючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной;
- жидкость для глушения должна быть технологична в приготовлении и использовании;
- содержание мех.примесей в жидкости для глушения не должно быть не более 100 мг/л, при этом размер частиц должен быть не более 0.02 мм.

Существующие способы глушения скважин основаны на применении двух видов жидкостей или их сочетаний.

1 способ – глушение жидкостями на водной основе:

- сеноманской водой;
- водными растворами неорганических солей;
- подтоварной водой (технической).

2 способ - глушение жидкостями на УВ основе (обратные эмульсии)

3 способ - объединяет преимущества двух первых способов глушения, включает в себя комбинированное применение обратной эмульсии и минерализованной воды. Технология основана на естественном осаждении на забой, в интервале перфорации, более тяжелой обратной эмульсии по сравнению со скважинной жидкостью, после чего производится промывка минерализованной водой необходимой плотности.

Для инженерного обеспечения проведения процесса глушения скважины (анализ ситуации и контрольные значения) необходимо определить значение следующих режимно-технологических параметров:

- максимально допустимое давление на устье скважины;
- Плотность поступившего в скважину пластового флюида;
- пластовое давление;
- Плотность бурового раствора, которая необходима для проведения процесса;
- начальное давление циркуляции;

- конечное давление циркуляции.

Процесс глушения скважин представляет собой комплекс мероприятий, направленных на прекращение фонтанирования пластового флюида из скважины путем закачки в нее специальной жидкости – так называемой жидкости глушения. Процесс глушения скважин связан с искусственным повышением забойного давления до величин, превышающих пластовое. Глушение углеводородных скважин обеспечивает возможность проведения текущего, капитального ремонта скважин, прекращение аварийного выброса флюида.

Основные вопросы, решаемые при глушении скважин: выбор рабочей жидкости и режим её закачки в скважину. Существуют определенные требования, предъявляемые к технологическим жидкостям глушения скважин:

- 1) обеспечение минимального проникновения фильтрата и твердых частиц из рабочей жидкости в призабойную зону пласта-коллектора,
- 2) стабильность жидкости при контакте с пластовой водой,
- 3) сравнительно легкое удаление фильтрата и твердых частиц, проникающих в призабойную зону,
- 4) недопущение взаимодействия фильтрата с глинистым материалом в пласте-коллекторе,
- 5) предотвращение образования нерастворимых осадков в поровом пространстве пласта,
- 6) соответствие давления закачки рабочей жидкости прочности фонтанной арматуры и обсадных колонн.

Работы имеют целью прекратить фонтанирование пластового флюида из скважины посредством закачки жидкости глушения и, таким образом, глушение скважин обусловлено принуждённым повышением забойного давления до величины, превышающей пластовое.

Мероприятия по глушению скважин специальными жидкостями на водной основе, тем более проведенные многократно, оказывают негативное результирующее влияние на эксплуатационные характеристики: снижение дебита и увеличение временного интервала освоения/вывода скважин на режим, что может вызвать значительные потери количества добываемой нефти.

В качестве жидкости для глушения скважин используют нефть, воду, буровые растворы на водной и углеводородной основах. Последние наиболее эффективны, однако отличаются относительно высокой стоимостью, опасны с точки зрения загрязнения окружающей среды, возгорания и др. Из буровых растворов на водной основе наиболее перспективны минеральные с полимерными добавками, которые не содержат глинистых частиц и допускают повышение плотности добавлением мела, удаляемого затем соляно-кислотной обработкой. В условиях, когда пластовое давление ниже гидростатического (при заполнении скважины нефтью), в качестве рабочей жидкости используются специальные двух- и трёхфазные пены. Для глушения используется широкий спектр флюидов, рассолы (KCl, NaCl и др.), эмульсионные растворы, сырую нефть, дизельное топливо, метанолы, природный газ, пену и воздух.

ЗАДАЧА.

- 1) Градиент давления гидроразрыва на глубине спуска башмака колонны

Глубина скважины 1700 м. Давление опрессовки 244,5 мм обсадной колонны, спущенной на глубину 1200 м, равно 18,0 МПа.

Градиент давления гидроразрыва на глубине спуска башмака колонны (Глубина залегания наименее прочных пород) равен 0,02 МПа/м. Плотность бурового раствора составляет 1,25 г/см³.

Исходные данные:

$H_{скв} - 1700$ м, $H_{ок} (244,5 \text{ мм}) - 1200$ м, $P_{опр} - 18,0$ МПа, $G_{г.р} - 0,02$ МПа/м, $\rho_n - 1,25$ г/см³

Решение:

Давление гидроразрыва на глубине 1200 м:

$$P_{г.р} = G_{г.р} \cdot H_{ок} = 0,02 \cdot 1200 = 24,0 \text{ МПа}$$

Максимально допустимое давление на устье скважины:

$$[P_{из.к}] < 0,8 \cdot P_{опр} = 0,8 \cdot 18,0 = 14,4 \text{ МПа}$$

$$[P_{из.к}]_{г.р} = P_{г.р} - 0,00981 \rho_n H_{ок} = 24,0 - 1,25 \cdot 0,00981 \cdot 1200 = 9,3 \text{ МПа}$$

$$[P_{из.к}] = 9,3 \text{ МПа}$$

2) Оценка плотности поступившего в скважину пластового флюида

Плотность поступившего в скважину флюида определяется по следующей формуле:

$$\rho_{\phi} = \rho_n - \frac{(P_{из.к} - P_{из.м})}{0,00981 \cdot h_{\phi}},$$

где ρ_n – Плотность бурового раствора в скважине, г/см³;

$P_{из.т}$, $P_{из.к}$ – избыточные давления в трубном и затрубном пространстве, МПа;

h_{ϕ} – высота столба флюида в стволе скважины, м;

$$h_{\phi} = \frac{V_0}{F},$$

V_0 – объем поступившего в скважину флюида, м³;

F – площадь поперечного сечения ствола скважины в интервале расположения пачки флюида, м².

Исходные данные:

$$P_{из.м} = 2,2 \text{ МПа}; P_{из.к} = 3,6 \text{ МПа}; \rho_n = 1,25 \text{ г/см}^3; V_0 = 2,3 \text{ м}^3; F = 0,0124 \text{ м}^2$$

Решение:

Высота пачки флюида:

$$H_{\phi} = \frac{V_0}{F} = \frac{2,3}{0,0124} = 186 \text{ м.}$$

Плотность флюида:

$$\rho_{\phi} = \rho_n - \frac{(P_{из.к} - P_{из.м})}{0,00981 \cdot h_{\phi}} = \frac{(3,6 - 2,2)}{0,00981 \cdot 186} = 0,482 \text{ г/см}^3$$

3) Пластовое давление

Фактическое пластовое давление проявляющего пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{пл} = 0,00981 \rho_n H + P_{из.т},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

ρ_n – Плотность бурового раствора в скважине, г/см³;

H – Глубина залегания пласта (по вертикали), м;

$P_{из.т}$ – избыточное давление в буровых трубах, МПа.

Исходные данные:

$$P_{из.м} = 2,2 \text{ МПа}; P_{из.к} = 3,6 \text{ МПа}; \rho_n = 1,25 \text{ г/см}^3; H = 1700 \text{ м}$$

Решение:

Пластовое давление:

$$P_{пл} = 0,00981 \cdot \rho_n H + P_{из.т} = 0,00981 \cdot 1,25 \cdot 1700 + 2,2 = 23,0 \text{ МПа}$$

4) Плотность бурового раствора

Плотность бурового раствора для глушения скважины определяется по формуле:

$$\rho_k = \frac{P_{пл} + \Delta P}{0,00981 H},$$

где ρ_k – Плотность бурового раствора для глушения скважины, г/см³;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

ΔP – величина превышения гидростатического давления над пластовым, МПа.

Величина превышения гидростатического давления над пластовым

регламентируется в «Руководстве по предупреждению и ликвидации ГНВП при строительстве и ремонте скважин» (СТО Газпром 2-3.2-193-2008) следующим образом:

Превышение плотности бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна быть не менее:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5 % для интервалов от 1200 до проектной глубины.

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая Плотность раствора, но при этом противодавление не должно превышать пластовые давления на 15 кгс/см² (1,5 МПа) для скважин глубиной до 1200 м и 25 – 30 кгс/см² (2,5 – 3,0 МПа) для более глубоких скважин.

Исходные данные: $P_{пл} = 23,0$ МПа; $\rho_n = 1,25$ г/см³; $H = 1700$ м; $P_{изт} = 2,2$ МПа, $\Delta P = 3$ МПа

Решение:

Плотность, необходимая для глушения скважины:

$$\rho_k = \frac{P_{пл} + \Delta P}{0,00981 H}$$
$$\rho_k = \frac{23,0 + 3,0}{0,00981 \cdot 1700} = 1,56 \cdot \text{г} / \text{см}^3$$

5) Начальное давление циркуляции

Начальное давление циркуляции определяется по следующей формуле:

$$P_n = P_{изм} + P'_{г.с} + (0,5 \div 1,0) \text{ МПа},$$

где P_n – начальное давление циркуляции, МПа;

$P'_{г.с}$ – гидравлические сопротивления при выбранной для глушения подаче, МПа

$$P'_{г.с} = P_{г.с} \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^2,$$

$P_{г.с}$ – гидравлические сопротивления при бурении, МПа;

Q_1 – производительность насосов при бурении, л/с;

Q_2 – выбранная подача насоса для глушения, л/с.

Исходные данные:

$P_{г.с} = 12,0$ МПа; $Q_1 = 20$ л/с $Q_2 = 10$ л/с; $P_{изм} = 2,2$ МПа

Решение:

Гидравлические сопротивления при выбранной для глушения подаче:

$$P'_{г.с} = P_{г.с} \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^2 = 12,0 \cdot \left(\frac{10}{20} \right)^2 = 3,0 \text{ МПа}.$$

Начальное давление циркуляции:

$$P_n = P_{изм} + P'_{г.с} + (0,5 - 1,0) = 2,2 + 3,0 + 0,8 = 6,0 \text{ МПа}.$$

6) Конечное давление циркуляции.

Конечное давление циркуляции определяется по следующей формуле:

$$P_k = P'_{г.с} \frac{\rho_k}{\rho_n},$$

где ρ_k – конечная Плотность бурового раствора для глушения скважины, г/см³;

ρ_n – начальная Плотность бурового раствора, г/см³;

$P'_{г.с}$ – гидравлические сопротивления при выбранной подаче насосов, МПа.

Исходные данные:

$$P'_{г.с} = 3,0 \text{ МПа}; \rho_{н} = 1,25 \text{ г/см}^3; \rho_{к} = 1,56 \text{ г/см}^3$$

Решение:

Конечное давление циркуляции:

$$P_{к} = P'_{г.с} \frac{\rho_{к}}{\rho_{н}} = 3,0 \frac{1,56}{1,25} = 3,74 \text{ МПа.}$$

Вариант	задача 1					задача 2					задача 3			
	Нскв, м	Нок, м	Р _{опр} , Мпа	Gг.р., МПа/м	ρ _н , г/см ³	P _{из.з.т} , Мпа	P _{из.к} , Мпа	ρ _н , г/см ³	V ₀ , м ³	F, м ²	P _{из.з.т} , Мпа	P _{из.к} , Мпа	ρ _н , г/см ³	H, м
0	1700	1200	18	0,02	1,25	2,2	3,6	1,25	2,3	0,0124	2,2	3,6	1,25	1700
1	1600	1250	17	0,021	1,24	2,1	3,5	1,24	2,2	0,0124	2,1	3,5	1,24	1600
2	1500	1250	16	0,022	1,23	2	3,55	1,23	2,1	0,0124	2	3,55	1,23	1500
3	1550	1200	15	0,019	1,22	1,9	3,4	1,22	2	0,0124	1,9	3,4	1,22	1550
4	1650	1220	18	0,018	1,21	1,95	3,3	1,21	2,05	0,0124	1,95	3,3	1,21	1650
5	1750	1100	19	0,017	1,2	2,05	3,2	1,2	2,15	0,0124	2,05	3,2	1,2	1750
6	1800	1150	19	0,02	1,19	2,25	3,6	1,19	2,25	0,0124	2,25	3,6	1,19	1800
7	1700	1180	17	0,019	1,18	2,15	3,58	1,18	2,35	0,0124	2,15	3,58	1,18	1700
8	1750	1150	18	0,018	1,25	2,2	3,4	1,25	2,4	0,0124	2,2	3,4	1,25	1750
9	1650	1160	16	0,02	1,24	2,1	3,3	1,24	2,3	0,0124	2,1	3,3	1,24	1650

14	1800	1300	17	0,019	1,19	2,25	3,25	1,19	2,3	0,0124	2,25	3,25	1,19	1800
13	1750	1200	18	0,02	1,2	2,05	3,35	1,2	2,25	0,0124	2,05	3,35	1,2	1750
12	1650	1250	17	0,018	1,21	1,95	3,45	1,21	2,35	0,0124	1,95	3,45	1,21	1650
11	1800	1220	16	0,021	1,22	1,9	3,6	1,22	2,1	0,0124	1,9	3,6	1,22	1800
10	1600	1100	15	0,0195	1,23	2	3,2	1,23	2,2	0,0124	2	3,2	1,23	1600

Вопросы к практическому занятию:

1. Что такое открытый фонтан, выброс, ГНВП?
2. Какие последствия у открытого фонтана?
3. Стадии открытого фонтана
4. Основные признаки ГНВП
5. Основные причины ГНВП
6. Требования к жидкостям глушения
7. Глушение скважин
8. Жидкости глушения
9. Использование подземных резервуаров для аварийного глушения скважин и ликвидации фонтанов
10. Ликвидация открытого нефтегазового фонтана с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки

Список рекомендуемой литературы

Основная литература:

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: в 6 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.
2. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. – М.: ОАО «Недра», 1998. 271с.
3. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин[текст]/ Ю. М. Басарыгин, В. Ю. Будников, А. И. Булатов, Ю. Н. Проселков – М.: Недра, 2001.
4. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин[текст]: учеб. для ВУЗов /Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков.— Краснодар: «Сов. Кубань», 2002.
5. Тагиров, К. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / К. М. Тагиров. - М. : Академия, 2012. - 336 с. - (Высшее профессиональное образование. Бакалавриат). - Гриф: Доп. УМО. - Библиогр.: с. 332.

Дополнительная литература:

1. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин/ А.Д. Амиров, К.А. Карапетов, Ф.Д. Лемберанский и др. – М.: «Недра», 1979. 309с.
2. Долгов С.В. Методы проведения ремонтных работ в скважинах с использованием пен и газообразных агентов. – М.: «Наука», 1997.-140 с.
3. Я. В. Вакула, И.И. Маннанов, С.Е. Емельяничева. Расчеты и технологии подземного и капитального ремонта скважин. Учебно-методическое пособие по проведению практических занятий – Альметьевск: АГНИ, 2009. – 164 с.
4. Гетман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В. и др. Теория и практика капитального ремонта газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений. М. : ИРЦ Газпром, 2009. 208 с
5. Мищенко, И.Т. Расчеты в добыче нефти [текст] / И. Т. Мищенко. – М.: Недра, 1989.
6. Сизов В.Ф., Турская О.Ю. Технологии капитального и текущего ремонта нефтяных скважин: учебное пособие. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2017. – 195 с.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

Методические указания
по организации и проведению
самостоятельной работы

ПМ.03 ВЕДЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ТЕКУЩЕГО
(ПОДЗЕМНОГО) И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН

Специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Форма обучения очная

Ставрополь

Пояснительная записка

Методические указания по организации и проведению самостоятельной работы составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой профессионального модуля «ПМ.03 Ведение технологического процесса текущего (подземного) и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин».

Целью организации и проведения самостоятельной работы является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ПМ.03 Ведение технологического процесса текущего (подземного) и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

Самостоятельная работа студентов проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений обучающихся;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности обучающихся, творческой инициативы, ответственности и организованности;
- формирования самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развития исследовательских умений.

В результате освоения профессионального модуля обучающийся должен уметь:

- выполнять подготовку скважин к капитальному и текущему (подземному) ремонтам;
- контролировать выполнение работ по запуску и остановке скважин.

знать:

- правила и порядок подготовки скважин к капитальному и текущему (подземному) ремонтам;
- последовательность работ по сдаче и приему скважин и территории до и после проведения ремонтных работ;
- порядок запуска и остановки скважин;
- признаки осложнений при спуско-подъемных операциях

Методические рекомендации к СРС

Методические рекомендации по проведению собеседования

Вопросы для собеседования

Тема 1.1 Подземный ремонт скважин

1. Назначение, характерные виды текущего ремонта скважин при различных способах эксплуатации, особенности его организации. Требования к установкам для ремонта скважин, к элементам оборудования противовыбросовой защиты и к устройствам для работы с трубными изделиями

2. Подготовительно-заключительные работы при ремонте скважин. Правила и порядок подготовки скважин к капитальному и текущему (подземному) ремонтам. Последовательность работ по сдаче и приему скважин и территории до и после проведения ремонтных работ.

Тема 1.2 Капитальный ремонт скважин

1. Назначение капитального ремонта скважин. Основания для рассмотрения и принятия решения о проведении ремонта. Направления работ выполняемых бригадами КРС и их классификация. Правила ведения ремонтных работ в скважине. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий

2. Ремонтно-изоляционные работы. Исправление дефектов в обсадной колонне

3. Ремонтно-исправительные работы. Технология ведения ловильных работ в скважине.

4. Работы по увеличению коэффициента нефтеизвлечения.

Собеседование - наиболее распространенный метод контроля знаний учащихся, вариант текущей проверки, процессе которого преподаватель получает широкие возможности для изучения индивидуальных возможностей усвоения учащимися учебного материала.

При подготовке к собеседованию студент должен:

- Предварительно повторить теоретический материал темы (тем) по которой проводится устный опрос.
- Ознакомиться с заданием, уяснить его фабулу и поставленные вопросы.
- Продумать логику и последовательность изложения материала. Ответы на поставленные вопросы должны быть аргументированными.

Критерии оценивания компетенций

Оценка «отлично» выставляется студенту, глубоко и прочно усвоившему программный, в том числе лекционный материал, последовательно, четко и самостоятельно (без наводящих вопросов) отвечающему на вопрос.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, твердо знающему программный, в том числе лекционный материал, грамотно и по существу, отвечающему на вопрос и не допускающему при этом существенных неточностей (неточностей, которые не могут быть исправлены наводящими вопросами или не имеют важного практического значения). То же относится к освещению практически важных вопросов

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, который обнаруживает знание основного материала, но не знает его деталей, допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, излагает материал с нарушением последовательности, отвечает на практически важные вопросы с помощью или поправками преподавателя.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, который не знает значительной части программного, в том числе лекционного материала.

Основная литература:

1. Захарова И.М. Подземный и капитальный ремонт скважин. – Ростов-на-Дону,

Феникс: 2019. – 391с.3.2.2. Основные электронные издания.

2.Тетельмин, В. В. Нефтегазовое дело. Полный курс. В двух томах. Том 2 : учебник / В. В. Тетельмин. - 2-е изд. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. - 400 с.

Дополнительная литература:

1. Дмитриев, А. Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / А. Ю. Дмитриев, В. С. Хорев. — Томск: ТПУ, 2016. — 272 с. — ISBN 978-5-4387-0697-7. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/107735> . — Режим доступа: для авториз. пользователей.

2. Зозуля, Г. П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, В. П. Овчинников. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. — 372 с. — ISBN 978-5-9961-0552-6. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/28313> — Режим доступа: для авториз. пользователей.

3. Сизов, В. Ф. Технологии капитального и текущего ремонта нефтяных скважин: учебное пособие / В. Ф. Сизов, О. Ю. Турская. — Ставрополь: СКФУ, 2017. — 195 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/155157> — Режим доступа: для авториз. Пользователей