

НЕФТЕЮГАНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ КОЛЛЕДЖ
(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования «Югорский государственный университет»

**ОП.11 Эксплуатация нефтяных и газовых
скважин**

**Методические указания и задания к контрольной работе
для обучающихся заочной формы обучения**

Специальность 21.02.02

Бурение нефтяных и газовых скважин

ОДОБРЕНЫ
Предметной (цикловой)
комиссией
Протокол № 6 от 01.03.2018
Председатель ЦПК
И.А. Шарипова

Утверждены
заседанием метод. совета
Протокол № 4 от 29.03.18
Председатель метод. совета
Г.В. Марюхина

Методические указания по выполнению контрольной работы по учебной дисциплине ОП. 11 Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, разработаны на основании рабочей программы учебной дисциплины по специальности среднего профессионального образования 21.02.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Организация-разработчик: Нефтеюганский индустриальный колледж (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет»

Разработчик:

С.В. Марюхина – преподаватель
Нефтеюганского индустриального колледжа
(филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Методические указания и контрольные задания разработаны на основании рабочей программы по учебной дисциплине ОП.11 Эксплуатация нефтяных и газовых скважин» по специальности среднего профессионального образования 21.02.02. «Бурение нефтяных и газовых скважин».

В результате освоения дисциплины обучающийся должен **уметь**:

- подбирать оборудование для различных способов добычи нефти;
- производить технологические расчеты по способам воздействия на пласт и призабойную зону;
- производить технологические расчеты по подземному ремонту скважин.

В результате освоения учебной дисциплины обучающийся должен **знать**:

- физические основы добычи нефти и газа;
- основы техники и технологии добычи нефти и газа;
- методы увеличения нефтеотдачи пластов;
- оборудование для подземного ремонта скважин.

В результате освоения учебной дисциплины обучающийся должен овладеть общими и профессиональными компетенциями, включающими в себя способность:

ОК 1 Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес

ОК 2 Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество

ОК 3 Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность

ОК 4 Осуществлять поиск и использование информации необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития

ОК 5 Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности

ОК 6 Работать в коллективе и команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями

ОК 7 Брать на себя ответственность за работу членов команды (подчиненных), результат выполнения заданий

ОК 8 Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации

ОК 9 Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности

ПК 1.3 Решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций

ПК 1.4 Проводить работы по подготовке скважин к ремонту; осуществлять подземный ремонт скважин

ПК 2.4 Осуществлять оперативный контроль за техническим состоянием наземного и подземного бурового оборудования.

ПК 2.5 Оформлять технологическую и техническую документацию по обслуживанию и эксплуатации бурового оборудования.

Дисциплина рассчитана на 120 часов, в том числе:

- обязательной аудиторной нагрузки 80 часов;
- самостоятельной работы обучающегося 40 часов.

Для заочной формы обучения предусматривается 24 часа аудиторных занятий, 144 самостоятельные работы.

Учебным планом предусмотрена 1 контрольная работа. Итоговая аттестация проводится в форме экзамена.

Требования к выполнению и оформлению контрольной работы

1. К выполнению контрольной работы приступать только тогда, когда требуемый материал тщательно изучен.

2. Контрольная работа должна быть правильно оформлена: на обложке тетради указывается дисциплина, по которой выполняется контрольная работа, специальность, вариант, ФИО студента и преподавателя.

3. В тетради нужно оставить поля, в конце 1-2 страницы для рецензии.

4. Контрольная работа должна быть написана грамотно (без стилистических и грамматических ошибок), не должно быть ошибок по существу предмета.

5. В начале работы указывается номер варианта, затем вопрос и ответ на поставленный вопрос. При необходимости записи сопровождать схемами, рисунками, таблицами. Записи выполняются четко и разборчиво.

6. Допускается выполнение контрольной работы на листах формата А4. Текст печатается на одной стороне с интервалом 1,5; параметры шрифта: гарнитура шрифта – TimesNewRoman, кегль шрифта – 14 пунктов, цвет текста – авто (черный); параметры абзаца: выравнивание текста – по ширине страницы, отступ первой строки – 1,25 см, межстрочный интервал – полуторный; поля: верхнее и нижнее поля – 20 мм, левое поле 30 мм, правое – 15 мм;

7. В конце контрольной работы указывается перечень литературы, которой студент пользовался при выполнении контрольной работы (фамилия автора, название книги и год издания).

8. При возврате контрольной работы студент должен внимательно прочитать рецензию преподавателя, выполнить все его рекомендации и советы. Исправления необходимо выполнить в той же тетради и сдать контрольную работу повторно.

9. Контрольная работа должна быть предоставлена в учебную часть в срок, указанный в учебном графике.

10. Выполненные контрольные работы оцениваются оценкой «зачтено» или «не зачтено». Контрольные работы, выполненные небрежно, не по своему варианту возвращаются студенту без проверки.

11. Студенты, не выполнившие контрольную работу по дисциплине, к экзамену не допускаются.

12. Контрольная работа предусматривает 30 вариантов. Вариант контрольной работы должен соответствовать **номеру списка в журнале**.

13. Контрольная работа включает письменные ответы на три теоретических вопроса и решение 4 задач.

14. По всем вопросам, которые возникают в процессе изучения материала и выполнения контрольной работы, следует обращаться к преподавателю за консультацией.

2.2. Тематический план и содержание учебной дисциплины **ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Наименование разделов и тем	Содержание учебного материала, лабораторные и практические работы, самостоятельная работа обучающихся	Объем часов	Уровень освоения
1	2	3	4
Тема 1.1. Условия притока жидкости и газов к скважинам	Содержание	4/8/4	
	Пластовое давление. Приток жидкости к скважине. Виды гидродинамического несовершенства скважин. Коэффициент гидродинамического совершенства скважин. Оптимальный и потенциальный дебит скважин	4	2
	Практическая работа №1. Определение пластового давления	4	2
	Практическая работа №2. Определение дебитов нефтяной и газовой скважин	4	2
	Самостоятельная работа №1. Решение задач по определению дебитов скважин	4	
Тема 1.2. Подготовка к эксплуатации и освоение нефтяных и газовых скважин	Содержание	4/4/8	
	Требования к вскрытию пластов. Первичное и вторичное вскрытие продуктивного пласта. Оборудование забоев скважин. Методы вызова притока жидкости из пласта к скважине. Методы освоения добывающих скважин	4	2
	Практическая работа №3. Расчет освоения скважины методом замены жидкости	4	2
	Самостоятельная работа №2. Оформление отчета практической работы №3 и подготовка к защите	8	
Тема 1.3. Фонтанная добыча нефти	Содержание	4/4/8	
	Баланс энергии в скважине. Условие и виды фонтанирования. Механизм движения газожидкостной смеси по вертикальным трубам. Наземное и подземное оборудование фонтанных скважин. Регулирование работы фонтанной скважины	4	2
	Практическая работа №4. Расчет и подбор подземного оборудования фонтанной скважины	4	2
	Самостоятельная работа №3. Оформление отчета практической работы №4 и подготовка к защите	8	
Тема 1.4. Газлифтная добыча нефти	Содержание	4/4/4	
	Область применения газлифта, преимущества и недостатки. Принцип работы газлифта. Системы и конструкции газлифтных подъемников. Пусковое давление. Методы снижения пускового давления. Пусковые и рабочие клапаны	4	2
	Практическая работа №5. Расчет газлифтного подъемника	4	2
	Самостоятельная работа №4. Оформление отчета практической работы №5 и подготовка к защите	4	

Тема 1.5. Добыча нефти скважинными штанговыми насосами	Содержание	6/4/4	
	Область применения ШСНУ. Схема работы штанговой скважинной насосной установки. Наземное и подземное оборудование ШСНУ. Подача, факторы, влияющие на подачу. Неполадки при работе ШСНУ. Особенности эксплуатации ШСНУ наклонных и искривленных скважин. Динамометрирование	6	2
	Практическая работа №6. Расчет и подбор оборудования для штанговой скважинной насосной установки	4	2
	Самостоятельная работа №5. Составление схемы ШГН	4	
Тема 1.6. Добыча нефти бесштанговым и насосами	Содержание	6/4/4	
	Область применения погружных центробежных насосов. Принцип работы УЭЦН. Основные узлы установки, их назначение. Контроль параметров работы установки в процессе эксплуатации. Осложнения УЭЦН. Мероприятия, обеспечивающие увеличение МРП	6	2
	Практическая работа №7. Расчет и подбор оборудования для эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН	4	2
	Самостоятельная работа №6. Составление схемы УЭЦН	4	
Тема 1.7. Особенности добычи газа и конденсата	Содержание	2/4/-	
	Конструкция и оборудование газовых скважин. Борьба с гидратообразованием.	2	2
	Практическая работа №8. Определение условий гидратообразования в газовых скважинах	4	2
Тема 1.8. Методы увеличения продуктивности и скважин	Содержание	6/6/8	
	Назначение и классификация методов увеличения дебитов скважин. Химические методы воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС). Механические методы воздействия на ПЗС. Сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП). Тепловые методы воздействия на ПЗС. Спуск электронагревателя. Применение горячей нефти для очистки ствола скважины. Комплексные методы воздействия на ПЗС	6	2
	Практическая работа №9. Расчет солянокислотной обработки скважины	2	2
	Практическая работа №10. Расчет ГРП	4	2
	Самостоятельная работа №7. Оформление отчета практических работ № 9, 10 и подготовка к защите	8	
Тема 1.9. Технологии подземного ремонта скважин	Содержание	4/2/-	
	Назначение и классификация подземных ремонтов. Подготовительные работы к ремонту скважин. Глушение скважин. Оборудование для ремонта скважин. Ликвидация песчаных пробок в скважинах. Ловильные работы. Зарезка второго ствола. Ликвидация скважин	4	2
	Практическая работа №11. Подбор оборудования для подземного ремонта скважины	2	2
Итого		120	

Контрольная работа.

Теоретические вопросы

Тема: Подготовка к эксплуатации и освоение нефтяных и газовых скважин

1. Условия притока нефти и газа к скважинам.
2. Уравнение притока.
3. Определение дебита скважины.
4. Виды гидродинамического несовершенства скважин.
5. Учет несовершенства при расчете дебита.
6. Вскрытие продуктивных пластов. Первичное и вторичное вскрытие.
7. Требования к вскрытию пластов.
8. Оборудование забоев скважин. Фильтры.
9. Виды перфорации: кумулятивная, пулевая, торпедная, гидропескоструйная.

Тема: Фонтанная эксплуатация

10. Баланс энергии в скважине.
11. Условия, причины и виды фонтанирования. Баланс давлений.
12. Подъем жидкости за счет гидростатического напора, за счет энергии расширяющегося газа.
13. Механизм движения смеси по вертикальным трубам.
14. Определение длины и диаметра фонтанного лифта.
15. Оборудование устья фонтанных скважин.
16. Обязка фонтанной скважины с выкидной линией.
17. Регулирование работы фонтанной скважины.
18. Исследование фонтанных скважин и установление режима их работы. Регулировочные кривые.
19. неполадки при работе фонтанных скважин. Меры борьбы с отложениями парафина, солей и коррозией.

Тема: Газлифтная эксплуатация

20. Область применения газлифтного способа добычи нефти. Преимущества и недостатки.
21. Принцип работы газлифта.
22. Системы и конструкции газлифтных подъемников.
23. Оборудование устья газлифтных скважин.
24. Компрессорный и бескомпрессорный газлифт.
25. Пуск газлифтных скважин в эксплуатацию.
26. Пусковое давление при различных системах газлифта. Методы снижения пусковых давлений.
27. Пусковые и рабочие клапаны. Расчет расстановки клапанов.
28. Требования к подготовке газа для газлифтной эксплуатации. Способы регулирования газа по скважинам.
29. Внутрискважинный газлифт
30. Периодическая эксплуатация газлифтных скважин.

Тема: Эксплуатация нефтяных скважин штанговыми насосами ШСНУ.

31. Схема работы штанговой скважинной насосной установки.

32. Насосные штанги, оборудование устья.
33. Индивидуальный привод штангового насоса.
34. Размерный ряд СК по ГОСТу, их выбор. Регулирование длины хода штока и числа качаний СК.
35. Уравновешивание СК.
36. Подача ШСНУ. Факторы, влияющие на подачу. Коэффициент наполнения штангового насоса.
37. Борьба с вредным влиянием на работу ШГН газа и песка. Борьба с отложениями парафина. Скребки и штанговращатели.
38. Особенности эксплуатации наклонных и искривленных скважин.
39. Динамометрирование ШСНУ, применение аппаратного комплекса «Сидос».
40. Обслуживание насосных скважин.

Тема: Эксплуатация нефтяных скважин бесштанговыми насосами УЭЦН.

41. Схема установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН), область применения.
42. Основные узлы установки и их назначение.
43. Техническая характеристика УЭЦН. Классификация УЭЦН по напору, подаче, габариту и исполнению.
44. Методика подбора УЭЦН для скважин.
45. Монтаж и эксплуатация УЭЦН.
46. Пуск УЭЦН и вывод ее на режим после подземного ремонта.
47. Контроль параметров работы установки в процессе эксплуатации.
48. Факторы, осложняющие эксплуатацию ЭЦН.

Тема: Эксплуатация газовых скважин

49. Особенности конструкции и оборудования газовых скважин.
50. Гидратообразование, предупреждение гидратообразования.
51. Установление режима работы газовой скважины.
52. Особенности эксплуатации обводняющихся газовых скважин.

Тема: Методы увеличения продуктивности скважин

53. Назначение методов воздействия на призабойную зону скважин, классификация методов, область применения.
54. Реагенты, применяемые при СКО, их назначение и характеристики.
55. Технология СКО.
54. Гидравлический разрыв пласта (ГРП), его сущность, область применения, схема проведения.
55. Давление разрыва.
56. Жидкости разрыва.
57. Песок, предназначенный для заполнения трещин.
58. Выбор скважин для проведения ГРП.
59. Гидропескоструйная перфорация, применяемое оборудование и схема процесса.
60. Виброобработка забоев скважин.

Тема: Текущий и капитальный ремонт скважин

61. Назначение и классификация подземных ремонтов.
62. Причины, приводящие к необходимости ремонта скважин.
63. Наземные сооружения и оборудование, используемое при текущем ремонте скважин.

64. Комплекс подготовительных работ при ремонте скважин передвижными подъемными агрегатами.
65. Глушение скважин.
66. Выбор жидкости глушения.
67. Ликвидация песчаных пробок в скважинах.
68. Ловильные работы и выбор инструмента.
69. Ликвидация скважин.
70. Зарезка и бурение второго ствола скважины

Таблица 1 - Номера теоретических контрольных вопросов

Номер варианта	Номера контрольных вопросов	Номер варианта	Номера контрольных вопросов
1	1,31,61	16	16,46,51
2	2, 32,62	17	3,17,47
3	3, 33,63	18	18,48,65
4	4, 34,64	19	19,49,7
5	5, 35,65	20	20,50,9
6	6,36,66	21	21,51,70
7	7, 37,67	22	22,52,69
8	8, 38,68	23	23,53,5
9	9, 39,69	24	24,54,46
10	10, 40,70	25	25,55,37
11	11,41,56	26	26,56,8
12	12, 42,57	27	6,27,57
13	13,43,68	28	4,28,58
14	14, 44,59	29	5,29,59
15	15,45,60	30	2,30,60

Задача № 1 Расчет и подбор оборудования для штанговой скважинной насосной установки

Задание: Выбрать оборудование для эксплуатации скважины УШГН.

Исходные данные по вариантам – в таблице 2.

Таблица 2 - Исходные данные для расчёта

Наименование параметров	Варианты					
	01-05	06-10	11-15	16-20	21-25	26-30
Глубина скважины Н, м	1800	1750	1700	1720	1730	1740
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	17,9	17,0	18,0	18,5	17,5	18,0
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	13	12,5	14	14	12,5	13

Плотность воды ρ_w , кг/м ³	1008	1010	1008	1010	1008	1010
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	800	820	810	800	820	810
Обводнённость нефти n_w , д.ед	0,89	0,70	0,66	0,85	0,75	0,56
Коэффициент продуктивности K , т/сут МПа	1,2	1,5	1,3	1,2	1,5	1,3
Газовый фактор Γ , м ³ /т	95	85	79	80	85	95
Коэффициент подачи a_n	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Плотность газа ρ_g , кг/м ³	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Ускорение свободного падения g , м/с ²	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Объёмный коэффициент нефти ϵ_n	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16

Методические указания к решению задачи:

При решении задачи необходимо учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 10⁶ Па

1. Определяем *плотность нефтяной эмульсии* скважин:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n + \Gamma\rho_g + \rho_w \left(\frac{n_w}{1-n_w}\right)}{\epsilon_n + \left(\frac{n_w}{1-n_w}\right)}, \frac{кг}{м^3} \quad (1)$$

2. Определяем *расстояние от забоя до динамического уровня в скважине* при заданном $P_{заб}$:

$$H'_{дин} = \frac{P_{заб}}{g\rho_{см}}, м \quad (2)$$

где $P_{заб}$ - забойное давление, Па;

$\rho_{см}$ - плотность смеси, $\frac{кг}{м^3}$;

$g = 9,81 \frac{м}{с^2}$ - ускорение свободного падения.

3. Определяем *расстояние от устья до уровня жидкости в скважине*:

$$H_{\text{дин}} = H_{\text{скв}} - H'_{\text{дин}}, \text{ м} \quad (3)$$

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

$H'_{\text{дин}}$ - расстояние от забоя до динамического уровня в скважине, м.

4. Определяем *депрессию на пласт*:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}, \text{ МПа} \quad (4)$$

где $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа;

$P_{\text{заб}}$ - забойное давление, МПа.

5. Определяем *фактический весовой дебит* скважины:

$$Q_{\text{ф.в.}} = K \cdot \Delta P, \frac{\text{т}}{\text{сут}} \quad (5)$$

где K - коэффициент продуктивности $\frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}$

ΔP - депрессия на пласт, МПа.

6. Определяем фактический объёмный дебит скважины:

$$Q_{\text{ф.о.}} = \frac{Q_{\text{ф.в.}}}{\rho_{\text{см}}}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (6)$$

где $Q_{\text{ф.в.}}$ - фактический весовой дебит скважины, $\frac{\text{т}}{\text{сут}}$;

$\rho_{\text{см}}$ - плотность смеси, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

7. Определяем *теоретический объёмный дебит* скважины:

$$Q_{\text{т.о.}} = \frac{Q_{\text{ф.о.}}}{\alpha_n}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (7)$$

где $Q_{\text{ф.о.}}$ - фактический объёмный дебит скважины, $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$;

α_n - коэффициент подачи, доли единиц.

8. Для снижения влияния свободного газа на работу насоса задаёмся из опыта эксплуатации величиной погружения под динамический уровень из условия:

если $n_b > 0,5$ долей единиц, то влияние газа на работу насоса меняется и

$h_{\text{дин}} = 400$ м;

если $n_b < 0,5$, то влияние газа велико и $h_{\text{дин}} = 600$ м;

если $n_b = 0,75 > 0,5$, тогда $h_{\text{дин}} = 400$ м.

9. Определяем *глубину спуска насоса в скважину*:

$$L = H_{\text{дин}} + h_{\text{дин}}, \text{ м} \quad (8)$$

где $H_{\text{дин}}$ - расстояние от устья до уровня жидкости в скважине, M ;

$h_{\text{дин}}$ - глубина погружения насоса под динамический уровень, M .

10. Выбираем по **диаграмме Адонина**, в зависимости от величины спуска насоса и объёмного теоретического дебита скважины, **тип станка-качалки** (СК) и **диаметр насоса**. (И.Т.Мищенко. Расчеты в добыче нефти стр.150).

11. Выписываем стандартные длины хода полированного штока, выбранного СК, и число качаний насоса и минуту-Si, n_i .

(Н.Г.Серета, «Спутник нефтяника и газовика»). (Паспорт для СК).

12. Выбираем тип насоса в зависимости от его глубины спуска и его диаметра.

(Н.Г.Серета, «Спутник нефтяника и газовика», стр.209-210); (И.Т.Мищенко. Расчеты в добыче нефти стр.152, 161)

13. Выбираем диаметр НКТ в зависимости от типа и диаметра насоса.

(Н.Г.Серета, «Спутник нефтяника и газовика», стр.222-223); (И.Т.Мищенко. Расчеты в добыче нефти стр.152)

14. Выбираем диаметр насосных штанг и число ступеней штанговой колонны в зависимости от диаметра насоса и глубина его спуска.

(Н.Г.Серета, «Спутник нефтяника и газовика», стр.215-221); (И.Т.Мищенко. Расчеты в добыче нефти стр.169-174).

15. Определяем **параметры режимов работы насоса** при стандартных длинах хода:

$$n_i = \frac{Q_{\text{м.о.}}}{1440 \cdot F_{\text{пл}} \cdot S_i}, \text{ мин}^{-1} \quad (9)$$

где 1440 - количество минут в сутках, $\frac{\text{мин}}{\text{сут}}$;

$F_{\text{пл}}$ - площадь поперечного сечения плунжера, м^2 .

$$F_{\text{пл}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{пл}}^2}{4}, \text{ м}^2 \quad (10)$$

$$D_{\text{пл}} = D_{\text{нас}}, \text{ м}$$

S_i - стандартные длины хода плунжера, м .

Выбираем наиболее благоприятные режимы.

16. Определяем площадь сечения плунжера:

$$F_{\text{пл}} = \frac{Q_{\text{м.о.}}}{1440 \cdot S_i \cdot n_i}, \text{ м}^2 \quad (11)$$

17. По данным сечения плунжера определяем его диаметр соответствующего режима:

$$D_{\text{пл}} = \sqrt{\frac{F_{\text{пл}}}{0,785}}, \text{ м} \quad (12)$$

18. Для выбора наиболее выгодного режима определяем для n_i и n_{i+1} режимов **максимальные значения нагрузок** в точке подвеса штанг:

$$P_{max} = F_{nli} \cdot p_{cm} \cdot L \cdot g \cdot q_{cp} \cdot L \left(b + \frac{S_i n_i^2}{1440} \right), \text{ Н} \quad (13)$$

где b - коэффициент потери веса штанг в жидкости;

$$q_{cp} = 16,3 \frac{\text{Н}}{\text{м}} - \text{средний вес 1 м штанг}, \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Самым выгодным будет режим, при котором P_{max} будет минимальным по значению: $P_{max5} < P_{max4} < P_{max3}$, то режим будет оптимальным.

19. Определяем **максимальное напряжение в штангах** при оптимальном режиме:

$$G_{max} = \frac{P_{max5}}{f_{um1}}, \text{ МПа} \quad (14)$$

где $P_{max5} = 24098,1 \text{ Н}$ - максимальная нагрузка при оптимальном режиме, Н;
 f_{in1} - площадь поперечного сечения штанг 1 ступени при оптимальном режиме, мм^2 .

$$f_{um1} = \frac{\pi \cdot d_{um1}^2}{4}, \text{ мм}^2 \quad (15)$$

где $d_{um1} = 19 \text{ мм}$ - диаметр штанг 1 ступени.

Если $G_{max} < [G_{пр}] = 120 \text{ МПа}$, колонна штанг выдержит нагрузку.

20. Проверяем режим n_i и n_{i+1} на выносливость штанг, характеризуемую частностью обрыва штанг. Расчёт ведём для 1 ступени штанг, так как чаще всего больше 50% обрывов происходит в верхней части колонны штанг - 1 ступени.

$$K_i = n_i \cdot \left(\frac{D_{nli}}{d_{1um}} \right)^3 \quad (16)$$

21. Рассчитываем необходимое число качаний оптимального режима:

$$n = n_{i(i+1)} \cdot \left(\frac{D_{nli(i+1)}}{D_{nл.гост}} \right) \text{ мин}^{-1} \quad (17)$$

где $n_{i(i+1)}$ - число качаний рассматриваемого режима, мин^{-1} ;

$D_{nл i(i+1)}$ - расчётный диаметр плунжера, м;

$D_{nл.гост}$ - стандартный диаметр плунжера, м;

22. Рассчитываем полезную мощность электродвигателя по формуле Ефремова:

$$N = 401 \cdot 10^{-6} \cdot \pi \cdot D_{nл.гост} \cdot S \cdot n \cdot p_{cm} \cdot L \cdot \left(\frac{1 - \eta_n \cdot \eta_{ск}}{\eta_n \cdot \eta_{ск}} + L_n \right) \cdot K, \text{ кВт} \quad (18)$$

$\eta_n = 0,9$ - коэффициент полезного действия (КПД) насоса;

$\eta_{ск} = 0,8$ - КПД станка-качалки;

$\alpha_n = 0,75$ - коэффициент подачи насоса, доли единиц;

K - коэффициент, учитывающий степень уравновешенности СК.

Сравниваем полученный результат с паспортными данными, выбираем тип двигателя с запасом мощности.

23. По типу СК определяем тип редуктора (Бухаленко, стр.55).

24. Записываем компоновку УШГН и все выбранные режимные параметры.

Задача № 2 Расчёт и подбор оборудования для эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН

Задание: Подобрать расчетным путем оборудование для эксплуатации скважины установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) и определите удельный расход электроэнергии при ее работе. Данные для расчета приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные

Наименование	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глубина скважины $H, м$	1940	1910	1860	1820	1770	1740	1720	1700	2000	2100	1950	1840	1750	1900	1790
Пластовое давление $P_{пл}, МПа$	168	16,5	15,7	14,3	15,5	15,0	12,2	12,0	14,0	16,2	15,9	13,5	15,0	14,8	16,0
Забойное давление $P_{зб}, МПа$	118	11,6	11,2	11,0	10,2	10,0	8,2	9,0	10,5	10,9	12,0	11,5	8,5	11,9	11,2
Устьевое давление $P_y, МПа$	1,6	1,4	1,0	0,8	0,6	0,5	0,6	0,5	1,2	1,3	1,5	0,9	1,2	0,8	1,5
Давление насыщения $P_{нас}, МПа$	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Коэффициент продуктивности и $K, т/сут \cdot МПа$	17	37	16	29	23	32	38	33	19	21	26	24	17	18	30
Обводненность продукции скважины $p_n, \%$	47	63	55	50	55	60	50	45	47	52	25	49	60	55	63
Плотность пластовой воды $\rho_w, кг/м^3$	1080	1050	1080	1050	1080	1050	1080	1050	1000	1070	1050	1030	1040	1070	1080
Плотность нефти $\rho_n, кг/м^3$	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850
Плотность газа $\rho_g, кг/м^3$	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Диаметр эксплуат. колонны $D, мм$	168	168	146	168	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Газовый фактор $G, м^3 / м^3$	54	48	58	60	50	48	50	65	50	49	47	57	52	48	44

Методические указания к решению задачи

1. Определяют дебит скважины по уравнению притока при $n=1$ по формуле:

$$Q = K \times (P_{пл} - P_{заб})^n, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (19)$$

2. Выбирают оптимальное давление на приеме насоса в зависимости от обводненности и газового фактора по промысловым данным или по кривым газосодержания.

При отсутствии конкретных рекомендаций принять приближенно:

$$P_{opt} = 2,5 \dots 3,0 \text{ МПа при } n_g \geq 50\%$$

$$P_{opt} = 3,0 \dots 4,0 \text{ МПа при } n_g < 50\%$$

3. Глубину спуска насоса определяют из условия обеспечения оптимального необходимого давления на приеме насоса:

$$L_H = H - \frac{(P_{заб} - P_{opt})}{\rho_{см} \times g}, \text{ м} \quad (20)$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси, определяется в зависимости от обводненности по следующим формулам:

➤ При малом газосодержании и обводненности более 80%:

$$\rho_{см} = \rho_g \times n_g + \rho_n \times (1 - n_g) \quad (21)$$

➤ При высоком газосодержании и обводненности менее 80%:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n + \rho_g \times G + \rho_g \times \frac{n_g}{1 - n_g}}{v + \frac{n_g}{1 - n_g}}, \text{ кг/м}^3 \quad (22)$$

4. Выбирают диаметр труб по графику (рисунок 1), в зависимости от их пропускной способности и КПД.

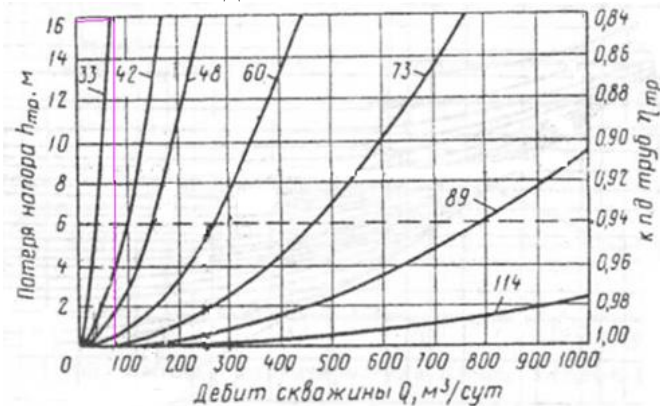


Рисунок 1- Кривые потерь напора в насосных трубах

5. Вычисляют потребный напор, необходимый для подъема жидкости на поверхность из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = L_n + \frac{P_y}{\rho_{см} \times g} + h_{тр} - h_2, \text{ м} \quad (23)$$

где $h_{тр}$ - потери напора на трение при движении жидкости в НКТ, определяемые по формулам трубной гидравлики. Приближенно можно принять $h_{тр} = 10 \dots 16 \text{ м}$.

$$h_2 = 0,1575 \times d_{вн} \times G \times \left\langle 1 - \sqrt[3]{\frac{P_y}{P_{нас}}} \right\rangle \times (1 - n_6), \text{ м} \quad (24)$$

где $d_{вн}$ - внутренний диаметр НКТ, м

6. Определяют группу насоса (диаметр) в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, руководствуясь следующими соотношениями:

D (D _{вн}), мм	группа насоса	диаметр насоса, мм
140 (121,7)	5	92
146 (130)	5А	103
168 (144,3)	6	123

7. Определяют необходимое исполнение насосов зависимости от содержания механических и корродирующих примесей в продукции скважины.

8. Подбирают типоразмер погружного центробежного насоса, исходя из условий:

$$H_n > H_c, Q_n = Q, \text{ КПД - максимальный}$$

где H_n - напор насоса, м;

$$Q_n - \text{подача насоса, м}^3/\text{сут};$$

Для этого по таблицам характеристик насосов задаются двумя – тремя насосами, удовлетворяющими вышеперечисленным условиям и по их рабочим характеристикам выбирают окончательно насос с максимальным КПД.

9. Выписывают типоразмеры остального оборудования согласно комплектности поставки: двигатель, гидрозащиту, станцию управления, трансформатор, кабель, пользуясь справочной литературой.

Таблица 4 - Типоразмеры оборудования

Типоразмер насоса	Двигатель	Кабель		Гидрозащита	Трансформатор	Станция управления
		плоский	круглый			

10. Проверяют соответствие мощности двигателя условиям откачки, для чего определяют необходимую мощность и сравнивают с мощностью выбранного двигателя $N_{\text{дв}} \geq N$:

$$N = \frac{Q \times H_c \times \rho_{\text{см}} \times g \times 10^{-3}}{86400 \times \eta_n}, \text{ кВт} \quad (25)$$

где η_n - КПД насоса, определяется по рабочей характеристике насоса при заданном дебите Q.

11. Определяют необходимую длину кабеля:

$$L_k = L_n + \lambda, \text{ м} \quad (26)$$

где λ - расстояние до станции управления ≈ 100 м

12. Проверяют возможность спуска агрегата в скважину. Для сохранности кабеля и устранения опасности прихвата агрегата в эксплуатационной колонне диаметральный зазор между агрегатом и эксплуатационной колонной принимают равным 5...10 мм.

12.1 Основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля:

$$D_{\text{max}} = \frac{D_{\text{дв}}}{2} + \frac{D_n}{2} + h_k + S \quad (27)$$

где $D_{\text{дв}}$ - диаметр электродвигателя, мм;

D_n - наружный диаметр насоса, мм;

h_k - толщина плоского кабеля, мм;

S - толщина металлического пояса, принимаем S=1 мм.

12.2 Основной размер агрегата с учетом насосных труб круглого кабеля:

$$A_{\text{max}} = \frac{D_{\text{дв}}}{2} + \frac{d_m}{2} + d_k, \quad (28)$$

где d_m - диаметр муфты НКТ, мм;

d_k - диаметр круглого кабеля, мм.

Задача № 3 Расчет солянокислотной обработки скважины

Задание: Выберите концентрацию или количество реагентов, необходимое оборудование для проведения солянокислотной обработки призабойной скважины. Данные приведены в таблице 7.

Выбор скважины для проведения кислотной обработки

Кислотное воздействие на пласт производится с целью восстановления и увеличения продуктивности скважин в случае, если продуктивность ограничена состоянием ствола скважины, перфорационных каналов и призабойной зоны. Кислотные воздействия различаются по глубине (объёму воздействия) и технологии.

Цель обработки зависит от поставленной цели и характеристик объекта воздействия.

Объектом воздействия кислотной обработки является кольматант порового пространства призабойной зоны пласта, скелет продуктивного, отложения неорганических солей, остаточные гели-песконосители в скважинах, на которых был проведён ГРП.

Для проведения кислотной ОПЗ из всего фонда скважин с периодичностью раз в год (для составления годовой программы работ) и раз в месяц (для составления месячной программы работ) выбирают следующие скважины:

- Скважины, вводимые в эксплуатацию из бурения (без ГРП) в обязательном порядке подвергаются кислотной обработке. Цель обработки - очистка ствола скважины, перфорационных отверстий ближней призабойной зоны от глинистых частиц и фильтрата бурового раствора. Объект воздействия - кольматирующее вещество и скелет породы.

- Скважины, снизившие продуктивность по причине ухудшения притока жидкости в ходе эксплуатации из-за уменьшения проницаемости ПЗП в результате миграции глинистых частиц и обломочного материала горной породы. Цель обработки - увеличение проницаемости ПЗП. Объект воздействия - кольматирующее вещество и скелет породы.

- Скважины, снизившие продуктивность в результате отложения солей в призабойной зоне, эксплуатационной колонне и насосном оборудовании. Цель обработки - удаление отложений, восстановление продуктивности скважины. Объект воздействия - солевые отложения

- Скважины, не вышедшие на заданный режим работы после проведения ГРП. Цель обработки - разрушение загущенной жидкости - песконосителя, очистка каналов между зёрнами проппанта от геля. Объект воздействия - полисахаридный гель.

- Скважины, выводимые из бездействия. Цель обработки - увеличение проницаемости ПЗП. Объект воздействия — скелет породы.

Методические указания к решению задачи

1. Для заданных условий **принимаем концентрацию кислоты** и объем раствора. Принимаем концентрацию кислоты 10...16%.
2. **Определяем общий необходимый объем раствора соляной кислоты** по формуле:

$$V = V' \cdot h, \text{ м}^3, \quad (29)$$

где V' - расход раствора HCl на 1м толщины пласта, м^3

3. **Определяем количество концентрированной товарной соляной кислоты** по формуле:

$$V_k = \frac{A \cdot X \cdot V(B - Z)}{B \cdot Z \cdot (A - X)}, \text{ м}^3, \quad (30)$$

где $Z = 27,5\%$ -я концентрация товарной кислоты;

В и А – числовые коэффициенты, определяются по таблице 5;
 X – выбранная концентрация солянокислотного раствора, %.

Таблица 5 – Значения коэффициентов А и В

Z, X	B, A
5,15 – 12,19	214
13,19 – 18,11	218
19,06 – 24,78	221,5
25,75 – 29,57	226

4. При обработке скважин к раствору HCl добавляют различные **реагенты**, выбираем их концентрацию и объем:

4.1 **Ингибитор - катапин А**, в количестве 0,01% объема кислотного раствора по формуле:

$$V_1 = \frac{V \cdot 0,01}{100}, \text{ м}^3 \quad (31)$$

4.2 **Стабилизатор – уксусная кислота** по формуле:

$$V_{у.к.} = \frac{1000 \cdot b \cdot V}{c}, \text{ дм}^3 \quad (32)$$

где b - 1,5% добавка уксусной кислоты;

c - концентрация уксусной кислоты, принимаем 80%

4.3 **Интенсификатор – марвелан** в количестве 1...1.5% объема солянокислотного раствора:

$$V_m = \frac{V \cdot 1,5}{100}, \text{ м}^3 \quad (33)$$

4.4 Для удержания в растворенном состоянии продуктов реакции применяют **хлористый барий**:

$$V_{x.б.} = 21,3 \cdot V \left(\frac{a \cdot X}{z} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{xб}}, \text{ дм}^3 \quad (34)$$

где a – содержание SO₃ в товарной соляной кислоте, $a = 0,6\%$;

$\rho_{xб} = 4 \text{ кг} / \text{дм}^3$ - плотность хлористого бария.

5. Определяем количество воды для приготовления солянокислотного раствора по формуле:

$$V_{в} = V - V_k - \sum V_p, \text{ м}^3, \quad (35)$$

где $\sum V_p$ - суммарный объем всех добавляемых реагентов к солянокислотному раствору, м³;

V_k - количество концентрированной товарной кислоты

6. Определяем количество раствора, закачиваемого в скважину (**при открытой задвижке**) в объеме выкидной линии, НКТ и ствола скважины от башмака НКТ до подошвы пласта по формуле:

$$V' = 0,785 \cdot d_{об}^2 \cdot l + 0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot (H - h) + 0,785 \cdot D_o^2 \cdot h, м^3 \quad (36)$$

7. Определяем количество жидкости, которое закачивают (при закрытой задвижке) затрубного пространства по формуле:

$$V'' = V - V', м^3 \quad (37)$$

8. Определяем объем продавочной жидкости:

$$V_{пжс} = V', м^3 \quad (38)$$

9. Выбираем необходимое оборудование (кислотный агрегат, автоцистерны).

10. Выбирают режим работы агрегата. Для этого, задавшись производительностью агрегата (q) на II, III и IV передачах (таблица 6) определяют необходимое давление нагнетания:

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{жс} + P_{тр}, МПа \quad (39)$$

где $P_{заб}$ - максимальное забойное давление при продавке раствора, МПа,

$$P_{заб} = P_{пл} + q \cdot 10^{-3} \frac{86400}{K} \quad (40)$$

$P_{жс} = \rho q H_{\phi}$ - гидростатическое давление столба продавочной жидкости, МПа.

K-коэффициент приемистости скважины,

$K=20 м^3/(сут \cdot МПа)$

Принимаем $P_{тр} = 0,5 \dots 1,5$ МПа.

Давление, создаваемое насосом, должно быть достаточным для продавки раствора в гтласт, т. е. $P_{нас} > P_{вн}$.

11. Определяют продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора:

$$\tau = (V + V_{пжс}) \cdot \frac{10^3}{q \cdot 3600}, ч \quad (41)$$

Таблица 6 -Техническая характеристика цементировочного насоса 9Т

Режим работы	Частота вращения вала двигателя, об/мин	Передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Давление, МПа			Подача, дм ³ /с		
				При диаметре втулок, мм					
				100	115	127	100	115	127
Максимальная подача	1700	II	28	30,5	22,5	18,2	3,0	4,1	5,1
	1700	III	54	15,9	11,7	9,5	5,8	7,9	9,8
	1700	IV	83	10,3	7,6	6,1	9,0	12,2	15,1
	1700	V	125	6,9	5,0	4,0	13,5	18,3	23,0
Максимальное давление	1500	II	27	32,0	23,0	18,5	2,9	4,0	4,9
	1500	III	48	18,0	13,4	10,7	5,2	7,0	8,7
	1500	IV	73	11,7	8,7	7,0	7,9	10,7	13,4
	1500	V	110	7,8	5,8	4,7	11,9	16,1	20,0

Таблица 7 - Исходные данные для расчета СКО

Наименование исходных данных	№варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина скважины Н, м	1500	1540	1580	1620	1660	1700	1740	1780	1820	1860
Эффективная мощность пласта h, м	10	12	14	16	18	20	10	12	14	16
Тип и состав породы продуктивного пласта	Плотные трещиноватые известняки					Трещиноватые кавернозные известняки				
Проницаемость пород k , мм ²	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,1
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	14,0	14,5	15,0
Внутренний диаметр скважины D_d , м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ d , мм	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73
Температура пласта $T_{пл}$, °С	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40
Диаметр водовода $d_{об}$, мм	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода $l_{об}$, мм	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Список литературы

1. Арбузов, В.Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях [Электронный ресурс]: Практикум / Арбузов В.Н., Курганова Е.В. - Томск: ТПУ, 2015. - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog.php?bookinfo=672983>
2. Покрепин, Б.В. Эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (МДК 01.02) [Текст]: учебное пособие /Б.В. Покрепин, - Ростов н/Д: Феникс, 2016. – 605с
3. Покрепин, Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений учеб. пособие [Текст]: учебное пособие /Б.В. Покрепин, - Ростов н/Д: Феникс, 2015. – 318с

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица 1.Размерности величин, используемых в нефтепромысловой практике в системе СИ

Величина	Отраслевое обозначение	Обозначение в системе СИ	Соотношение
1	2	3	4
Длина	м	м	
Площадь	м ²	м ²	
Объем	м ³	м ³	
Масса	т	кг	1т = 10 ³ кг
Время (*)	сут.	с	1 сут = 86400 с.
Вес	кгс	Н	Кгс = 9,8 Н
Давление	кгс/см ²	Па	1 кгс/см ² = 0,98 · 10 ⁶ Па 1Па = 1Н/м ² 1МПа = 10 ⁶ Па 1 кгс/см ² = 0,98 · 10 ¹ МПа
Дебит (*) массовый	т/сут	кг/с	1т/сут = 11,57 · 10 ⁻³ кгс/с
объемный	м ³ /сут	м ³ /с	1м ³ /сут = 11,57 · 10 ⁻⁶ м ³ /с 1м ³ /сут = 11,57см ³ /с
Плотность	г/см ³	кг/м ³	1г/см ³ = 1т/м ³ = 10 ³ кг/м ³
Вязкость динамическая	П, сП	Па·с	1П = 10 ² Сп = 10 ⁻¹ Па·с 1сП = 10 ⁻³ Па·с = 1мПа·с
кинематическая	Ст, сСт	м ² /с	1Ст = 10 ² сСт = 10 ⁻⁴ м ² /с 1сСт = 10 ⁻⁶ м ² /с

Диаграмма Адонина

