МИНОБРНАУКИ РОССИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
(ФГБОУ ВО «СамГТУ»)

УТВЕРЖДАЮ:
Проректор по учебной работе
_____ / О.В. Юсупова
"_____" _____ 20___ г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ (МОДУЛЯ)

Б1.В.02.07 «Техника и технология добычи нефти»

Код и направление подготовки (специальность)	21.03.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль)	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Квалификация	Бакалавр
Форма обучения	Очная
Год начала подготовки	2023
Институт / факультет	Институт нефтегазовых технологий (ИНГТ)
Выпускающая кафедра	кафедра "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений"
Кафедра-разработчик	кафедра "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений"
Объем дисциплины, ч. / з.е.	108 / 3
Форма контроля (промежуточная аттестация)	Экзамен

Самара 2023

Б1.В.02.07 «Техника и технология добычи нефти»

Рабочая программа дисциплины разработана в соответствии с требованиями ФГОС ВО по направлению подготовки (специальности) **21.03.01 Нефтегазовое дело**, утвержденного приказом Министерства образования и науки РФ от № 96 от 09.02.2018 и соответствующего учебного плана.

Разработчик РПД:

Доцент, кандидат биологических наук, доцент	Н.Ю Хохлова
(должность, степень, ученое звание)	(ФИО)
Заведующий кафедрой	Г.А. Ковалева, кандидат технических наук
	(ФИО, степень, ученое звание)

СОГЛАСОВАНО:

Председатель методического совета факультета / института (или учебно-методической комиссии)	А.Ю Чуркина, кандидат химических наук, доцент
	(ФИО, степень, ученое звание)
Руководитель образовательной программы	А.М. Зиновьев, кандидат технических наук, доцент
	(ФИО, степень, ученое звание)

Содержание

1. Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине (модулю), соотнесенных с планируемыми результатами освоения образовательной программы 4
2. Место дисциплины (модуля) в структуре образовательной программы 6
3. Объем дисциплины (модуля) в зачетных единицах с указанием количества академических часов, выделенных на контактную работу обучающихся с преподавателем (по видам учебных занятий) и на самостоятельную работу обучающихся 8
4. Содержание дисциплины (модуля), структурированное по темам (разделам), с указанием отведенного на них количества академических часов и видов учебных занятий 9
4.1 Содержание лекционных занятий 9
4.2 Содержание лабораторных занятий 10
4.3 Содержание практических занятий 12
4.4. Содержание самостоятельной работы 13
5. Перечень учебной литературы и учебно-методического обеспечения по дисциплине (модулю) 14
6. Перечень информационных технологий, используемых при осуществлении образовательного процесса по дисциплине (модулю), включая перечень программного обеспечения 16
7. Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», профессиональных баз данных, информационно-справочных систем 16
8. Описание материально-технической базы, необходимой для осуществления образовательного процесса по дисциплине (модулю) 17
9. Методические материалы 18
10. Фонд оценочных средств по дисциплине (модулю) 20

1. Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине (модулю), соотнесенных с планируемыми результатами освоения образовательной программы

Наименование категории (группы) компетенций	Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции	Результаты обучения (знать, уметь, владеть, соотнесенные с индикаторами достижения компетенции)
Профессиональные компетенции			
Не предусмотрено	ПК-1 Способность обосновывать, обеспечивать и анализировать технологический режим работы скважин, геолого-физическую характеристику пластов и параметры разработки залежей углеводородов	ПК-1.1 получает и обрабатывает первичную информацию о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	Владеть навыками работы (в том числе цифровыми) с первичной информацией о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти
			Знать порядок выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья в соответствии с нормативно-технической документацией
			Уметь анализировать и обрабатывать первичную информацию о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти
		ПК-1.2 анализирует, выявляет и проводит обоснование и корректировку параметров работы и эксплуатации производственно-технологических объектов и процессов добычи нефти	Владеть навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт.
			Знать технологические процессы добычи углеводородного сырья; методологию работы с различными источниками данных, в том числе цифровых, основы обработки данных, используемых при расчетах
			Уметь определять соответствие выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья нормативно-технической документации; использовать современные информационные технологии, производить поиск и обработку информации с использованием прикладных программных средств сферы профессиональной деятельности (поисковые системы Google, Яндекс, MSWord, MSPowerPoint, MSExcel, Zoom, Яндекс Телемост)
	ПК-2 Способен осуществлять анализ, выбор и обеспечение работ по техническому обслуживанию и ремонту промыслового оборудования, мероприятий по интенсификации притока и увеличению добычи углеводородного сырья	ПК-2.1 получает и обрабатывает первичную информацию о параметрах эксплуатации и ремонте оборудования для добычи нефти и мероприятиях по ее регулированию	Знать методы (виды) испытаний скважин на приток

			Знать свойства горных пород
			Знать специализированное программное обеспечение
		ПК-2.2 применяет способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ, проводит обоснование параметров эксплуатации и ремонта оборудования для добычи нефти и мероприятий по ее регулированию	Знать способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ
			Уметь оценивать условия в скважине для обеспечения своевременного ремонта
			Уметь применять основные способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ
	ПК-4 Способен осуществлять контроль выполнения производственных показателей по добыче углеводородного сырья	ПК-4.3 контролирует и выполняет проверку производственных показателей по добыче углеводородного сырья	Владеть навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт
			Владеть навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт
	ПК-5 Способен участвовать в организационно-техническом обеспечении добычи углеводородного сырья, разработке и внедрении предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	ПК-5.1 получает и обрабатывает первичную информацию в ходе организационно-технических мероприятий и при разработке предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	Владеть навыками командной работы, в том числе с использованием современных цифровых платформ Miro, Trello и инструментов; работы в программах MsExel, для создания проектов и расчета технологических процессов и защита проектов в программном продукте MSPowerPoint.
			Знать передовые технологии в работе оборудования по добыче углеводородного сырья; основы работы в цифровых инструментах. Способы создания проектов и документов.
			Уметь анализировать и оценивать эффективность работы основного и вспомогательного оборудования по добыче углеводородного сырья на основе внедрения новой техники и технологий; использовать программное обеспечение MsExel для создания пакетов документаций.
			Уметь формировать отчетность в области добычи углеводородного сырья
		ПК-5.2 анализирует, планирует и оценивает выполнение организационно-технических мероприятий и реализацию предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	Знать виды, методы и технология выполнения технического обслуживания и ремонтов оборудования по добыче углеводородного сырья Знать методы проведения технических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья

			Знать требования к составлению проектной доку-ментации
			Знать требования локальных нормативных актов, распорядительных документов в области оформления технологических регламентов, технических карт, инструкций и форм первич-ного учета параметров технологического про-цесса добычи углеводородного сырья

2. Место дисциплины (модуля) в структуре образовательной программы

Место дисциплины (модуля) в структуре образовательной программы: **вариативная часть**

Код компетенции	Предшествующие дисциплины	Параллельно осваиваемые дисциплины	Последующие дисциплины
ПК-1	История нефтегазодобывающей промышленности; Компьютерное моделирование (Метод конечных элементов); Нефтегазопромысловое оборудование; Нефтепромысловая геология и основы геолого-разведочных работ; Подземная гидромеханика углеводородов; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ; Физика нефтяного и газового пласта; Численные методы расчета в инженерных задачах	Методы повышения углеводородоотдачи и обработки призабойных зон; Подземная гидромеханика углеводородов; Производственная практика: технологическая практика; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Эксплуатация нефтегазовых скважин	Бурение нефтяных и газовых скважин; Выполнение и защита выпускной квалификационной работы; Методы повышения углеводородоотдачи и обработки призабойных зон; Подземный и капитальный ремонт скважин; Промысловая геофизика; Промышленная и пожарная безопасность на объектах нефтегазодобычи; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти и месторождений газа; Сбор и подготовка скважинной продукции и экологическая безопасность; Технология добычи, подготовки и транспорта продукции на шельфе; Эксплуатация нефтегазовых скважин; Эксплуатация нефтегазопромыслового электрооборудования

ПК-2	Компьютерное моделирование (Метод конечных элементов); Механика сплошной среды; Нефтегазопромысловое оборудование; Нефтепромысловая геология и основы геолого-разведочных работ; Подземная гидромеханика углеводородов; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ; Физика нефтяного и газового пласта; Численные методы расчета в инженерных задачах	Методы повышения углеводородоотдачи и обработки призабойных зон; Подземная гидромеханика углеводородов; Производственная практика: технологическая практика; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Эксплуатация нефтегазовых скважин	Бурение нефтяных и газовых скважин; Выполнение и защита выпускной квалификационной работы; Методы повышения углеводородоотдачи и обработки призабойных зон; Подземный и капитальный ремонт скважин; Промысловая геофизика; Промышленная и пожарная безопасность на объектах нефтегазодобычи; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти и месторождений газа; Сбор и подготовка скважинной продукции и экологическая безопасность; Технология добычи, подготовки и транспорта продукции на шельфе; Эксплуатация нефтегазовых скважин; Эксплуатация нефтегазопромыслового электрооборудования
ПК-4	История нефтегазодобывающей промышленности; Нефтегазопромысловое оборудование; Подземная гидромеханика углеводородов; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ	Методы повышения углеводородоотдачи и обработки призабойных зон; Подземная гидромеханика углеводородов; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Эксплуатация нефтегазовых скважин	Выполнение и защита выпускной квалификационной работы; Методы повышения углеводородоотдачи и обработки призабойных зон; Подземный и капитальный ремонт скважин; Производственная практика: преддипломная практика; Промышленная и пожарная безопасность на объектах нефтегазодобычи; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти и месторождений газа; Сбор и подготовка скважинной продукции и экологическая безопасность; Эксплуатация нефтегазовых скважин

ПК-5	Нефтегазопромысловое оборудование; Нефтепромысловая геология и основы геолого-разведочных работ; Подземная гидромеханика углеводородов; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Физика нефтяного и газового пласта	Методы повышения углеводородоотдачи и обработки призабойных зон; Подземная гидромеханика углеводородов; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Эксплуатация нефтегазовых скважин	Бурение нефтяных и газовых скважин; Выполнение и защита выпускной квалификационной работы; Методы повышения углеводородоотдачи и обработки призабойных зон; Подземный и капитальный ремонт скважин; Производственная практика: преддипломная практика; Промышленная и пожарная безопасность на объектах нефтегазодобычи; Разработка нефтяных и газовых месторождений; Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти и месторождений газа; Сбор и подготовка скважинной продукции и экологическая безопасность; Эксплуатация нефтегазовых скважин; Эксплуатация нефтегазопромыслового электрооборудования

3. Объем дисциплины (модуля) в зачетных единицах с указанием количества академических часов, выделенных на контактную работу обучающихся с преподавателем (по видам учебных занятий) и на самостоятельную работу обучающихся

Вид учебной работы	Всего часов / часов в электронной форме	6 семестр часов / часов в электронной форме
Аудиторная контактная работа (всего), в том числе:	48	48
Лабораторные работы	16	16
Лекции	16	16
Практические занятия	16	16
Внеаудиторная контактная работа, КСР	3	3
Самостоятельная работа (всего), в том числе:	30	30
выполнение задач, заданий, упражнений (в том числе разноуровневых)	20	20
подготовка к экзамену	10	10
Контроль	27	27
Итого: час	108	108
Итого: з.е.	3	3

4. Содержание дисциплины (модуля), структурированное по темам (разделам),

с указанием отведенного на них количества академических часов и видов учебных занятий

№ раздела	Наименование раздела дисциплины	Виды учебной нагрузки и их трудоемкость, часы				
		ЛЗ	ЛР	ПЗ	СРС	Всего часов
1	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	6	8	6	10	30
2	Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин	6	4	4	10	24
3	Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды	4	4	6	10	24
	КСР	0	0	0	0	3
	Контроль	0	0	0	0	27
	Итого	16	16	16	30	108

4.1 Содержание лекционных занятий

№ занятия	Наименование раздела	Тема лекции	Содержание лекции (перечень дидактических единиц: рассматриваемых подтем, вопросов)	Количество часов / часов в электронной форме
6 семестр				
1	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Основные способы добычи нефти. Приток жидкости в скважину.	Введение в дисциплину. Основные способы добычи нефти. Основные понятия (пластовые и забойное давления, коэффициент продуктивности скважины и т.д.). Физические свойства нефти в пластовых условиях. Источники пластовой энергии и приток жидкости в скважину.	2
2	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Подготовка скважин к эксплуатации. Оборудование забоя и устья скважины. Техника и технологии освоения нефтяных скважин.	Конструкция оборудования забоев скважин. Фонтанная арматур, колонная головка. Приток жидкости к перфорированной скважине. Тартание, свабирование, компрессорный, замена жидкости, насосный способы освоения скважин.	2
3	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Техника и технологии добычи нефти.	Техника и технологии применяемые при фонтанной, газлифтной, плунжерной, насосной добычи нефти.	2

4	Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин	Техника и технологии текущего ремонта скважин.	Особенности подземного ремонта скважин. Единицы ремонтных работ. Межремонтный период. Коэффициент эксплуатации скважин. Виды ремонтных работ. Применяемая техника и технологии проведения работ по текущему ремонту скважин.	2
5	Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин	Техника и технологии капитального ремонта скважин	Применяемая техника и технология проведения работ по капитальному ремонту. Скважино-операция по увеличению нефтеотдачи пласта.	2
6	Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин	Оборудование и технологии применяемые при исследовании скважин	Оборудование и технологии исследования скважин и пластов. Виды исследований скважин и пластов: КВД, КВУ.	2
7	Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды	Технология и техника применяемая для повышения нефтеотдачи пласта. Комплекс оборудования для химического и механического воздействия на пласт.	Технология и техника повышения нефтеотдачи пласта. Технология и оборудование теплового и паротеплового воздействия на пласт. Технология и оборудование для химического воздействия (кислотные обработки). Механическое воздействие на ПЗС (гидроразрыв пласта).	2
8	Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды	Техника и технология применяемые при сборе и подготовке нефти, газа и воды.	Технологии сбора и подготовки нефти. Оборудование для замера продукции скважин. Установки комплексной подготовки нефти. Трубопроводы. Технология сбора и подготовки газа. Дожимные компрессорные станции (ДКС). Установки комплексной подготовки газа. Комплекс оборудования системы водоснабжения ППД	2
			Итого за семестр:	**16**
			Итого:	**16**

4.2 Содержание лабораторных занятий

№ занятия	Наименование раздела	Тема лабораторного занятия	Содержание лабораторного занятия (перечень дидактических единиц: рассматриваемых подтем, вопросов)	Количество часов / часов в электронной форме
6 семестр				
1	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Изучение закономерностей фильтрации несжимаемой жидкости в пористой среде.	Определение коэффициента проницаемости и гидропроводности породы-коллектора. Расчёт скорости фильтрации жидкости и градиента давления в пласте. Нахождение распределения давления в образце породы	2
2	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Продолжение. Изучение закономерностей фильтрации несжимаемой жидкости в пористой среде.	Определение коэффициента проницаемости и гидропроводности породы-коллектора. Расчёт скорости фильтрации жидкости и градиента давления в пласте. Нахождение распределения давления в образце породы	2
3	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Освоение скважины компрессорным методом.	Способы освоения скважин. Расчет необходимых значений для освоения скважины прямой и обратной закачкой газа.	2
4	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Продолжение. Освоение скважины компрессорным методом.	Способы освоения скважин. Расчет необходимых значений для освоения скважины прямой и обратной закачкой газа.	2
5	Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин	Исследование работы фонтанных скважин	Построение индикаторной диаграммы; определение коэффициента продуктивности скважины, характеристик пласта; определение коэффициент полезного использования депрессии	2
6	Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин	Продолжение. Исследование работы фонтанных скважин	Построение индикаторной диаграммы; определение коэффициента продуктивности скважины, характеристик пласта; определение коэффициент полезного использования депрессии	2
7	Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды	Разработка дизайна ГРП.	Изучение технологической схемы ГРП. Выбор необходимых агрегатов для проведения ГРП (на основании проведенных расчётов).	2

8	Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды	Продолжение. Разработка дизайна ГРП.	Изучение технологической схемы ГРП. Выбор необходимых агрегатов для проведения ГРП (на основании проведенных расчётов).	2
			Итого за семестр:	**16**
			Итого:	**16**

4.3 Содержание практических занятий

№ занятия	**Наименование раздела**	**Тема практического занятия**	**Содержание практического занятия** (перечень дидактических единиц: рассматриваемых подтем, вопросов)	**Количество часов / часов в электронной форме**
6 семестр				
1	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Определение характеристик пласта и нефтяного флюида. Определение характеристик скважины.	Определение коллекторских свойств горных пород. Определение реологических свойств нефтяного флюида. Определение дебита скважин. Приток к перфорированной скважине. Расчет коэффициента продуктивности скважины	2
2	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Расчет характеристик оборудования для добычи нефти.	Изучение типовых схем и параметров фонтанной арматуры. Подбор фонтанной арматуры для конкретных условий эксплуатации скважины.	2
3	Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Продолжение. Расчет характеристик оборудования для добычи нефти.	Изучение типовых схем и параметров фонтанной арматуры. Подбор фонтанной арматуры для конкретных условий эксплуатации скважины.	2
4	Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин	Выбор и расчет агрегатов для текущего или капитального ремонта.	Гидравлический расчет промывки песчаной пробки в нефтяной скважине.	2

5	Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин	Исследование скважин и пластов.	Проведение и оценка результатов гидродинамических исследований скважин. КВД, индикаторные диаграммы.	2
6	Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды	Технология и оборудование для химического воздействия на ПЗС.	Технология и оборудование для химического воздействия на ПЗС.	2
7	Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды	Продолжение. Технология и оборудование для химического воздействия на ПЗС.(ГКО).	Технология и оборудование для химического воздействия на ПЗС. Расчет потенциального дебита. Оценка результатов.	2
8	Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды	Продолжение. Технология и оборудование для химического воздействия на ПЗС.(СКО).	Технология и оборудование для химического воздействия на ПЗС. Расчет потенциального дебита. Оценка результатов.	2
			Итого за семестр:	**16**
			Итого:	**16**

4.4. Содержание самостоятельной работы

Наименование раздела	**Вид самостоятельной работы**	**Содержание самостоятельной работы** (перечень дидактических единиц: рассматриваемых подтем, вопросов)	**Количество часов**
6 семестр			

Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Выполнение соответствующих заданий.	Источники пластовой энергии и приток жидкости в скважину. Подготовка скважин к эксплуатации. Изучение техники и технологии перфорации скважин. Методы освоения скважин. Изучение типовых схем фонтанной арматуры. Типовые конструкции запорных устройств арматуры, штуцеры и дроссели. Цифровая трансформация в нефтяной промышленности. Цифровые модели.	7
Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин	Подготовка к экзамену	Самостоятельное изучение материала по разделу	3
Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин	Выполнение соответствующих заданий.	Техника и технологии капитального и текущего ремонта скважин. Подземный ремонт скважин. Гидравлический расчет промывки песчаной пробки в нефтяной скважине. Прямая и обратная промывка. Эксплуатационные трубы, насосно-компрессорные трубы. Современные методы исследования скважин и пластов.	7
Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин	Подготовка к экзамену	Самостоятельное изучение материала по разделу	3
Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды	Выполнение соответствующих заданий.	Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов: тепловые, газовые, физико-химические, гидродинамические. Причины проведения ГРП. Модели трещин. Учет потерь жидкости. Кислотные обработки ПЗС. Современная техника и технологии сбора и подготовки нефти газа и воды.	6
Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды	Подготовка к экзамену	Самостоятельное изучение материала по разделу	4
		Итого за семестр:	**30**
		Итого:	**30**

5. Перечень учебной литературы и учебно-методического обеспечения по дисциплине (модулю)

№ п/п	Библиографическое описание	**Ресурс НТБ СамГТУ** (ЭБС СамГТУ, IPRbooks и т.д.)
Основная литература		
1	Снарев, А.И. Выбор и расчет оборудования для добычи нефти и газа : учеб. пособие / А. И. Снарев; Самар.гос.техн.ун-т.- Самара, 2014.- 204 с.	Электронный ресурс
2	Хохлова, Н.Ю. Техника и технология добычи нефти : учебно-методическое пособие / Н. Ю. Хохлова, К. И. Бабицкая; Самарский государственный технический университет, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.- Самара, 2022.- 140 с..- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu||elib||5633	Электронный ресурс
3	Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти : Учеб.для ВУЗов / В. И. Щуров .- 2-е изд.,стер.-Перепеч.с изд.1983 г..- М., АльянС, 2005.- 510 с.	Электронный ресурс
Дополнительная литература		
4	Маскет, М. Физические основы технологии добычи нефти : сокр.и перераб.пер.с англ. / М. Маскет.- М., Ин-т компьютер.исслед., 2004.- 606 с.	Электронный ресурс
5	Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи : Учеб. пособие / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон.- М., Недра, 1984.- 272 с.	Электронный ресурс
Учебно-методическое обеспечение		
6	Зенин, В.И. Техника и технология нефтедобычи : лаб.практикум / В. И. Зенин, Н. Ю. Хохлова; Самар.гос.техн.ун-т, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.- Самара, 2013.- 58 с..- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu||elib||1127	Электронный ресурс
7	Определение гранулометрического состава горных пород : методические указания / Самар.гос.техн.ун-т, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений; сост.: Н. Ю. Хохлова, К. И. Бабицкая.- Самара, 2019.- 15 с..- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu||elib||3611	Электронный ресурс
8	Оценка эффективности мероприятий повышения нефтеотдачи пласта при использовании кумулятивной перфорации : метод. указания / Самар.гос.техн.ун-т, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений; сост.: Н. Ю. Хохлова, В. И. Зенин, А. В. Песков.- Самара, 2009.- 20 с..- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu||elib||738	Электронный ресурс
9	Расчет геометрии трещины при проведении ГРП : методические указания / Самар.гос.техн.ун-т, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений; сост. Н. Ю. Хохлова.- Самара, 2019.- 27 с..- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu||elib||3570	Электронный ресурс
10	Хохлова, Н.Ю. Техника и технология добычи нефти и газа : лаборатор. практикум / Н. Ю. Хохлова, В. И. Зенин; Самар.гос.техн.ун-т, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.- Самара, 2016.- 64 с..- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu||elib||2469	Электронный ресурс

Доступ обучающихся к ЭР НТБ СамГТУ (elib.samgtu.ru) осуществляется посредством электронной информационной образовательной среды университета и сайта НТБ СамГТУ по логину и паролю.

6. Перечень информационных технологий, используемых при осуществлении образовательного процесса по дисциплине (модулю), включая перечень программного обеспечения

При проведении лекционных занятий используется мультимедийное оборудование.

Организовано взаимодействие обучающегося и преподавателя с использованием электронной ин-формационной образовательной среды университета.

№ п/п	Наименование	Производитель	Способ распространения
1	Операционная система Microsoft Windows	Microsoft (Зарубежный)	Лицензионное
2	Пакет офисных программ MicrosoftOffice	Microsoft (Зарубежный)	Лицензионное

7. Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», профессиональных баз данных, информационно-справочных систем

№ п/п	Наименование	Краткое описание	Режим доступа
1	http\\renigm.samgtu.ru сайт кафедры "разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений"	http\\renigm.samgtu.ru	Ресурсы открытого доступа
2	Журнал "Нефтегазовая вертикаль"	http://www.ngv.ru/	Ресурсы открытого доступа
3	Журнал Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки».	http://vestnik-teh.samgtu.ru/	Ресурсы открытого доступа
4	Научная электронная библиотека	http://elibrary.ru/	Ресурсы открытого доступа
5	Научный журнал "Нефтяное хозяйство"	http://www.oil-industry.ru/	Ресурсы открытого доступа
6	ТехЛит.ру	http://www.tehlit.ru/	Ресурсы открытого доступа
7	Электронная библиотека «Наука и техника»	http://n-t.ru	Ресурсы открытого доступа
8	Электронная нефтегазовая библиотека им. Губкина	http://elib.gubkin.ru	Ресурсы открытого доступа
9	Электронно-библиотечная система Лань	www.e.lanbook.com/	Ресурсы открытого доступа
10	ScienceDirect (Elsevier) - естественные науки, техника, медицина и общественные науки.	http://www.sciencedirect.com/	Зарубежные базы данных ограниченного доступа
11	Scopus - база данных рефератов и цитирования	http://www.scopus.com/	Зарубежные базы данных ограниченного доступа

12	КонсультантПлюс (правовые документы) - доступ с ПК в Медиацентре (ауд. 42)	http://www.consultant.ru/	Российские базы данных ограниченного доступа
13	РОСПАТЕНТ	http://www1.fips.ru/	Российские базы данных ограниченного доступа
14	Электронная библиотека изданий СамГТУ	http://irbis.samgtu.local/cgi-bin/irbis64r_01/cgiirbis_64.exe	Российские базы данных ограниченного доступа
15	Электронно-библиотечная система IPRbooks	http://www.iprbookshop.ru/	Российские базы данных ограниченного доступа

8. Описание материально-технической базы, необходимой для осуществления образовательного процесса по дисциплине (модулю)

Лекционные занятия

-комплект электронных презентаций/слайдов;
- аудитория, оборудованная мультимедийными средствами обучения и оснащенная учебной мебелью.

Практические занятия

- аудитория, оборудованная мультимедийными средствами обучения и оснащенная учебной мебелью;
- рабочее место студента и преподавателя - стол, стул, компьютер с установленным лицензионным программным обеспечением: операционная система MicrosoftWindows и пакет офисных программ MicrosoftOffice.

Лабораторные занятия

-набор промысловых данных;
-аудитория, оборудованная мультимедийными средствами обучения;
- рабочее место студента и преподавателя - стол, стул, компьютер, с установленным лицензионным программным обеспечением: операционная система MicrosoftWindows и пакет офисных программ MicrosoftOffice.

Самостоятельная работа

Для самостоятельной работы обучающихся предусмотрены рабочие места в читальных залах

научно-технической библиотеки и компьютерных классах ресурсы УИТ СамГТУ, оснащенные компьютерами с доступом в интернет, предназначенные для работы в электронной информационно-образовательной среде.

9. Методические материалы

Методические рекомендации при работе на лекции

До лекции студент должен просмотреть учебно-методическую и научную литературу по теме лекции с тем, чтобы иметь представление о проблемах, которые будут разбираться в лекции.

Перед началом лекции обучающимся сообщается тема лекции, план, вопросы, подлежащие рассмотрению, доводятся основные литературные источники. Весь учебный материал, сообщаемый преподавателем, должен не просто прослушиваться. Он должен быть активно воспринят, т.е. услышан, осмыслен, понят, зафиксирован на бумаге и закреплен в памяти. Приступая к слушанию нового учебного материала, полезно мысленно установить его связь с ранее изученным. Следя за техникой чтения лекции (акцент на существенном, повышение тона, изменение ритма, пауза и т.п.), необходимо вслед за преподавателем уметь выделять основные категории, законы и определять их содержание, проблемы, предполагать их возможные решения, доказательства и выводы. Осуществляя такую работу, можно значительно облегчить себе понимание учебного материала, его конспектирование и дальнейшее изучение.

Конспектирование лекции позволяет обработать, систематизировать и лучше сохранить полученную информацию с тем, чтобы в будущем можно было восстановить в памяти основные, содержательные моменты. Типичная ошибка, совершаемая обучающимся, дословное конспектирование речи преподавателя. Как правило, при записи «слово в слово» не остается времени на обдумывание, анализ и синтез информации. Отбирая нужную информацию, главные мысли, проблемы, решения и выводы, необходимо сокращать текст, строить его таким образом, чтобы потом можно было легко в нем разобраться. Желательно оставить в рабочих конспектах поля, на которых можно будет делать пометки из рекомендованной литературы, дополняющие материал прослушанной лекции, а также подчеркивающие особую важность тех или иных теоретических положений. С окончанием лекции работа над конспектом не может считаться завершенной. Нужно еще восстановить отдельные места, проверить, все ли понятно, уточнить что-то на консультации и т.п. с тем, чтобы конспект мог быть использован в процессе подготовки к практическим занятиям, зачету, экзамену. Конспект лекции – незаменимый учебный документ, необходимый для самостоятельной работы.

Методические рекомендации при подготовке и работе на практическом занятии

Практические занятия по дисциплине проводятся в целях выработки практических умений и приобретения навыков в решении профессиональных задач.

Рекомендуется следующая схема подготовки к практическому занятию:

1. ознакомление с планом практического занятия, который отражает содержание предложенной темы;
2. проработка конспекта лекции;
3. чтение рекомендованной литературы;
4. подготовка ответов на вопросы плана практического занятия;
5. выполнение тестовых заданий, задач и др.

Подготовка обучающегося к практическому занятию производится по вопросам, разработанным для каждой темы практических занятий и (или) лекций. В процессе подготовки к практическим занятиям, необходимо обратить особое внимание на самостоятельное изучение рекомендованной литературы.

Работа студентов во время практического занятия осуществляется на основе заданий, которые

выдаются обучающимся в начале или во время занятия. На практических занятиях приветствуется активное участие в обсуждении конкретных ситуаций, способность на основе полученных знаний находить наиболее эффективные решения поставленных проблем, уметь находить полезный дополнительный материал по тематике занятий. Обучающимся необходимо обращать внимание на основные понятия, алгоритмы, определять практическую значимость рассматриваемых вопросов. На практических занятиях обучающиеся должны уметь выполнить расчет по заданным параметрам или выработать определенные решения по обозначенной проблеме. Задания могут быть групповые и индивидуальные. В зависимости от сложности предлагаемых заданий, целей занятия, общей подготовки обучающихся преподаватель может подсказать обучающимся алгоритм решения или первое действие, или указать общее направление рассуждений. Полученные результаты обсуждаются с позиций их адекватности или эффективности в рассмотренной ситуации.

Методические рекомендации при работе на лабораторном занятии

Проведение лабораторной работы делится на две условные части: теоретическую и практическую.

Необходимыми структурными элементами занятия являются проведение лабораторной работы, проверка усвоенного материала, включающая обсуждение теоретических основ выполняемой работы.

Перед лабораторной работой, как правило, проводится технико-теоретический инструктаж по использованию необходимого оборудования. Преподаватель корректирует деятельность обучающегося в процессе выполнения работы (при необходимости). После завершения лабораторной работы подводятся итоги, обсуждаются результаты деятельности.

Возможны следующие формы организации лабораторных работ: фронтальная, групповая и индивидуальная. При фронтальной форме выполняется одна и та же работа (при этом возможны различные варианты заданий). При групповой форме работа выполняется группой (командой). При индивидуальной форме обучающимися выполняются индивидуальные работы.

По каждой лабораторной работе имеются методические указания по их выполнению, включающие необходимый теоретический и практический материал, содержащие элементы и последовательную инструкцию по проведению выбранной работы, индивидуальные варианты заданий, требования и форму отчётности по данной работе.

Методические рекомендации по выполнению самостоятельной работы

Организация самостоятельной работы обучающихся ориентируется на активные методы овладения знаниями, развитие творческих способностей, переход от поточного к индивидуализированному обучению с учетом потребностей и возможностей обучающегося.

Самостоятельная работа с учебниками, учебными пособиями, научной, справочной литературой, материалами периодических изданий и Интернета является наиболее эффективным методом получения дополнительных знаний, позволяет значительно активизировать процесс овладения информацией, способствует более глубокому усвоению изучаемого материала. Все новые понятия по изучаемой теме необходимо выучить наизусть и внести в глоссарий, который целесообразно вести с самого начала изучения курса.

Самостоятельная работа реализуется:

- непосредственно в процессе аудиторных занятий;
- на лекциях, практических занятиях;
- в контакте с преподавателем вне рамок расписания;
- на консультациях по учебным вопросам, в ходе творческих контактов, при ликвидации задолженностей, при выполнении индивидуальных заданий и т.д.;
- в библиотеке, дома, на кафедре при выполнении обучающимся учебных и практических задач.

Эффективным средством осуществления обучающимся самостоятельной работы является электронная информационно-образовательная среда университета, которая обеспечивает доступ к учебным планам, рабочим программам дисциплин (модулей), практик, к изданиям электронных библиотечных систем.

10. Фонд оценочных средств по дисциплине (модулю)

Фонд оценочных средств представлен в приложении № 1.

Приложение 1 к рабочей программе дисциплины
Б1.В.02.07 «Техника и технология добычи нефти»

Фонд оценочных средств
по дисциплине
Б1.В.02.07 «Техника и технология добычи нефти»

Код и направление подготовки (специальность)	21.03.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль)	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Квалификация	Бакалавр
Форма обучения	Очная
Год начала подготовки	2023
Институт / факультет	Институт нефтегазовых технологий (ИНГТ)
Выпускающая кафедра	кафедра "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений"
Кафедра-разработчик	кафедра "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений"
Объем дисциплины, ч. / з.е.	108 / 3
Форма контроля (промежуточная аттестация)	Экзамен

Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине (модулю), соотнесенных с планируемыми результатами освоения образовательной программы

Наименование категории (группы) компетенций	Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции	Результаты обучения (знать, уметь, владеть, соотнесенные с индикаторами достижения компетенции)
Профессиональные компетенции			
Не предусмотрено	ПК-1 Способность обосновывать, обеспечивать и анализировать технологический режим работы скважин, геолого-физическую характеристику пластов и параметры разработки залежей углеводородов	ПК-1.1 получает и обрабатывает первичную информацию о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	Владеть навыками работы (в том числе цифровыми) с первичной информацией о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти
			Знать порядок выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья в соответствии с нормативно-технической документацией
			Уметь анализировать и обрабатывать первичную информацию о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти
		ПК-1.2 анализирует, выявляет и проводит обоснование и корректировку параметров работы и эксплуатации производственно-технологических объектов и процессов добычи нефти	Владеть навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт.
			Знать технологические процессы добычи углеводородного сырья; методологию работы с различными источниками данных, в том числе цифровых, основы обработки данных, используемых при расчетах
			Уметь определять соответствие выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья нормативно-технической документации; использовать современные информационные технологии, производить поиск и обработку информации с использованием прикладных программных средств сферы профессиональной деятельности (поисковые системы Google, Яндекс, MSWord, MSPowerPoint, MSExcel, Zoom, Яндекс Телемост)
	ПК-2 Способен осуществлять анализ, выбор и обеспечение работ по техническому обслуживанию и ремонту промыслового оборудования, мероприятий по интенсификации притока и увеличению добычи углеводородного сырья	ПК-2.1 получает и обрабатывает первичную информацию о параметрах эксплуатации и ремонте оборудования для добычи нефти и мероприятиях по ее регулированию	Знать методы (виды) испытаний скважин на приток

			Знать свойства горных пород
			Знать специализированное программное обеспечение
		ПК-2.2 применяет способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ, проводит обоснование параметров эксплуатации и ремонта оборудования для добычи нефти и мероприятий по ее регулированию	Знать способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ
			Уметь оценивать условия в скважине для обеспечения своевременного ремонта
			Уметь применять основные способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ
	ПК-4 Способен осуществлять контроль выполнения производственных показателей по добыче углеводородного сырья	ПК-4.3 контролирует и выполняет проверку производственных показателей по добыче углеводородного сырья	Владеть навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт
			Владеть навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт
	ПК-5 Способен участвовать в организационно-техническом обеспечении добычи углеводородного сырья, разработке и внедрении предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	ПК-5.1 получает и обрабатывает первичную информацию в ходе организационно-технических мероприятий и при разработке предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	Владеть навыками командной работы, в том числе с использованием современных цифровых платформ Miro, Trello и инструментов; работы в программах MsExel, для создания проектов и расчета технологических процессов и защита проектов в программном продукте MSPowerPoint.
			Знать передовые технологии в работе оборудования по добыче углеводородного сырья; основы работы в цифровых инструментах. Способы создания проектов и документов.
			Уметь анализировать и оценивать эффективность работы основного и вспомогательного оборудования по добыче углеводородного сырья на основе внедрения новой техники и технологий; использовать программное обеспечение MsExel для создания пакетов документаций.
			Уметь формировать отчетность в области добычи углеводородного сырья
		ПК-5.2 анализирует, планирует и оценивает выполнение организационно-технических мероприятий и реализацию предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	Знать виды, методы и технология выполнения технического обслуживания и ремонтов оборудования по добыче углеводородного сырья Знать методы проведения технических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья

			Знать требования к составлению проектной доку-ментации
			Знать требования локальных нормативных актов, распорядительных документов в области оформления технологических регламентов, технических карт, инструкций и форм первич-ного учета параметров технологического про-цесса добычи углеводородного сырья

Матрица соответствия оценочных средств запланированным результатам обучения

Код индикатора достижения компетенции	Результаты обучения	Оценочные средства	Текущий контроль успеваемости	Промежуточная аттестация
Техника и технологии эксплуатации нефтяных скважин				
ПК-1.1 получает и обрабатывает первичную информацию о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	**Уметь** анализировать и обрабатывать первичную информацию о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Владеть навыками работы (в том числе цифровыми) с первичной информацией о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Знать порядок выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья в соответствии с нормативно-технической документацией	Вопросы к экзамену	Нет	Да
ПК-1.2 анализирует, выявляет и проводит обоснование и корректировку параметров работы и эксплуатации производственно-технологических объектов и процессов добычи нефти	**Знать** технологические процессы добычи углеводородного сырья; методологию работы с различными источниками данных, в том числе цифровых, основы обработки данных, используемых при расчетах	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Владеть навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт.	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Уметь определять соответствие выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья нормативно-технической документации; использовать современные информационные технологии, производить поиск и обработку информации с использованием прикладных программных средств сферы профессиональной деятельности (поисковые системы Google, Яндекс, MSWord, MSPowerPoint, MSExcel, Zoom, Яндекс Телемост)	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
ПК-2.1 получает и обрабатывает первичную информацию о параметрах эксплуатации и ремонте оборудования для добычи нефти и мероприятиях по ее регулированию	**Знать** свойства горных пород	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Знать специализированное программное обеспечение	Вопросы к экзамену	Нет	Да

	Знать методы (виды) испытаний скважин на приток	Вопросы к экзамену	Нет	Да
ПК-2.2 применяет способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ, проводит обоснование параметров эксплуатации и ремонта оборудования для добычи нефти и мероприятий по ее регулированию	**Знать** способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Уметь оценивать условия в скважине для обеспечения своевременного ремонта	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Уметь применять основные способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
ПК-4.3 контролирует и выполняет проверку производственных показателей по добыче углеводородного сырья	**Владеть** навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
		Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
ПК-5.1 получает и обрабатывает первичную информацию в ходе организационно-технических мероприятий и при разработке предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	**Уметь** формировать отчетность в области добычи углеводородного сырья	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Знать передовые технологии в работе оборудования по добыче углеводородного сырья; основы работы в цифровых инструментах. Способы создания проектов и документов.	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Владеть навыками командной работы, в том числе с использованием современных цифровых платформ Miro, Trello и инструментов; работы в программах MsExel, для создания проектов и расчета технологических процессов и защита проектов в программном продукте MSPowerPoint.	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Уметь анализировать и оценивать эффективность работы основного и вспомогательного оборудования по добыче углеводородного сырья на основе внедрения новой техники и технологий; использовать программное обеспечение MsExel для создания пакетов документаций.	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
ПК-5.2 анализирует, планирует и оценивает выполнение организационно-технических мероприятий и реализацию предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	**Знать** требования к составлению проектной документации	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Знать виды, методы и технология выполнения технического обслуживания и ремонтов оборудования по добыче углеводородного сырья Знать методы проведения технических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	Вопросы к экзамену	Нет	Да

	Знать требования локальных нормативных актов, распорядительных документов в области оформления технологических регламентов, технических карт, инструкций и форм первич-ного учета параметров технологического про-цесса добычи углеводородного сырья	Вопросы к экзамену	Нет	Да
Техника и технологии текущего и капитального ремонта скважин. Исследование скважин				
ПК-1.1 получает и обрабатывает первичную информацию о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	**Знать** порядок выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья в соответствии с нормативно-технической документацией	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Владеть навыками работы (в том числе цифровыми) с первичной информацией о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Уметь анализировать и обрабатывать первичную информацию о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
ПК-1.2 анализирует, выявляет и проводит обоснование и корректировку параметров работы и эксплуатации производственно-технологических объектов и процессов добычи нефти	**Уметь** определять соответствие выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья нормативно-технической документации; использовать современные информационные технологии, производить поиск и обработку информации с использованием прикладных программных средств сферы профессиональной деятельности (поисковые системы Google, Яндекс, MSWord, MSPowerPoint, MSExcel, Zoom, Яндекс Телемост)	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Владеть навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт.	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Знать технологические процессы добычи углеводородного сырья; методологию работы с различными источниками данных, в том числе цифровых, основы обработки данных, используемых при расчетах	Вопросы к экзамену	Нет	Да
ПК-2.1 получает и обрабатывает первичную информацию о параметрах эксплуатации и ремонте оборудования для добычи нефти и мероприятиях по ее регулированию	**Знать** методы (виды) испытаний скважин на приток	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Знать специализированное программное обеспечение	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Знать свойства горных пород	Вопросы к экзамену	Нет	Да
ПК-2.2 применяет способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ, проводит обоснование параметров эксплуатации и ремонта оборудования для добычи нефти и мероприятий по ее регулированию	**Уметь** применять основные способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Уметь оценивать условия в скважине для обеспечения своевременного ремонта	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Знать способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ	Вопросы к экзамену	Нет	Да

ПК-4.3 контролирует и выполняет проверку производственных показателей по добыче углеводородного сырья	**Владеть** навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
		Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
ПК-5.1 получает и обрабатывает первичную информацию в ходе организационно-технических мероприятий и при разработке предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	**Уметь** анализировать и оценивать эффективность работы основного и вспомогательного оборудования по добыче углеводородного сырья на основе внедрения новой техники и технологий; использовать программное обеспечение MsExel для создания пакетов документаций.	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Владеть навыками командной работы, в том числе с использованием современных цифровых платформ Miro, Trello и инструментов; работы в программах MsExel, для создания проектов и расчета технологических процессов и защита проектов в программном продукте MSPowerPoint.	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Уметь формировать отчетность в области добычи углеводородного сырья	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Знать передовые технологии в работе оборудования по добыче углеводородного сырья; основы работы в цифровых инструментах. Способы создания проектов и документов.	Вопросы к экзамену	Нет	Да
ПК-5.2 анализирует, планирует и оценивает выполнение организационно-технических мероприятий и реализацию предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	**Знать** требования локальных нормативных актов, распорядительных документов в области оформления технологических регламентов, технических карт, инструкций и форм первич-ного учета параметров технологического про-цесса добычи углеводородного сырья	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Знать виды, методы и технология выполнения технического обслуживания и ремонтов оборудования по добыче углеводородного сырья Знать методы проведения технических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Знать требования к составлению проектной доку-ментации	Вопросы к экзамену	Нет	Да
Оборудование и технологии воздействия на призабойную зону скважины. Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды				
ПК-1.1 получает и обрабатывает первичную информацию о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	**Знать** порядок выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья в соответствии с нормативно-технической документацией	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Владеть навыками работы (в том числе цифровыми) с первичной информацией о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Уметь анализировать и обрабатывать первичную информацию о производственно-технологических процессах и объектах добычи нефти	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет

ПК-1.2 анализирует, выявляет и проводит обоснование и корректировку параметров работы и эксплуатации производственно-технологических объектов и процессов добычи нефти	**Уметь** определять соответствие выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья нормативно-технической документации; использовать современные информационные технологии, производить поиск и обработку информации с использованием прикладных программных средств сферы профессиональной деятельности (поисковые системы Google, Яндекс, MSWord, MSPowerPoint, MSExcel, Zoom, Яндекс Телемост)	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Владеть навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт.	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Знать технологические процессы добычи углеводородного сырья; методологию работы с различными источниками данных, в том числе цифровых, основы обработки данных, используемых при расчетах	Вопросы к экзамену	Нет	Да
ПК-2.1 получает и обрабатывает первичную информацию о параметрах эксплуатации и ремонте оборудования для добычи нефти и мероприятиях по ее регулированию	**Знать** специализированное программное обеспечение	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Знать свойства горных пород	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Знать методы (виды) испытаний скважин на приток	Вопросы к экзамену	Нет	Да
ПК-2.2 применяет способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ, проводит обоснование параметров эксплуатации и ремонта оборудования для добычи нефти и мероприятий по ее регулированию	**Знать** способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Уметь применять основные способы и методы выявления отклонений при эксплуатации оборудования и причин ремонтных работ	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Уметь оценивать условия в скважине для обеспечения своевременного ремонта	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
ПК-4.3 контролирует и выполняет проверку производственных показателей по добыче углеводородного сырья	**Владеть** навыками проверки выполнения технологических режимов эксплуатируемых скважин с целью недопущения преждевременного вывода скважин в капитальный ремонт	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
		Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
ПК-5.1 получает и обрабатывает первичную информацию в ходе организационно-технических мероприятий и при разработке предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	**Уметь** анализировать и оценивать эффективность работы основного и вспомогательного оборудования по добыче углеводородного сырья на основе внедрения новой техники и технологий; использовать программное обеспечение MsExel для создания пакетов документаций.	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Знать передовые технологии в работе оборудования по добыче углеводородного сырья; основы работы в цифровых инструментах. Способы создания проектов и документов.	Вопросы к экзамену	Нет	Да

	Владеть навыками командной работы, в том числе с использованием современных цифровых платформ Miro, Trello и инструментов; работы в программах MsExel, для создания проектов и расчета технологических процессов и защита проектов в программном продукте MSPowerPoint.	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
	Уметь формировать отчетность в области добычи углеводородного сырья	Задачи, задания, упражнения	Да	Нет
ПК-5.2 анализирует, планирует и оценивает выполнение организационно-технических мероприятий и реализацию предложений по развитию процессов добычи углеводородного сырья	**Знать** требования локальных нормативных актов, распорядительных документов в области оформления технологических регламентов, технических карт, инструкций и форм первич-ного учета параметров технологического про-цесса добычи углеводородного сырья	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Знать виды, методы и технология выполнения технического обслуживания и ремонтов оборудования по добыче углеводородного сырья Знать методы проведения технических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	Вопросы к экзамену	Нет	Да
	Знать требования к составлению проектной доку-ментации	Вопросы к экзамену	Нет	Да

Н.Ю. ХОХЛОВА, К.И. БАБИЦКАЯ

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Учебно-методическое пособие

Самара
Самарский государственный технический университет
2022

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

К а ф е д р а «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Н.Ю. ХОХЛОВА, К.И. БАБИЦКАЯ

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Учебно-методическое пособие

Самара
Самарский государственный технический университет
2022

Печатается по решению методического совета Института нефтегазовых технологий СамГТУ (протокол № 1 от 24.01.2022 г.).

УДК 622.276
ББК 33.25я73
Х 862

Хохлова Н.Ю.

Техника и технология добычи нефти: учебно-методическое пособие / *Н.Ю. Хохлова*, *К.И. Бабицкая*. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2022. – 140 с.

Изложены краткие теоретические сведения, необходимые для выполнения практических заданий. Приведены задания и методические рекомендации по выполнению их выполнению, рассмотрены примеры их выполнения.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров «Нефтегазовое дело», профилю подготовки 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» по очной, очно-заочной и дистанционной форме.

Рецензенты: канд. техн. наук, доцент каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» *А.М. Зиновьев*,
канд. техн. наук, доцент каф. «Бурение нефтяных и газовых скважин» *В.И. Никитин*

УДК 622.276
ББК 33.25я73
Х 862

© Н.Ю. Хохлова, К.И. Бабицкая, 2022
© Самарский государственный технический университет, 2022

ПРЕДИСЛОВИЕ

В учебно-методическом пособии кратко представлены теоретические материалы для изучения дисциплины, а также практические задания для закрепления изученного материала и выполнения на практических занятиях по дисциплине «Техника и технология добычи нефти».

Издание дополняет лекционный курс, не заменяя его, и предназначено для лучшего понимания материала, представленного во время лекционных занятий. Учебно-методическое пособие содержит теоретический материал, примеры разбора типовых задач, задания, контрольные вопросы для закрепления и самопроверки пройдённого материала.

Задания представлены так, чтобы помочь студенту в углублении теоретических знаний о предмете на основе примеров решения задач, помогающих оценить нефтегазовое дело комплексно.

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Техника и технология добычи нефти» помогает изучить гидродинамические процессы движения нефтяного флюида в интервале от забоя нефтяной скважины до её устья и в стволе скважины; позволяет определить технические средства для извлечения пластовой жидкости из скважины на поверхность, а также проанализировать те мероприятия, которые помогают интенсифицировать этот процесс и подготовить нефтяной продукт для поставки заказчику.

Пособие содержит основные знания, необходимые для начинающих инженеров, работа которых связана с эксплуатацией скважин.

В пособии приведены: краткая теория, примеры выполнения заданий, задания для их выполнения, вопросы для изучения теоретического материала, справочные материалы, дополнительные задания. Контрольные вопросы к заданиям даны для подготовки теории и защиты выполненной практической работы на занятии.

Представленный теоретический материал помогает сочетать элементы теории и практической работы и углублению теоретических знаний о предмете, что способствует лучшему уяснению сложных вопросов дисциплины и становлению обучающихся как будущих специалистов.

Учебно-методическое пособие рекомендуется для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров «Нефтегазовое дело», профилю подготовки 21.03.01. «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» по очной, очной-заочной и дистанционной форме.

Раздел 1. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА И НЕФТЯНОГО ФЛЮИДА. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК СКВАЖИНЫ

Краткая теория. Одной из важнейших характеристик, определяющих промышленную ценность нефтяного месторождения, является проницаемость (k) пород:

$$k_i = \frac{k_i^*(S)}{k},$$

где k_i и $k_i^*(S)$ – относительная и фазовая проницаемости;

k – абсолютная проницаемость;

S_i – насыщенности пористой среды каждой фазой.

Индекс i определяет номер фильтрующейся фаз, например, $i = 1$ для более смачивающей фазы, лучше фильтрующейся (чаще всего вытесняющей нефтяной флюид – воду).

Пористость, измеряемая коэффициентом пористости:

$$m = \frac{V_p}{V},$$

где $V_\text{п}$ – объём пор в некотором элементе пористой среды;

V – весь объём рассматриваемого элемента.

Фильтрация жидкости и газа в нефтяных залежах при небольших скоростях фильтрации (w) подчиняется линейному закону Дарси:

$$w = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu}\frac{dP}{dr},$$

где Q – объёмный расход жидкости через породу за единицу времени;

F – площадь поперечного сечения, через которое происходит фильтрация;

μ – динамическая вязкость жидкости;

$\frac{dP}{dr}$ – градиент давления на длине образца породы L.

При растворении газа в нефти объём её увеличивается. Отношение удельного объёма нефти с растворенным в ней газом к объёму этой же нефти в поверхностных условиях называется объёмным коэффициентом ($b_н$), который всегда больше единицы.

Под коэффициентом усадки нефти (u) понимается отношение

$$u = \frac{b_н - 1}{b_н} 100\ \%.$$

Этот коэффициент характеризует уменьшение объёма пластовой нефти при извлечении её на поверхность (после её дегазации).

Изменение единицы объёма жидкости (нефти, воды), приходящееся на единицу изменения объёма давления, характеризуется коэффициентом сжимаемости жидкости (нефти – $\beta_н$, воды – $\beta_в$):

$$\beta_ж = -\frac{1}{V_ж}\frac{dV_ж}{dP},$$

где $V_ж$ – начальный объём жидкости;

$dV_ж$ – изменение объёма при изменении давления на dp.

Под упругим запасом жидкости (УЗЖ) в пласте понимается количество жидкости, которое можно извлечь из пласта при снижении давления в нем за счёт объёмной упругости пласта и насыщающих его жидкостей:

$$dV_ж = \beta^* V_0 dP,$$

где β^*– коэффициент объёмной упругости, $\beta^* = m\beta_ж + \beta_с$;

V_0 – объём залежи.

Хотя коэффициенты объёмной упругой деформации жидкости и пласта очень малы, велики его объёмы. Поэтому УЗЖ в пласте может быть весьма существенным [1].

Приток жидкости и газа к забоям скважин обусловлен разностью между пластовым и забойным давлением (*депрессия на пласт*), которая зависит от отбора жидкости из скважины, физических свойств пород и жидкости, а также от вида пластовой энергии, а именно:

1) энергии напора пластовых вод;

2) энергии свободного и выделяющегося из нефти газа при понижении давления насыщения;

3) энергии упругости сжатых пород и жидкостей;

4) энергии напора, обусловленной силой тяжести самой нефти.

Приток жидкости из пласта к скважине определяется формулой, $м^3$/сут·Па:

$$Q = K_{пр} (P_{пл} - P_з)^n,$$

где $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности;

$P_{пл}$ – пластовое давление;

$P_з$ – забойное давление;

n – показатель степени фильтрации нефти в пласте ($1 < n \leq 2$).

Для плоскорадиального притока жидкости в единичной скважине в круговом пласте в случае идеальной скважины коэффициент продуктивности определяется по формуле

$$K_{пр} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \lg \frac{R_k}{r_с}},$$

где h – вскрытая мощность пласта;

R_k – радиус зоны дренирования;

$r_с$ – радиус скважины.

В случае если скважина пробурена не на всю продуктивную толщину пласта и сообщение с пластом происходит через перфорационные отверстия или фильтры, то коэффициент продуктивности скважины определяется по формуле

$$K_{пр} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot (\lg \frac{R_k}{r_с} + C_1 + C_2)},$$

где C_1 – дополнительное фильтрационное сопротивление фильтрующемуся потоку, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия пласта;

C_2 – дополнительное фильтрационное сопротивление фильтрующемуся потоку, вызванное несовершенством скважины характеру вскрытия.

Их определение проводится по экспериментальным графикам В.И. Щурова (прил. 1).

Дебит скважины можно рассчитать по формуле

$$Q = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu(\ln \frac{R_k}{r_c} + C + S)}.$$

Здесь

$$S = S_1 + S_2,$$

где S_1 характеризует ухудшение проницаемости в призабойной зоне скважины (ПЗС) из-за несовершенства скважины по качеству первичного вскрытия;

S_2 – коэффициент, учитывающий дополнительное фильтрационное сопротивление в ПЗС из-за несовершенства скважины по качеству вторичного вскрытия [1].

На практике в большинстве случаев $K_{пр}$ определяют по результатам исследования скважины на установившихся режимах работы с построением индикаторных диаграмм:

$$K_{пр} = \frac{Q}{P_{пл} - P_з} = \frac{Q}{\Delta P}.$$

Коэффициент нефтеотдачи, равный отношению количества добытой нефти к первоначальным её запасам в залежи, зависит от многих факторов: физических свойств пластовых жидкостей и породы, режима разработки залежи, показателей разработки месторождения, темпа и порядка ввода скважин в эксплуатацию, интенсивности отбора жидкости из пласта, степени охвата залежи вытесняющим нефть агентом и т. д. Согласно экспериментальным и статистическим промысловым данным коэффициент нефтеотдачи при различных режимах работы пласта: водонапорный режим – 0,5–0,8; газонапорный режим – 0,4–0,7; режим растворенного газа – 0,15–0,3. Верхний пре-

дел, равный 0,8 при водонапорном режиме, может быть достигнут при исключительно благоприятных условиях для вытеснения нефти из залежи (высокая проницаемость и однородность пород, малая вязкость нефти и низкое поверхностное натяжение нефти на границе с пластовой водой).

Задание

Используя данные прил. 1, необходимо решить следующие задачи.

Задача 1. По керну диаметром $d = 2$ см и длиной $L = 5$ см за 10 мин прокачано $V = 0{,}6$ см^3 воды. Давление на входе в керн $P_{вх} = 0{,}5$ МПа, на выходе из образца керна $P_{вых} = 0{,}1$ МПа. Определить действительную скорость v и скорость фильтрации w на входе в керн, если пористость керна $m = 10$ %.

Задача 2. Определить скорость фильтрации и скорость движения жидкости у стенки скважины и на заданном расстоянии от скважины. Необходимые для расчёта данные брать из прил. 1, табл. П1.1.

Задача 3. Определить дебит нефтяной скважины в случае установившейся плоскорадиальной фильтрации жидкости, если давление на контуре питания 100 ат, давление на забое 75 ат, проницаемость 500 мД, толщина 15 м, диаметр скважины 24,8 см, радиус контура питания 10 км, динамический коэффициент вязкости 6 сП, плотность 850 кг/м^3.

Задача 4. Используя графики В.И. Щурова (см. прил. 1, рис. П1.1–П1.4), определить величину дополнительного сопротивления C, обусловленного несовершенством скважины по степени и характеру вскрытия, и приведённый радиус скважины r_c. Нефть притекает к скважине диаметром 0,3 м, толщина пласта 3 м, глубина вскрытия пласта 2,1 м, число отверстий на 1 м длины колонны 8, глубина перфорационных отверстий 15 см, диаметр одного отверстия 0,9 см. Приняв $R_к = 500$ м, определить коэффициент несовершенства скважины δ [1].

Задача 5. Определить дебит скважины, гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия пласта. Даны радиус скважины, радиус контура питания пласта, коэффициент проницаемости, толщина пласта, вязкость нефти, пластовое давление, забойное давление. Эксплуатационная колонна и пласт вскрыты перфоратором. Известны диаметр отверстий, глубина перфорации и плотность перфорации. Определить дебит скважины без учёта её гидродинамического несовершенства [1] (исходные данные брать из прил. 1, см. табл. П1.2, рис. П1.1–П1.4).

Задача 6. Нефтяная залежь площадью 500 га и продуктивной мощностью 40 м имеет пористость 15 % и водонасыщенность 40 %. Определить, какое количество нефти можно отобрать за счёт упругого расширения жидкостей при падении давления от 300 до 200 ат. Коэффициент сжимаемости воды $3 \cdot 10^{-4}$ ат$^{-1}$, нефти $1{,}5 \cdot 10^{-5}$ ат$^{-1}$. Пласт считать недеформируемым [1].

Задача 7. Определить коэффициент нефтеотдачи за счёт упругого расширения нефти, воды и горной породы, если площадь области нефтеносности 1000 га, законтурная вода занимает площадь 10^4 га, средняя толщина пласта 10 м, пористость 25 %, водонасыщенность в зоне нефтеносности 20 %, коэффициенты сжимаемости нефти, воды и породы равны $\beta_н = 6 \cdot 10^{-5}$ м^2/кг, $\beta_в = 4{,}2 \cdot 10^{-5}$ см^2/кг, $\beta_с = 2 \cdot 10^{-5}$ см^2/кг. Пластовое давление снижается от 180 до 80 ат [1].

Задача 8. Определить количество нефти, которое можно получить из залежи за счёт упругих свойств при падении давления от пластового до давления насыщения (исходные данные брать из прил. 1, см. табл. П1.3).

Задача 9. Исследованием кернов и геофизическими методами определены следующие параметры залежи с водонапорным режимом: среднее количество связанной (погребённой) воды и нефтенасыщенность в начальный период эксплуатации соответственно равны S = 10 % и $S_н$ = 90 %; через 5 лет после начала эксплуатации средняя водонасыщенность $S_в$ = 55 %; через 8 лет средняя водонасыщенность $S_в$ = 72 %. Требуется определить среднюю нефтеотдачу для указанных двух моментов времени.

РАСЧЁТ ЭЛЕМЕНТОВ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ, ВЫБОР ЕЁ СХЕМЫ И МАТЕРИАЛОВ ДЕТАЛЕЙ

Краткая теория. Фонтанная арматура (ФА) предназначена для герметизации устья скважины, контроля и регулирования режима эксплуатации эксплуатационных и нагнетательных скважин.

ФА состоит из трубной обвязки (головки) и фонтанной ёлки.

Трубная головка ФА монтируется на колонной головке. Она предназначается для подвески одной или нескольких колонн НКТ и герметизации на устье межтрубных пространств. Она предназначена для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов, контроля и управления потоком скважинной среды в затрубном (межтрубном) пространстве.

Фонтанная ёлка монтируется на трубной головке и предназначена для контроля и регулирования потока скважинной среды в скважинном трубопроводе и направления его в промысловый трубопровод.

Фонтанные арматуры изготавливают для различных условий эксплуатации. Их классифицируют по конструктивным и прочностным признакам:

– рабочему давлению (7, 14, 21, 35, 70 и 105 МПа);

– схеме исполнения;

– спускаемых в скважину труб (один и два концентричных ряда труб);

– конструкции запорных устройств (задвижки и краны);

– размерам проходного сечения по стволу (50–150 мм) и боковым отводам (50–100 мм).

Для низких и средних давлений (7–35 МПа) применяют тройниковую ФА; для средних и высоких (35–105 МПа) – крестовую.

Фонтанные арматуры, рассчитанные на давление 14 МПа, обычно изготовляют по схемам 1, 3 и 5.

Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 21 и 35 МПа, изготавливают:

– с условным проходом 65 мм по схемам 1–6;

– с условным проходом 80 мм по схемам 1, 5 и 6;

– с условным проходом 100 и 150 мм – по схеме 6 (рис. 1).

Диаметр проходного сечения арматуры и число отводов, идущих к манифольду, определяют по объёму продукции скважины.

При выборе ФА ориентируются на получение невысоких скоростей движения жидкости или газа в тройниках, крестовинах и запорных устройствах арматуры. В среднем это скорости 0,5 м/с. В дросселях при этом скорости могут достигать 100–150 м/с, при давлениях 70–105 МПа они могут быть ещё более высокими для уменьшения числа дросселей в арматуре.

Скважинная жидкость может содержать песок, агрессивные примеси. Поэтому втулки изготавливаются из закалённых сталей, твёрдых сплавов, термокорунда. При наличии значительных механических примесей в продукции скважин надо предусмотреть запасные отводы для отбора продукции при износе основных рабочих отводов.

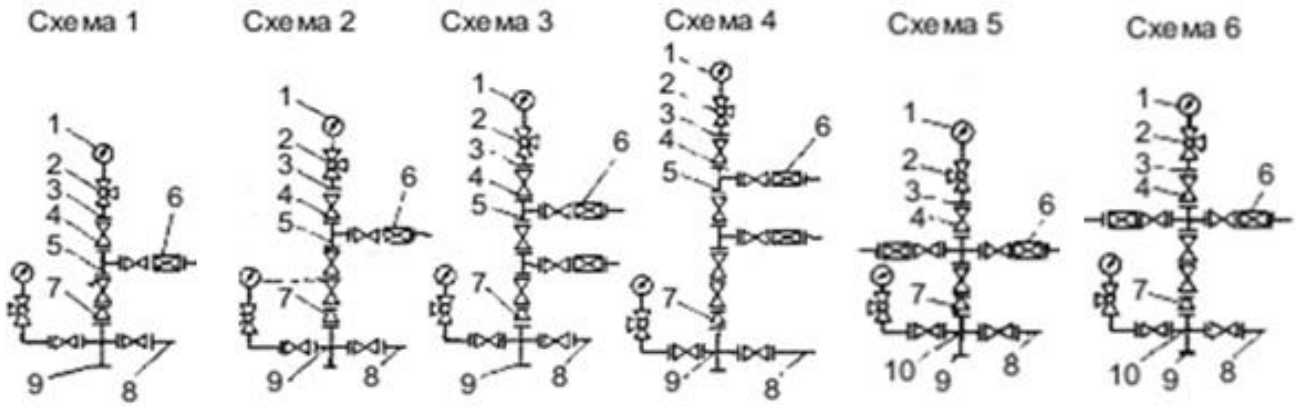


Рис. 1. Рекомендуемые схемы ФА:

1 – манометр; 2 – вентиль; 3 – буферный фланец; 4 – запорное устройство; 5 – тройник; 6 – дроссель; 7 – переводник трубной головки; 8 – ответный фланец; 9 – трубная головка; 10 – крестовина ёлки

Распространены литые и сварные детали ФА (табл. 1).

При выборе запорных устройств обычно применяют краны для низких давлений (7–14 МПа) и прямоточные задвижки – для более высоких.

В зависимости от предъявленных к ФА требованиям, запорные устройства проектируются с ручным, дистанционным и автоматиче-

ским управлением и изготовляются трёх типов: пробковые краны со смазкой, прямоточные задвижки со смазкой типа 5М и ЗМС с однопластинчатым, ЗМАД – с двухпластинчатым шибером (ЗМС и ЗМАД есть модификации с ручным пневмоприводом).

Таблица 1

Материалы для деталей фонтанной арматуры

Вид деталей	Марки сталей
Литые детали	45Л, 40ХЛ, 40ХНЛ, 25ХГСЛ, 06Х20Н8М3ДЛ и др.
Сварные детали	40 и 40Х
Детали, предназначенные для работы в высокоагрессивных сероводородных средах	20ХН2М
Детали, стойкие к сероводородному растрескиванию,	30ХМА
с термической обработкой	06Х20Н8М3Д
При углекислотной коррозии	с 5,8–9 %-ным содержанием хрома

На выкидных (рабочих и запасных) линиях ставят регулирующие устройства – дроссели (штуцеры), создающие местные гидравлические сопротивления потоку. Дроссели могут быть регулируемые и нерегулируемые (рассчитаны на рабочее давление до 70 МПа). Срок службы нерегулируемых дросселей намного больше, чем регулируемых.

Порядок расчёта фонтанной арматуры:

1) выбирают схему ФА – тройниковую или крестовую (см. рис. 1, 2);

2) определяют число отводов фонтанной ёлки, вид запорных устройств;

3) выбирают материалы основных деталей;

4) рассчитывают и графически оформляют общий вид и детали ФА.

Примечания

1. При наличии значительного количества механических примесей (свыше 100 мг/л) в продукции скважины необходимо предусматривать дополнительные (резервные) отводы [2].

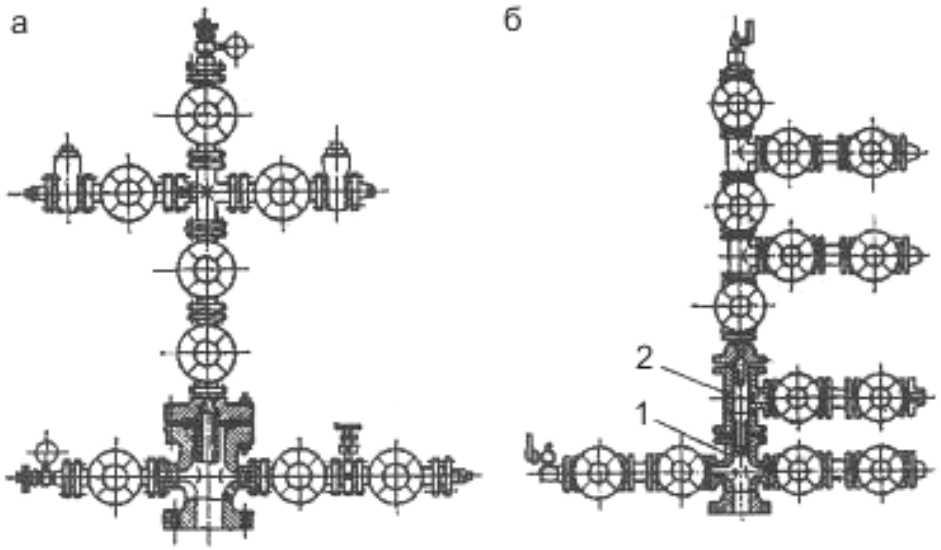


Рис. 2. ФА: крестовая арматура (*а*), тройниковая арматура (*б*):
1 – крестовина, 2 – тройник

2. Толщину стенок цилиндрических частей элементов фонтанной арматуры рассчитывают по формуле

$$s = \frac{D}{2}\left(\sqrt{\frac{\sigma_p+P}{\sigma_p-P}}-1\right)+\Delta S,$$

где D – внутренний диаметр цилиндрической части арматуры;

$\sigma_р$ – допустимое напряжение на растяжение материала арматуры;

p – рабочее давление;

ΔS – увеличение толщины, учитывающее коррозию металла за время эксплуатации фонтанной арматуры,

$$\Delta S = \Delta S_t \cdot t,$$

где ΔS_t – уменьшение толщины стенки от коррозии в год;

t – срок службы арматуры [2].

3. Если ёлка арматуры имеет два сменных штуцера, это позволяет быстро их заменять.

4. На арматуре, рассчитанной на большое давление, на боковых отводах устанавливают не по одной, а по две задвижки. Это обусловлено не только большей надёжностью применённых задвижек, но и при одновременном обеспечении возможности их смены на работающей скважине, т. е. без её остановки.

5. Фонтанная ёлка может включать 1–2 тройника (двухъярусная конструкция) либо крестовину (крестовая). Сверху ёлка заканчивается буфером. В тройниковой конструкции обычно предусматриваются две выкидные линии: верхняя (рабочая); нижняя (запасная). В крестовой конструкции имеется два боковых отвода: запасной; рабочий. Запасные линии открывают только в случае необходимости устранения каких-либо неполадок в работе рабочей линии (смена дросселя, коррозионное разрушение и т. п.).

Задание

Используя данные прил. 2, табл. П2.1–П2.4, выполнить следующие действия.

1. Записать шифр ФА и объяснить его (см. прил. 2).

2. Выбрать (или создать самостоятельно) схему фонтанной арматуры (см. рис. 1) и нарисовать её, пояснить свой выбор.

3. Определить диаметр условного прохода и число отводов фонтанной ёлки, пояснить выбранное число отводов.

4. Выбрать материалы для деталей ФА.

5. Рассчитать срок службы фонтанной арматуры.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Для чего нужна колонная головка?
2. Из каких основных элементов состоит ФА?
3. По каким признакам классифицируют ФА?
4. Для чего нужна трубная головка?
5. Каково назначение фонтанной ёлки?
6. Начертите основные схемы фонтанных ёлок.
7. Назовите назначение дросселирующих устройств и где они устанавливаются.
8. Запишите шифр колонной головки. Что он обозначает?
9. Запишите шифр ФА. Что он обозначает?
10. На какие рабочие давления изготавливается ФА?
11. Какие основные виды дросселирующих устройств вы знаете? В чем их различие?
12. При каких условиях используют тройниковые и крестовые фонтанные ёлки?
13. Как рассчитать время эксплуатации ФА?

РАСЧЁТ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ НА ТРЕНИЕ В НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБАХ (НКТ)

Краткая теория. При проведении различных работ, таких как освоение скважины методом расчёта процесса замещения жидкостей различной плотности в скважине при различных геолого-технических мероприятиях (например, гидроразрыв пласта, гидропескоструйная или кумулятивная перфорация и т. д.), необходимо знать, какие возникнут потери давления в НКТ, причиной которых является трение, возникающее при движении жидкостей в трубах [3].

Алгоритм расчёта. Определяем:

1) пластичную вязкость жидкости:

$$\eta = 0{,}033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{р}} - 0{,}022;$$

2) предельное динамическое напряжение сдвига:

$$\tau_0 = 8{,}5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{р}} - 7,$$

где $\rho_{\text{р}}$ – плотность раствора;

3) критическую скорость $\omega_{\text{кр}}$ (характеризует изменение режима течения):

$$\omega_{\text{кр}} = 25 \cdot \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho_{\text{р}}}};$$

4) реальную скорость движения:

$$\omega = \frac{4Q}{\pi D_{\text{Т}}^2},$$

где $D_{\text{Т}}$ – внутренний диаметр;

Q – расход.

Если $\omega < \omega_{\text{кр}}$, то режим движения *ламинарный*, если $\omega > \omega_{\text{кр}}$, то режим движения *турбулентный* [3];

5) для ламинарного режима потери давления рассчитываются по формуле

$$\Delta p_{\text{тр}} = \frac{4\tau_0 H}{\beta_{\text{Т}} D_{\text{Т}}},$$

где H – длина колонны труб;

β_T – коэффициент, определяем графически (рис. 3) по параметру Сен-Венана – Ильюшина:

$$\text{Sen} = \frac{\tau_0 D_T}{\eta\omega}.$$

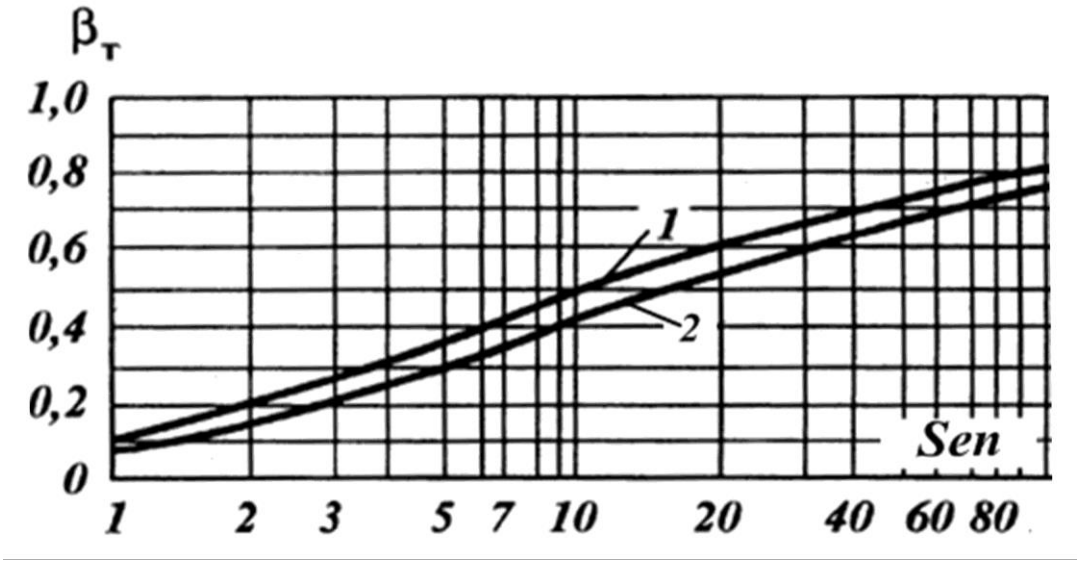


Рис. 3. Зависимость коэффициента β_T
от параметра Сен-Венана – Ильюшина:
1 – круглое; 2 – кольцевое сечение трубы

Для турбулентного режима формула расчёта потерь давления на трение:

$$\Delta p = \frac{0{,}012 \cdot \rho_р \cdot H \cdot \omega^2}{D_T};$$

6) для движущейся воды потери давления рассчитываем по формуле

$$\Delta p_{ТВ} = \frac{0{,}81 \cdot \lambda \cdot \rho_в \cdot Q^2}{D_T},$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$\rho_в$ – плотность воды;

7) для определения коэффициента λ рассчитаем число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{\omega D_T \rho_в}{\mu_в},$$

где $\mu_в$ – вязкость воды.

Если Re < 100000, то $\lambda = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}}$.

Если Re > 100000, то: $\lambda = \frac{1}{(1{,}8 \cdot \lg \mathrm{Re} - 1{,}52)^2}$,

или $\lambda = \frac{1}{(1{,}8 \cdot \lg \mathrm{Re} - 1{,}64)^2}$.

Потери давления находим как сумму потерь давления при ламинарном и турбулентном течении воды и глинистого раствора [3].

Задание

По данным вариантов (прил. 3, табл. П3.1–П3.3) рассчитать потери давления на трение в трубе круглого сечения при замене глинистого раствора водой [3].

Пример расчёта

Исходные данные:

– длина НКТ $H = 4 \cdot 10^3$ м;

– внутренний диаметр трубы, $D_т = 0{,}059$ м;

– плотность глинистого раствора $\rho_р = 1{,}6$ г/м^3;

– вязкость воды $\mu_в = 1$ мПа·с;

– объёмный расход воды:

$$Q_1 = 4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$
$$Q_2 = 12 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Алгоритм расчёта

1. Рассчитаем пластическую вязкость раствора, Па·с:

$$\eta = 0{,}033 \cdot 10^{-3} \rho_р - 0{,}022 = 0{,}033 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 0{,}022 = 0{,}0308.$$

2. Рассчитаем предельное динамическое напряжение сдвига, Па:

$$\tau_0 = 8{,}5 \cdot 10^{-3} \rho_р - 7 = 8{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 7 = 6{,}6.$$

3. Рассчитаем критическую скорость движения жидкости, м/с:

$$\omega_{кр} = 25\sqrt{\frac{6{,}6}{1600}} = 1{,}606.$$

4. Определим фактическую скорость движения:

$$\omega_1 = \frac{4 \cdot 0{,}004}{3{,}14 \cdot 0{,}059^2} = 1{,}463 \, \text{м/с}$$ при Q_1= 0,004 м^3/с – ламинарный режим;

$$\omega_2 = \frac{4 \cdot 0{,}012}{3{,}14 \cdot 0{,}059^2} = 4{,}389 \, \text{м/с}$$ при Q_2 = 0,012 м^3/с – турбулентный режим.

5. Определим параметр Сен-Венана – Ильюшина:

$$\text{Sen} = \frac{6{,}6 \cdot 0{,}059}{0{,}0308 \cdot 1{,}463} = 8{,}641,$$

β_{T1} = 0,39 определим по рис. 3.

6. Для ламинарного течения глинистого раствора определим потери давления на трение, МПа:

$$\Delta p_{\text{тр}1} = \frac{4 \cdot 6{,}6 \cdot 4000}{0{,}39 \cdot 0{,}059} = 4{,}589.$$

Для турбулентного течения глинистого раствора рассчитаем потери давления на трение, МПа:

$$\Delta p_{\text{тр}2} = \frac{0{,}012 \cdot 1600 \cdot 4000 \cdot 4{,}389^2}{0{,}059} = 25{,}08.$$

7. Выполним расчёт числа Рейнольдса для двух режимов течения, используя значения фактических скоростей ω_1 и ω_2:

$$\text{Re} = \frac{1{,}463 \cdot 0{,}059 \cdot 1000}{0{,}001} = 86321$$ – ламинарный режим;

$$\text{Re} = \frac{4{,}389 \cdot 0{,}059 \cdot 1000}{0{,}001} = 258964$$ – турбулентный режим.

8. Рассчитаем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda_1 = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{86321}} = 0{,}018$$ – ламинарный режим;

$$\lambda_2 = \frac{1}{(1{,}8 \cdot \lg 258964 - 1{,}52)^2} = 0{,}015$$ – турбулентный режим.

9. Определим потери давления при двух режимах движениях воды в трубах, МПа:

$$\Delta p_{\text{ТВ1}} = \frac{0{,}81 \cdot 0{,}018 \cdot 4000 \cdot 0{,}004^2 \cdot 1000}{0{,}059^5} = 1{,}388;$$

$$\Delta p_{\text{ТВ2}} = \frac{0{,}81 \cdot 0{,}015 \cdot 4000 \cdot 0{,}012^2 \cdot 1000}{0{,}059^5} = 10{,}01.$$

Определим также суммарные потери давления, МПа:

$$\Delta p_{\text{Т1}} = 4{,}589 + 1{,}388 = 5{,}977;$$

$$\Delta p_{\text{Т2}} = 25{,}08 + 10{,}01 = 35{,}09.$$

Вывод: увеличение в три раза расхода жидкости (от $4 \cdot 10^{-3}$ до $12 \cdot 10^{-3}$ м^3/с) приводит к увеличению потерь давления на трение в 5,87 раз (от 5,977 до 35,09 МПа) [3].

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. При каких условиях обеспечивается приток жидкости из пласта?
2. Расскажите о существующих потерях давления в скважине. Где и чем они обусловлены?
3. В чём различие ламинарного и турбулентного режимов течения жидкости?
4. Что называют критической скоростью движения жидкости?
5. Назовите некоторые операции подземного ремонта, при которых происходят потери давления на трение в трубах.
6. Назовите примеры ньютоновских и неньютоновских жидкостей.
7. Что показывает параметр Сен-Венана – Ильюшина?
8. Что представляет собой предельное динамическое напряжение сдвига?
9. Для чего используется в расчётах число Рейнольдса?

РАСЧЁТ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Краткая теория. Освоение скважины – комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению её продуктивности, соответствующей локальным возможностям пласта.

Все операции по вызову притока и освоению скважины сводятся к созданию депрессии в пласте.

Различают пласты с АВПД (аномально высоким начальным пластовым давлением) и с АНПД (аномально низким пластовым давлением), в зависимости от пластового давления и от геолого-физических характеристик пласта выбирается тот или иной способ вызова притока.

Можно выделить следующие *основные способы вызова притока*: тартание, поршневание (свабирование), замена скважинной жидкости на более лёгкую, компрессорный метод, прокачка газожидкостной смеси, вызов притока глубинными насосами.

Перед освоением на устье скважины устанавливается необходимая арматура, которая предназначена для применяемых в данный момент способа освоения и способа эксплуатации скважины. Необходимым элементом является задвижка высокого давления, установленная на фланце обсадной колонны (для перекрытия ствола скважины).

Рассмотрим некоторые способы вызова притока подробней.

Тартание применяется при освоении неглубоких нефтяных скважин с низким пластовым давлением. Приток жидкости из пласта вызывают при помощи желонки (за один рейс около 0,4 м^3), спускаемой на тонком (16 мм) канате с помощью лебёдки.

Это малопроизводительный трудоёмкий процесс, но он даёт возможность извлечения осадка и глинистого раствора с забоя, позволяет контролировать положение уровня жидкости в скважине. Всё перечисленное, а также экономическая составляющая дают ему преимущество перед другими процессами.

Поршневание (или свабирование). Поршень или сваб спускается на канате в НКТ. За один подъём поршень выносит столб жидкости, равный глубине его погружения под уровень жидкости. Глубина погружения ограничена прочностью талевого каната и обычно не превышает 75–150 м.

Успех вызова притока зависит от статического уровня жидкости в скважине, пластового давления. При низких пластовых давлениях этот способ малопроизводителен. Повышена вероятность аварийных

ситуаций (обрывы канатов, поломки техники и пр.). Однако поршневание в 10–15 раз производительнее тартания.

Замена скважинной жидкости. В скважину закачивают жидкость меньшей плотности, которая создаёт гидростатическое давление меньше пластового:

$$\Delta P = (\rho_1 - \rho_2) \cdot L \cdot g \cdot \cos\beta,$$

где ρ_1 – плотность глинистого раствора;

ρ_2 – плотность промывочной жидкости;

L – глубина спущенных НКТ;

β – средний угол кривизны скважины.

Таким способом осваиваются скважины с большим пластовым давлением $P_{пл} > \rho_2 \cdot g \cdot L \cdot \cos\beta$ (при наличии коллекторов, хорошо поддающихся освоению) [4].

Проводят смену скважинного флюида прямой или обратной промывкой, например, по цепочке: глинистый раствор – пластовая вода – пресная вода – нефть – пенные системы.

Компрессорный способ освоения. Применяется в основном на фонтанных, полуфонтанных и частично механизированных скважинах.

Проводят смену скважинного флюида прямой или обратной закачкой инертного газа. Регулируя расход газа, можно изменять плотность газожидкостной смеси в трубах, и, следовательно, давление на забое.

Этот способ вызова притока имеет низкую производительность при низких пластовых давлениях. Надо учитывать также повышенную вероятность аварийных ситуаций и ограничения применения в скважинах, пробуренных в рыхлых и неустойчивых коллекторах.

Освоение скважин закачкой газированной жидкости. Вместо чистого газа в межтрубное пространство закачивается смесь газа с жидкостью (обычно вода или нефть). Плотность такой газожидкостной смеси зависит от соотношения расходов, закачиваемых газа и жидкости. Это позволяет регулировать параметры процесса освоения.

Так как плотность газожидкостной смеси больше плотности чистого газа, то это позволяет осваивать более глубокие скважины компрессорами, создающими меньшее давление.

Освоение скважинными насосами. Способ освоения скважин струйными насосами: в трубы НКТ нагнетается техническая вода. При прохождении потока жидкости через сопло и диффузор струйного насоса в смесительной камере создаётся разряжение и происходит всасывание жидкости из-под насоса в затрубное пространство скважины.

Недостатками этого способа является ограниченная глубина спуска (до 2500 м). Применение при низком пластовом давлении может привести к поглощению жидкости. Низкая стойкость к механическим примесям, привлечение дополнительной техники при средней производительности 45 $м^3$ в сутки делают этот способ более дорогостоящим по сравнению с теми, что указаны выше. Но на истощённых месторождениях с низким пластовым давлением этот способ применяется для освоения скважин со штанговыми глубинными насосными установками (ШГНУ) или погружными электроцентробежными насосами (ПЭЦН), которые спускаются на проектную глубину. Такой метод применяют, если скважина не нуждается в глубокой и длительной депрессии для очистки призабойной зоны. Перед спуском насоса скважина промывается до забоя водой или лучше нефтью. Необходимо также учитывать, что при слабом притоке возможен выход из строя электропогружного оборудования.

Задание

Используя данные прил. 4, решить следующую задачу.

Задача. Произвести освоение скважины, в которую спущена колонна НКТ диаметром $d_{НКТ}$. Скважина заполнена жидкостью плотностью $\rho_ж$ до статического уровня $H_{ст}$. Освоение скважины производиться с помощью сваба, который посредством каната, имеющего диаметр $d_к$, свитого из проволок диаметром $d_{пр}$, а также имеющего коэффициент наполнения $K_{кан}$, прикреплён к подъёмному барабану диаметром $D_б$.

Решение. Для решения задачи необходимо выполнить следующие действия.

1. Определить, за какое количество циклов свабирования уровень жидкости в скважине достигнет $H_{дин}$, если при этом

$$P_{заб} = 0{,}6\ P_{пл}\ (\text{пластовое давление}),$$

где $P_{пл} = 1{,}1\ (\rho_ж \cdot g \cdot H_{скв})$.

2. Определить прочность каната в точке А (технический чертёж, см. прил. 4) при последнем цикле подъёма сваба.

3. Если канат не выдерживает нагрузку, произвести необходимые конструктивные изменения ($D_б$, $d_к$, $d_{пр}$) и произвести перерасчёт с целью выполнения задачи по освоению скважины [2].

Исходные данные к домашнему заданию приведены в табл. П4.1, установка изображена рис. П4.1 (см. прил. 4).

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ ГЛУБИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ. ПРАКТИЧЕСКИЕ ДИНАМОГРАММЫ

Краткая теория. Штанговый глубинный насос представляет собой плунжерный насос специальной конструкции, спускаемый в скважину под динамический уровень нефти [3].

Отбор жидкости и/или нефтяного флюида из скважины определяется допустимой депрессией и коэффициентом продуктивности. Эти величины устанавливаются по данным исследования скважины.

Необходимая глубина спуска насоса составит:

$$L = H_д + \Delta h,$$

где $H_д$ – динамический уровень;

$\Delta h = P_{пр}/\rho g$ – глубина погружения насоса под динамический уровень;

$P_{пр}$ – давление на приёме.

Она определяется, учитывая факторы, которые влияют на коэффициент подачи насоса, зависящий от количества газа, насоса от давления на его приёме ($P_{пр}$) [3].

Давление на приёме рассчитывается на основании данных, полученных в результате исследования работы ШГН, по формуле

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{вн}} - \frac{Q_{\text{ВМТ}} - Q_{\text{НМТ}}}{F_{\text{пл}}}.$$

Давление на выкиде насоса:

$$P_{\text{вн}} = \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot H + P_{\text{у.}}$$

Плотность смеси в НКТ:

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{ш}}\left(1 - \frac{Q_{\text{НМТ}}}{M \cdot g}\right).$$

Необходимо выбирать такую глубину погружения насоса *H*, при которой обеспечиваются приемлемые коэффициенты подачи насоса, равные 0,65–0,7.

Динамометрирование применяется для качественной оценки работы насосов (в основном для изучения неполадок в их работе и выяснения причин снижения или отсутствия подачи).

Существующая методика динамометрирования и расшифровки динамограмм позволяет правильно и качественно оценивать условия работы насосов, однако в некоторых случаях с помощью динамометрирования можно получить и количественные результаты с удовлетворительной точностью.

Снятие диаграммы нагрузки на полированный шток в зависимости от хода называется *динамометрией ШГНУ* [3].

Она осуществляется динамографом – регистрирующим прибором (рис. 4).

Сопоставление снятой на ШГНУ динамограммы с теоретической позволяет выяснить отклонения от нормальной работы установки в целом и дефекты в работе самого ШГНУ.

При динамометрировании записывается линия веса штанг (нагрузки) в жидкости при крайнем нижнем положении (НМТ – нижней мёртвой точке) $Q_{\text{НМТ}}$ балансира станка-качалки – $Q_{\text{ш}}$ (рис. 5).

При крайнем верхнем положении (ВМТ – верхней мёртвой точке) балансира станка-качалки производится запись линии веса штанг плюс жидкости – $Q_{\text{ВМТ}}$.

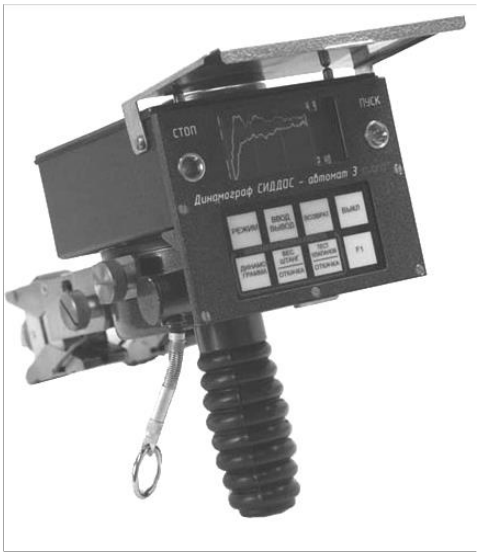


Рис. 4. Динамограф

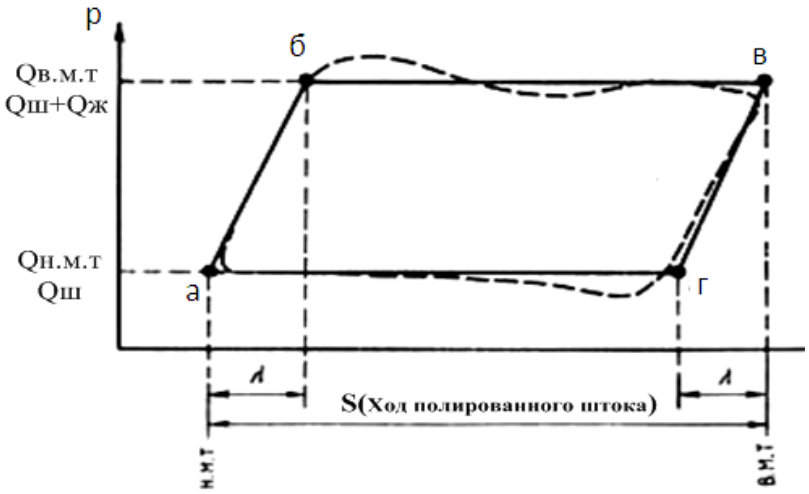


Рис. 5. Динамограммы:
теоретическая – сплошная линия;
фактическая – пунктирная линия

Линия *аб* предполагает процесс деформации труб и штанг и отображает процесс нагружения штанг весом жидкости.

Это представлено на графике величиной λ, начиная от НМТ.

Линия *бв* соответствует полезному ходу плунжера, когда статическая нагрузка на полированный шток равна весу штанг и жидкости.

Точка *в* является мёртвой точкой движения штока.

Процесс движения вниз, когда штанги и трубы подвергаются деформации, но в обратном порядке: нагнетательный клапан открывается, штанги разгружаются и сокращаются, а трубы (всасывающий клапан закрывается) нагружаются и удлиняются – отображается линией *вга* [3].

Причины, вызывающие отклонение реальной динамограммы от теоретической, перечислены ниже.

1. Показанное пунктиром превышение линии *бв* соответствует возникновению дополнительных нагрузок, обусловленных трением и инерцией системы, эти же свойства объясняют снижение пунктира по отношению к линии *га* при движении вниз.

2. Смещение же точек *б* и *г* вправо предполагает пропуски в нагнетательной части насоса, как результат временного растягивания процесса перераспределения нагрузки $Q_ж$ с труб на штанги. Про-

пуск в нагнетательной части обусловлен процессом заполнения освободившегося объёма цилиндра при движении плунжера вверх перетекающей жидкостью, что создаёт на плунжер подпор снизу. Увеличение утечек в нагнетательной части предполагает более активное смещение вправо точек *б* и *г*.

3. Нарушение герметичности всасывающего клапана предполагает пропуски в приёмной части, при этом имеет место обратное явление. Точки динамограммы *б* и *г* получают смещение влево. Преждевременные утечки жидкости в приёмной части ослабляют нижний подпор плунжера, а штанги нагружаются весом жидкости быстрее.

4. На динамограмме также нашло отражение попадающего в ШГН вредного влияния газа. Это определяет более плавный переход от точки *в* к линии *аг* и характеризует процесс сжатия газа в объёме цилиндра под плунжером.

5. Если вблизи ВМТ происходит резкое снижение нагрузки ниже $Q = Q_{ш} + Q_{ж}$, то это предполагает выход плунжера из цилиндра насоса, когда насос невставной.

6. Появление пика у ВМТ означает удары плунжера об ограничительную гайку цилиндра в случае вставного насоса [3].

Задание

1. Используя исходные данные (прил. 5, табл. П5.1–П5.2), определить давление на приёме насоса при работе ШГН.

2. Используя образцы динамограмм (см. прил. 5, рис. П5.1), определить неисправности в работе насоса (см. прил. 5, рис. П5.2–П5.17), сделать выводы, дать рекомендации.

Пример расчёта

Исходные данные:

– глубина спуска насоса H = 1016 м;

– площадь плунжера $F_{пл}$ = 14,5 см^2;

– устьевое давление $p_{у}$ = 0,2 МПа;

– нагрузка при остановке головки балансира в НМТ $Q_{НМТ}$ = 22520 Н;

– нагрузка при остановке головки балансира в ВМТ $Q_{ВМТ}$ = 32380 Н;

– плотность стали штанг в НКТ $\rho_ш$ = 7800 кг/м^3.

Алгоритм расчёта

Определяем массу колонны штанг (см. прил. 5, табл. П5.1–П5.2), учитывая, что колонна штанг может быть непрерывной и составной по длине, а также процент используемости штанг в ступенчатой колонне: M = 2580 кг.

Определим плотность смеси в НКТ, кг/м^3:

$\rho_{см} = \rho_ш(1 - Q_{НМТ}/(Mg)) = 7800\cdot[1 - 22520/(2580\cdot 9{,}81)] = 860.$

Давление на выкиде насоса, МПа:

$P_{вн} = \rho_{см} gH + P_у = 860\cdot 9{,}81\cdot 1016 + 0{,}2\cdot 10^6 = 8{,}77.$

Давление на приёме, МПа:

$P_{пр} = P_{вн} - (Q_{ВМТ} - Q_{НМТ})/F_{пл} =$

$= 8{,}77\cdot 10^6 - (32380 - 22520)/(14{,}5\cdot 10^{-4}) = 1{,}97.$

Сравнение расчётов с результатами измерения давления на приёме насосов показало, что погрешности не выходят за пределы 6 %.

Проанализировав предложенную динамограмму, можно сделать следующее заключение: характерные неисправности – утечка жидкости в нагнетательной части; метод устранения – заменить изношенные составные части новыми, насос пустить заново [3].

Раздел 2. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТЕКУЩЕГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

ЛИКВИДАЦИЯ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ В НЕФТЯНОЙ (ИЛИ ГАЗОВОЙ) СКВАЖИНЕ

Краткая теория. Для успешной эксплуатации в скважинах с наличием песка к расчёту, установке и запуску оборудования предъявляются особые требования. Несоблюдение этих требований может привести к поломке оборудования и нанести ущерб скважине.

Главным фактором при подборе оборудования и эксплуатации скважин является уровень дебита, позволяющий избежать выноса большого количества песка. При увеличении дебита жидкости возрастает количество выносимого песка (это увеличение может быть временным). Такое явление называется бриджингом формации и зависит от влекущей силы потока и размера частиц.

В процессе бриджинга происходит сначала закупоривание скважины песком, а затем вымывание песка с увеличением поступления жидкости.

Существует, однако, критический уровень дебита, после которого эффект бриджинга исчезает. При наступлении критического уровня количество песка продолжает нарастать.

Вынос чрезмерного количества песка отрицательно влияет на скважину и оборудование. Скважина может наполниться песком, что вызовет необходимость очистных работ, а также операций по извлечению погребённого оборудования. Нарушение структуры пласта может привести к обвалу колонны [5].

Для того чтобы защитить забой скважины от попадания песка устанавливают различные фильтры (рис. 6).

Забойные и гравийные фильтры представляют собой отрезки труб с круглыми отверстиями диаметром 1,5–2 мм или с продолговатыми отверстиями в виде щелей.

Гравийные фильтры чаще всего применяют в песчаных скважинах. Для исключения попадания песка зону фильтрации засыпают природным гравием (в затрубную полость).

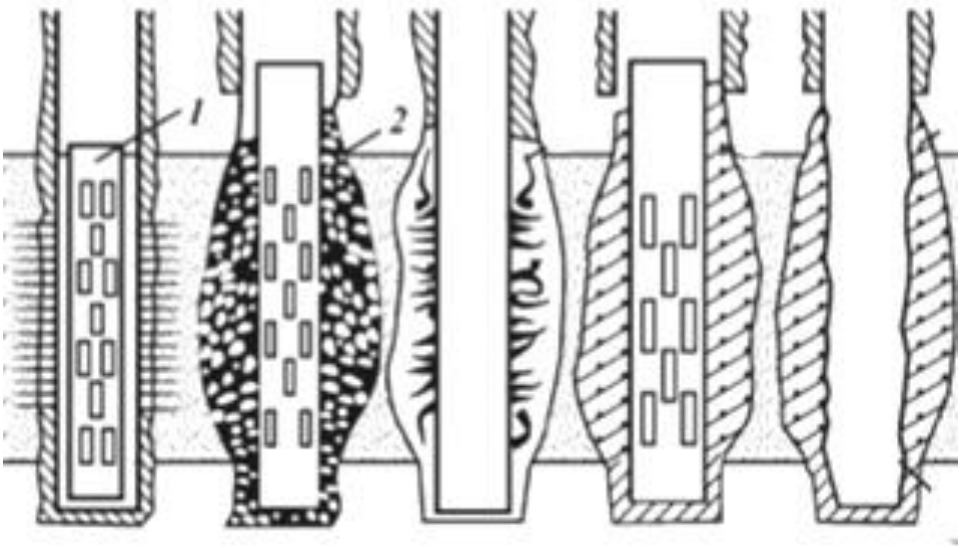


Рис. 6. Оборудование забоя скважины забойными
и гравитационными фильтрами

Проволочные фильтры – это обрезки труб с круглыми крупными отверстиями, обмотанные проволокой с малым шагом навивки.

Для закрепления слабых пород призабойной зоны пласта предотвращения их разрушения, а также засорения забоя скважины, закачивают водные суспензии различных смол. Смола при этом в пласте отделяется от воды и цементирует частицы песка, а вода заполняет капиллярные каналы и удаляется из них при освоении скважин.

Воздействие песка является основной причиной отказа погружных насосов и связано с двумя различными явлениями: абразией и эрозией.

Абразия – это съём материала в результате трения частиц песка о рабочую поверхность. Наиболее часто встречается в области между втулкой рабочего колеса и стволом диффузора и на опорных поверхностях.

Эрозия – это отщепление частиц материала в результате столкновения с частицами песка.

В основном отказ оборудования вызывается абразией.

Решить проблему абразивного износа можно с помощью следующих операций [5].

1. Правильно промыть скважину перед установкой погружной системы.

2. Выбирать насосы с абразивной устойчивостью, подходящей для данных условий эксплуатации.

3. Избегать зацикливания установки.

4. При использовании регуляторов частоты вращения двигателя выбирать модели для пониженной скорости, устанавливать регулятор частоты в режиме пониженной скорости.

5. Заказывать верхние уплотнения гидрозащиты с твёрдой поверхностью.

6. Применять кожухи с защитой от песка.

Основные способы удаления песчаных пробок в скважинах:

– очистка струйными аппаратами;

– обработка аэрированной жидкостью (также с добавлением поверхностно-активных веществ);

– промывка скважин пенами;

– очистка скважин от пробок желонками; гидробурами.

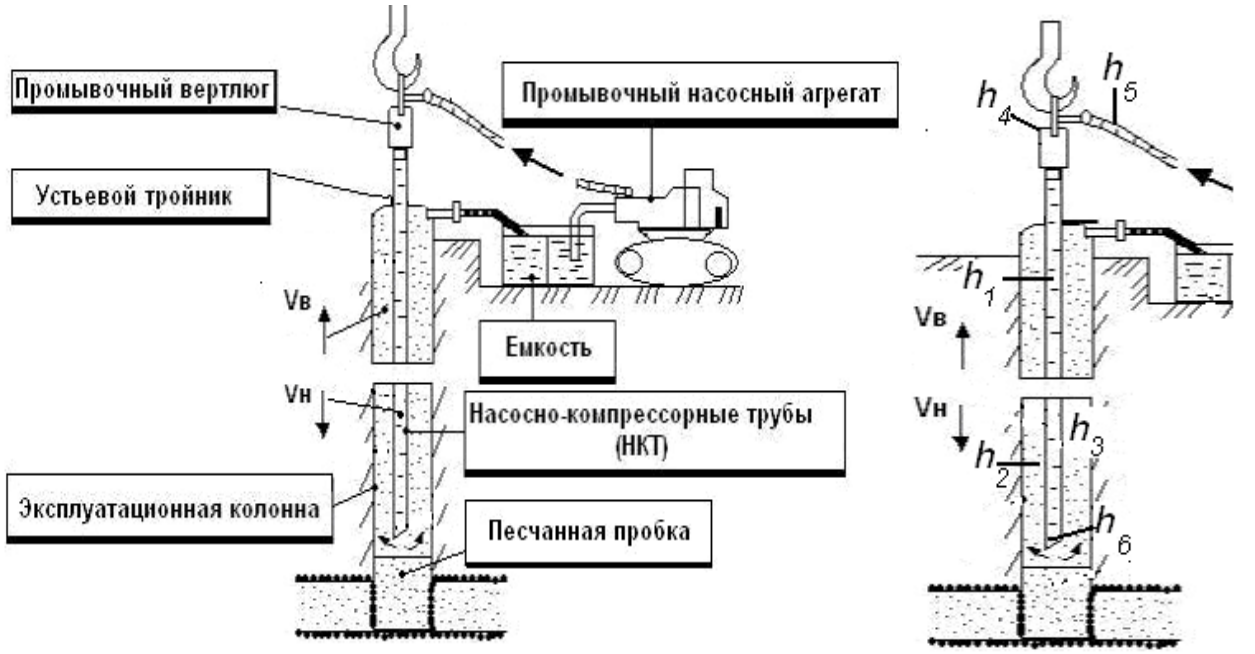
Рассмотрим ликвидацию песчаной пробки с помощью прямой и обратной промывки жидкостью по методике, представленной в работе [6].

Прямая промывка скважины (рис. 7, *а*) – это процесс удаления из неё песка путём нагнетания промывочной жидкости колонну НКТ (иногда говорят центральная закачка) и выноса песка жидкостью через затрубное пространство скважины (кольцевое пространство). При увеличении скорости промывки исключается оседание размытого песка и прихват колонны НКТ.

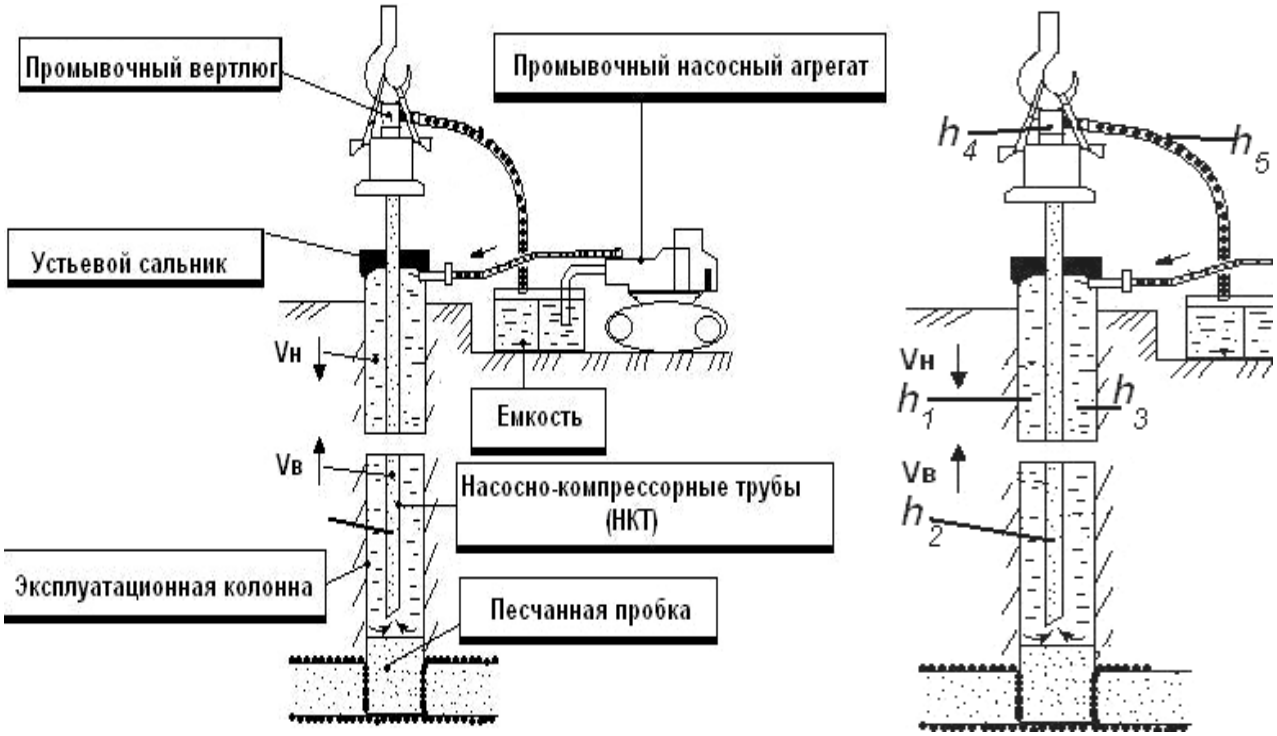
Обратная промывка скважины (рис. 7, *б*) – это процесс удаления песка из скважины путём нагнетания промывочной жидкости в затрубное пространство (см. лабораторную работу № 2 [4]). Так как сечение НКТ меньше, в них создаются большие скорости восходящего потока, что обеспечивает лучший вынос песка.

Суть приведённых ниже расчётов состоит в определении гидравлических потерь напора в процессе движения жидкости.

Они могут быть значительными и при изначальном выборе насоса маломощного насоса привести к неудовлетворительному результату.



а



б

Рис. 7. Схемы ликвидации песчаной пробки:

а – схема прямой промывки песчаной пробки и потерь давления на трение [6];

б – схема обратной промывки песчаной пробки и потерь давления на трение [6]

К гидравлическим потерям можно отнести:

– потери напора в НКТ при движении в кольцевом пространстве;

– потери напора для уравновешивания разности плотностей жидкости в промывочных трубах и в кольцевом пространстве;

– потери напора в шланге и вертлюге, потери в насадке.

Методика проведения расчёта [6]:

Вначале выбираем необходимую минимальную подачу насоса Q_{min}.

Скорости восходящего и нисходящего потоков рассчитываем по формуле

$$V = \frac{Q_{min}}{S}.$$

Площадь поперечного сечения S зависит от способа промывки:

– при прямой (центральной) $S_1 = \frac{\pi d^2}{4}$,

– при обратной $S_2 = \frac{\pi\left(D^2 - d^2\right)}{4}$,

где D – условный диаметр эксплуатационной колонны;

d – условный диаметр НКТ.

Скорость восходящего потока жидкости должна превышать скорость падения частиц песка в жидкости, находящейся в покое.

Для центральной подачи жидкости:

– скорость нисходящего потока $V_{\text{н}} = \frac{Q}{S_1}$; (1)

– скорость восходящего потока $V_{\text{в}} = \frac{Q}{S_2}$. (2)

При определении гидравлических сопротивлений обратной промывки пользуются теми же формулами, но только формула (1) используется для восходящего потока, а формула (2) – для нисходящего.

Скорость подъёма песчинок $V_{\text{п}}$ (выносимых промывочной жидкостью):

$$V_{\text{п}} = V_{\text{в}} - W,$$

где W – средняя скорость свободного падения песка в жидкости, определяемая экспериментально в зависимости от диаметра частиц песка (см. приложения).

Определим гидравлические потери при промывке.

1. h_1 – потери напора в промывочных трубах, м вод. ст.:

$$h_1 = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{V_н^2}{2} \cdot \rho_ж \cdot 10^{-3},$$

где H – длина промывочных труб (в расчётах принимаем равной глубине скважины);

$\rho_ж$ – плотность жидкости;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

2. h_2 – потери напора при движении жидкости с песком в кольцевом пространстве, м вод. ст.:

$$h_2 = \varphi \cdot \lambda \cdot \frac{H}{D_{вн} - d_{наруж.}} \cdot \frac{V_в^2}{2 \cdot g} \cdot \rho_ж \cdot 10^{-3},$$

где φ – коэффициент, учитывающий увеличение потерь вследствие содержания в жидкости *песка* (φ = 1,12–1,2).

3. h_3 – дополнительные потери, связанные с разностью плотности жидкости в трубах и затрубном пространстве в связи с наличием песка в восходящем потоке, м вод. ст.:

$$h_3 = \frac{(1-m) \cdot F \cdot l \cdot \rho_ж}{f} \cdot [\frac{\rho_п}{\rho_ж} \cdot (1 - \frac{W}{V_в}) - 1] \cdot 10^{-3},$$

где m – объём пустот между частицами песка, занимаемый жидкостью (m = 0,3–0,45);

F – площадь сечения обсадной колонны;

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

f – площадь сечения кольцевого пространства;

$\rho_п$ – плотность песка (для кварцевого песка $\rho_п$ = 2650–2700 кг/м^3).

4. h_6 – потери напора в наконечнике (насадке, если есть), м вод. ст.:

$$h_6 = \frac{\rho_ж \cdot Q^2}{2 \cdot g \cdot \alpha_н \cdot f_н^2} \cdot 10^{-3},$$

где $\alpha_н$ – коэффициент расхода насадок;

$f_н$ – площадь сечения насадок.

5. $\sum_1^6 h$ – общие гидравлические потери при промывке, м вод. ст.:

$$\sum_1^6 h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6,$$

где h_4 и h_5 – потери напора, соответственно для вертлюга и шланга.

Находим время, необходимое для подъёма размытой породы на поверхность, по формуле

$$T = H / V_п.$$

По определённым параметрам выбираем необходимое оборудование по прил. 6.

Задание

Подобрать необходимое оборудование для проведения промывки скважины от песчаной пробки для условий согласно варианту (см. прил. 6, табл. П6.1).

Пример расчёта [6]:

Исходные данные:

– глубина скважины $H = 2 \cdot 10^3$ м;

– условный диаметр эксплуатационной колонны, D = 140 мм;

– условный диаметр НКТ, d = 48 мм;

– диаметр песчинок 0,3 мм;

– плотность промывочной жидкости, $\rho_ж$ = 1000 кг/м^3;

– наконечник насадок Ø = 10 мм;

– способ промывки *прямой.*

Алгоритм расчёта

1. Примем для промывки скважины насос поршневой 9 ТМ (см. прил. 6) и подберём данного насоса соответствующие параметры минимальной подачи:

$$3{,}5 \text{ л/с} = 3{,}5 \cdot 10^{-3} \text{ м/с}.$$

2. Вычислим скорость нисходящего потока:

$$V_{\text{н}} = \frac{3{,}5 \text{ л/с}}{\frac{\pi}{4} \cdot 0{,}0403^2 \text{ м}} = 2{,}69 \text{ м/с}.$$

Учтём, что при условном диаметре НКТ 48 мм внутренний диаметр НКТ d = 40,3 мм, наружный диаметр НКТ $d_{\text{наруж}}$ = 48,3 мм (см. прил. 3).

Тогда скорость восходящего потока:

$$V_{\text{в}} = \frac{0{,}0035 \text{ м}^3/\text{с}}{\frac{\pi}{4} \cdot (0{,}124^2 - 0{,}0483^2) \text{м}} = 0{,}35 \text{ м/с},$$

при условном диаметре эксплуатационной колонны 140 мм внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{вн}}$ = 124,3 мм (см. прил. 3, толщину стенок трубы выбираем самостоятельно).

3. Рассчитаем скорость подъёма песчинок, взяв значение средней скорости свободного падения песка в жидкости из табл. П6.2 (см. прил. 6):

$$V_{\text{п}} = 0{,}35 \text{ м/с} - 0{,}0312 \text{ м/с} = 0{,}32 \text{ м/с}.$$

При диаметре песчинок 0,3 мм W = 0,0312 м/с.

4. При условном диаметре НКТ 48 мм коэффициент гидравлического сопротивления λ = 0,040 (см. прил. 6, табл. П6.3), тогда

$$h_1 = 0{,}040 \cdot \frac{2000 \text{ м}}{0{,}0403 \text{ м}} \cdot \frac{(2{,}69 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9{,}8 \text{ м/с}^2} \cdot 1000 \text{ кг/м}^3 \cdot 10^{-3} = 732 \text{ м вод. ст}.$$

5. Полагая φ = 1,15, получим

$$h_2 = 1{,}15 \cdot 0{,}040 \cdot \frac{2000 \text{ м}}{0{,}124 \text{ м} - 0{,}0483 \text{ м}} \cdot \frac{(0{,}35 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9{,}8 \text{ м/с}^2} \cdot 1000 \text{ кг/м}^3 \cdot 10^{-3} = 7{,}5 \text{ м вод. ст}.$$

Площадь сечения обсадной колонны

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

Площадь сечения кольцевого пространства

$$f = \frac{\pi}{4} \cdot \left(D^2_{\substack{\text{внутр.} \\ \text{экспл.}}} - d^2_{\substack{\text{наруж.} \\ \text{НКТ}}} \right) = \frac{\pi}{4} \cdot (0{,}124^2 \text{ м} - 0{,}0483^2 \text{ м}) = 0{,}01 \text{ м}^2 .$$

6. Примем $m = 0{,}35$, $l = 6$ м, $\rho_{\text{п}} = 2700$ кг/м^3, тогда

$$h_3 = \frac{(1-0{,}35) \cdot 0{,}012 \text{ м}^2 \cdot 6 \text{ м} \cdot 1000 \text{ кг/м}^3}{0{,}01 \text{ м}^2} \cdot [\frac{2700 \text{ кг/м}^3}{1000 \text{ кг/м}^3} \cdot$$

$$\cdot (1 - \frac{0{,}0312 \text{ м/с}}{0{,}35 \text{ м/с}}) - 1] \cdot 10^{-3} = 6{,}83 \text{ м вод. ст.}$$

Значения h_4 и h_5 (потери напора, соответственно для вертлюга и шланга зависят от подачи жидкости) берём из прил. 6, см. табл. П6.4.

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

7. Учтём, что $\alpha_{\text{Н}} = 0{,}9$, тогда при диаметре наконечника 10 мм площадь сечения насадок:

$$f_{\text{н}} = \frac{\pi}{4} \cdot d^2_{\text{н}} = \frac{3{,}14}{4} \cdot 0{,}01^2 = 0{,}000078 \text{ м}^2 ,$$

а потери напора в наконечнике составят

$$h_6 = \frac{1000 \text{ кг/м}^3 \cdot (0{,}0035 \text{ м}^3/\text{с})^2}{2 \cdot 9{,}8 \text{ м/с}^2 \cdot 0{,}9 \cdot (0{,}000078 \text{ м}^2)^2} \cdot 10^{-3} = 122{,}5 \text{ м вод. ст.}$$

Получим общие гидравлические потери при промывке:

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

$$+ 122{,}5 \text{ м вод. ст.} = 874{,}83 \text{ м вод. ст.}$$

8. Рассчитаем время, необходимое для подъёма размытой породы на поверхность:

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

9. По определённым $\sum_1^6 h$ и Q выбираем насос (см. прил. 6, табл. П6.5–П6.8).

Если насос уже был выбран ранее, необходимо проверить соответствие расчётных характеристик рабочим характеристикам выбранного насоса.

При несоответствии надо выбрать другой насос и провести перерасчёт и подобрать соответствующий насос.

Полученные характеристики для выбранного ранее насоса $\sum_{1}^{6} h = 874{,}83$ м вод. ст. = 87,4 атм. = 8,7 МПа, Q = 3,5 л/с (см. прил. 6, табл. П6.5–П6.8).

Вывод: выбранный насос поршневой 9 ТМ удовлетворяет условиям промывки.

10. Выберем оборудование и инструмент для промывки скважины от песка:

Оборудование и инструмент выбирается по следующим параметрам из прил. 6, см. табл. П6.9–П6.13:

– насос – по давлению и подачи;

– подъёмная установка – по грузоподъёмности;

– ключи для свинчивания – развинчивания НКТ (ручные и механические) – по грузоподъёмности и условному диаметру НКТ;

– вертлюг – по грузоподъёмности и условному диаметру НКТ;

– элеватор – по грузоподъёмности и условному диаметру НКТ.

Грузоподъёмность G_0 определяется:

$$G_0 = H \cdot (m_{\text{тр.}} + m_{\substack{\text{увелич.на} \\ \text{муфту}}}) \cdot K_{\text{пр}};$$

где $m_{\text{тр.}}$ – масса 1 кг труб;

$m_{\substack{\text{увелич.на} \\ \text{муфту}}}$ – увеличение массы колонны труб на муфту;

$K_{пр}$ – прочностной коэффициент (берём 1,5).

Так как подвешиваемая колонна НКТ в процессе промывки находится в жидкости, то уточняем грузоподъёмность:

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

где G_0 – вес тела в воздухе;

G – вес тела в жидкости;

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

γ – удельный вес жидкости ($\gamma = 1$ г/см^3).

При условном диаметре НКТ 48 мм вес одного килограмма труб 4,4 кг, учитывая увеличение массы трубы на муфту – 0,4 кг определим грузоподъёмность колонны труб в воздухе:

$$G_0 = 2000 \cdot (4{,}4 \text{ кг} + 0{,}4 \text{ кг}) \cdot 1{,}5 = 14400 \text{ кг} = 14{,}4 \text{ т}.$$

Уточним полученную грузоподъёмность:

$$G = 14{,}4 \text{ т} \cdot (1 - \frac{1 \text{ г/см}^3}{7{,}85 \text{ г/см}^3}) = 12{,}57 \text{ т}.$$

Таким образом, для рассчитанной системы промывки можно принять следующее оборудование: Насос поршневой 9 ТМ (в составе УНБ-160-32); АПРС-32; АПР-2ВБ, ВП50-160, ЭХЛ-60-15 [6].

Примечание. При невозможности подобрать вертлюг точно на условный диаметр НКТ, подбирается оборудование на больший диаметр и ставится переводник – устройство для перехода от одного диаметра к другому.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ:

1. Какие фильтры существуют и зачем они нужны?
2. Что называют бриджингом?
3. Чем различаются абразия и эрозия?
4. Как можно решить проблему абразивного износа?
5. Назовите основные способы удаления песчаных пробок в скважинах. Опишите технику и технологию процесса некоторых способов.
6. В чём достоинства и недостатки прямой и обратной промывки скважины?
7. Опишите технологию процесса.
8. Какие применяются подъёмные установки для ремонта скважин?
9. Охарактеризуйте инструменты и оборудование для спуско-подъёмных операций.

10. Рассказать о применении технологий с гибкими непрерывными трубами для промывки песчаной пробки в скважине.

11. Что называют текущим ремонтом скважины?

12. Что такое условный диаметры труб, как с ним связаны внутренний и наружный диаметры?

13. Что называют капитальным ремонтом скважин?

14. При каких операциях подземного ремонта применяется промывка?

15. Из каких составляющих складывается общее гидравлическое сопротивление?

16. Как рассчитать необходимый объём промывочной жидкости?

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЗАХВАТНЫХ УСТРОЙСТВ

Краткая теория. Любой аварийный или нежелательный предмет, который застрял или нечаянно был уронен в скважину, называют металлическими обломками. Они могут включать шарошки долота, плашки трубного ключа, части расширителя или осколки, образованные при ловильных или фрезерных работах, или какие-либо другие осколки, которые могут мешать работам. Может застрять труба.

При ловильных работах в обсаженном стволе скважины чаще возникают следующие проблемы:

– небольшие зазоры (например, из-за смятия обсадной трубы);

– наличие посторонних предметов и обломков;

– наличие обезвоженного бурового раствора или песка в затрубном пространстве;

– коррозия эксплуатационной колонны;

– повреждение обсадной трубы;

– отсутствие возможности удаления бурового шлама;

– сложность управления скважиной.

Важно учитывать параметры ранжирования ловильного инструмента, который планируется использовать, чтобы можно было делать предположения о результате ловильных работ. Например, нужно знать, есть ли возможность спустить каротажный кабель для использования ленточной торпеды и выполнения отворота. Если планирует-

ся при помощи яса высвободить трубы, находящихся ниже точки прихвата, то необходимо знать, как ловильный инструмент выдерживает удары, производимые ясом вверх и вниз.

Для ловильных работ используется широкий набор разнообразных ловильных инструментов (рис. 8) – труболовки, ловители: овершоты, колокола, конические метчики и др.

Основным критерием для выбора необходимого наземного сооружения, оборудования и инструмента является их грузоподъёмность.

При использовании труболовки захват можно осуществлять как за внутреннюю, так и за наружную поверхность трубы / муфты. Внутренние труболовки можно подразделить на освобождающиеся и неосвобождающиеся.

Если верх аварийного инструмента представляет собой неразрушенное замковое соединение, направленное вверх, то предпочтительным методом выполнения ловильных работ является использование ловильного переводника, бурильной трубы, которые устанавливаются в компоновке под ясом. Это самый простой и наиболее надёжный метод прочного зацепления аварийного инструмента. Ловильный переводник вворачивается в резьбу замкового соединения, являющегося верхом аварийного инструмента. После зацепления аварийного инструмента оператор начинает его подъём.

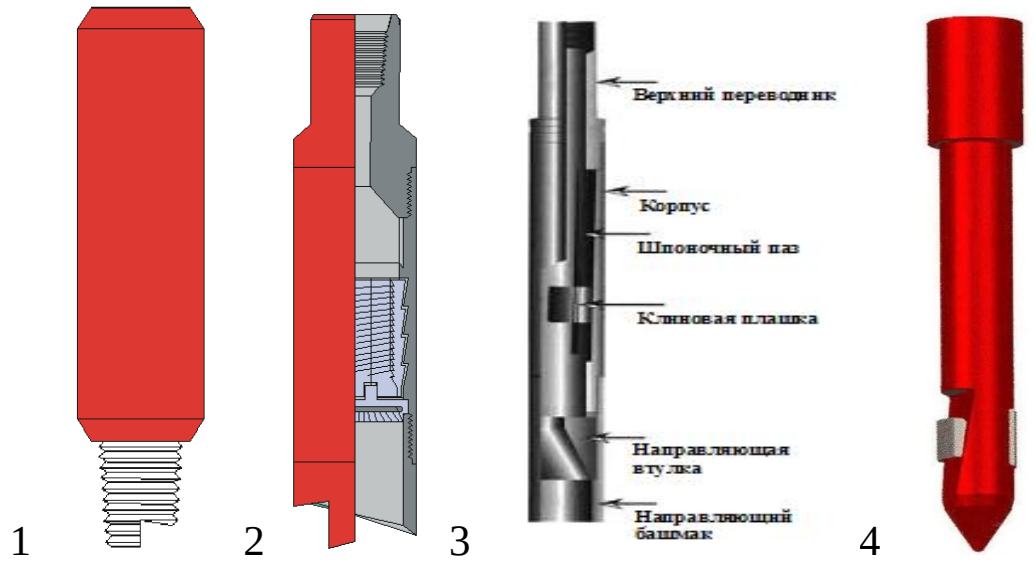


Рис. 8. Ловильные инструменты:

1 – ловильный переводник, 2 – овершот, 3 – комбинированный ловильный инструмент, состоящий из овершота и ловильного колокола, 4 – плашечная труболовка

Овершот является наилучшим устройством для наружного захвата аварийного инструмента. При заходе овершота на аварийный инструмент захват расширяется благодаря конусной конструкции. После полного захода овершота на аварийный инструмент бурильщик начинает подъём колонны, при этом захват сжимается и удерживает аварийный инструмент. За счёт длины захвата натяжение и растяжение при подъёме распределяется по большой площади.

Комбинированный ловильный инструмент является комбинацией овершота и ловильного колокола. Преимущества данного инструмента состоят в его прочности и возможности захвата аварийных объектов различных диаметров. При необходимости извлечения аварийной трубы меньшего диаметра овершот оснащается цанговым захватом, при большем диаметре трубы – спиральным захватом.

Метчик используют для извлечения колонны труб, оставшейся в скважине. Данный инструмент ввинчивают внутрь утолщённой детали трубы (замковое соединение / высаженная часть трубы / муфта) для захвата и последующего извлечения.

Плашечные труболовки предназначены для извлечения из скважин целиком или по частям аварийной колонны труб. Захват производится за внутреннюю поверхность трубы.

Если такую труболовку максимально нагрузить, то может возникнуть деформация захватываемой области насосно-компрессорных труб.

Важным параметром труболовки является её грузоподъёмность. Прочность каждого элемента клиновой системы в равной степени играет важную роль в определении грузоподъёмности и надёжности захвата труболовки.

С этой точки зрения наиболее эффективно и перспективно применение клиновой системы ловителя со спиральным (цанговым) захватом.

Одним из универсальных ловильных инструментов является овершот. Данный инструмент предназначен для извлечения штанг, муфт и других вылавливаемых элементов. Различают два типа захвата: спиральный и корзиночный. В зависимости от диаметра извлекаемого предмета выбирают тот или иной вид инструмента.

Труболовка внутренняя спиральная ТВС предназначены для захвата и извлечения из нефтяных и газовых скважин насосно-компрессорных труб при капитальном ремонте скважин.

Труболовка наружная освобождающаяся типа ТНОС предназначена для извлечения колонн труб целиком или по частям за наружную поверхность (см. прил. 7). Захватывающий механизм расположен в средней части корпуса. Он состоит из цанги (захватывающей спирали) винта и штока.

Труболовка наружная освобождающаяся типа ТНС представляет собой ловильный инструмент, предназначенный для ловли и извлечения оставшихся в скважине бурильных труб и НКТ в результате аварии колонны путём захвата тела трубы за наружную поверхность.

Рассмотрим расчёт основных параметров ловителя со спиральным захватом по телу трубы (система захвата пары труба – спираль), с учётом условий поперечной устойчивости захватываемой НКТ.

Сделаем допущение: рассматриваем взаимодействие корпуса спирали и стенки трубы по отдельности, взяв шаг и угол подъёма спирали постоянными: спираль – труба и спираль – корпус на участке одного пояска. Необходимо учитывать положение спирали относительно корпуса и жёсткости трубы, так как напряжения в теле трубы по ширине пояска меняется. По мере увеличения нагрузки происходит перемещение спирали в нижнее крайнее положение относительно трубы и корпуса. При остановке перемещений напряжение и деформация в теле трубы достигают максимальных значений, наступает условие равновесия [7].

Для нахождения числа витков n необходимо определить угол подъёма винтовой линии. Согласно работе [7], допустимый угол подъёма винтовой линии спирали определяется из условия:

$$\left[\frac{\gamma}{2}\right] \leq \operatorname{arctg}\frac{\mu \sin\frac{\beta + 2\operatorname{arctg} f}{2}}{\left(\cos\frac{\beta}{2} + \sin\frac{\beta}{2}\right)\sin\operatorname{arctg} f_1},$$

где β – угол подъёма профиля зуба насечки;

μ – условный коэффициент сцепления;

f – коэффициент трения между корпусом и пояском спирали;

f_1 – коэффициент трения между зубьями насечки и трубой.

Для отечественных серийных ловителей 7°7′.

Минимально допустимый шаг витков спирали:

$$s = \pi \cdot D \cdot \operatorname{tg}\gamma.$$

Зону действия максимальных давлений $p(z)$ по длине пояска можно определить из закона распределения нагрузок на наружную поверхность колонны аварийных труб по длине одного пояска спирали:

$$q(z) = zK \operatorname{sh}\sqrt{m} + \Delta Q_0,$$

где $K = \frac{Q-\Delta Q_0}{b \operatorname{sh}\sqrt{m}}$;

Q – сила, растягивающая трубу спиральным элементом (максимальное значение Q принимают выше силы прихвата НКТ в скважине);

ΔQ_0 – сила захвата трубы, обеспечивающая номинальный контакт и сцепление насечек спирали по её поверхности (принимают равной силе, необходимой для преодоления веса прихваченной колонны труб):

$$q(z)|_{z=0} = \Delta Q_0 \;\; q(z)|_{z=b} = Q - \Delta Q_0, \;\; m = \frac{b}{A\delta f_1},$$

где А – пересчётный коэффициент (0,9–1);

b – высота пояска спирали;

z – расстояние;

δ – толщина стенки.

Определить радиальную деформацию трубы можно, зная расчётное напряжение $\sigma_р$ и давление $p(z)$ на поверхности трубы, толщину стенки, высоту пояска спирали, а также внутренний радиус при равновесии всей системы:

$$\sigma_р = \frac{b}{\delta \cdot f_1} q(z), \; \omega = -\frac{\sigma_р}{E_1} = -\frac{b}{\delta E_1 f_1} q(z),$$

где E_1 – модуль упругости трубы.

Осевую деформацию трубы можем найти из следующего выражения:

$$\delta_1 = \frac{1-\vartheta^2}{\delta E_1}\int_0^z \frac{Q(z)}{2\pi r}dz - \frac{b\vartheta}{\delta r E_1 f_1}\int_0^z q(z)\,dz,$$

где ϑ = 0,63 – коэффициент Пуассона для стали.

По указанным формулам для спиральных труболовок можно определить основные параметры конструкции узла захвата ловителя, максимальную грузоподъёмность системы (исходя из прочности трубы с учётом поперечной устойчивости к воздействиям внешнего давления).

Задание

По исходным данным согласно варианту (см. прил. 7, табл. П7.1) рассчитать основные характеристики для плашечной труболовки со спиральным захватом. Сравнить их, выбрать и рекомендовать одну для ловильных работ. При необходимости сделать выбор наземного оборудования другой грузоподъёмности. Технические характеристики НКТ (см. прил. 3, табл. П3.2–П3.3).

Пример расчёта

Исходные данные:

Для ликвидации аварии по извлечению насосно-компрессорных труб диаметром d и толщиной стенок δ, конец которых находится на глубине L, на бурильных трубах (БТ) диаметром с толщиной стенок $\delta_{тр}$ спущена внутренняя освобождающаяся труболовка механического действия грузоподъёмной силой, равной Q.

– глубина обрыва L = 230 м;

– глубина аварийной НКТ H = 133 м;

– диаметр НКТ (наружный) d = 73 мм;

– толщиной стенки δ = 5,5 мм;

– диаметр муфты (наружный) D = 89 мм;

– угол подъёма профиля зуба насечки β = 9°30’

– условный коэффициент сцепления μ = 1,0;

– коэффициент трения между корпусом и пояском спирали f = 0,15;

– коэффициент трения между зубьями насечки и трубой f_1c = 0,6;

– высота спирали (общая) h = 120 мм;

– высота пояска спирали b = 0,854 м;

– грузоподъёмность Q = 400 кН;

– модуль упругости трубы E_1 = 2,08 Н/мм^2;

– пересчётный коэффициент A = 1;

– коэффициент освобождения ловильного инструмента m = 0,25;

– коэффициент запаса K = 1,3;

– толщиной стенки бурильной трубы $\delta_{бт}$ = 7 мм;

– группа прочности стали Д;

– диаметр бурильной трубы $D_{бт}$ = 89 мм.

Алгоритм расчёта

1. Определим максимально допускаемую нагрузку на труболовку, для этого определим:

– вес колонны аварийных НКТ:

$$G = q \cdot H,$$

$$G = 9{,}5 \cdot 10 \cdot 133 = 12{,}64 \text{ кН},$$

где q – вес 1 м НКТ с учётом замковых соединений;

– вес бурильных труб:

$$G_{бт} = q_{бт} \cdot L = 14{,}2 \cdot 10 \cdot 230 = 32{,}2 \text{ кН},$$

где $q_{бт}$ – вес 1 м БТ с учётом замковых соединений;

L – глубина обрыва аварийной колонны, соответствует длине подвески ловильного инструмента;

– максимально допускаемую растягивающую нагрузку на грузоподъёмное оборудование при залавливании аварийного объекта:

$$P = \frac{G + G_{бт}}{m};$$

$$P = \frac{12{,}64 + 32{,}2}{0{,}25} = 44{,}84 \text{ кН}.$$

Это означает что при этой нагрузке, равной 44,84 кН, возможно расхаживание аварийных труб после их захвата труболовкой механи-

ческого действия. Для отвинчивания заловленных аварийных труб диаметром 73 мм к ловильному инструменту потребуется приложить растягивающую нагрузку 50–60 кН (см. прил. 7). При этом последующее его освобождение от захвата возможно без особых затруднений;

– допустимое усилие натяжения при расхаживании прихваченной колонны НКТ:

$$Q_{\text{доп}} = \frac{\sigma_{\text{т}} \cdot F}{K},$$

где $\sigma_{\text{т}}$ – предел текучести материала, (см. прил. 7);

F – площадь поперечного сечения тела гладкой части трубы.

$$Q_{\text{доп}} = \frac{380 \cdot 0{,}001166}{1{,}3} \approx 340 \text{ кН}.$$

2. По полученным данным выбираем труболовку марки ТВМ 73.

3. Исходя из значений P и $Q_{\text{доп}}$ выбираем подходящий по характеристике грузоподъёмный агрегат: АПРС-40 (см. прил. 7, табл. П7.2–П7.6).

4. Теперь рассмотрим применение труболовки со спиральным захватом (выбираем спиральную труболовку марки ТНОС).

5. Определим внутренний диаметр спирали (захват осуществляется за муфту): $D_{\text{в}} = 89 - 4 = 85$ мм.

6. Максимально допустимый угол наклона принимаем: $\gamma = 15°$,

$\gamma = 9°30'$– (минимальный) угол подъёма профиля зуба насечки:

– при $\gamma = 15°75`$; $s_{max} \leq \pi \cdot D_{\text{в}} \cdot \tan 15° \leq 71{,}5$ мм;

– при $\gamma = 9°30'$; $s_{min} \leq \pi \cdot D_{\text{в}} \cdot \tan 9°30' \leq 44{,}65$ мм.

Полученное значение $s_{min} = 44{,}6$ мм близко к выбранному шагу в конструкции модели ловителя спирального ТНОС (см. прил. 7).

7. Для винтовой линии число витков n связано с общей высотой h и шагом спирали s соотношением $n = {}^{h}/_{S}$, и если округлим до целых значений, получим

$$n = \frac{120}{44{,}6} = 3.$$

8. Для расчёта распределения нагрузки найдём коэффициенты:

$$m = \frac{0{,}854}{1 \cdot 5{,}5 \cdot 0{,}6} = 258{,}8$$

и

$$K = \frac{400000-12640}{0{,}854\,\mathrm{sh}\sqrt{258{,}8}} = 0{,}102.$$

9. Гиперболический синус: sh(16) = 4443055,2.

10. Наружная распределённая нагрузка q (z от 0 до b значения) равна:

$$q(z) = z \cdot 0{,}102 \cdot 4443055{,}2 + 12640 = z \cdot 453191{,}63 + 12640.$$

Z, см	0	12,2	24,4	36,6	48,8	61	73,2	85,4
q(z), кН	12,64	67,93	123,22	178,51	221,16	289,1	344,38	399,67

$q_{max}(0{,}854)$ = 399,67 кН; $q_{min}(0{,}122)$ = 67,93 кН.

11. Радиальное напряжение

$$\sigma_{\text{р}} = \frac{0{,}854}{5{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}6} 67930 = 175{,}79 \text{ МПа}.$$

12. Радиальная деформация трубы

$$w = \frac{175{,}79 \cdot 10^{6}}{2{,}08 \cdot 10^{12}} = 84{,}5 \cdot 10^{-6} = 0{,}0845 \text{ мм},$$

т. е. сотые доли миллиметра.

Вывод. Результаты расчёта показывают, что, имея запас прочности трубы 1,5 к клиновой системе «спираль – труба», можно приложить нагрузку около 400 кН. Следовательно, при максимальных нагружениях ловителя тело трубы в зоне захвата не будет подвергнуто деформации, тем самым исключаются осложнения при ловильных работах.

При рассматриваемых условиях задачи мы можем применить спиральную труболовку марки ТНОС.

Примечание. Если не хватает грузоподъёмности, то выбираем другое оборудование (не на 400 кН) (см. прил. 7, табл. П7.2–П7.6).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Дайте определение ловильным работам.

2. Перечислите основные ловильные инструменты.

3. Какие проблемы возникают при ловильных работах?

4. Какой основной критерий выбора оборудования и инструмента при ловильных работах?

5. Для чего предназначен овершот?

6. Какой принцип работы у метчика?

7. По какой формуле рассчитывается максимально допускаемая растягивающая нагрузка на грузоподъёмное оборудование при залавливании аварийного объекта?

8. Что означает спиральный захват?

9. Что означает корзиночный захват?

10. Приведите примеры аварийных случаев и назовите необходимое оборудование для их ликвидаций.

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

Краткая теория. Исследования скважин необходимы для получения информации о горных породах и пластовых флюидов в пространстве между скважинами.

Для получения характеристик объекта применяют прямые и косвенные методы. К прямым методам относят определение значений давления, температуры, лабораторные исследования определения параметров пласта и флюидов по керну и пробам жидкости, но большинство параметров не поддаётся непосредственному измерению. Для определения параметров используют пересчёт по соотношениям, связывающим их с другими, непосредственно измеренными побочными параметрами.

При использовании косвенных методов проводят исследования по физическому явлению, которое лежит в их основе. Эти методы подразделяют на геофизические, гидродинамические и др.

Для изучения геологического разреза скважин, их технического состояния и контроля над режимом разработки месторождений в них проводят комплекс геофизических исследований. Данное мероприя-

тие осуществляется путём спуска прибора в скважину посредством глубинной лебёдки на каротажном кабеле.

Изменение физических свойств пород определяется с помощью полученных каротажных диаграмм. Разделяют следующие виды каротажа: электрокаротаж, радиоактивный, механический, акустический и др.

Комплекс ГИС позволяет определить следующие коллекторские свойства пород: пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность, глинистость пород и др.

Данный комплекс даёт возможность изучить:

– разрез: толщину пласта, положение и перемещение ВНК, ГНК, отметки кровли и подошвы, интервалы обводнения и др.;

– свойства пластовых флюидов в стволе скважины.

Он также служит для определения профиля притока и поглощения, технического состояния скважин и других характеристик.

Таким образом, можно сделать вывод, что геолого-физические исследования необходимы при геологических, буровых и эксплуатационных работах.

Гидродинамические методы исследования делят на исследования при установившихся режимах фильтрации и при неустановившихся режимах.

1. Гидродинамические методы исследования при установившихся режимах фильтрации

В настоящее время цель исследования скважин методами установившейся фильтрации свелась в основном к определению коэффициентов продуктивности скважин. Однако методы установившейся фильтрации (метод пробных откачек) позволяют не только определить продуктивность скважин, но и установить свойства пластовых флюидов, газа и горных пород, оценить проявление нелинейной фильтрации, неньютоновских свойств жидкости и среды имеет важное практическое значение при выборе агентов воздействия, а исследования до и после воздействия позволят оценить эффективность методов воздействия на пласт.

Достоверность расшифровки индикаторных диаграмм во многом зависит от технологии исследования скважин и соответствия режимов исследования установившемуся состоянию.

Необходимо получение и обработка индикаторных диаграмм, построенных в координатах «дебит – депрессия». Суть исследования заключается в измерении дебитов скважин и забойных давлений на не менее 3 обеспеченных установившихся режимах. В случае нагнетательных скважин аналогично определяют приемистость и забойное давление. Пластовой давление определяют при остановке скважины в период ремонтных работ, этот показатель необходим для построения графика изменения давления во времени.

По результатам исследования строят индикаторные диаграммы (рис. 9). Прямая линия на индикаторных диаграммах указывает на выполнение линейного закона фильтрации однофазной / однородной жидкости по закону Дарси.

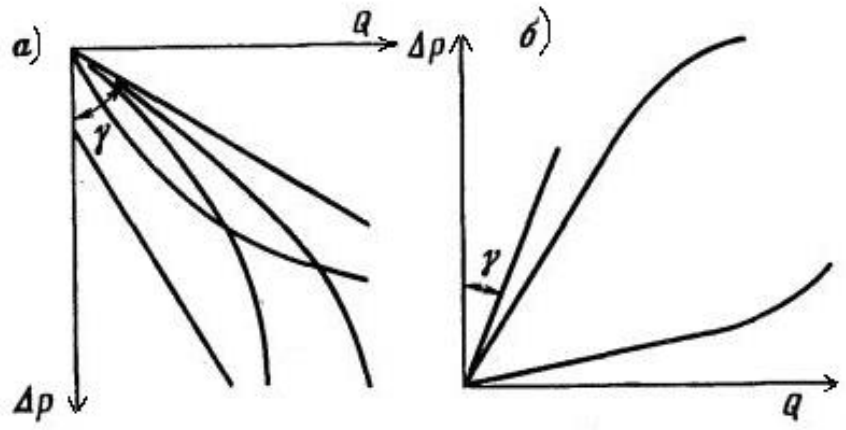


Рис. 9. Индикаторные диаграммы:
а – добывающих; *б* – нагнетательных скважин

Определяем коэффициент продуктивности / приемистости скважины:

$$K_0 = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}},$$

где k – проницаемость; h – работающая толщина пласта μ – вязкость жидкости; R_k – радиус зоны дренирования пласта; r_c – приведённый радиус скважины.

Определить гидропроводность пласта можно по формуле

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K_0 \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi},$$

где за радиус контура питания R_k принимается половина расстояния между соседними скважинами, а радиус скважины r_c находят по диаметру долота с учётом коэффициента уширения.

2. Гидродинамические методы исследования при неустановившихся режимах фильтрации

Гидродинамические исследования скважин при неустановившихся (нестационарных) режимах фильтрации методом восстановления / падения давления, гидропрослушивание скважин и другие методы находят широкое применение. Они позволяют определить целый ряд параметров (степень загрязненности призабойной зоны, неоднородность пласта, основные свойства породы и т. д.), необходимый для уточнения и прогноза показателей разработки месторождения.

При исследовании нефтяных скважин при неустановившемся режиме получают данные о гидродинамических свойствах пласта (о зонах пласта удалённых от скважины) и строении залежи. При данном режиме проводят исследования методом прослеживания скорости подъёма уровня жидкости в насосной скважине после её остановки и методом прослеживания восстановления забойного давления до величины пластового после остановки фонтанной скважины. Восстановление давления на забое скважины, несовершенной по степени и характеру вскрытия пласта, которая эксплуатировалась перед остановкой при постоянном дебите, выражается уравнением

$$\Delta P(t) = \frac{Q \cdot \mu \cdot b}{4\pi \cdot k \cdot h} \lg \frac{2{,}25\chi}{r^2_{\text{пр}}} + \frac{Q \cdot \mu \cdot b}{4\pi \cdot k \cdot h} \lg t,$$

где $\Delta P(t)$ – повышение давления;

Q – дебит скважины перед остановкой;

μ – вязкость пластовой жидкости;

k – коэффициент проницаемости;

h – толщина пласта;

$r_{пр}$ – приведённый радиус скважины;

t – время с начала остановки скважины;

b – объёмный коэффициент нефти.

График восстановления давления в координатах $\lg t - \Delta P(t)$ будет иметь прямолинейный участок.

$$\Delta P_c = A\lg t + B,$$

где $A = \operatorname{tg}\varphi = \dfrac{2{,}3Q\mu}{4\pi Kh}$;

B – отрезок, отсекаемый на оси ΔP асимптотой при $\lg t = 0$ (рис. 10):

$$B = \frac{2{,}3Q\mu}{4\pi Kh}\lg\frac{2{,}25\chi}{\bar{r}_c^{\,2}},$$

$$A = \operatorname{tg}\varphi = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1}.$$

Затем определяется параметр

– для призабойной зоны $\varepsilon_1 = \dfrac{K_1 h}{\mu} = \dfrac{2{,}3Q}{4\pi A_1}$;

– для удалённой зоны $\varepsilon_2 = \dfrac{K_2 h}{\mu} = \dfrac{2{,}3Q}{4\pi A_2}$.

Затем находят проницаемость и пьезопроводность:

– для призабойной зоны $K_1 = \dfrac{\varepsilon_1\mu}{h}$; $\chi_1 = \dfrac{K_1}{\mu\left(m\beta_ж + \beta_c\right)}$;

– для удалённой зоны $K_2 = \dfrac{\varepsilon_2\mu}{h}$; $\chi_2 = \dfrac{K_2}{\mu\left(m\beta_ж + \beta_c\right)}$.

При необходимости можно определить приведённый радиус скважины:

$$\bar{r}_c = \sqrt{\frac{2{,}25\chi_1}{10^{\frac{B_1}{A_1}}}}.$$

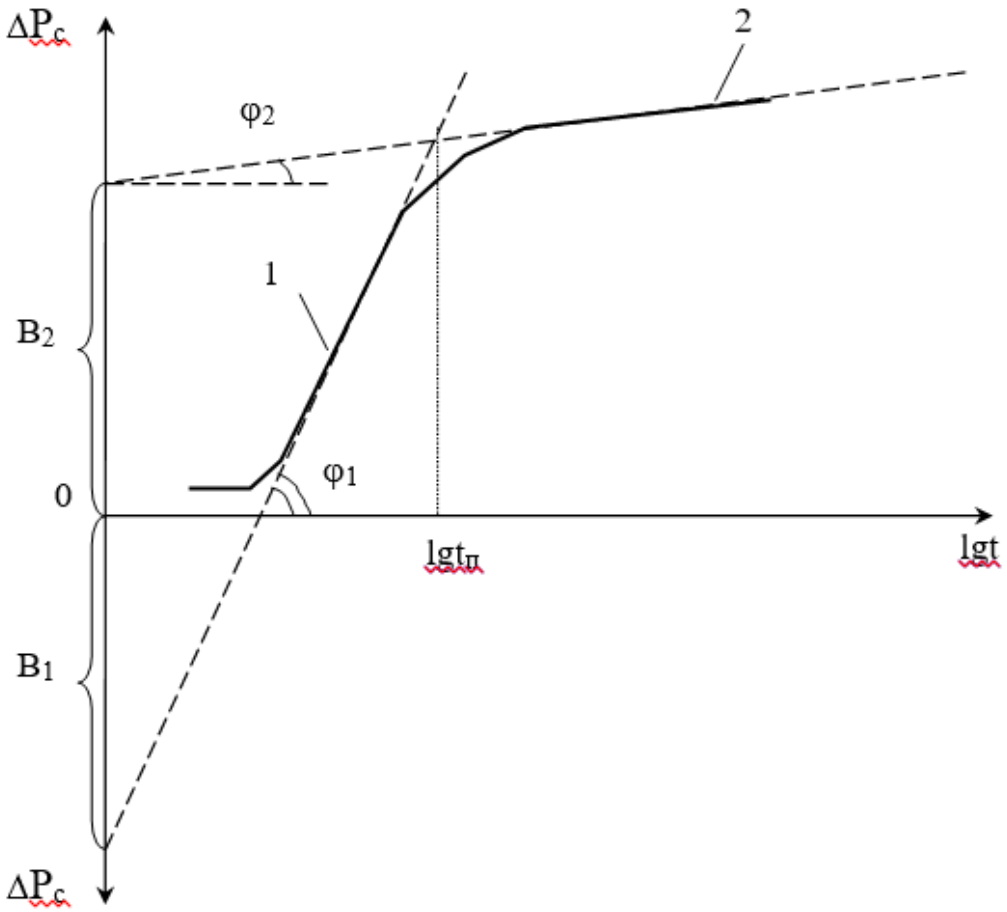


Рис. 10. График восстановления давления

Задание

Решить следующие задачи.

Задача 1. При исследовании добывающей нефтяной скважины на установившемся режиме получены значения манометрических давлений и расходов, которые приведены в первых двух столбцах таблицы, необходимо построить индикаторную диаграмму. Определить проницаемость пласта, если радиус контура питания $R_к$ равен 100 м; радиус скважины $r_с$ = 0,1 м; толщина пласта h = 1 м; вязкость нефти μ равна 25 мПа·с [1].

Q, м^3/сут	$P_с$, МПа	Δp, МПа
0	49,9	0
8,6	48,8	1,1
17,2	47,9	2,0
25,9	46,8	3,1
34,5	45,9	4,0
40,2	44,8	5,1

Задача 2. Построить на диаграмме индикаторную линию при установившейся плоско-радиальной фильтрации жидкости по линейному закону, если известно, что давление на контуре питания $P_к$ = 8,82 МПа, коэффициент проницаемости пласта k = 0,6 мкм^2, толщина пласта h = 10 м, диаметр скважины d = 24,8 см, расстояние до контура питания $R_к$ = 10 км, коэффициент динамической вязкости жидкости μ = 5 мПа·с. Приняв дебит q равным 172,8 м^3/сут, найти значения скорости фильтрации и градиента давления в точках, построенных от оси скважины на расстоянии 500; 300; 100; 50 м, и на стенке скважины. Построить графики зависимостей скорости фильтрации $w = f(r)$ и градиента давления $dP/dr = f(r)$ от расстояния r.

Задача 3. Скважину исследовали по методу установившихся отборов, изменяя диаметр штуцера и замеряя забойное давление глубинным регистрирующим манометром. Определить коэффициент проницаемости, если толщина пласта 12 м, вскрытие пласта 7 м, диаметр скважины 24,7 см, число прострелов на 1 пог. м – 8, глубина проникновения перфорации 0,1 м, диаметр канала 1,1 см, половина расстояния до соседних скважин 300 м, вязкость жидкости 4 сп.

Задача 4. Кривая восстановления давления построена после остановки водяной скважины. Дебит скважины до остановки составлял Q = 320 м^3/сут, забойное давление $P_с$ = 7,5 МПа. Данные исследования скважины глубинным манометром после её остановки представлены ниже в таблице:

t, с	900	3600	5400	10800	21600	36000	64800	86400	172800	259200
P, МПа	9,00	11,80	12,30	12,60	12,73	12,80	12,87	12,90	12,96	13,00

Вязкость воды μ = 1 мПа·с. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта h = 14 м, пористость m = 0,20. Коэффициент сжимаемости породы $\beta_п = 1 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, коэффициент сжимаемости воды $\beta_в = 5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па. Определить гидропроводность, проницаемость, пьезопроводность пласта в призабойной зоне, а также приведённый радиус скважины и радиус ПЗС.

Раздел 3. ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГЛИНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

Краткая теория. Глинокислотная обработка (ГКО) производится в терригенных (песчано-глинистых) коллекторах с низким содержанием карбонатных пород.

Глинокислотой называется смесь соляной и плавиковой кислот (HF).

Взаимодействие фтороводорода с зернистым кварцем протекает очень медленно. Химическая реакция имеет вид:

$$SiO_2 + 4HF = SiF_4 + 2H_2O$$

Образовавшийся фтористый кремний реагирует с водой и превращается студнеобразный гель, который ухудшает проницаемость пласта. Для предотвращения этого плавиковая кислота применяется только в смеси с соляной. Соляная кислота создаёт повышенную кислотность среды и предотвращает образование геля, так как не реагирует с соединениями кремния.

Для предотвращения разрушения породы подбирают опытным путём HF в смеси кислот и удельного расхода смеси. Оптимальным считают содержание в смеси 3–5 % HF и 8–10 % HCl.

С алюмосиликатом (каолин) реакция протекает быстро и происходит по следующей схеме:

$$H_4Al_2Si_2O_9 + 14HF = 2AlF_3 + 2SiF_4 + 9H_2O$$

$$(4+2\cdot 27+2\cdot 28+9\cdot 16)+14(1+19) = 2(27+3\cdot 19)+2(28+4\cdot 19)+9(2+16)$$

$$258 + 280 = 168 + 208 + 162.$$

Это формула используется для определения необходимого количества HF: для того чтобы растворить 1 кг алюмосиликата, необходимо HF:

$$G = \frac{280}{258}1000 = 1085{,}3 \text{ г.}$$

4 %-ный раствор в 1 л содержит 40 г чистой плавиковой кислоты.

Необходимое количество 4 %-ного раствора HF для растворения 1 кг $H_4Al_2Si_2O_9$ находится по формуле, л/кг:

$$\frac{G}{40} = \frac{1085{,}3}{40} = 27{,}13.$$

Теоретически рассчитать в пределах намеченного радиуса обработки *R* можно по формуле

$$V_{\text{гл}} = \pi \cdot \left(R^2 - r_{\text{с}}^2\right) \cdot m \cdot h,$$

где *m* – пористость;

$r_{\text{с}}$ – радиус скважины;

h – продуктивная мощность пласта;

R – радиус обрабатываемой зоны.

Удельный объём для первичных обработок глинокислотой 0,3–0,4 м^3 на 1 м обрабатываемой толщины пласта. Общий объём раствора глинокислоты при первичной обработке берётся обычно не менее 1,5 м^3. Закачанная глинокислота выдерживается в пласте в течение 8–12 ч. Объём продавочной жидкости берём равным суммарным объёмам НКТ и забойной части скважины (до верхней границы перфорации):

$$\frac{\pi D_{\text{скв}}^{\ 2}}{4} H.$$

При последующих обработках объём раствора необходимо увеличивать от 10 до 15 %.

При содержании в терригенной породе более 2 % карбонатов сначала проводят солянокислотную обработку призабойной зоны с концентрацией соляной кислоты на 2–4 % выше, чем в смеси с плавиковой (12–15 % состава), а затем закачивают глинокислоту.

При взаимодействии HF с карбонатами породы или цементирующего материала образуются нерастворимые фтористые соединения кальция и магния.

В глинокислотные растворы, приготавливаемые из соляной (12 %) и плавиковой кислот (3–5 %), для предотвращения выпадения в осадок нерастворимых солей железа добавляют уксусную (лимон-

ную или муравьиную) кислоту (1 %), а в воду для растворения кислоты вводят ПАВ (1 %).

Дозировка, например, уксусной кислоты (CH_3COOH) определяется содержанием железа в рабочем кислотном растворе (прил. 8)

Вещества, добавляемые в раствор глинокислоты:

– ингибиторы – формалин, катапин, уротропин, уникол, ингибиторы В-1, В-2, производные мышьяка или меди, меркаптаны. *Норматив добавки ингибиторов 0,2÷1 % по объёму*;

– интенсификаторы – ПАВ (ОП-1, Неонол СНО 3Б, Превоцел, Нефтенол ВВД);

– стабилизаторы – лимонная кислота, молочная кислота (от 1 до 3 %), 10 %-ный раствор уксусной кислоты;

– хлористый барий добавляют, если применяемая соляная кислота содержится примесь серной кислоты до 0,6 % (она в реакции с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры пласта);

– интесификатор для понижения поверхностного натяжения – препарат ДС (детергент советский), который одновременно является ингибитором и наиболее активным понизителем скорости реакции кислоты с породой.

Большое снижение скорости реакции способствует более глубокому проникновению кислоты в пласт.

Технология проведения обработки и используемая техника принципиально не отличаются от обычной СКО.

Для оценки эффективности проведения обработок скважины производят расчёты дебита и коэффициента продуктивности скважины до и после проводимого мероприятия.

Давление будет постоянно на границе зоны дренирования (примем равным контурному при наличии системы постоянного поддержание пластового давления – ППД). Давление на забое будем считать постоянным.

1. Перепад давления (депрессия) рассчитывается по формуле

$$\Delta P = P_к - P_з ,$$

где $P_к$ – давление на границе зоны дренирования;

$P_з$ – забойное давление скважины.

2. Дебит скважины до и после ГКО рассчитывается по формуле

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu_н \cdot B_о} \cdot \frac{\Delta P}{\ln(\frac{R}{r_с}) + \text{Skin}}$$

где k – проницаемость пласта;

h – вскрытая эффективная мощность пласта;

$\mu_н$ – вязкость нефти;

$B_о$ – коэффициент пластового объёма нефти;

ΔP – депрессия;

R – радиус зоны дренирования;

$r_с$ – радиус скважины;

Skin – скин-фактор.

3. Коэффициент продуктивности до и после ГКО определяется по формуле

$$K = \frac{q}{\Delta P},$$

где q – дебит жидкости.

Задание

По исходным данным (см. прил. 8, табл. П8.1) требуется приготовить глинокислотный раствор заданной концентрации и оценить эффективность проведённого мероприятия. Сделать выводы.

Пример расчёта

Исходные данные:

– средняя норма расхода кислоты $Q_{кислоты}$ = 0,3 м^3;

– продуктивная мощность пласта h = 17 м;

– концентрация соляной кислоты в глинокислотном растворе w_{HCl} = 15 %;

– концентрация плавиковой кислоты в глинокислотном растворе w_{HF} = 3 %;

– концентрация товарной соляной кислоты w_{0HCl} = 28,61 %;

– концентрация товарной плавиковой кислоты w_{0HF} = 40 %;

– содержание в соляной кислоте солей железа f = 0,59 %;

– концентрация уксусной кислоты c = 54 %;

– содержание H_2SO_4 в товарной соляной кислоте α = 0,6 %;

– необходимое количество ДС $W_{дс}$ = 1 %;

– плотность хлористого бария ρ = 4000 кг/м^3;

– давление на зоне дренирования $P_к$ = 111 атм;

– давление на забое скважины $P_з$ = 97,1 атм;

– динамическая вязкость нефти μ = 8,39 сПз;

– коэффициент пластового объёма нефти B_o = 1,035;

– радиус зоны дренирования R = 200 м;

– скин-фактор Skin = 4,71;

– проницаемость пласта k = 0,415 Д;

– радиус скважины r_c = 10 см.

Алгоритм расчёта

1. Необходимо приготовить 12 % глинокислотный раствор.

При средней норме расхода кислоты 0,3 м^3 на 1 м зоны обработки, объём глинокислоты составит:

$$V_{общ} = Q_{кислоты} \cdot h,$$

$$V_{общ} = 0{,}3 \cdot 17 = 5{,}1 \text{ м}^3.$$

Количество концентрированной товарной соляной кислоты V_{HCl}:

$$V_{HCl} = \frac{\omega_{HCl} \cdot V_{общ} \cdot \rho_{разб\ HCl}}{\omega_{0HCl} \cdot \rho_{HCl}},$$

где $\rho_{разб\ HCl}$ – плотность разбавленной соляной кислоты, т/м^3;

ρ_{HCl} – плотность товарной соляной кислоты, т/м^3.

2. По табл. П8.2–П8.3 (см. прил. 8) определим плотность кислотного состава с такой концентрацией, м^3.

$$V_{HCl} = \frac{15 \cdot 5{,}1 \cdot 1{,}075}{28{,}61 \cdot 1{,}145} = 2{,}51 \text{ м}^3.$$

3. Количество концентрированной товарной плавиковой кислоты (табл. П8.5):

$$V_{\text{HF}} = \frac{\omega_{\text{HF}} \cdot V_{\text{общ}} \cdot \rho_{\text{разб HF}}}{\omega_{0\text{HF}} \cdot \rho_{\text{HF}}},$$

где $\rho_{\text{разб HF}}$ – плотность разбавленной плавиковой кислоты, т/м^3,

ρ_{HF} – плотность товарной плавиковой кислоты, т/м^3.

$$V_{\text{HF}} = \frac{3 \cdot 5{,}1 \cdot 1{,}01}{40 \cdot 1{,}15} = 0{,}336 \text{ м}^3.$$

4. Необходимое количество уксусной кислоты (табл. П8.4, П8.6), м^3:

$$Q_{\text{у.к}} = \frac{b \cdot V_{\text{общ}}}{c},$$

где b – процент добавки уксусной кислоты к объёму раствор:

$$b = f + 0{,}8 = 0{,}59 + 0{,}8 = 1{,}39\ \%;$$

$$Q_{\text{у.к}} = \frac{1{,}39 \cdot 5{,}1}{54} = 0{,}131 \text{ м}^3.$$

5. Против выпадения гипса добавляем к соляной кислоте хлористый барий:

$$Q_{\text{хб}} = \frac{2{,}31 \cdot V_{\text{общ}} \cdot \dfrac{\alpha \cdot x}{z - 0{,}02}}{\rho_{\text{хб}}},$$

где x – концентрация глинокислотного раствора;

z – концентрация товарной соляной кислоты.

$$Q_{\text{хб}} = \frac{2{,}31 \cdot 5{,}1 \cdot \dfrac{0{,}6 \cdot 12}{28{,}61 - 0{,}02}}{4000} = 0{,}007 \text{ м}^3.$$

6. Необходимое количество ДС составляет 1–1,5 % объёма глинокислотного раствора:

$$Q_{\text{ДС}} = V_{\text{общ}} \cdot W_{\text{ДС}};$$

$$Q_{\text{ДС}} = 5{,}1 \cdot 0{,}01 = 0{,}051 \text{ м}^3.$$

7. Количество воды для приготовления принятого объёма кислотного раствора:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{общ}} - V_{\text{HCl}} - V_{\text{HF}} - \Sigma Q,$$

где ΣQ – суммарный объём всех добавок к кислотному раствору, м^3:

$$\Sigma Q = 0{,}131 + 0{,}007 + 0{,}051 = 0{,}189;$$
$$V_{\text{в}} = 5{,}1 - 2{,}51 - 0{,}336 - 0{,}189 = 2{,}065.$$

8. В результате расчёта для приготовления глинокислотного раствора рекомендуем следующие объёмы компонентов:

– вода 2,065 м^3;

– концентрированная соляная кислота 2,51 м^3;

– концентрированная плавиковая кислота 0,336 м^3;

– концентрированная уксусная кислота 0,131 м^3;

– ДС 0,051 м^3;

– хлористый барий 0,007 м^3.

9. Оценим эффективность проведённой обработки ПЗС (см. прил. 8, табл. П8.7).

Пластовая депрессия, атм:

$$\Delta P = P_{\text{к}} - P_{\text{з}} = 111 - 97{,}1 = 13{,}9.$$

До проведения кислотной обработки:

– дебит скважины, м^3/сут.:

$$Q = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}415 \cdot 10^{-12} 17}{8{,}39 \cdot 10^{-3} 1{,}035} \cdot \frac{13{,}9 \cdot 10^5}{\ln(\frac{20000}{10}) + 4{,}71} = 49{,}7;$$

– коэффициент продуктивности скважины:

$$K = \frac{49{,}7}{13{,}9} = 0{,}38 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}.$$

После проведения глинокислотной обработки:

– дебит скважины м^3/сут:

$$Q_{\text{п}} = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}415 \cdot 17}{8{,}39 \cdot 1{,}035} \cdot \frac{13{,}9}{\ln(\frac{20000}{10}) + 0} = 80{,}6;$$

– коэффициент продуктивности скважины:

$$K_{\text{п}} = \frac{80{,}6}{13{,}9} = 0{,}58\,\frac{\text{м}^3}{\text{сут}\cdot\text{МПа}}.$$

$$\frac{Q_{\text{п}}}{Q} = \frac{80{,}6}{49{,}7} = 1{,}62; \qquad \frac{K_{\text{п}}}{K} = \frac{0{,}58}{0{,}38} = 1{,}53.$$

Вывод: расчёт потенциальных дебитов скважин, рассчитанных по формуле притока с использованием геолого-физических характеристик пласта в зоне скважины, показывает, что в результате обработки происходят очистка призабойной зоны пласта и увеличение дебита в 1,62 раза, а коэффициента продуктивности в 1,53 раза. Что говорит о целесообразности проведения кислотной обработки на данном пласте.

Задача. Рассчитать необходимый объём соляной кислоты (литр) для проведения кислотной ванны при следующих параметрах:

– внутренний диаметр обсадной колонны – 126 мм (эксплуатационная колонна 146 мм);

– расстояние от кровли перфорированного интервала до искусственного забоя скважины 30 м;

– содержание кислоты (100 % HCl), кг, в 1 л кислоты с заданной концентрацией 20 % (по таблице данных), концентрация кислоты, поставляемой на предприятие ($A_{\text{Т}}$) – 30 %.

Справка: для расчёта необходимы следующие формулы.

1. Необходимый объём кислотного раствора определяется из соотношения

$$V^1_{\text{кс}} = \frac{\pi \times D_{\text{с}}^{\,2}}{4} \times H \ \text{м}^3,$$

где $V^1_{\text{кс}}$ – необходимый объём кислотного раствора, м^3;

$D_{\text{с}}$ – диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной трубы, м;

H – толщина интервала обработки, м.

2. Удельный расход товарной кислоты для приготовления 1 м^3 раствора определяется безразмерной формулой:

$$V_{\text{уд.т.}} = \frac{A}{A_{\text{Т}}} \text{ доли ед.},$$

где $V_{\text{уд.т.}}$ – удельный расход товарной кислоты; A – содержание в килограммах 100 % HCl в 1 л кислоты с заданной концентрацией; $A_{\text{Т}}$ – содержание в килограммах 100 % соляной кислоты в 1 л товарной соляной кислоты с концентраций, замеренной при температуре 15 °С.

3. Для приготовления раствора потребуется объём товарной кислоты, вычисляемой по формуле

$$V_{\text{т}} = V_{\text{кс}} \times V_{\text{уд.т.}} \text{ м}^3,$$

где $V_{\text{кс}}$ – объём кислотного раствора, л;

$V_{\text{уд.т.}}$ – удельный расход товарной соляной кислоты, в долях единицы.

Пример решения

Необходимый объём кислотного раствора:

$$V_{\text{кс}}^1 = \frac{\pi \times D_c^{\,2}}{4} \times H = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}126^2 \cdot 30}{4} = 0{,}374 \text{ м}^3.$$

Удельный расход товарной кислоты для приготовления 1 м^3 раствора:

$$V_{\text{уд.т.}} = \frac{A}{A_{\text{Т}}} = \frac{0{,}220}{0{,}353} = 0{,}623 \text{ доли ед.}$$

Для приготовления раствора потребуется объём товарной кислоты:

$$V_{\text{т}} = V_{\text{кс}}^1 \cdot V_{\text{уд.т}} = 0{,}374 \cdot 0{,}623 = 0{,}233 \text{ м}^3 = 233 \text{ л}.$$

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Как процессы эксплуатации, снижают нефтеотдачу и ухудшают приток к ПЗП?

2. Назовите некоторые методы интенсификации притока нефти.

3. На каких коллекторах эффективно применение СКО, ГКО?

4. Какие реагенты добавляются в раствор ГКО? Их назначение и действие.

5. Какие минералы взаимодействуют с плавиковой кислотой? Какие продукты образуются?

6. Каков механизм действия кислот на терригенные коллекторы?

7. Каким образом учитывается взаиморасположение добывающих и нагнетательных скважин при планировании кислотной обработки скважин?

8. Какова блок-схема закачки кислоты в скважину? Какие агрегаты при этом используются?

9. Назовите наземное и подземное оборудование и его назначение, применяемое при данной операции.

10. Расскажите технологию процесса применения ГКО.

11. Напишите и объясните формулу потенциального дебита скважины.

12. Что называют скин-эффектом и что такое скин-фактор?

13. Что называют коэффициентом продуктивности скважины, в каких единицах его измеряют?

КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ МЕХАНИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА) НА ПЛАСТ

Краткая теория. Гидравлический разрыв – это процесс использования гидравлического давления для создания искусственных трещин в пласте.

Трещина увеличивается в длину, ширину и высоту путём закачки смеси флюида и расклинивающего материала под высоким давлением.

Сущность этого процесса заключается в том, что на забое скважины при закачке вязкой жидкости создаются высокие давления, в результате в пласте образуются трещины. В эти трещины закачивают отсортированный крупнозернистый песок (проппанта), который не даёт трещинам полностью сомкнуться после снятия давления. Образованные вновь или увеличенные старые трещины соединяются и связывают скважину с удалёнными от забоя продуктивными зонами пласта.

Гидравлический разрыв пласта применяется:

1) для увеличения продуктивности нефтяных скважин;

2) для увеличения приемистости нагнетательных скважин;

3) для регулирования притоков или приемистости по продуктивной мощности скважины;

4) для создания водоизоляционных экранов в обводненных скважинах.

В настоящее время различают в основном три технологических решения ГРП: однократный, многократный и направленный (поинтервальный) разрыв пласта. Перечисленные варианты и разновидности ГРП применяются как самостоятельно, так и в сочетании друг с другом.

Все скважины, выделенные для ГРП, предварительно исследуют: определяют пластовое и забойное давления, дебит скважины, газовый фактор, процент содержания воды и нефти, фракционный состав песка, выносимого из пласта. Устанавливают коэффициент продуктивности и поглотительной способности скважины путём нагнетания нефти в пласт. Поглотительную способность и давление поглощения необходимо знать для определения вязкости жидкости разрыва и темпа её закачки, и, следовательно, количества и мощности агрегатов, необходимых для осуществления процессов. Перед ГРП снимают кривую естественной радиоактивности пород для сопоставления с кривой радиоактивного гамма-каротажа, проведённого после гидроразрыва и определения вероятного местоположения трещин.

Если в результате исследования скважины выявлены признаки тесного сообщения её с пластом (наличие песчаной пробки, засорение призабойной зоны), то перед ГРП проводят мероприятия по очистке забоя и призабойной зоны скважины (промывки, кислотные обработки, прострелы фильтра, ГПП).

Для предохранения обсадной колонны от воздействия большого давления над разрываемым пластом устанавливают пакер, который разобщает фильтровую зону пласта от её вышележащей части, вследствие чего создаваемое давление насосами передаётся только на фильтровую зону и нижнюю поверхность пакера.

Длина хвостовика определяется величиной зумпфа скважины и мощностью обрабатываемого пласта. Пакер устанавливают на 5–10 м выше верхних дыр фильтра (отверстий перфорации) с учётом кавернограммы, снятой до спуска обсадной колонны против плотных непроницаемых пород (глина, известняк и т. д.).

Посадку и опрессовку пакера и труб на герметичность проводят заблаговременно. После спуска труб на устье скважины устанавливают специальное устьевое оборудование, рассчитанное на соответствующее давление и допускающее присоединение насосных агрегатов к НКТ и затрубному пространству, а также спуск глубинных измерительных приборов. Устьевое оборудование предусматривает герметизацию межтрубного пространства крестовиной и устьевым сальником, а насосно-компрессорных труб – задвижкой высокого давления. Устьевую арматуру и обвязку насосных агрегатов опрессовывают.

Допустимое устьевое давление обычно оценивают по давлению разрыва пород и гидравлическим потерям в трубах. Величина устьевого давления в конечном счёте определяется техническими возможностями насосных агрегатов и прочностными характеристиками труб.

Расположение поверхностного оборудования (насосных агрегатов, пескосмесителей, ёмкостей для жидкости, нагнетательного коллектора) и его обвязка должны обеспечивать безопасность работ и бесперебойное нагнетание рабочих агентов в скважину.

Процесс гидроразрыва начинают с закачивания жидкости разрыва, постепенно увеличивая давление до значения, при котором происходит разрыв пласта. Момент разрыва характеризуется резким спадом давления и увеличенным распадом нагнетаемой жидкости (рис. 11).

После разрыва пласта, не снижая темпов закачки, переходят ко второму этапу – подаче в трещину жидкости – песконосителя с песком. Жидкость песконосителя с песком задавливают в трещину продавочной жидкостью при максимальном давлении и с максимальной скоростью закачки. Последняя порция песка в количестве 100–150 кг должна содержать радиоактивные вещества, чтобы в дальнейшем можно было при помощи гамма-каротажа проверить зоны поглощения песка.

В качестве продавочной жидкости для нефтяных скважин используют нефть, а для нагнетательных – воду. Количество продавочной жидкости должно быть равно ёмкости колонны труб. После продавки устье закрывают и скважину оставляют в покое до тех пор, по-

ка давление не упадёт до нуля. Затем скважину промывают, очищают от песка и приступают к освоению.

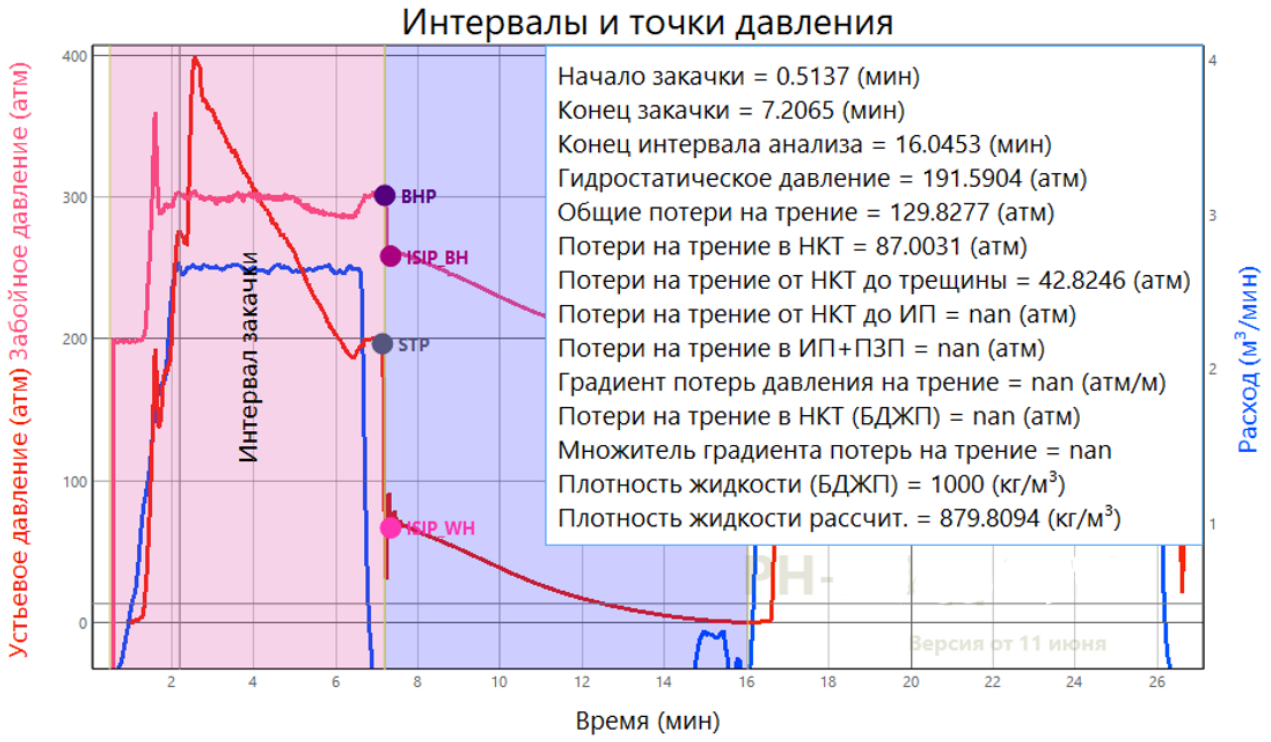


Рис. 11. Анализ мини ГРП

При проведении комплекса подготовительных и заключительных работ при гидравлическом разрыве пласта используют комплект специального оборудования.

Блендер – это смесительная установка, предназначенная для смешивания жидкости гидроразрыва с химреагентами и проппантом.

Насосный агрегат предназначен для закачки всех видов жидкости для гидроразрыва (кислот, гелей на водной и нефтяной основе) и смеси с проппантом в скважину.

Песковоз предназначен для транспортировки проппанта и погрузки в блендер определённых порций проппанта.

Станция контроля и управления предназначена для стимуляции гидроразрывов, управления процессом ГРП, сбора и анализа данных.

Промысловый грузовик предназначен для транспортировки, погрузки и разгрузки различного тяжёлого оборудования, в особенности для манифольда, смонтированного на салазках.

Манифольд высокого и низкого давления предназначен для перемещения жидкости гидроразрыва, замешиваемой в блендере, в насосные агрегаты.

Цементировочный агрегат предназначен для глушения скважин, технологических промывок, устранения негерметичности эксплуатационных колонн при подготовительных работах, при гидравлическом разрыве пласта для поддержания давления в затрубном пространстве скважины.

Автоцистерны предназначены для перевозки жидкости гидроразрыва.

Пакеры предназначены для предохранения обсадной колонны от воздействия большого давления над разрываемым пластом устанавливают пакер, который разобщает фильтровую зону пласта от её вышележащей части. Вследствие чего, создаваемое насосами давление передаётся только на фильтровую зону и нижнюю поверхность пакера.

Устьевая арматура для гидравлического разрыва пласта. Устье скважины при проведении гидравлического разрыва пласта оборудуют специальной арматурой, состоящей из устьевой головки и резьбовой арматуры.

Двумерные модели продвижения трещины. Для расчётных целей существуют две основные модели для описания проникновения гидравлически созданной в породах трещины: модель Перкинса, Керна и Нордгрена (PKN) и модель Гиирсмы-де Клерка (GdK) [8].

Основой модели GdK является работа Желтова и Христиановича, в которой вводится концепция мобильного равновесия, т. е. слабое продвижение трещины как результат гидравлического воздействия.

Модель GdK распространения вертикальной трещины прямоугольной формы:

– она имеет фиксированную высоту;

– жёсткость пород учитываем только в горизонтальной плоскости. В результате ширина трещины не зависит от высоты трещины.

В модели PKN рассматривается вертикальное линейное распространения трещины:

– трещина также имеет фиксированную высоту, независимо от её длины;

– давление жидкости постоянно в вертикальном поперечном сечении, перпендикулярном направлению распространения;

– жёсткость пород учитываем только вертикальной плоскости [8].

Задание

По исходным данным (прил. 9, табл. П9.1–П9.2) рассчитаем геометрию трещины при проведении гидроразрыва пласта без учёта потерь жидкости.

Пример расчёта

Исходные данные:

– Q_i (производительность течения жидкости гидроразрыва на входе в трещину) = 2 м^3/мин;

– μ (вязкость жидкости разрыва) = 1,67·10^{-3} Па·мин;

– h (мощность пласта) = 22 м;

– E (модуль Юнга) = 24 ·10^8 Па;

– K_e (полный коэффициент потерь жидкости) = 0,0026 м/мин^{0,5};

– ν (коэффициент Пуассона) = 0,2 ед.;

– t (время работ по закачке) = 120 мин.

Прогноз геометрии трещины (модель PKN)		
Модуль упругости сдвига	$G = \frac{E}{2(\nu + 1)}$	1000000 КПа
Общая высота трещины	$H_f = h/0{,}77$	28,577 м
Длина трещины (без учёта потерь жидкости)	$L_{\text{тр.б.п.}} = C_1 \cdot \left(\frac{G \cdot Q_i^3}{(1-\nu) \cdot \mu \cdot H_f^4} \right)^{0,2} \cdot t^{0,8}$	509,64 м
Ширина трещины (без учёта потерь жидкости)	$W_{\text{тр.б.п.}} = C_2 \cdot \left(\frac{(1-\nu) \cdot Q_i^2}{G \cdot H_f} \right)^{0,2} \cdot t^{0,2}$	0,014 м

Прогноз геометрии трещины (модель GdK) [4]		
Модуль упругости сдвига	$G = \frac{E}{2(\nu + 1)}$	1000000 КПа
Общая высота трещины	$H_f = h$	22 м
Длина трещины (без учёта потерь жидкости)	$L_{\text{тр.с.п.}} = C_3 \cdot \left(\frac{G \cdot Q_i^3}{(1-\nu) \cdot \mu \cdot H_f^3} \right)^{0,166} \cdot t^{0,666}$	329,97 м
Ширина трещины (без учёта потерь жидкости)	$W_{\text{тр.б.п.}} = C_4 \cdot \left(\frac{(1-\nu) \cdot \mu \cdot Q_i^3}{G \cdot H_f^3} \right)^{0,166} \cdot t^{0,333}$	0,0210 м

РАСЧЁТ ПАКЕРОВ

Краткая теория. Пакеры служат для разобщения частей ствола скважины по вертикали и герметизации нарушенных участков обсадной колонны, для разобщения зон затрубного пространства, расположенных выше и ниже пакеров.

Пакеры можно классифицировать по способу установки их в скважине, деформации уплотнительного элемента от перепада давлений, который пакер воспринимает, а также по спуску пакера в скважину. По способу установки в скважине различают пакеры с опорой на забой и пакеры без опоры на забой, т. е. «висячие». Преимущество пакеров с опорой на забой – простота и надёжность их конструкции и лёгкость уплотнения в скважине. Однако для установки пакера необходимо иметь твёрдый забой, а также дополнительные трубы для хвостовой опоры. Кроме того, в процессе гидроразрыва при образовании песчаных пробок возможен прихват хвостовика песком. У пакеров висячего типа преимуществом является возможность их установки на любой глубине ствола скважины. При их использовании образование песчаных пробок на забое осложнений не вызывает.

По способу деформации уплотнительного элемента и герметизации колонны пакеры делятся на механические и гидравлические.

У механических пакеров уплотнительный элемент срабатывает от воздействия на него веса колонны труб. Преимуществом этих па-

керов являются простота конструкции и высокая надёжность их в работе. К недостаткам следует отнести обязательное нагружение их весом труб, что не всегда возможно, как, например, при небольших глубинах спуска пакера.

У гидравлических пакеров резиновый элемент деформируется и герметизирует колонну вследствие давления, создаваемого нагнетательной жидкостью. Эти пакеры способны воспринимать перепады давлений до 500 кг/см^2 и более. Однако конструкция этих пакеров сложнее конструкции механических, что является их недостатком.

Перепады давления, воспринимаемые пакерами, находятся в интервале от 7 до 70 МПа [2, 12].

Температура окружающей среды при эксплуатации скважин может изменяться от 40 до 100 °С, а при тепловом воздействии на пласт достигает в некоторых случаях 300–400 °С [2, 12].

Расчётные формулы

1. Определяем наименьшую осевую силу Q, действующую на пакер. Она обеспечивает герметичное разобщение ствола скважины, расчёт проводится по формуле [9]

$$Q > 0{,}111 \cdot \Delta P \cdot F + G \cdot F \frac{\left(R^2 - r_{ш}^2\right)^3 - \left(R_{п}^2 - r_{ш}^2\right)^3}{\left(R^2 - r_{ш}^2\right)^2 + \left(R_{п}^2 - r_{ш}^2\right)^2},$$

где F – площадь поперечного сечения уплотнительного элемента в деформированном состоянии, м^2;

$R_{п} = R/k_{оп}$ – наружный радиус резины до деформации;

R – наружный радиус резины после деформации (см. внутренний радиус обсадной колонны);

$k_{оп}$ = 1,13 для пакеров под обсадные колонны 146, 168 мм.

2. Определяем наибольшую высоту уплотнительного элемента пакера [9]:

$$h_{max} = \frac{\left(R_{п}^2 - r_{ш}^2\right) \cdot R^3}{0{,}45 \cdot f \cdot \left(R^2 - r_{ш}^2\right)\left(3R^2 + 2Rr_{ш} - r_{ш}^2\right)},$$

где f = 0,2 – коэффициент трения.

3. Определяем оптимальную длину хода штока пакера:

$$S = h \cdot \frac{(k_{\text{оп}}^2 - 1) \cdot R_{\text{п}}^2}{k_{\text{оп}}^2 \cdot R_{\text{п}}^2 - r_{\text{ш}}^2},$$

где $h = 0{,}9h_{max}$ – высота свободного, не нагруженного уплотняющего элемента.

4. Определяем предельную осевую нагрузку на плашечный захват пакера, при котором не происходит разрушения обсадной колонны:

$$Q_{\text{пред}} \leq \frac{(\sigma_{\text{т}} \cdot n \cdot \text{tg}\alpha \cdot D^2 - D_{\text{вн}}^2) \cdot l_{\text{пл}} \cdot \left(L_{\text{пл}}^2 + \frac{16}{3} f_{\text{пл}}^2\right)^{\frac{1}{2}}}{D^2 - D_{\text{вн}}^2},$$

где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны;

$l_{\text{пл}}$ – осевая длина плашки;

$L_{\text{пл}}$ – длина хорды плашки в диаметральном сечении;

$f_{\text{пл}}$ – стрела профиля плашки (технический чертёж, см. прил. 10, рис. П10.1).

При ограниченной площади контакта плашек по периметру обсадной колонны участки труб между плашками работают на изгиб и $Q_{\text{пред}}$ определяют из формулы [2, 9]:

$$Q_{\text{пред}} \leq \frac{\sigma_{\text{т}} \cdot n \cdot \text{tg}\alpha \cdot (D - D_{\text{вн}}) \cdot l_{\text{пл}}}{2D_{\text{вн}}}.$$

Примечание: наружный радиус резины после деформации равен внутреннему радиусу обсадной колонны.

Задание

Используя исходные данные (см. прил. 10, табл. П10.1–П10.2), решить следующую задачу:

Задача. В скважину спускается и устанавливается механический пакер. Необходимо выполнить следующее.

1. Определить наименьшую величину осевой силы Q, обеспечивающей герметичное разобщение ствола скважины.

2. Определить наибольшую высоту уплотнительного элемента пакера.

3. Определить оптимальную длину хода штока пакера.

4. Проверить влияние плашечного захвата на прочность обсадной колонны. В конструкциях пакеров, где плашки перекрывают кольцевой зазор полностью (или больше 70 %), нагрузка на обсадную колонну распределена равномерно по всему периметру.

5. Проверить если $Q_{\text{пред}} < Q$, то в конструкцию пакера внести необходимые изменения и произвести расчёт модернизированного пакера [2, 9].

6. Объяснить принципы действия конструкции различных типов пакеров.

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ. ТЕХНОЛОГИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СИСТЕМЫ ППД

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ВЫКИДНОЙ ЛИНИИ

Краткая теория. Гидравлический расчёт выкидных линий добывающих скважин базируется на использовании уравнения Бернулли, записанного относительно выбранной плоскости сравнения для двух сечений (устье добывающей скважины – вход в сепарационную установку) [10]:

$$\frac{\rho g(Z_{\text{у}}-Z_{\text{с}})+(P_{\text{у}}-P_{\text{с}})+\rho(V_{\text{у}}-V_{\text{с}})}{2} = \Delta P + \Delta P_{\text{мс}},$$

где $Z_{\text{у}}$, $Z_{\text{с}}$ – абсолютные величины над плоскостью сравнения устья скважины и сепаратора;

$P_{\text{у}}$, $P_{\text{с}}$ – давления на устье скважины и на входе в сепаратор;

$V_{\text{у}}$, $V_{\text{с}}$ – скорость движения нефти на устье скважины и перед входом в сепаратор;

ρ – плотность нефти;

ΔP – потери давления по длине на течение при движении нефти до сепаратора.

$$\Delta P = \lambda \frac{l \cdot \rho \cdot V^2}{2 d_{\text{вн}}};$$

l – длина выкидной линии;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр выкидной линии;

V – средняя скорость движения нефти в выкидной линии;

$\Delta P_{мс}$ – потери давления на местных сопротивлениях,

$$\Delta P_{мс} = \frac{\xi \cdot \rho (V_1 - V_2)^2}{2};$$

где ξ – коэффициент потерь на местных сопротивлениях;

$(V_1 – V_2)$ – потерянная скорость на местном сопротивлении, м/с.

Коэффициент гидравлических сопротивлений λ рассчитывается по соответствующим формулам в зависимости от режима движения жидкости. Для простых напорных трубопроводов при течении в них жидкостей гидравлический расчёт сводится к решению одной из следующих задач: расчёт пропускной способности; расчёт начального давления; расчёт диаметра трубопровода.

Задание

Используя исходные данные (прил. 11, табл. П11.1), решить задачу (выполнить расчёт).

Задача. Рассчитать давление на устье $P_у$ добывающей скважины для следующих условий: выкидная линия горизонтальна, местные сопротивления отсутствуют, длина выкидной линии l; внутренний диаметр линии $d_{вн} = 0{,}1$ м; дебит скважины Q; плотность нефти ρ; давление перед входом в сепаратор $P_с = 1{,}6$ МПа, вязкость нефти μ.

РАСЧЁТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ГРАВИТАЦИОННОГО СЕПАРАТОРА

Для газовой фазы рассчитывается пропускная способность сепаратора $V_с$, при известном диаметре сепаратора D, термобарических условиях в нем ($P_с$, $T_с$) и свойствах фаз ($\mu_н$, $\mu_г$, $\rho_н$, $\rho_г$).

Исходя из осаждения в газовом потоке жидких и твёрдых частиц в поле силы тяжести, максимальная пропускная способность по газу [10]:

$$V_{г\ макс} = 841 \frac{D_с^2 \cdot P_с^2 \cdot d_ж^2 (\rho_н - \rho_г)}{T_с \cdot \mu_г \cdot Z},$$

где $V_{г\ макс}$ – максимальная пропускная способность сепаратора по газу, расход которого приведён к нормальным условиям, м^3/с;

D – внутренний диаметр сепаратора, м;

$d_к$ – диаметр капли жидкости, м (d = 10^{-4} м);

$P_с$ – давление в сепараторе, Па;

T – температура в сепараторе, К.

Исходя из условий всплытия пузырьков газа в движущейся в сепараторе нефти за счёт подъёма её уровня, максимальная пропускная способность сепаратора:

$$Q = 36964 D_c^2 \frac{d_г^2(\rho_н - \rho_г)}{\mu},$$

где $d_г$ – диаметр пузырьков газа, м (можно принять10^{-3} м);

μ – вязкость нефти, мПа с.

$$\rho_г = \rho_{го} \frac{P_с \cdot T_0}{P_0 \cdot T_с \cdot Z}.$$

Задание

Решить следующую задачу (выполнить расчёт):

Задача. Рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора [10]: диаметром D = 1,2 м. Жидкая фаза – нефть плотностью $\rho_н$ (при давлении в сепараторе P_c = 1,6 мПа, температуре T = 293 К) и вязкостью при этих условиях $\mu_и$. Плотность газа в нормальных условиях $\rho_г$ = 1,35 кг/м^3. Вязкость газа в условиях сепаратора μ = 1,3·10^{-5} Па с. Коэффициент сжимаемости газа Z принять равным 1; P_o = 0,1 МПа; $T_{норм}$ = 213 К; $d_ж$ = 10^{-4} м; $d_г$ = 10^{-3} м.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хохлова Н.Ю., Жаткин С.С. Гидромеханика нефти и газа в примерах и задачах: учебно-методическое пособие. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, ЭБС АСВ, 2018.

2. Ивановский В.Н., Мерициди И.А. Домашние задания по машинам и оборудованию для добычи нефти. – Часть I «Машины и оборудование для добычи нефти»: методические указания к самостоятельной работе студентов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012.

3. Зенин В.И., Хохлова Н.Ю. Техника и технология нефтедобычи: лаборатор. практикум. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2013. – 58 с.

4. Хохлова Н.Ю., Зенин В.И. Техника и технология добычи нефти и газа: лаборатор. практикум. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – 64 с.

5. Хохлова Н.Ю. Особенности эксплуатации ЭЦН в скважинах с наличием песка // Труды Международной научно-практической конференции Ашировские чтения. – Туапсе. Россия, 20–26 сентября 2015.

6. Крец В.Г., Шадрина А.В., Шмурыгин В.А. Нефтегазопромысловое дело: учеб.-метод. пособие. – Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2010. – 51 с.

7. Гасанов А.П. Аварийно-восстановительные работы в нефтяных скважинах. – М.: Недра, 1987. – 182 с.

8. Расчёт геометрии трещины при проведении ГРП: методические указания / Сост. Н.Ю. Хохлова. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2019. – 27 с.

9. Ивановский В.Н., Мерициди И.А. Домашние задания по машинам и оборудованию для добычи нефти. – Часть I «Машины и оборудование для добычи нефти»: методические указания к самостоятельной работе студентов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.

10. Батманова О.А. Расчёт машин, оборудования для подготовки добычи нефти и газа: учеб. пособие: – Ухта: Ухтин. гос. техн. ун-т, 2012. – 66 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

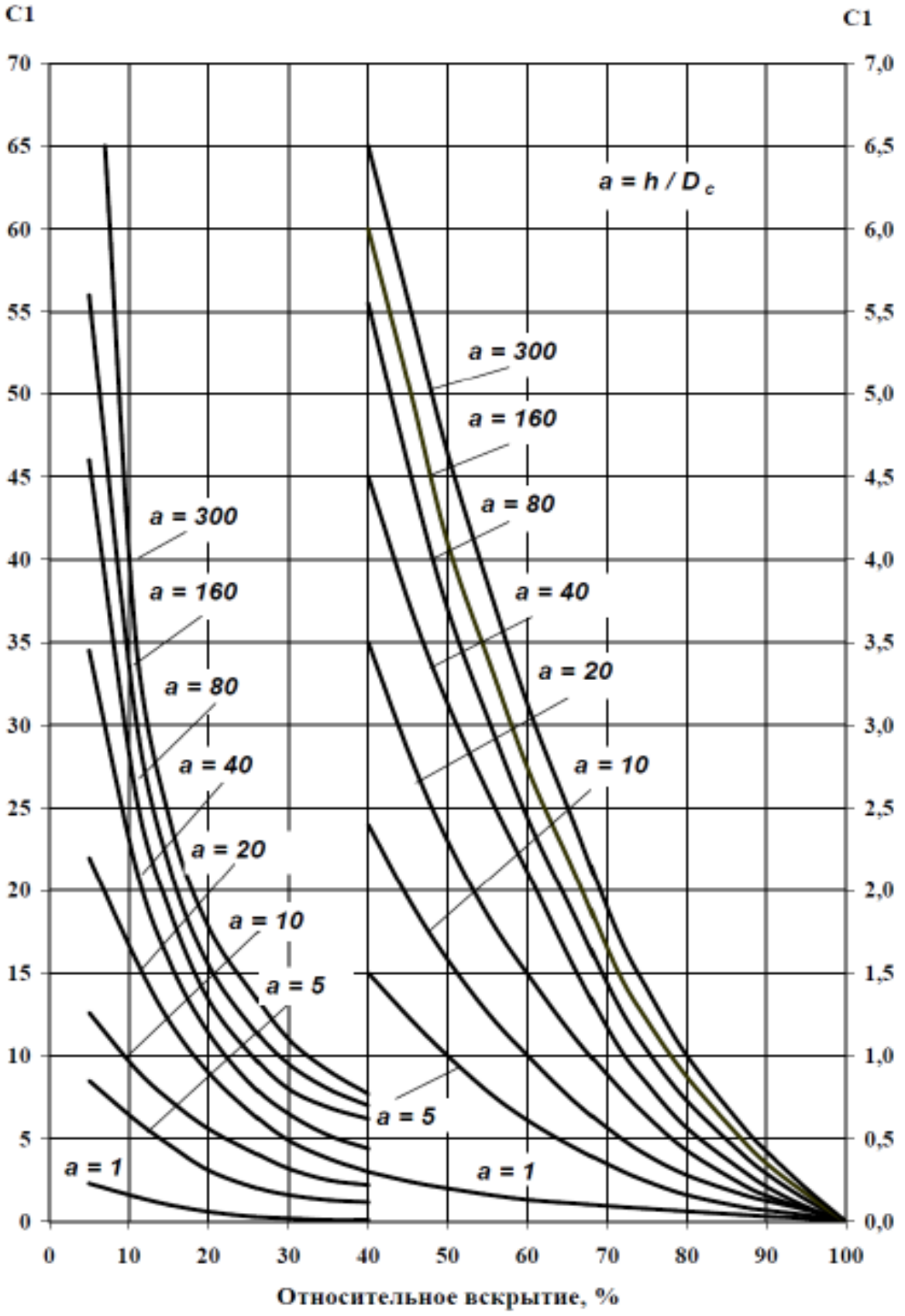


Рис. П1.1. График В.И. Щурова для определения коэффициента C_1

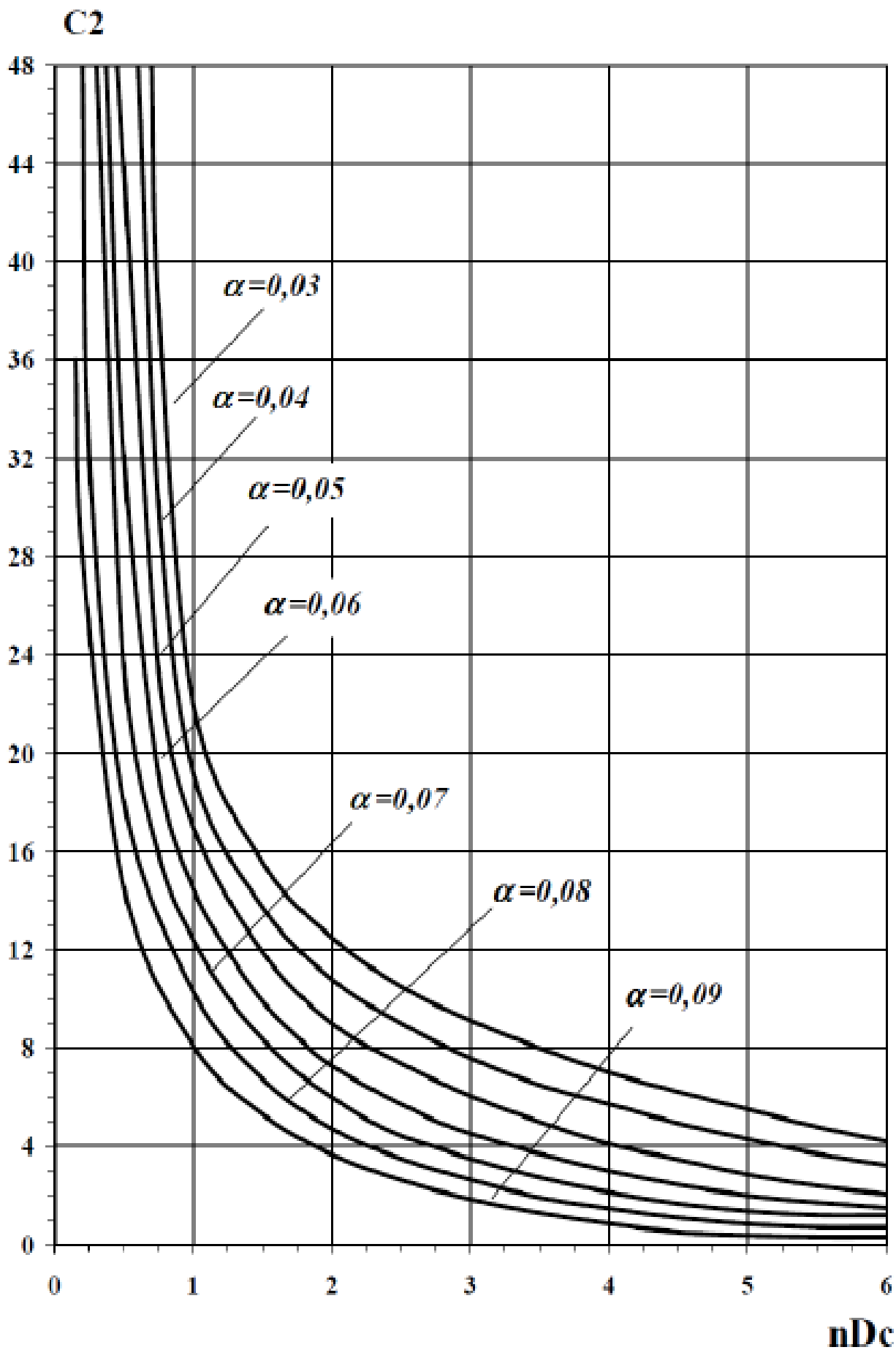


Рис. П1.2. График В.И. Щурова для определения коэффициента C_2, l = 0,1

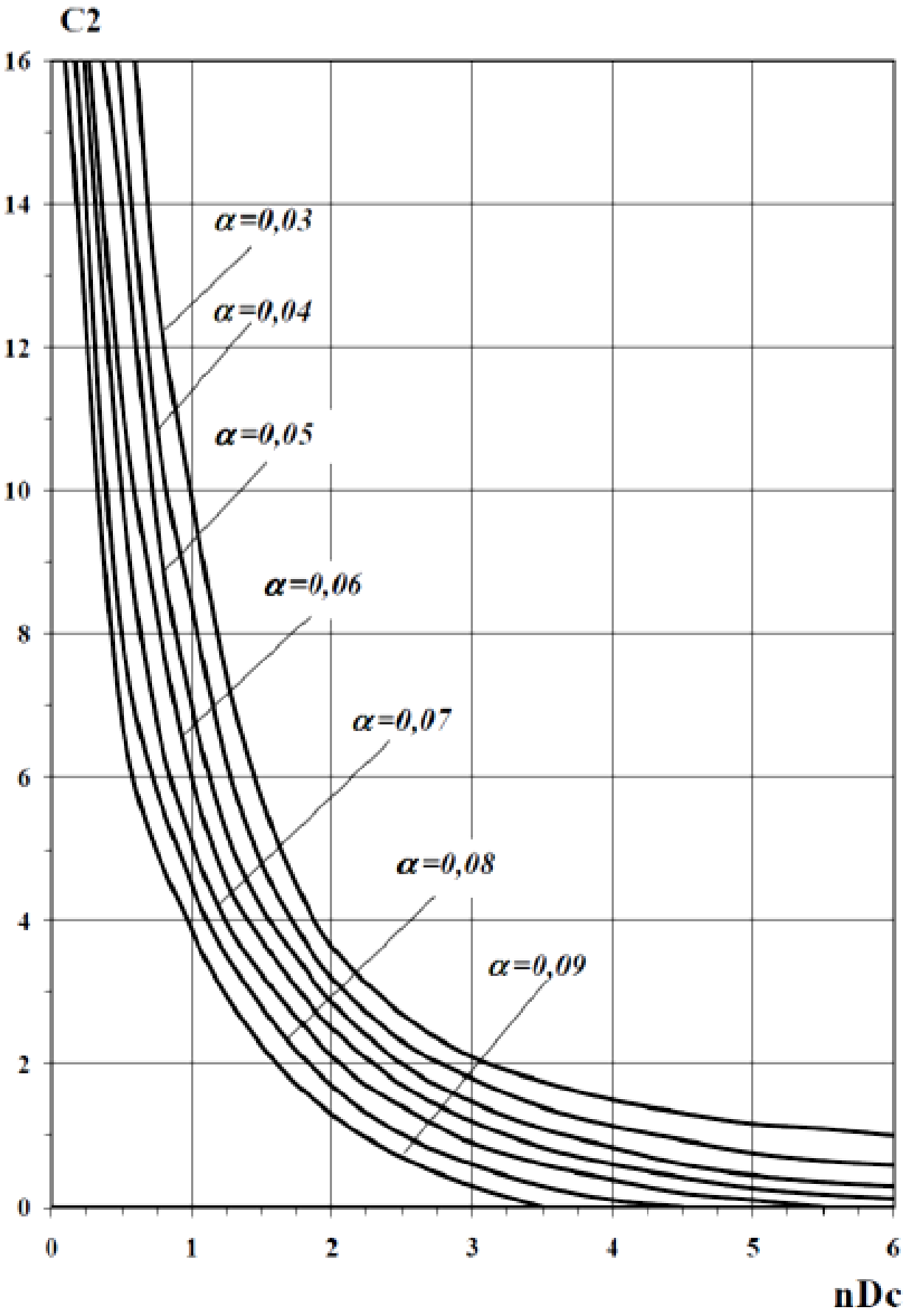


Рис. П1.3. График В.И. Щурова для определения коэффициента C_2, l = 0,5

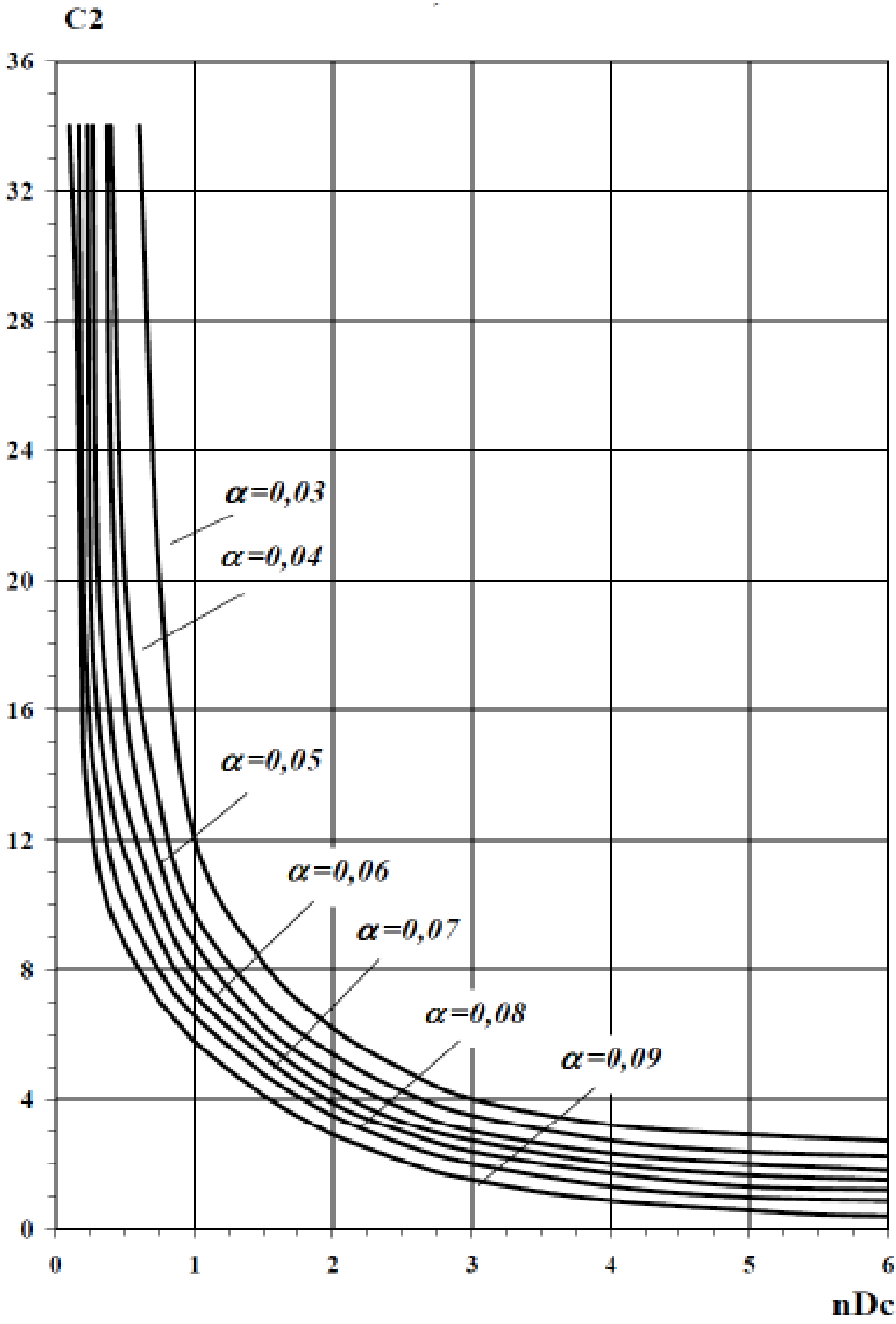


Рис. П1.4. График В.И. Щурова для определения коэффициента C_2, l = 0,25

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

Таблица П1.1

Задача № 2

№ варианта	*r*, м	*m*, ед.	*h*, м	ρ, кг/м^3	*Q*, т/сут
1	10	0,18	10	700	1
2	20	0,16	20	750	5,6
3	30	0,25	13	800	4,5
4	35	0,19	14	770	3,8
5	40	0,20	15	780	8,8
6	45	0,17	16	790	6
7	53	0,22	11	800	5,5
8	58	0,26	12	730	3,9
9	48	0,21	14	720	4,5
10	33	0,24	17	820	5,9
11	43	0,22	9	810	6,5
12	65	0,23	8	830	8,6
13	66	0,18	13	760	6,5
14	27	0,30	17	710	7
15	38	0,29	13	840	8,7
16	72	0,27	14	859	7,5
17	49	0,28	15	780	7,9
18	25	0,33	16	760	5,6
19	70	0,25	15	770	7,4
20	68	0,20	12	800	5,3

Таблица П1.2

Задача № 5

№ варианта	$P_к$, МПа	$P_с$, МПа	r_k, м	h, м	k, мкм^2	μ, мПа·с	d_0, мм	l', см	n, отв/м
1	15	12	420	10	2,0	3	20	4	22
2	17	11	440	20	2,25	4	22	10	2
3	16	11,5	459	13	2,28	2	20	5	13
4	15	10	450	14	2,15	3	22	6	14
5	16	10,5	460	15	2,3	4	20	4	15
6	12	9	480	16	2,8	5	22	4	16
7	17	9,5	500	11	2,9	3	20	5	14
8	10	6	600	12	3,0	4	22	8	20
9	11	6,5	650	14	2,35	2	20	4	18
10	14	8	700	17	2,4	3	22	10	14
11	17	8,5	680	9	2,45	4	20	4	15
12	9	7	450	8	2,5	5	22	6	16
13	10	7,5	720	13	2,55	3	20	6	17
14	15	10	700	17	2,6	4	22	7	20
15	11	9	600	13	2,65	5	20	8	19
16	13	8	540	14	2,7	2	22	7	15
17	14	7	550	15	2,75	4	11	4,9	5
18	13	7,5	500	16	2,8	3	8	2,5	6
19	12	6,5	480	15	2,9	5	12	7	3
20	11	8,5	490	12	3,5	2	9	6,8	2

Таблица П1.3

Задача № 8

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Площадь залежи S, км^2	12	14	15	6	5	23	89	23	67	48
Толщина залежи H, м	12	13	14	12	14	2	323	23	24	35
Давление пластовое $P_{пл}$, МПа	18	24	34	54	23	22	23	34	54	56
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	8	3	12	11	12	12	13	12	14	12
Пористость m, %	2	13	14	17	18	19	14	16	17	15
Кол-во связанной воды $S_в$, %	12	12	12	12	13	12	11	12	14	13
Коэффициент сжимаемости пористой среды β_c, $*10^{-4}$, МПа$^{-1}$	2	1	3	2,3	2,3	2,4	2,1	2,1	2,4	2,3
Объёмный коэффициент нефти при пластовом давлении $b_{пл}$	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Объёмный коэффициент нефти при давлении насыщения $b_н$	1,026	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

Окончание табл. П1.3

Вариант	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Площадь залежи S, км^2	49	60	23	67	78	23	12	21	74	31
Толщина залежи H, м	46	57	67	56	56	56	56	45	34	34
Давление пластовое $P_{пл}$, МПа	45	25	35	41	31	54	23	43	23	15
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	14	12	14	12	13	12	13	23	12	11
Пористость m, %	0,15	17	16	11	12	13	14	15	11	16
Кол-во связанной воды $S_в$, %	12	13	12	12	12	12	12	13	11	14
Коэффициент сжимаемости пористой среды β_c, $*10^{-4}$, МПа$^{-1}$	2,1	2	2,8	2,1	2,9	2,9	2,1	2,1	2,4	2,1
Объёмный коэффициент нефти при пластовом давлении $b_{пл}$	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Объёмный коэффициент нефти при давлении насыщения $b_н$	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

Приложение 2

Шифр фонтанной арматуры

Х ХХХ-Х ХхХХ-Х Х АФК В-80/50Х70ХЛ-К2а

- АФ – арматура фонтанная, АН – арматура нагнетательная
- Способ подвешивания скважинного трубопровода при одновременной эксплуатации двух пластов:
  – в трубной головке – не обозначается;
  – в переводнике к трубной головке – К;
  – для эксплуатации скважин УЭЦН-Э.
- Обозначение типовой схемы ёлки для арматуры с двумя трубными головками к номеру схемы добавляют «а».
- Обозначение системы управления запорными устройствами:
  – с ручным управлением – не обозначают;
  – с дистанционным – Д;
  – с автоматическим – А;
  – с дистанционным и автоматическим – В.
- Условный проход ствола ёлки, мм.
- Условный проход боковых отводов ёлки, мм (при совпадении с условным проходом ствола не указывается).
- Рабочее давление, МПа (кгс/см^2).
- Климатическое исполнение по ГОСТ 16350-80:
  – для умеренного и умеренно холодного микроклиматических районов не обозначается;
  – для холодного макроклиматического района – ХЛ.
- Исполнения по составу скважинной среды:
  – с содержанием H_2S и CO_2 до 0,003 % по объёму каждого – не обозначается;
  – с содержанием CO_2 до 6 % по объёму – К1;
  – с содержанием H_2S и CO_2 до 6 % по объёму каждого – К2 и К2И.

Рис. П2.1. Оборудование скважин

Исходные данные к заданию

Наименование параметра	1	2	3	4	5	6	7
Глубина скважины $H_{скв}$, м, индивидуально	1500	1600	1700	1800	1900	1400	1900
Диаметр обсадной колонны D, мм	146×8	146×9	168×8	168×9	168×10	146×8	146×9
Буферное давление $P_{буф}$, МПа	15	60	1,8	40	0,4	15	60
Дебит скважины Q, $м^3$/сут	500	420	650	475	350	300	400
Способ эксплуатации	Газлифт	Фонтан	Газлифт	С двух пласт	Фонтан	Фонтан	Фонта
Способ управления задвижками	Ручной	Дистан-ционный	Автома-тический	Ручной	Дистан-ционный	Автома-тический	Ручно
Содержание песка, %	1,5	1,0	2,2	2,3	0,8	1,5	1,0
Климатическая зона	Холодная	Умеренная	Холодная	Умеренная	Холодная	Выбрать самос	
Агрессивность среды	$CO_2 < 6$	$H_2S < 6$	$H_2S < 25$	$CO_2 < 25$	$CO_2 < 6$	$CO_2 < 6$	$H_2S <$
Уменьшение толщины стенки от действия коррозии в год, м	1×10^{-4}	2×10^{-4}	5×10^{-5}	1×10^{-5}	3×10^{-6}	2×10^{-4}	$1\times10^{-}$

Наименование параметра	11	12	13	14	15	16	17
Глубина скважины $H_{скв}$, м, индивидуально	1300	1400	1800	1800	1900	1400	1900
Диаметр обсадной колонны D, мм	68×9	146×9	168×8	168×9	146×8	168×10	146×9
Буферное давление $P_{буф}$, МПа	15	60	40	1,8	0,4	60	15
Дебит скважины Q, м^3/сут	420	500	650	475	350	300	400
Способ эксплуатации	Газлифт	Фонтан	Газлифт	С двух пласт	Фонтан	Фонтан	Фонта
Способ управления задвижками	Ручной	Дистан-ционный	Автома-тический	Ручной	Дистан-ционный	Автомати-ческий	Ручно
Содержание песка, %	1,5	1,0	2,2	2,3	0,8	1,5	1,0
Климатическая зона	Холодная	Умеренная	Холодная	Умеренная	Холодная	Выбрать самост	
Агрессивность среды	$H_2S < 6$	$CO_2 < 6$	$CO_2 < 25$	$H_2S < 25$	$CO_2 < 6$	$CO_2 < 6$	$H_2S <$
Уменьшение толщины стенки от действия коррозии в год, м	1×10^{-4}	5×10^{-5}	2×10^{-4}	1×10^{-5}	2×10^{-4}	3×10^{-6}	10^{-4}

Таблица П2.2

Основные требования к материалам корпусных деталей фонтанной арматуры

Рабочее давление, МПа	Предел прочности, МПа	Предел текучести, МПа
7, 14, 21, 35 (концы деталей под приварку)	492	253
14, 21, 35 (цельные детали)	492	316
70 (концы деталей под приварку)	632	421
105	703	527

Таблица П2.3

Технические характеристики арматуры фонтанной

Проход условный, мм				
Ствол ёлки	Боковой отвод ёлки	Боковой отвод трубной головки	Давление рабочее, МПа	Класс материалов
50	50	50	14, 21, 35, 70, 105	AA, BB, CC, DD, EE
65	50, 65	50, 65		
80	50, 65, 80	50, 65		
100	50, 65, 80, 100	50, 65		
150	100, 150	50, 65	14, 21, 35	

Рис. П2.2. Виды запорных устройств

Таблица П2.4

Технические характеристики фонтанной арматуры

Фонтанная арматура с прямоточными задвижками	Габаритные размеры, мм		
	Длина	Ширина	Высота
АФК1-65Х21	1360	790	1560
АФК2-65Х21	1360	790	1920
АФКЗ-65Х21	1360	790	2050
АФКЗа-65Х21	1360	790	2545
АФК1-65Х35	1350	760	1875
АФКЗ-65Х35	1350	760	2585
АФКЗа-65Х35	1350	760	3135
АФК6-0/65Х35ХЛ	2510	885	2620
АФ6В-80/65Х35К2	2315	1180	2755
АФК6-100Х21ХЛ	3570	1120	3120
АФК6В-00Х21К2И	3570	1120	3120
АФК6-100Х35ХЛ	3540	1130	2945
АФК6-100Х35 К1	3540	1130	2945
АФК6В-100Х35К2	3540	1400	2945
АФК6В-00Х35К2И	3540	1400	2945
АФК-6150/100Х21Х51	3650	1485	2900

Задвижка фланцевая с ручным приводом с уплотнением затвора «металл – металл» применяется в качестве запорного устройства, предназначена для установки в фонтанную арматуру или трубопровод и служит для полного закрытия потока рабочей среды из скважин нефтяных месторождений.

Шиберные задвижки изготавливают для рабочих давлений 14, 21, 35, 70 МПа различных исполнений в зависимости от состава скважинной среды:

– К1 (среда с содержанием CO_2 до 6 % по объёму каждого);

– К2 (среда с содержанием H_2S и CO_2 до 6 % по объёму каждого);

– К3 (среда с содержанием H_2S и CO_2 до 25 % по объёму каждого).

Особенностью конструкции является возможность устранения утечек по штоку путём поддавливания пасты в пакет уплотнения. Конструкция задвижек обеспечивает при необходимости замену уплотнения по штоку без демонтажа задвижки с фонтанной арматуры. Задвижки снабжены указателем положения шибера.

Задвижки отвечают требованиям стандарта API 6A для уровней качества PSL 1, PSL 2, PSL 3 и для классов температур К (от -60 до +82 °С) и L (от -46 до +82 °С).

Материал исполнения по АР1 6А (NACE MR-01-75) – от АА до FF.

Прямоточные задвижки типа ЗМС1 с принудительной подачей смазки с ручным управлением с условным проходом 65, 80, 100 и 150 мм, рассчитанные на давление 21 и 35 МПа, состоят из корпуса, седла входного, шпинделя, маховика, гайки ходовой, крышки подшипников, гайки нажимной, кольца нажимного, манжет, крышки, пружин тарельчатых, клапана нагнетательного, седла выходного, шибера. Герметичность затвора обеспечивается созданием необходимого удельного давления на уплотняющих поверхностях шибера и сёдел. Предварительное удельное давление создаётся тарельчатыми пружинами. Выпускаются модернизированные задвижки типа ЗМ и ЗМС.

Полость за шибером заполняется смазкой ЛЗ-162 или «Арматол-238», подшипниковый узел смазывается смазкой «Литол-24».

Прямоточная задвижка типа ЗМАД, рассчитанная на давление 70 МПа, с автоматической подачей смазки и ручным управлением состоит из корпуса, двух сёдел (щёк), шибера, выполненного в виде двух плашек, шпинделя, уравновешивающего штока, корпуса сальника, ходовой гайки с резьбой, упорных подшипников, крышки подшипника, маховика, кожуха.

Задвижки шиберные ЗПШ1 М-65х21, ЗПШ1 М-65х21 ХЛ

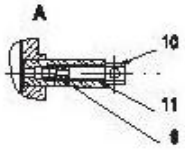
№ поз.	Наименование детали	Материал	
		Для районов с умеренным климатом	Для районов с холодным климатом
1	Корпус	Сталь 40Л ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
2	Седло	20Х13 ГОСТ 5949-75	
3	Кольцо уплотнительное	Из нефтемаслобензостойкой резины (3 шт.), фторопласт 40, марка ЛД-2 ТУ 301-05-17-89 (2 шт.)	
4	Шибер	Сталь 20Х13 ГОСТ 5949-75	
5	Щиток	Лист г/к БТ-2 ГОСТ 19903-73, К260В-1-Ш ГОСТ 16523-89	
6	Крышка	Сталь 35 ГОСТ 1050-88	
7	Шпиндель	Сталь 20Х13 ГОСТ 5949-75	
8	Маховик	Сталь 25Л ГОСТ 977-88	
12	Грундбукса	Сталь 35 ГОСТ 1050-88	
13	Винт-нагнетатель	Сталь 35 ГОСТ 1050-88	
14	Траверса	Сталь 20Х13 ГОСТ 5949-75	
15	Указатель	Сталь 35 ГОСТ 1050-88	
17	Прокладка	Сталь 12Х18Н9Т ГОСТ 5632-72	
18	Стойка	Сталь 35 ГОСТ 1050-88	

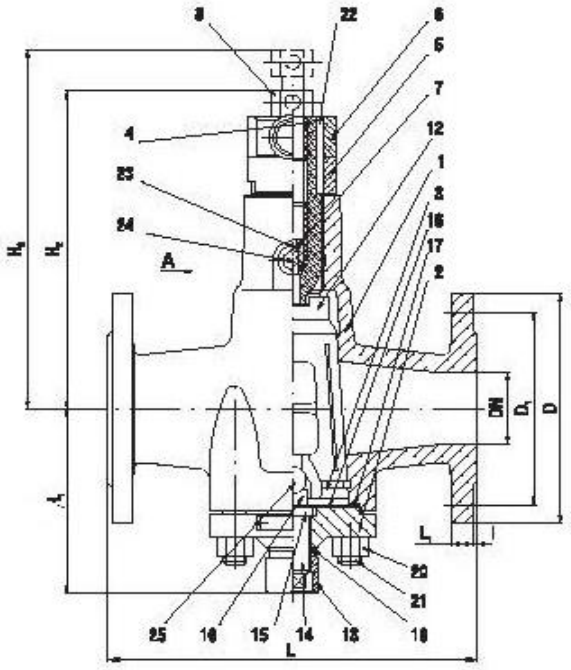
Комплектующие изделия для ЗПШ1 М

№ поз.	Наименование детали	Материал
9	Пресс-масленка	1.2Ц6 ГОСТ 19853-74
10	Впускной клапан	
11	Выпускной клапан	
16	Подшипники	8106Н ГОСТ 7872-89

Технические характеристики

Обозначение изделия	PN МПа	DN мм	D мм	D1 мм	D2 мм	Dз мм	L мм	L_1 мм	H мм	Масса, кг
ЗПШ1 М-65х14, ЗПШ1 М-65х14 ХЛ	14	65	195	160	102	82	350	27	560	47
ЗПШ1 М-65х21, ЗПШ1 М-65х21 ХЛ	21	65	195	160	102	78	350	40	620	50





Краны пробковые стальные КСР-50х16, КСР-80х16, КСР-100х16, КСР-150х16

№ поз.	Наименование детали	Материал
1	Корпус	25Л ГОСТ 977-88
2	Крышка	Сталь 25 ГОСТ 1050-88
3	Пробка	Ст18 ГОСТ 1412-85
4	Шпиндель	Сталь 35 ГОСТ 1050-88
5	Ограничитель	Сталь 40 ГОСТ 1050-88
6	Рычаг	Сталь 35 ГОСТ 1050-88
7,9	Корпус клапана	Сталь 20х13 ГОСТ
8,10	Болт нажимной	Сталь 30 ГОСТ 1050-88
11	Штуцер	Сталь 25 ГОСТ 1050-88
12	Муфта кулачковая	Сталь 35 ГОСТ 1050-88
13	Гайка специальная	Сталь 30 ГОСТ 1051-73
14	Винт регулирующий	Сталь 35 ГОСТ 1050-88
15	Подкладка	Сталь 35Х ГОСТ 1051-73
16	Подушка	Сталь 35Х ГОСТ 1051-73
17, 19	Прокладка	ПОН2 ГОСТ 481-71 АДМ-2 ГОСТ 13722-68
18	Мембрана	Сталь 12Х18Н9Т ГОСТ 5632-89
20	Гайка	Сталь 30 ГОСТ 1050-88
21	Шпилька	Сталь 35Х ГОСТ 4543-71
22	Шпонка	Сталь 35 ГОСТ 1050-88
23, 24, 25	Шарик	Сталь ШХ15 ГОСТ 801-78

Технические характеристики

Обозначение изделия	PN, МПа	DN, мм	D, мм	D_1, мм	L, мм	L_1, мм	l, мм	H_1, мм	H_2, мм	H_3, мм	Масса, кг
КСР-50х16 (т/ф 11с96к)	1,6	50	160	125	250	14	3	130	225	280	20
КСР-80х16 (т/ф 11с96к)	1,6	80	195	160	280	17	3	158	246	320	28,7
КСР-100х16 (т/ф 11с96к)	1,6	100	215	180	300	17	3	170	266		40
КСР-150х16 (т/ф 11с96к)	1,6	150	280	240	360	21	3	195	466	515	60

Рис. П2.3. Технические характеристики затворных устройств

Данные для расчёта потерь давления на трение в трубе кругл

№ варианта	Длина НКТ H, м	Наружный диаметр НКТ $D_т$, мм	Толщина стенки δ, мм	Плотность глинистого раствора $\rho_р$, кг/м^3	Вязкость воды $\mu_в$, Па·с
1	1000	33,4	3,5	1250	0,00097
2	1200	42,2	3,5	1300	0,00098
3	1300	48,3	4,0	1350	0,00098
4	1500	48,3	4,0	1400	0,00097
5	1700	60,3	5,0	1450	0,00099
6	1900	73,0	5,5	1600	0,001
7	1950	73,0	7,0	1500	0,0011
8	2000	73,0	5,5	1550	0,0011
9	2100	73,0	7,0	1600	0,0012
10	2200	88,0	6,5	1580	0,0012
11	2350	101,6	6,5	1650	0,0013
12	2500	114,3	7,0	1680	0,0014
13	2800	26,7	3,0	1700	0,0014
14	3000	33,4	3,5	1350	0,0012
15	3200	33,4	3,5	1400	0,0013
16	3500	42,2	3,5	1500	0,0015
17	3800	48,3	4,0	1600	0,0016
18	4000	60,3	5,0	1680	0,0014
19	4200	73,0	5,5	1700	0,0013
20	4300	73,0	7,0	1750	0,0012
21	4500	88,9	6,5	1800	0,0015
22	4650	88,9	8,0	1830	0,0014
23	4800	101,6	6,5	1780	0,0013

Трубы гладкие с треугольной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки δ, мм	Наружный диаметр муфты $D_м$, мм	Масса 1 п. м, кг	
33	33,4	3,5	42,2	2,65	
42	42,2	3,5	52,2	3,37	
48	48,3	4,0	55,9	4,46	
60	60,3	5,0	73,0	6,96	
73	73,0	5,5; 7,0	88,9	9,5; 11,7	
89	88,0	6,5	108,0	13,65	
102	101,6	6,5	120,6	15,76	
114	114,3	7,0	132,1	19,1	

Трубы с высаженными наружу концами с треугольной р

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки δ, мм	Наружный диаметр муфты $D_м$, мм	Масса 1 п. м, кг	Высота резьбы h, мм	Длина с полным L,
27	26,7	3,0	42,2	1,86	1,412	1
33	33,4	3,5	48,3	2,68	»	1
42	42,2	3,5	55,9	3,41	»	2
48	48,3	4,0	63,5	4,55	»	2
60	60,3	5,0	77,8	7,08	1,81	3
73	73,0	5,5(7,0)	93,2	9,66 (11,86)	»	4
89	88,9	6,5(8,0)	114,3	13,9 (16,7)	»	4
102	101,6	6,5	127,0	16,0	»	5
114	114,3	7,0	141,3	19,5	»	5

Данные для расчёта необходимых параметров при освоении

Наименование параметра	1	2	3	4	5	6	
№ скв, глубина скважины $H_{скв}$, м,	Индивидуально						
Диаметр обсадной колонны D, мм	146×8	146×9	168×8	168×9	168×10	146×7,7	1
d НКТ, мм	73	73	73	73	73	73	
Диаметр барабана $D_б$, мм	500	420	450	475	350	400	
Диаметр каната $d_к$, мм	15	15	15	15	15	15	
Диаметр проволоки $d_{пр}$, мм	1,5	1,0	1,2	1,3	0,8	1,5	
Коэффициент наполнения каната $K_{кан}$, мм	0,7	0,9	0,8	0,75	0,85	0,7	
Плотность жидкости $\rho_ж$, кг/ м^3	1200	1180	1100	1150	1130	1200	
Статический уровень $H_{ст}$, м	200	170	150	250	220	200	
Модуль упругости материала каната $E_{пр}$, 10^5 МПа	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	
Предел прочности материала каната $[\sigma_{пр}]$, МПа	1100	1200	1600	1500	1400	1100	
Глубина погружения сваба под жидкость $h_{погр}$, м	170	160	200	150	180	170	
Коэф. запаса прочности каната $n_{зап}$	3,5	5	4	4,5	3,9	3,5	

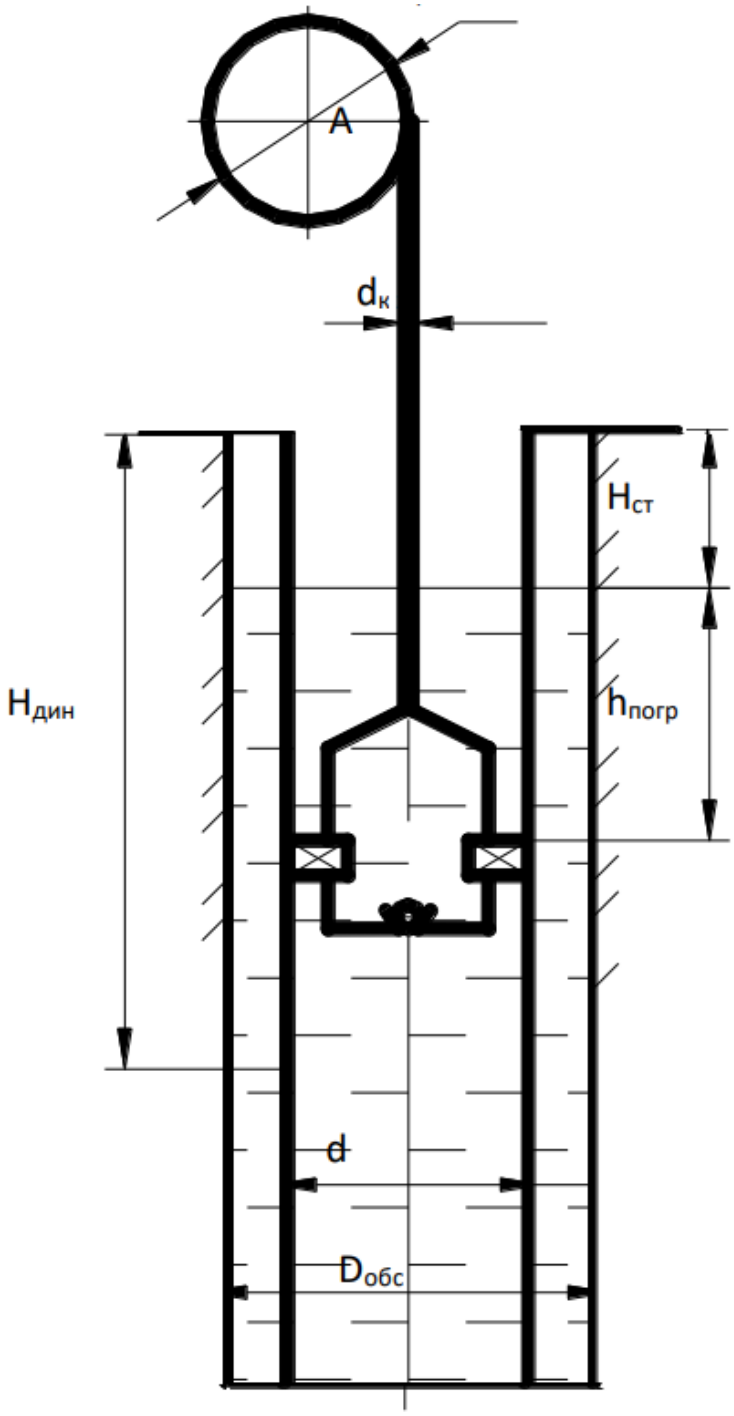


Рис. П4.1. Технический чертёж к задаче [2]

Исходные данные

№ варианта	Глубина спуска насоса H, м	Площадь плунжера $F_{пл}$, см^2	Устьевое давление P_y, МПа	Диаметр штанг, мм	Используемость штанг в ступенчатой колонне, %	Масса штанг $Q_ш$, кг
0	2200	6,16	0,2	22	100	6776
1	1760	6,16	0,2	25+22	30+70	5916
2	1730	6,16	0,2	25+22+19	30+30+40	5280
3	1820	6,16	0,2	22+19	30+70	4618
4	1500	6,16	0,2	19	100	3465
5	1200	6,16	0,2	22+19	30+70	3045
6	1540	8,04	0,15	25	100	6191
7	2300	8,04	0,15	22+19+16	30+30+40	5298
8	1400	8,04	0,15	25+22	30+70	4707
9	1440	8,04	0,15	22+19+16	30+30+40	3314
10	1420	8,04	0,15	19	100	3273
11	1270	8,04	0,15	22+19+16	30+30+40	2923
12	1800	11,3	0,17	22	100	5544
13	1540	11,3	0,17	25+22+19	30+30+40	4700
14	1750	11,3	0,17	19+16	35+65	3363
15	1350	11,3	0,17	22+19+16	30+30+40	3107
16	1130	11,3	0,17	22+19	30+70	2867
17	1600	11,3	0,17	16	100	2744
18	1260	11,3	0,17	19+16	35+65	2421
19	1750	8,04	0,15	20	30+70	2923
20	1800	8,04	0,15	19+16	35+65	3314

Исходные данные

Показатель	Величина показателя дл	
	16	19
Площадь сечения, см^2	2,0	2,8
Масса погонного метра в воздухе, кг	1,7	2,3

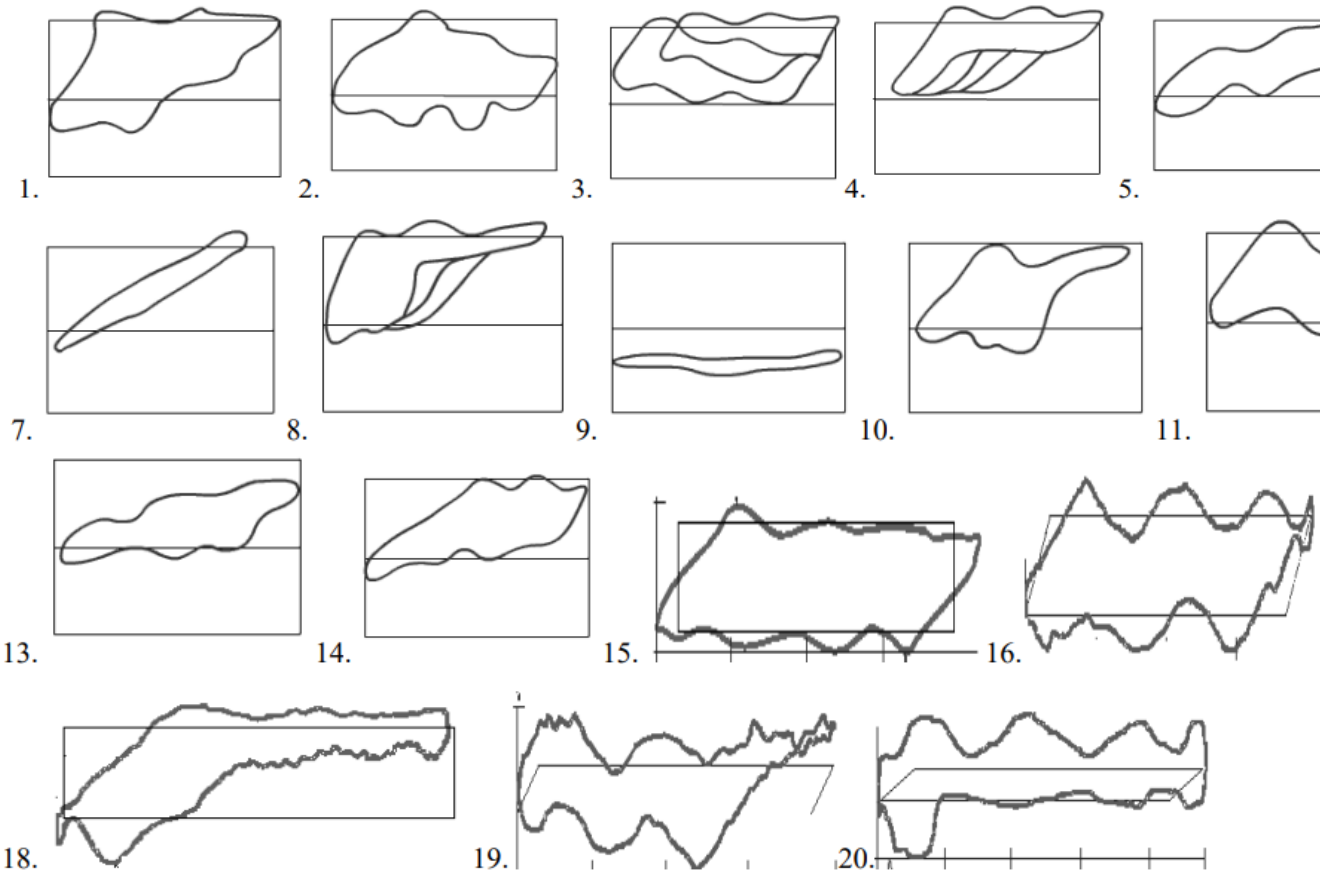


Рис. П5.1. Образцы динамограмм

Практические динамограммы

Таблица П5.3

Нормальная работа насоса

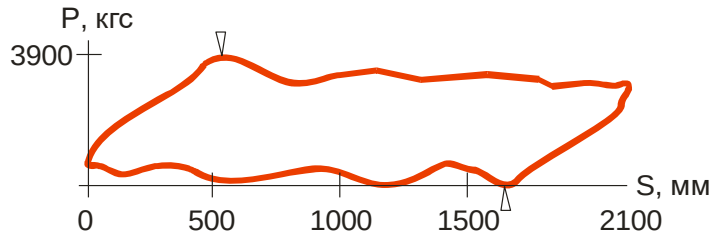
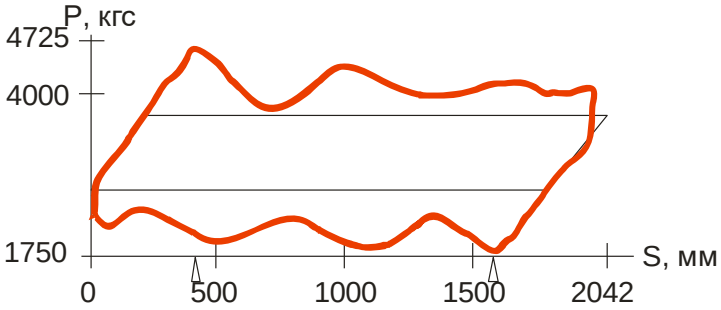
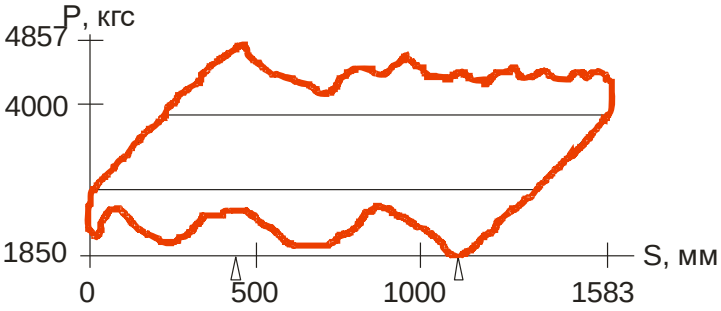
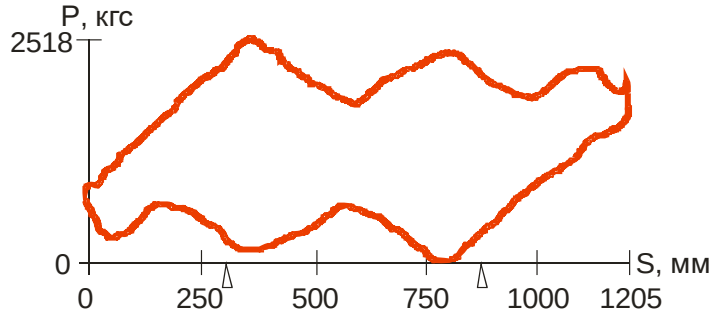
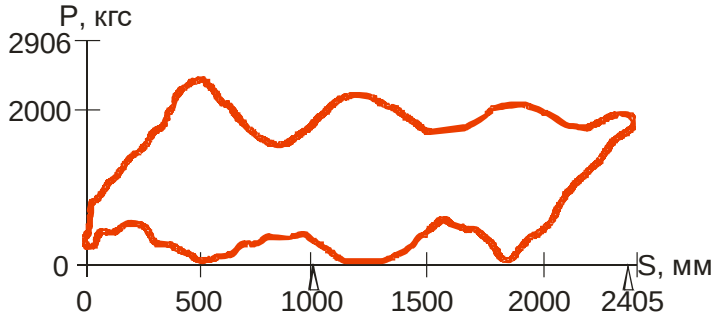
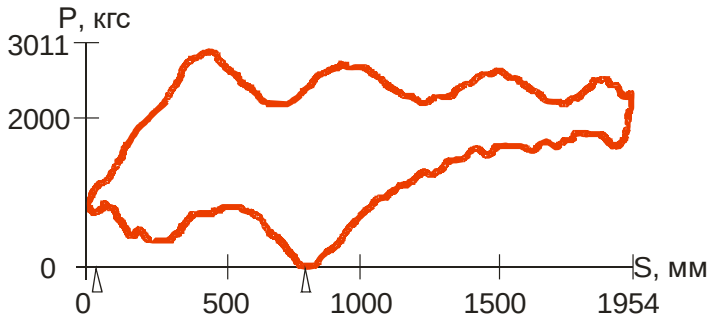
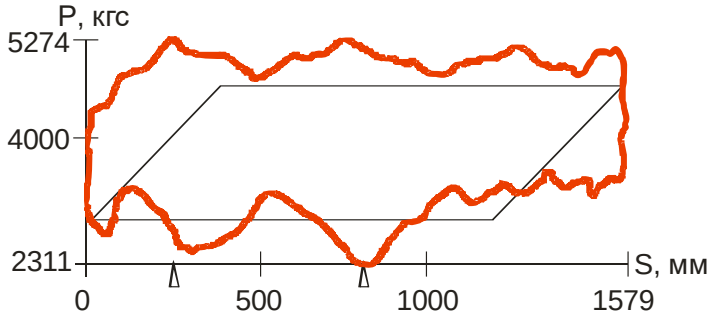
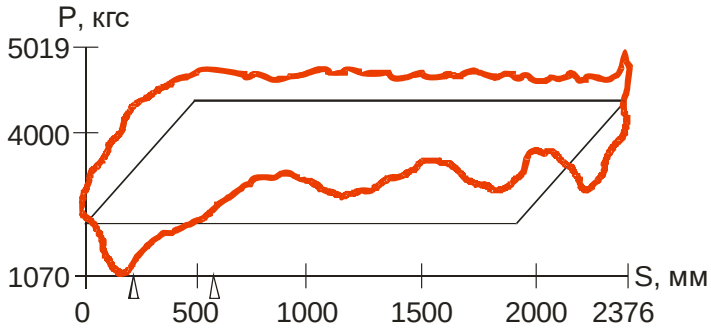
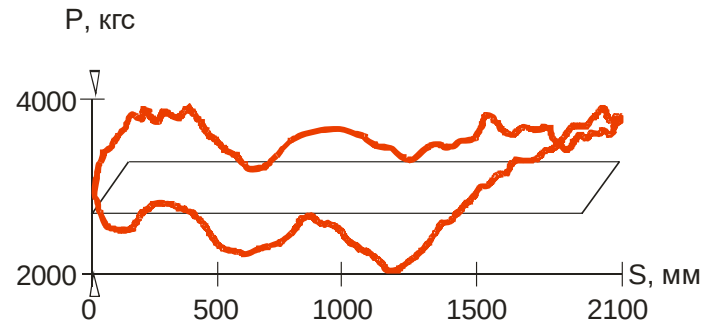
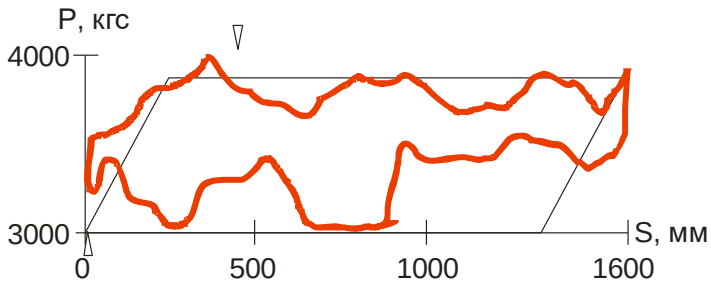
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Нормальная работа насоса, $H_{дин}$ = 838 м
	Нормальная работа насоса, $H_{дин}$ = 821 м
	Нормальная работа насоса, $H_{дин}$ = 798 м
	Нормальная работа насоса, $H_{дин}$ = 637 м
	Нормальная работа насоса, $H_{дин}$ = 706 м

Таблица П5.4

Влияние газа

Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Влияние газа на работу насоса из-за низкого уровня ($H_{дин}$) жидкости в скважине, $H_{дин}$ = 1027 м
	Влияния газа на работу насоса при значительных силах сухого трения штанг в НКТ, $H_{дин}$ = 1268 м
	Влияние газа на работу насоса при пропусках в нагнетательном клапане, влияние мехпримесей и стук в конце хода вверх (об СУСГ), утечка жидкости в нагнетательной части насоса, $H_{дин}$ = 1266 м
	Влияние газа на работу насоса и подклинивание плунжера из-за мехпримесей в начале и в конце хода вверх, влияние мехпримесей, $H_{дин}$ = 1059 м
	Влияние газа на работу насоса и подклинивание плунжера из-за продолжительности работы с низким динамическим уровнем, $H_{дин}$ = 1250 м

Окончание табл. П5.4

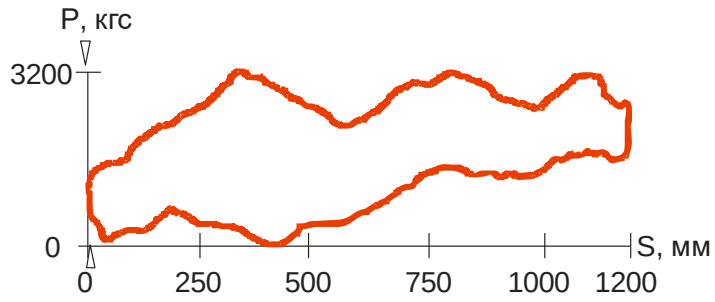
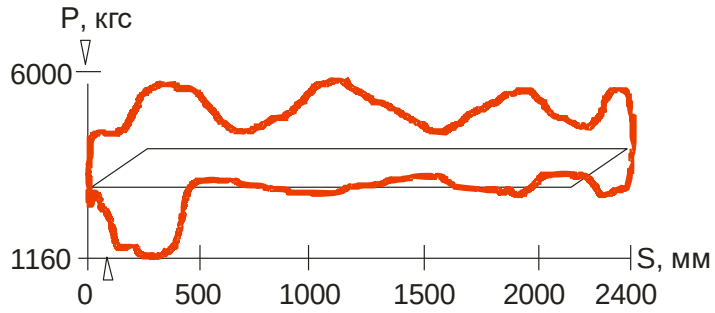
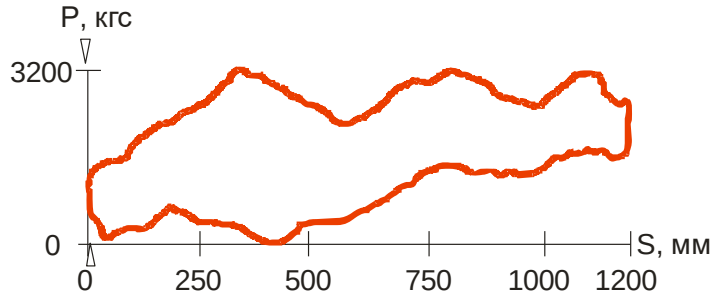
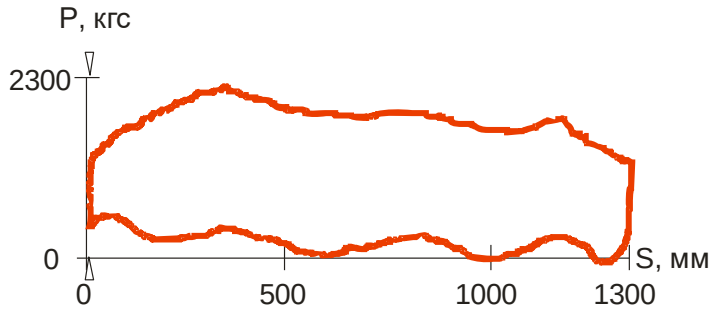
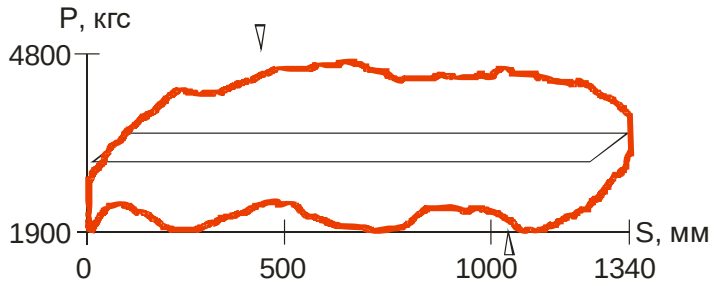
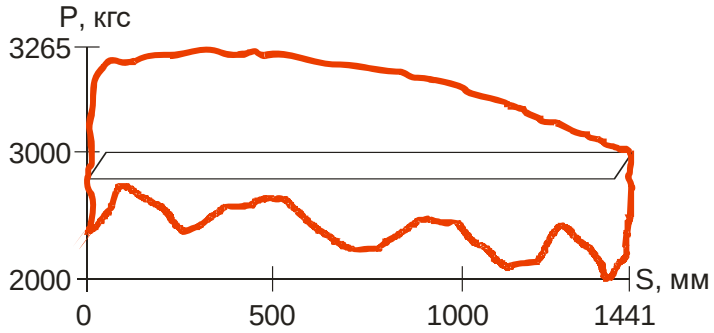
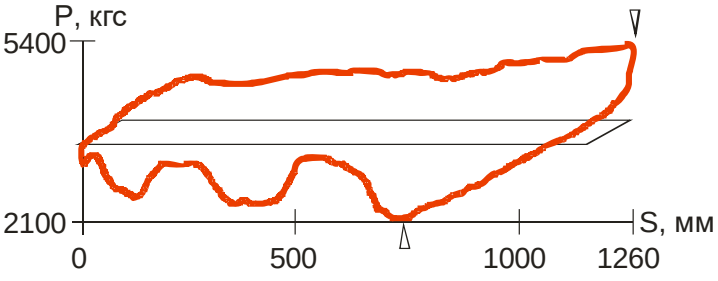
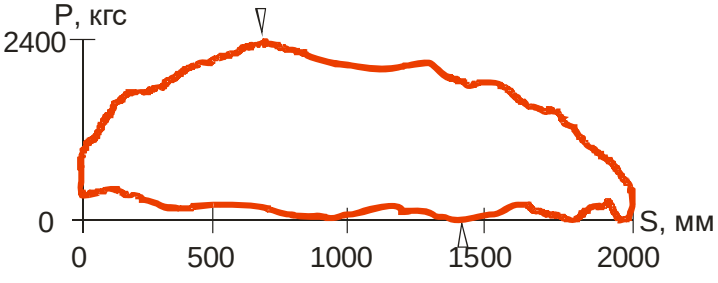
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Влияния газа на работу насоса в условиях наклонно направленной скважины (угол наклона в интервале работы насоса – 16°), $H_{дин}$ = 1447 м
	Сильное влияние газа на работу насоса, $H_{дин}$ = 1256 м
	Влияния газа на работу насоса в условиях наклонно направленной скважины (угол наклона в интервале работы насоса – 16°), $H_{дин}$ = 1447 м
Рекомендации 1. Уменьшение длины хода. 2. Уменьшение числа качаний. 3. Спуск насоса меньшего типоразмера. 4. Спуск насоса с газосепаратором. 5. Заглубление насоса под $H_{дин}$ (при $K_{пр}$ < 0,03 не рекомендуется)	

Таблица П5.5

Утечки в нагнетательной части насоса

Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Утечки в нагнетательной части насоса, $H_{дин}$ = 106 м
	Утечки в нагнетательной части насоса, усиливающиеся в конце хода вверх, $H_{дин}$ = 626 м
	Утечки в нагнетательной части насоса, усиливающиеся в конце хода вверх, $H_{дин}$ = 141 м
	Утечки в нагнетательной части насоса с проявлением заедания плунжера к концу хода вверх (последнее приводит к повышению нагрузок), $H_{дин}$ = 527 м
	Значительная утечка в нагнетательной части насоса, $H_{дин}$ = устье

Окончание табл. П5.5

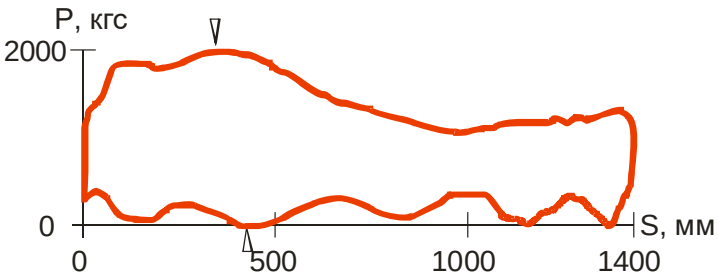
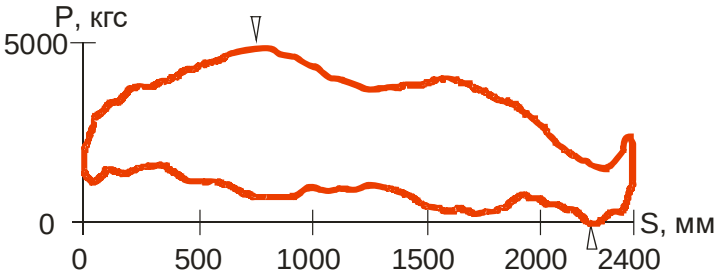
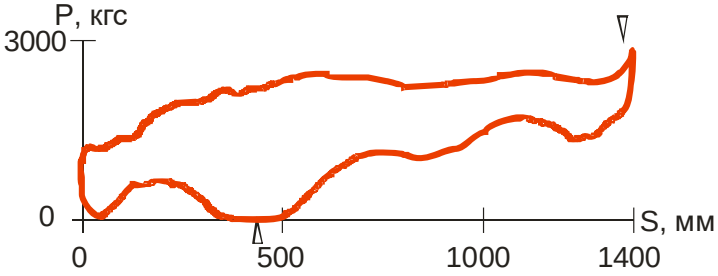
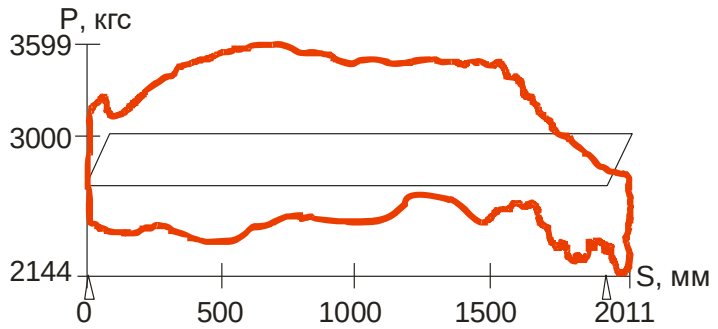
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Значительная утечка в нагнетательной части насоса, $H_{дин}$ = 22 м
	Значительная утечка в нагнетательной части насоса к концу хода вверх, $H_{дин}$ = 469 м
	Утечки в нагнетательной части насоса с влиянием газа из-за низкого $H_{дин}$, $H_{дин}$ = 1230 м
	Значительная утечка в нагнетательной части насоса, $H_{дин}$ = 222 м
Рекомендации Технологическая промывка насосов через затрубное пространство (желательно с добавкой в промывочную жидкость ПАВ с концентрацией до 0,03 %)	

Таблица П5.6

Утечки в приёмной части насоса

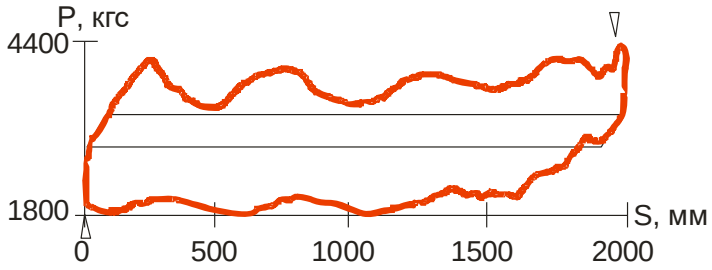
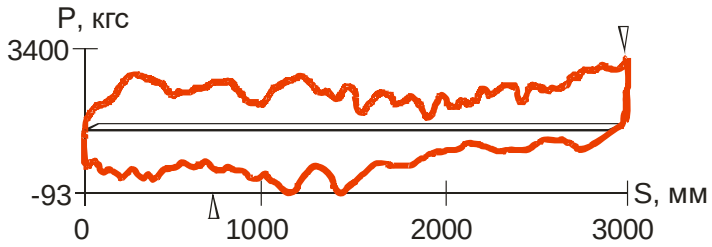
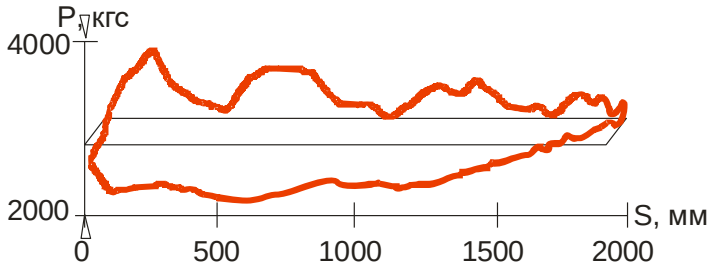
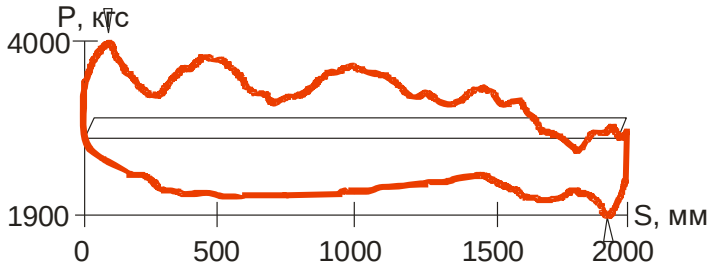
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Утечки в приёмной части насоса, $H_{дин}$ = 627 м
	Утечки в приёмной части насоса и сильное влияние мехпримесей при ходе вверх и вниз; заедания плунжера во второй половине хода вверх (через одни сутки работы установки ШГН плунжер заклинился в верхнем положении), $H_{дин}$ = 166 м
	Утечки в приёмной части насоса (влияние мехпримесей в конце хода вверх и при ходе вниз), $H_{дин}$ = 441 м
	Утечки в приемной части насоса (влияние мехпримесей в конце хода вверх), $H_{дин}$ = 300 м
Рекомендации Технологическая промывка насоса через затрубное пространство (желательно добавить в промывочную жидкость ПАВ – предельная концентрация до 0,03 %)	

Таблица П5.7

Негерметичность НКТ

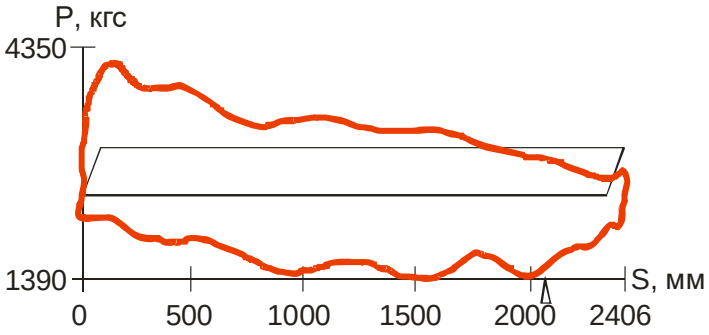
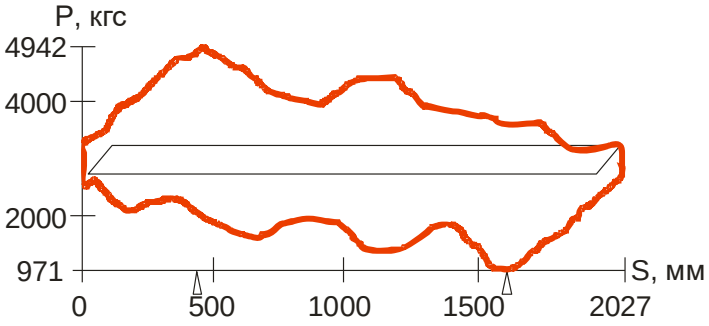
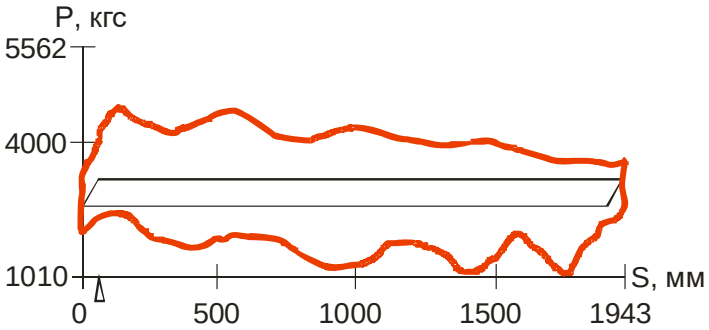
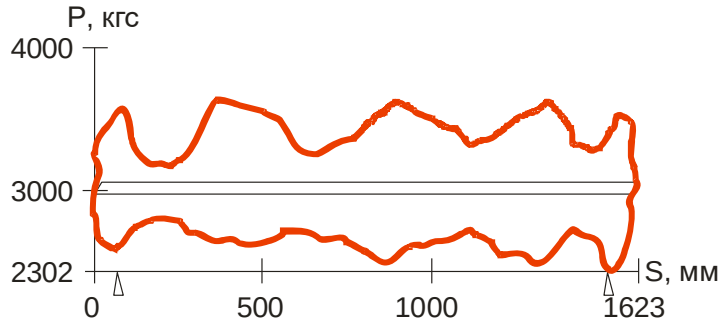
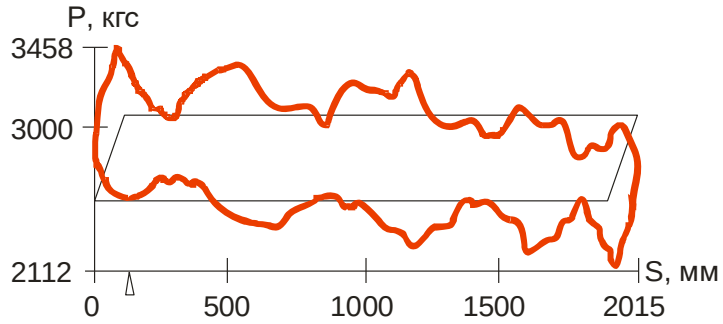
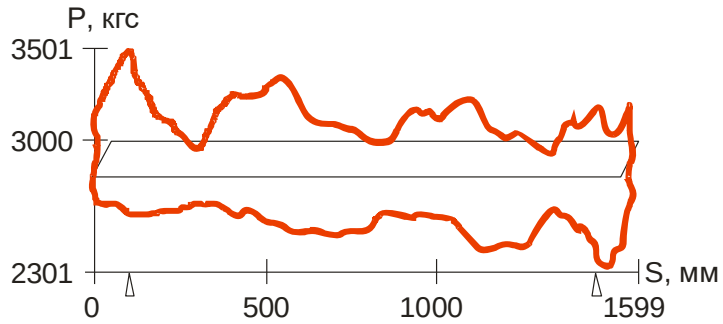
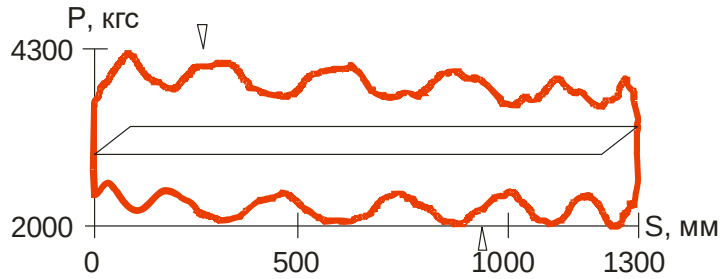
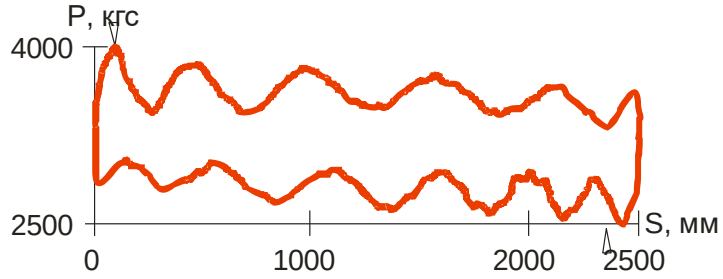
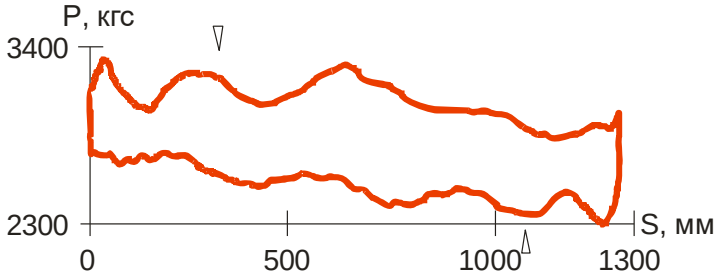
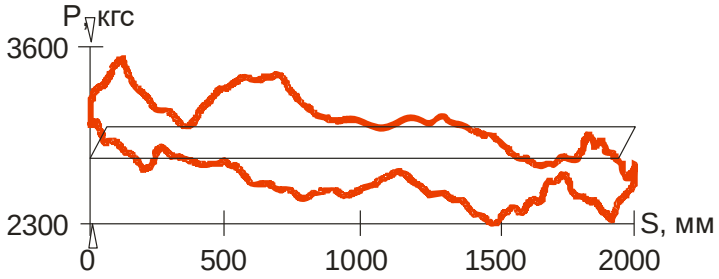
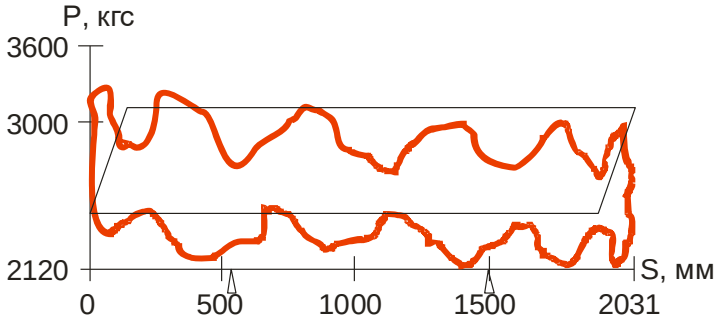
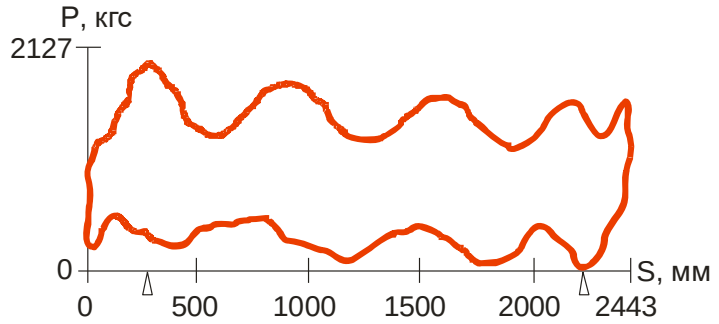
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Негерметичность НКТ (наличие течи в трубах), $H_{дин}$ = 315 м
	Негерметичность НКТ (наличие течи в трубах), $H_{дин}$ = 351 м
	Негерметичность НКТ (наличие течи в трубах), $H_{дин}$ = 250 м
Рекомендации Опрессовать колонну НКТ и при подтверждении негерметичности произвести подъём и замену труб	

Таблица П5.8

Слабая подача насоса (при высоком уровне)

Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Слабая подача (наполнение) насоса (либо её отсутствие), $H_{дин}$ = 126 м
	Слабая подача (наполнение) насоса (либо её отсутствие), $H_{дин}$ = 294 м
	Слабая подача (наполнение) насоса (либо её отсутствие), $H_{дин}$ = 223 м
	Слабая подача (наполнение) насоса (либо её отсутствие), $H_{дин}$ = 285 м
	Слабая подача (наполнение) насоса (либо её отсутствие), $H_{дин}$ = 103 м

Окончание табл. П5.8

Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Слабая подача (наполнение) насоса (либо её отсутствие), $H_{дин}$ = устье
	Слабая подача (наполнение) насоса (либо её отсутствие), $H_{дин}$ = 150 м
	Слабая подача (наполнение) насоса (либо её отсутствие), $H_{дин}$ = 332 м
	Слабая подача (наполнение) насоса, $H_{дин}$ = 409 м

Причины слабой подачи

Засорение насоса густой массой, представленной смесью АСП, мехпримесями, грязью, окалиной и др.

Отложения в верхней части колонны НКТ «парафина» (АСП) на длине 200 м и более (по дефектовкам ШГН).

Рекомендации

Технологическая промывка через затруб при низкой скорости ($V \leq$ 4–5 л/с) или произвести обработку горячей нефтью

Таблица П5.9

Прихват плунжера в цилиндре

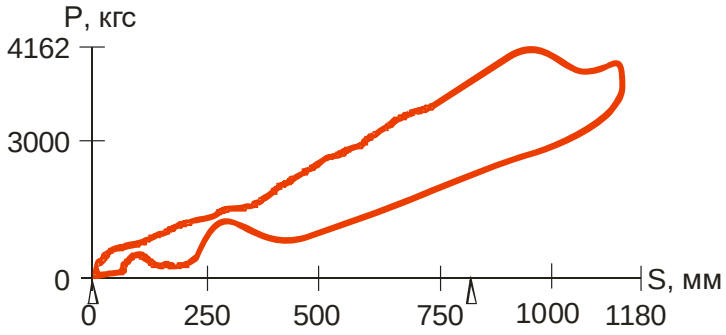
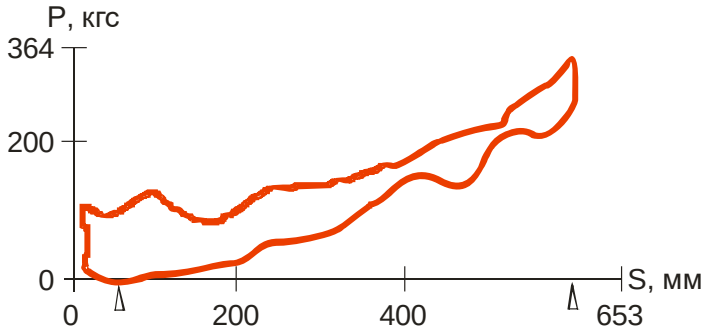
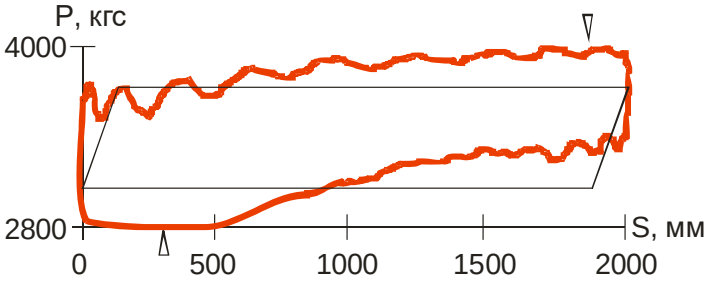
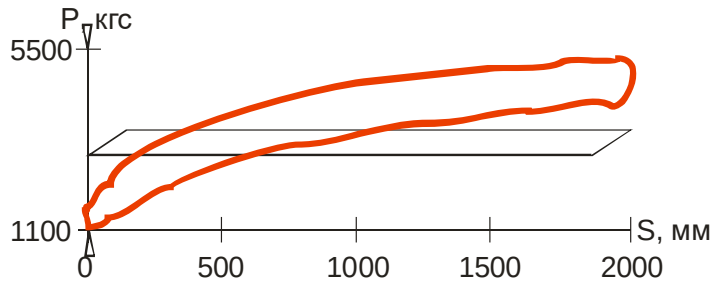
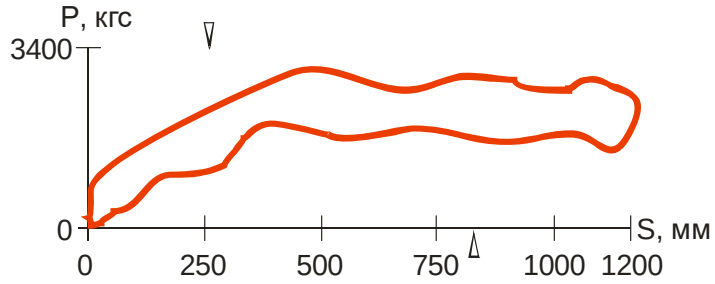
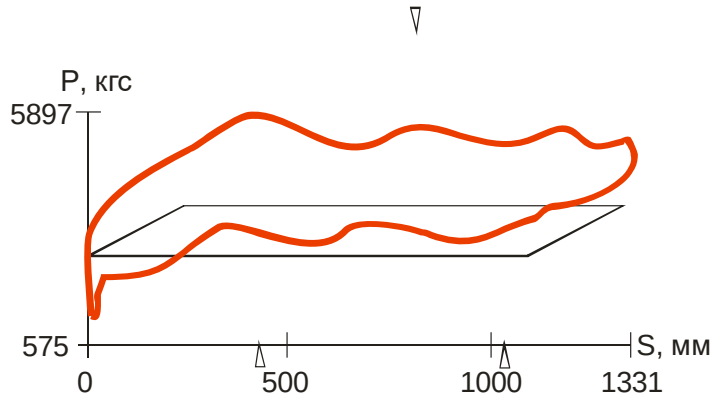
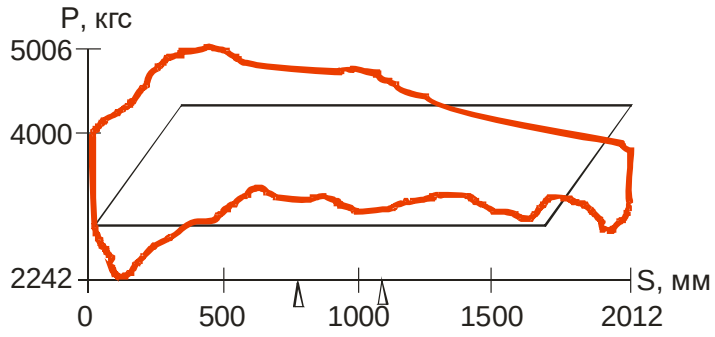
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Прихват плунжера в цилиндре в крайнем нижнем положении, $H_{ст}$ = устье
	Прихват плунжера в цилиндре в крайнем нижнем положении, $H_{ст}$ = устье
	Прихват плунжера в цилиндре в крайнем нижнем положении
Рекомендации Произвести смену насоса	

Таблица П5.10

Слабый приток из пласта

Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Слабый приток из пласта, $H_{дин}$ = 1397 м
	Слабый приток из пласта, $H_{дин}$ = 1228 м
	Слабый приток из пласта, $H_{дин}$ = 1190 м
	Слабый приток из пласта, $H_{дин}$ = 1107 м

Рекомендации

Уменьшить длину хода плунжера. При отсутствии эффекта – смена типоразмера на меньший или провести ГТМ

Таблица П5.11

Высокая посадка или частичный выход плунжера из цилиндра

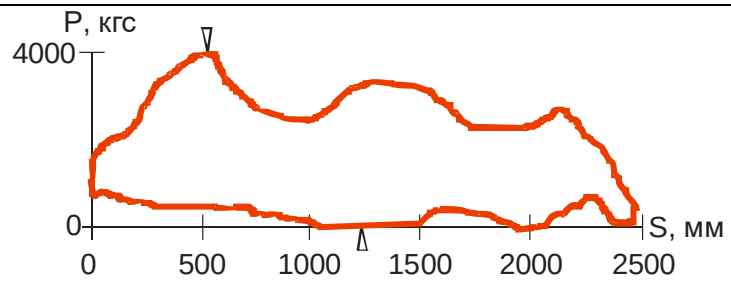
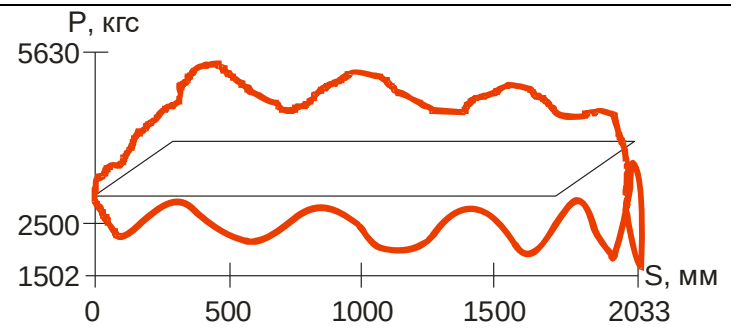
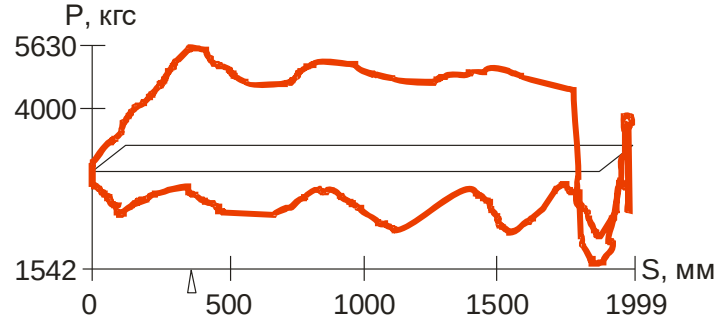
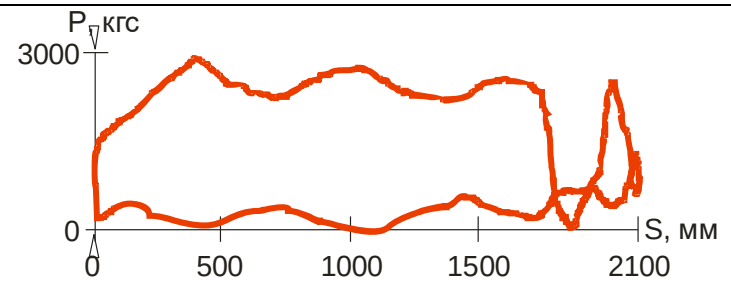
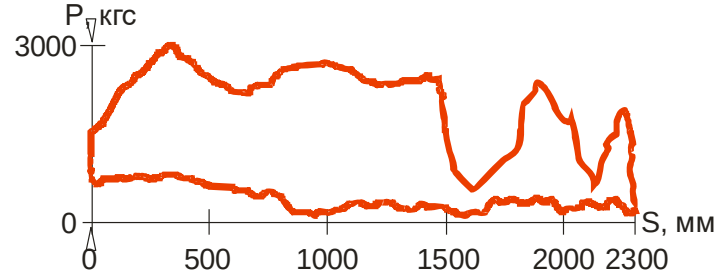
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Частичный выход плунжера из цилиндра, $H_{дин}$ = 481 м
	Частичный выход плунжера из цилиндра, $H_{дин}$ = 891 м
	Частичный выход плунжера из цилиндра, $H_{дин}$ = 399 м
	Срыв насоса НВ из замковой опоры, $H_{дин}$ = 320 м
	Срыв насоса НВ из замковой опоры, $H_{дин}$ = 232 м. или уменьшить длину хода плунжера
Рекомендации Опустить штанговую колонну до устранения высокой посадки плунжера	

Таблица П5.12

Низкая посадка плунжера (или посадка на «грязь»)

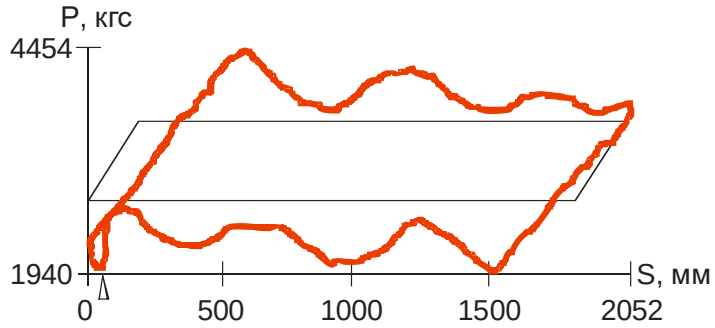
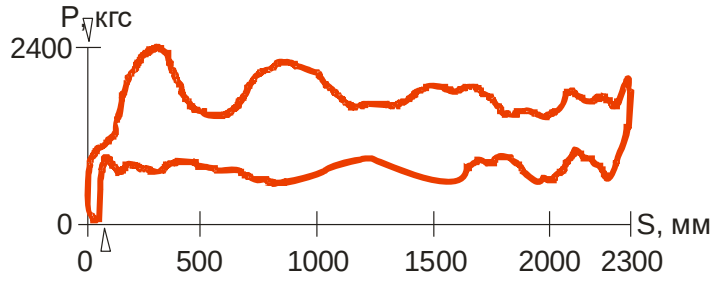
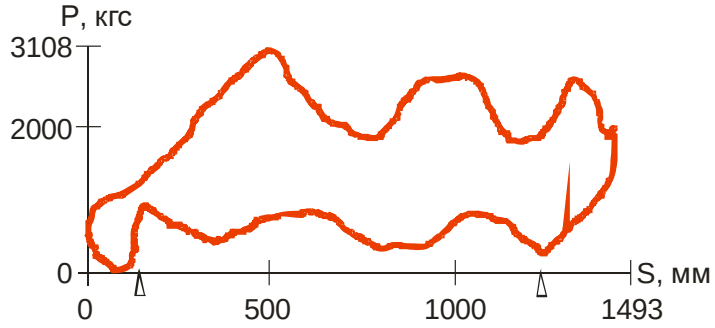
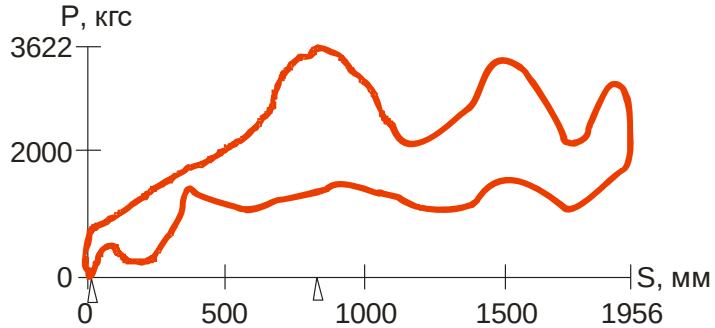
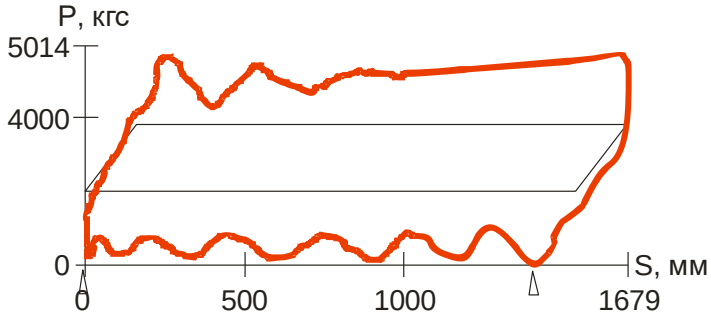
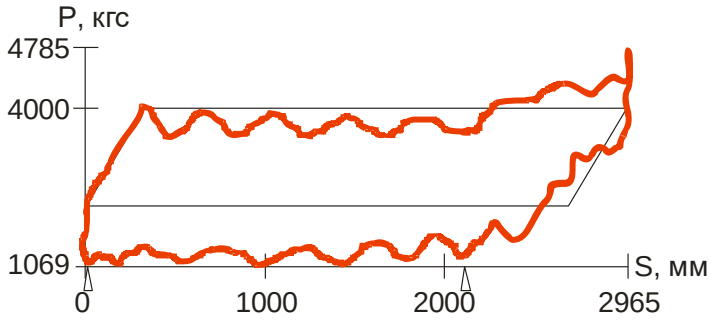
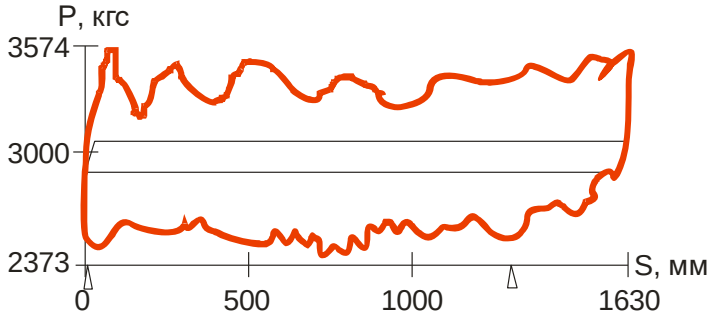
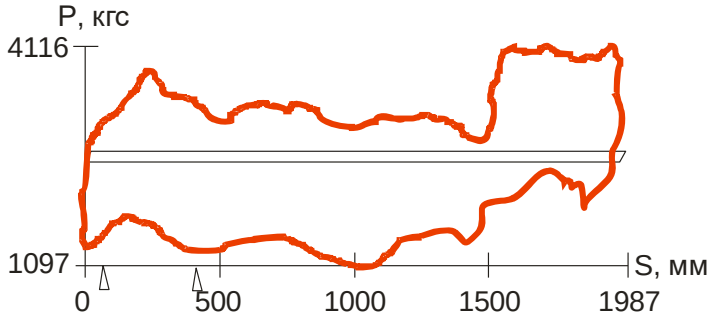
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Низкая посадка плунжера (в конце хода вниз плунжер задевает (садится) клетку приёмного клапана), $H_{дин}$ = 684 м
	Низкая посадка плунжера, $H_{дин}$ = 162 м
	Низкая посадка плунжера на «грязь» или парафиновую пробку над приёмным клапаном, $H_{дин}$ = 653 м
	Низкая посадка плунжера на «грязь» или парафиновую пробку над приёмным клапаном, $H_{дин}$ = 590 м
Рекомендации Приподнять колону штанг до устранения низкой посадки или уменьшить длину хода (при посадке на «грязь» предварительно промыть насос)	

Таблица П5.13

Заедание (подклинивание) плунжера в цилиндре

Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Заедание плунжера при ходе вверх, $H_{дин}$ = 394 м
	Заедает плунжер с незначительным влиянием газа, $H_{дин}$ = 1040 м
	Заедание плунжера при ходе вниз с утечками в приёмном клапане, $H_{дин}$ = 134 м
	Заедание плунжера в конце хода вверх и в начале хода вниз, $H_{дин}$ = 166 м

Причина

Наличие мехпримесей (песка, продуктов коррозии) в откачиваемой жидкости.

Рекомендации

Технологическая промывка насоса через затрубное пространство (желательно с добавкой в промывочную жидкость ПАВ с концентрацией до 0,03 %)

Таблица П5.14

Некачественная подгонка хода плунжера в цилиндре

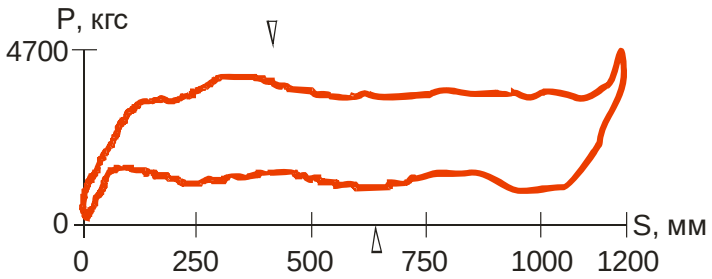
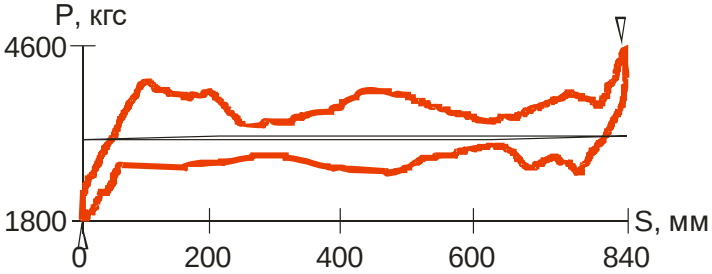
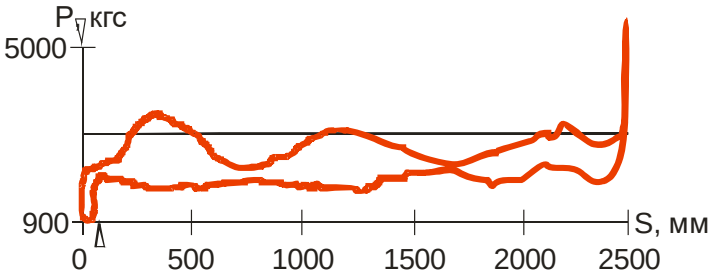
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Некачественная подгонка хода плунжера в цилиндре (стук в конце хода вверх об СУСГ и в конце хода вниз об клетку приёмного клапана). Установка после снятия динамограммы отключена
	Некачественная подгонка хода плунжера в цилиндре, $H_{дин}$ = устье (слабый отбор жидкости)
	Некачественная подгонка хода плунжера в цилиндре, $H_{дин}$ = устье (слабый отбор жидкости)
Рекомендации Произвести переподгонку хода полуштангами или уменьшить длину хода плунжера.	

Таблица П5.15

Обрыв (отворот) штанг

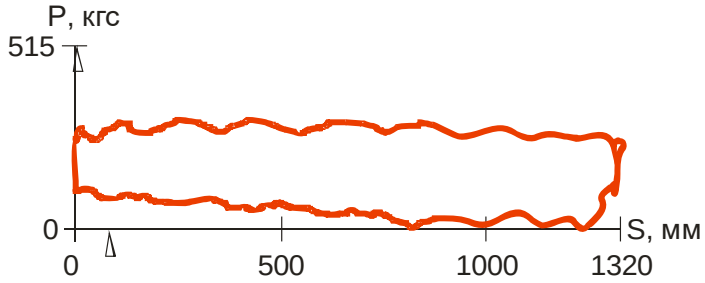
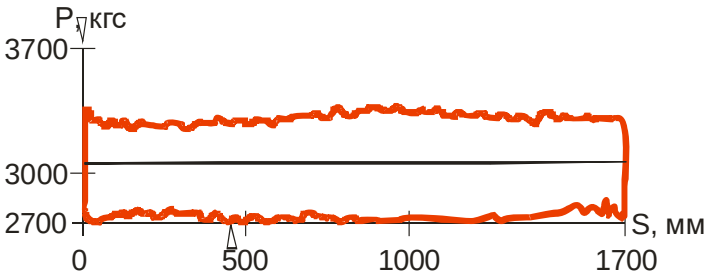
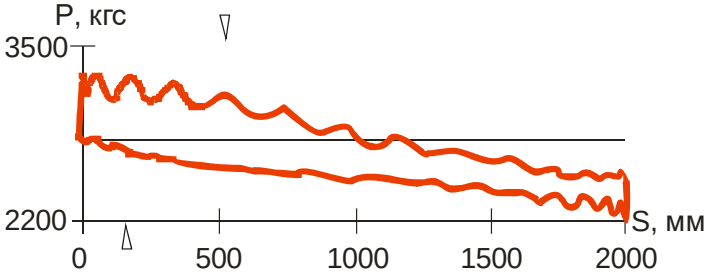
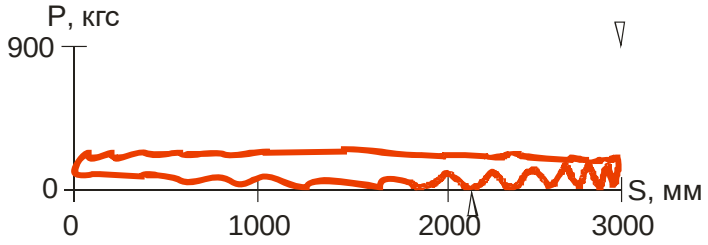
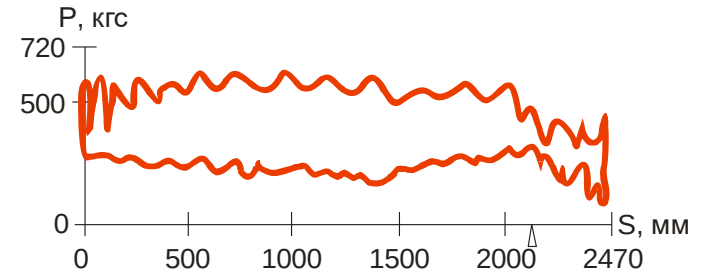
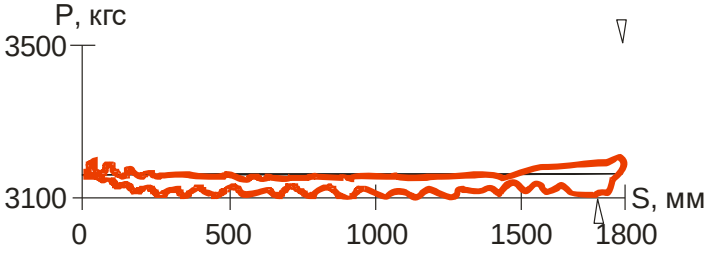
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Обрыв штанг ¾ на глубине 752 м
	Обрыв (отворот) штанг в средней части штанговой колонны
	Обрыв полированного штока (верхний обрыв)
	Обрыв первой сверху 7/8” штанги, глубина обрыва 10 м (с учётом подгоночной штанги 2 м), $H_{ст}$ = 67 м
	Обрыв (отворот) на десятой сверху 7/8” штанги с центратором, глубина обрыва 80 м
	Обрыв (отворот) 7/8” штанги, глубина обрыва 128 м, $H_{ст}$ = 433 м

Таблица П5.16

Фонтанирование через насос

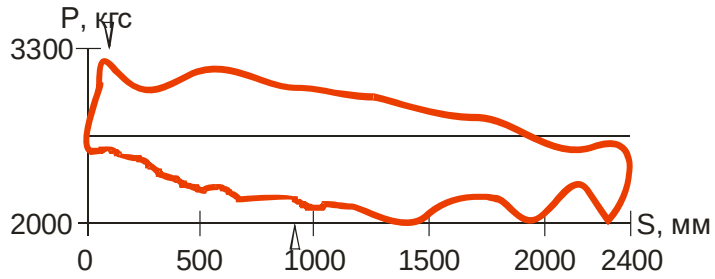
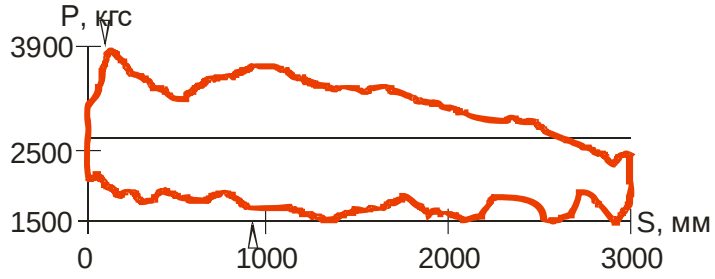
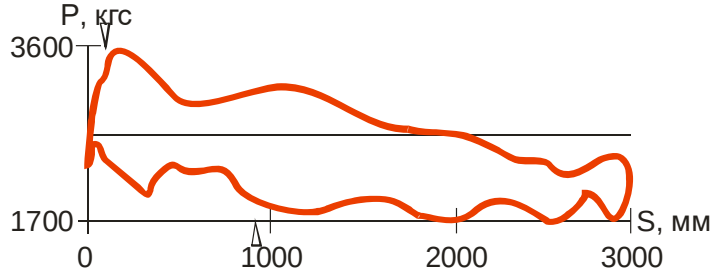
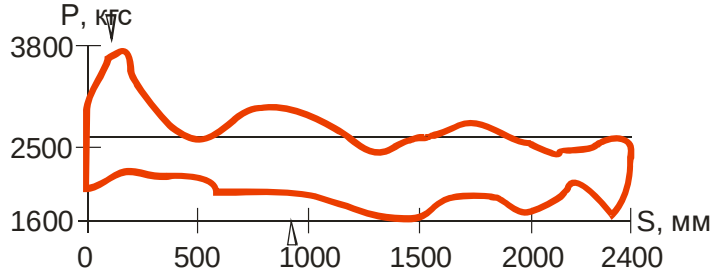
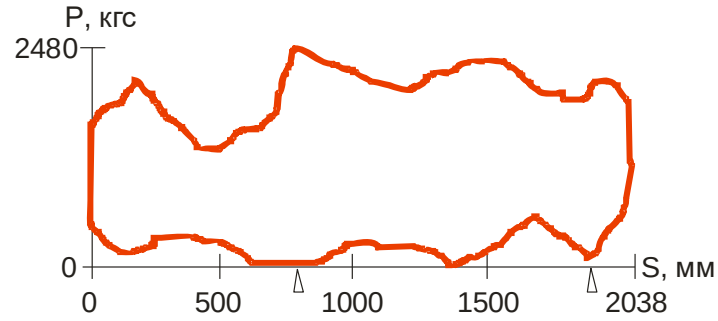
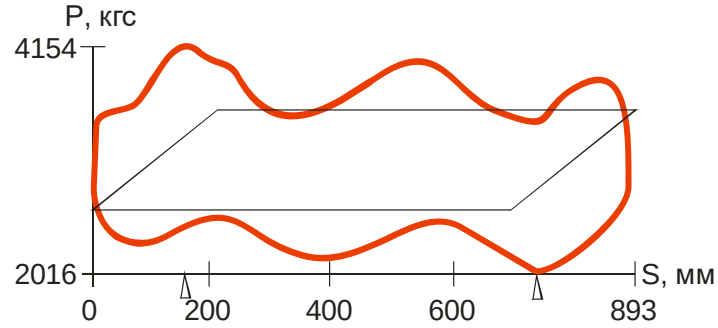
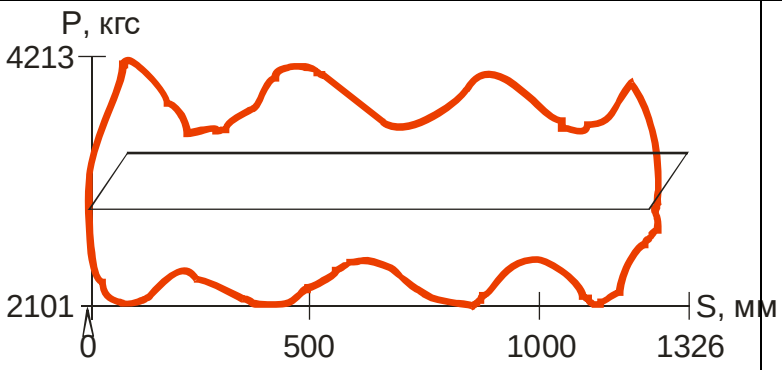
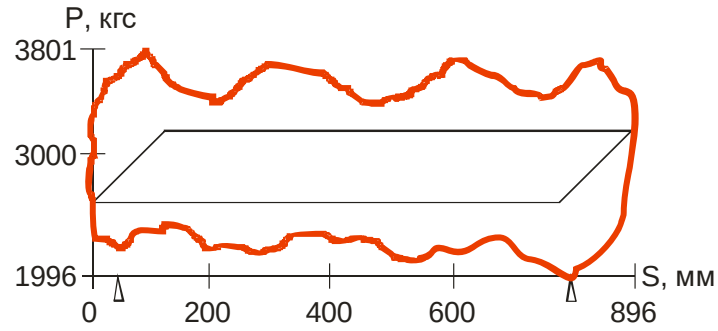
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Фонтанирование через насос, $Q_ж$ = 36 м^3/сут
	Фонтанирование через насос, $Q_ж$ = 57 м^3/сут
	Фонтанирование через насос, $Q_ж$ = 40 м^3/сут
	Фонтанирование через насос, $Q_ж$ = 26 м^3/сут

Таблица П5.17

Засорение мехпримесями, отложение АСП, парафина

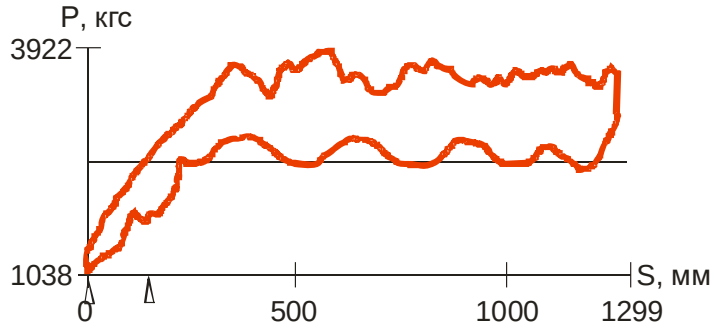
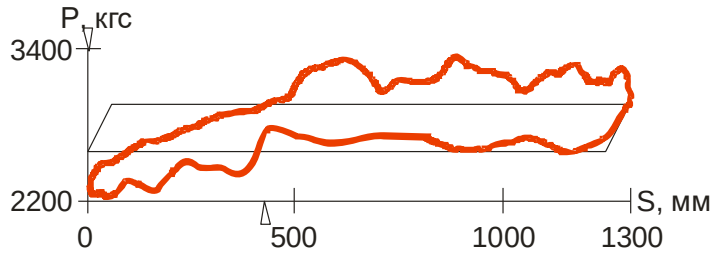
Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Отложение АСП (парафина) в насосе и частично в НКТ, $H_{дин}$ = 675 м
	Отложение в насосе и НКТ парафина, АСП с мехпримесями, $H_{дин}$ = 615 м
	Отложение в насосе и НКТ парафина, АСП с мехпримесями, $H_{дин}$ = 610 м
	Отложение в насосе и НКТ парафина, АСП с мехпримесями, $H_{дин}$ = 366 м

Рекомендации

Технологическая промывка насоса через затрубное пространство (желательно с добавкой в промывочную жидкость ПАВ с концентрацией до 0,03 %)

Таблица П5.18

«Пробка» в приёмной части насоса

Динамограмма	Комментарии к динамограммам и заключения
	Динамограмма – в приёмной части ШГН «пробка», влияние мехпримесей при ходе вверх, $H_{дин}$ = 27 м
	Динамограмма – в приёмной части ШГН «пробка», работа насоса с посадкой на «грязь», $H_{дин}$ = 172 м
Рекомендации Технологическая промывка насоса через затрубное пространство (желательно добавить в промывочную жидкость ПАВ – предельная концентрация до 0,03 %)	

Данные для выбора оборудования для промыва песчаной

Показатели	№ варианта												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Глубина скважины, м	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	2000	2400
Высота песчаной пробки, м	400	350	300	250	200	400	350	300	250	200	400	350	400
Диаметр песчинок, мм	0,3	0,25	0,2	0,3	0,25	0,2	0,3	0,25	0,2	0,3	0,25	0,2	0,3
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	140	146	168	178	146	168	178	146	168	178	146	168	178
Условный диаметр НКТ, мм	48	60	60	73	48	60	60	60	73	89	60	60	73
Плотность промывочной жидкости, кг/м^3	1000	1000	1000	900	900	900	1000	1000	1000	800	800	800	1000
Способ промывки	Прямой							Обратный			Выбрать один		
Наконечник: насадок Ø, мм	10		20	30	10	20	30	Без наконечника					

Необходимые данные для расчётов

Средняя скорость свободного падения песка в жидко

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

Коэффициент гидравлического сопротивления

Условный диаметр труб, мм	48	60	
Коэффициент гидравлического сопротивления λ для воды	0,040	0,037	

Потери напора для вертлюга и шланга

Расход *Q*, л/с	3	4	5	6	8
h_4+h_5, м	4	8	12	17	29

Характеристики оборудования

Технические характеристики насосных установок

Скорость	2АН-500		3АН-500		
	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа	
I	5,10	50,8	6,3	50,0	
II	5,92	43,7	8,5	36,6	
III	7,33	35,3	12,0	26,0	
IV	8,92	29,0	15,0	20,7	
V	11,55	22,4	–	–	

Технические характеристики

9 ТМ		9 мГР		ПА-80	
Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа	Давление, МПа	Подача, л/с
3.5	32	4.8	16	макс	макс
15.6	7.5	16.7	4.5	12	10.8

Технические характеристики насоса

Тип насоса	2НП-160, трёхплунжерный
Подача (соответственно при передаче I, II, III, IV), л/с	3,16; 4,61; 7,01; 10,15
Давление, кг·с/см^2, атм.	160; 110; 72; 43

Исходные данные насоса высокого давления 9Т

Полезная мощность, кВт	108
Наибольшее давление нагнетания, МПа	32
Наибольшая идеальная подача, дм^3/с	26

Технические характеристики агрегатов для ремонта скв

Показатели	Р125	АПРС-40	А50м	АПРС-32	КВМ-60
Допускаемая нагрузка на крюке, т (*инжектора)	125	40	60	32	60
Глубина проведения ремонта при массе погонного метра труб, кг/мм	146500		до 3500		до 3000
Колонна труб	обычная	обычная	обычная	обычная	обычная
Масса агрегата, т	137		24	19,6	52

Технические характеристики трубных ключей

Параметры	Мод
	АПР-2ВБ
Максимальная грузоподъёмность, т	80
Условный диаметр труб, мм	48; 60; 73; 89; 114
Масса полного комплекта, кг	485

Технические характеристики вертлюгов промывочн

Тип вертлюга	Грузоподъёмность, т	Давление рабочее, МПа	Резьба
ВП50-160	50	16	
ВП80-200	80	20	
ВП50×160	50	16	
ВП60×160	60	16	
ВП60×200	60	16	
ВП80×200М	80	20	
ВП80×200	80	20	

Технические характеристики элеваторов

Типоразмер элеватора	Грузоподъёмность, т	Условный диаметр труб, мм
Одноштропные элеваторы		
ЭГ-60-50	50	60
ЭГ-73-80	80	73
ЭГ-89-80	80	89
ЭГ-114-80	80	114
Двухштропные элеваторы		
ЭХЛ-60-15	15	60
ЭХЛ-73-25	25	73
ЭХЛ-89-35	35	89
ЭХЛ-114-40	40	114
ЭТАД-50	50	48; 60; 73; 89
ЭТАД-80	80	73; 89; 102; 114

Технические характеристики штопоров

Обозначение	Размерность, мм	Грузоподъёмност штропов, т
ШО 290-00.000	75х1524	250
ШО 250-00.000-01	75х1829	250
ШО 250-00.000-02	75х2134	250
ШО 250-00.000-03	75х2438	250
ШО 250-00.000-04	75х2734	250
ШО 250-00.000-05	75х3353	250
ШО 250-00.000-06	75х4267	250
ШО 350-00.000	85х1524	350
ШО 350-00.000-01	85х1829	350
ШО 350-00.000-02	85х2134	350
ШО 350-00.000-03	85х2438	350
ШО 350-00.000-04	85х2734	350
ШО 350-00.000-05	85х3048	350
ШО 350-00.000-06	85х3353	350
ШО 350-00.000-07	85х3688	350
ШО 350-00.000-08	85х3810	350
ШО 350-00.000-09	85х4267	350

Исходные данные

№ варианта	Глубина обрыва *L*, м	Глубина аварийной НКТ *H*, м	Наружный диаметр *d*, мм	Толщина стенки δ	Масса 1 м, кг	Оптимальная растягивающая нагрузка, кН	Группа прочности	Преде текуче $\sigma_т$, МПа
1	210	100	73	7,0	11,4	60	Д	380
2	220	120	102	6,5	15,2	100	К	500
3	235	130	48	4,0	4,4	20	Е	550
4	250	150	60	5,0	6,8	20	Л	650
5	280	170	73	5,5	9,2	50	М	750
6	210	190		7,0	11,4		Д	380
7	220	195	89	6,5	13,2	70	К	500
8	235	200	102	6,5	15,2	100	Е	550
9	250	210	114	7,0	18,5	120	Л	650
10	280	220	73	5,5	9,2	50	М	750
11	290	240	102	6,5	15,2	100	Д	380
12	200	160	114	7,0	18,5	100	К	500
13	210	100	48	4,0	4,4	15	Е	550
14	220	120	60	5,0	6,8	30	Л	650
15	235	130	73	5,5	9,2	60	М	750

Грузоподъёмность агрегатов
для спуско-подъёмных операций при ремонте скважин

Таблица П7.2

Технические характеристики
плашечных внутренних освобождающаяся труболовок

Показатели	Азинмаш 37А1	АПРС-40	А50У	АПРС-50 КАМ	КВМ-60	А50М	Р125	АПРС-32
Допускаемая нагрузка на крюке, т	37	40	50	50	60	60	125	32

Конструкция труболовок обеспечивает их освобождение от захваченной трубы внутри скважины с фиксацией плашек в сомкнутом положении механическим устройством.

Таблица П7.3

Технические данные

Типоразмер труболовки	Исполнение	Условный диаметр ловимых труб, мм	Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой производится захватывание, мм	Необходимая растягивающая нагрузка при отворачивании труб, кН	Грузоподъемность, кг	Присоединительная резьба (1 (ГОСТ 5286–75)	Масса кг
ТВМ 60-1	1	60	114 и более	50...60	30	3-76	28,0
ТВМ 60-1;							
правая							
ТВМ 73-1;	1	73	114 и более	50...60	40	3-76	72,5
ТВМ 73-1							
правая							
ТВМ 89-1;	1	89	140 и более	60,70	70	3-76	50,0
ТВМ 89-1							
правая							
ТВМ 114-1;	1	114	168 и более	70...100	120	3-88	110,0
ТВМ 114-1							
правая							
ТВМ 114-2*	2	114	168 и более	70...100	120	3-76	70,0
ТВМ 127-2*	2	127; 140	194	100...120	160	3-88	76,0
ТВМ 146-2*	2	140; 146	219	100...120	215	3-88	96,0

Таблица П7.4

Технические данные

Средняя контактная поверхность 10^{-3} м^2	Нагрузка при достижении предела текучести			Напряжение на поверхности «плашка – труба», МПа	Напряжение в опасном сечении стержня труболовки, МПа
	С	Д	Е		
4,866	0,366	0,435	0,629	225–287	433
8,949	0,528	0,627	0,907	117–304	444
15,7	0,739	0,878	1,272	114–243	343

Технические характеристики труболовок внутренних спиральных

Труболовка внутренняя спиральная ТВС вводится внутрь поднимаемых бурильных снарядов и захватывает их по внутреннему диаметру.

Таблица П7.5

Труболовка наружная освобождающаяся типа ТНОС

Показатель	ТВС-60	ТВС-73	ТВС-89	ТВС-102	ТВС-127	ТВС-146
Диаметр извлекаемой НКТ, мм	60, 73	73, 89	89, 102	102, 114	127	146
Наружный диаметр, мм	48	59	72	83	155	155
Грузоподъёмность, кН	300	550	800	1000	2000	2000
Длина, мм, не более	620	620	730	730	900	1000
Присоединительная резьба	3–33	3–42	3–50	3–66	3–133	3–133
Масса, кг	7	11	18	25	70	74

Труболовка наружная освобождающаяся типа ТНОС

Труболовка наружная освобождающаяся типа ТНОС изготавливается с резьбами правого и левого направлений; она может извлекать колонны труб как целиком, так и отвинчивать их по частям. Механизм захвата, расположенный в средней части корпуса, состоит из захватывающей спирали или цанги, штока и винта.

Таблица П7.6

Техническая характеристика

Тип	ТНОС 120-60/95 ТНОС 120-60/95Л
Диапазон диаметров захватываемых труб, мм	60...95
Условный диаметр захватываемых объектов, мм:	
бурильных труб (ГОСТ 631–75)	60; 73; 89
муфты труб	73
насосно-компрессорных труб (ГОСТ 632–80)	60; 73; 89
муфты труб	60; 73
Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой производится ловля, мм	146 и более
Номинальная осевая нагрузка, кН	1100
Присоединительная резьба (ГОСТ 5786–75)	3-76
Основные размеры, мм:	
диаметр	120
длина	700
Масса, кг	21

Приложение 8

Таблица П8.1

Варианты для расчёта потребного количества реагентов

№ варианта	Вскрытая эффект. мощность карбонатного пласта, h, м	Зумпф глубиной, $H_з$	Внутренний диаметр скважины, D, м	Концентрация раствора HCL x, %	Исходная концентрация товарной HCL z, %;	Содержание в HCL солей железа f, %	Исходная концентрация уксусной кислоты $c_{ук}$ %
1	5,0	8,0	0,119	8,0	24,0	0,49	44
2	5,5	8,5	0,122	8,5	24,5	0,51	46
3	6,0	9,0	0,124	9,0	25,0	0,53	48
4	6,5	9,5	0,128	9,5	25,5	0,55	50
5	7,0	10,0	0,13	10,0	26,0	0,57	52
6	7,5	10,5	0,132	10,5	26,5	0,59	54
7	8,0	11,0	0,15	11,0	27,0	0,61	56
8	8,5	11,5	0,152	11,5	27,5	0,63	58
9	9,0	12,0	0,154	12,0	28,0	0,65	60
10	9,5	12,5	0,153	12,5	24,0	0,67	62
11	10,0	13,0	0,125	13,0	24,5	0,69	64
12	10,5	13,5	0,126	13,5	25,0	0,71	66
13	11,0	14,0	0,127	14,0	25,5	0,73	68
14	11,5	14,5	0,129	14,5	26,0	0,75	70
15	12,0	15,0	0,131	15,0	26,5	0,77	72
16	12,5	15,5	0,133	15,5	27,0	0,79	74
17	13,0	16,0	0,12	16,0	27,5	0,81	76
18	13,5	16,5	0,121	16,5	28,0	0,83	78
19	14,0	17,0	0,151	17,0	28,5	0,84	71
20	14,5	17,5	0,152	17,5	29,0	0,85	73
21	15,0	18,0	0,155	18,0	29,5	0,86	75
22	15,5	18,5	0,157	18,5	30,0	0,87	77
23	16,0	19,0	0,16	19,0	30,5	0,88	79
24	16,5	19,5	0,162	19,5	31,0	0,89	81
25	17,0	20,0	0,164	20,0	31,5	0,9	83

Таблица П8.2

Исходные данные

Объём разведённой кислоты, м^3	Концентрация разведённой соляной кислоты, %			
	8	10	12	14
6	1,84/4,38	2,33/3,96	2,83/3,52	3,32/3,40
8	2,46/5,84	3,11/5,28	3,77/4,68	4,40/4,16
10	3,08/7,30	3,89/6,60	4,72/5,87	5,56/5,14

Примечание: в числителе указано количество концентрированной соляной кислоты в тоннах, а в знаменателе – количество воды в м^3

Таблица П8.3

Плотность растворов соляной кислоты различных концентраций при 15 °С

Плотность, г/см^3	Концентрация HCl, %	Содержание (А, $А_Т$) HCl в 1 л, кг	Плотность г/см^3	Концентрация HCl, %	Содержание HCl в 1 л, кг
1,003	5,15	0,063	1,105	20,97	0,232
1,035	7,15	0,074	1,110	21,92	0,243
1,040	8,16	0,084	1,115	22,85	0,255
1,045	9,16	0,096	1,120	23,82	0,267
1,050	10,17	0,107	1,125	24,78	0,279
1,055	11,18	0,118	1,130	25,75	0,291
1,060	12,19	0,129	1,135	26,70	0,302
1,065	13,19	0,140	1,140	27,66	0,315
1,070	14,17	0,152	1,145	28,61	0,328
1,075	15,16	0,163	1,150	29,57	0,340
1,080	16,15	0,174	1,155	30,55	0,353
1,085	17,13	0,186	1,160	31,52	0,366
1,090	18,11	0,197	1,165	32,49	0,379
1,095	19,06	0,209	1,170	33,46	0,391
1,100	20,01	0,220	1,180	35,39	0,418

Таблица П8.4

Дозировка уксусной кислоты для стабилизации кислотного раствора от выпадения железистых осадков определяется содержанием железа в рабочем кислотном растворе

Содержание железа, %	Рабочая концентрация, % мас.	
	уксусной кислоты	лимонной кислоты
0,01–0,1	1,0	0,5
0,1–0,3	1,5	
0,3–0,5	2,0–3,0	1,0

Таблица П8.5

Плотность раствора плавиковой кислоты различных концентраций при 15 °С

Плотность, г/м^3	Концентрация HF, %	Содержание HF в 1 л, кг	Плотность, г/м^3	Концентрация HF, %	Содержание HF в 1 л, кг
1,0069	2,320	0,023	1,1239	32,78	0,368
1,0139	4,040	0,041	1,1326	35,15	0,398
1,0211	5,760	0,059	1,1415	37,53	0,428
1,0283	7,480	0,077	1,1506	39,91	0,459
1,0356	9,200	0,095	1,1598	42,29	0,490
1,0431	10,92	0,114	1,1691	44,67	0,522
1,0506	12,48	0,131	1,1786	47,04	0,554
1,0583	14,04	0,149	1,1883	49,42	0,587
1,0661	15,59	0,166	1,1981	51,57	0,618
1,0740	17,15	0,184	1,2080	53,72	0,649
1,0820	18,86	0,204	1,2182	55,87	0,681
1,0901	21,64	0,236	1,2285	58,02	0,713
1,0983	24,42	0,268	1,2390	60,17	0,746
1,1067	27,20	0,301	1,2497	62,32	0,779
1,1152	29,98	0,334	1,2605	64,47	0,813

Плотность раствора уксусной кислоты различных концентрац

Плотность, г/см^3	Концентрация CH_3COOH, %	Содержание CH_3COOH в 1 л, кг	Плотность, г/см^3	Концентрация CH_3COOH, %	Содержание CH_3COOH в 1 л, кг	Плот г/
0,9996	1	0,010	1,0288	22	0,226	1,0
1,0012	2	0,020	1,0301	23	0,237	1,0
1,0026	3	0,030	1,0313	24	0,248	1,0
1,0040	4	0,040	1,0326	25	0,258	1,0
1,0055	5	0,050	1,0338	26	0,269	1,0
1,0069	6	0,060	1,0349	27	0,279	1,0
1,0083	7	0,071	1,0361	28	0,290	1,0
1,0097	8	0,081	1,0372	29	0,301	1,0
1,0111	9	0,091	1,0384	30	0,312	1,0
1,0125	10	0,101	1,0395	31	0,322	1,0
1,039	11	0,112	1,0406	32	0,333	1,0
1,0154	12	0,122	1,0417	33	0,344	1,0
1,0168	13	0,132	1,0428	34	0,355	1,0
1,0182	14	0,143	1,0438	35	0,365	1,0
1,0195	15	0,153	1,0449	36	0,376	1,0
1,0209	16	0,163	1,0459	37	0,387	1,0
1,0223	17	0,174	1,0469	38	0,398	1,0
1,0236	18	0,184	1,0479	39	0,409	1,0
1,025	19	0,195	1,0488	40	0,420	1,0
1,0263	20	0,205	1,0498	41	0,430	1,0
1,0276	21	0,216	1,0507	42	0,441	1,0
1,0516	43	0,452	1,0696	75	0,802	1,0

Плотность, г/см^3	Концентрация CH_3COOH, %	Содержание CH_3COOH в 1 л, кг	Плотность, г/см^3	Концентрация CH_3COOH, %	Содержание CH_3COOH в 1 л, кг	Плот г/
1,0525	44	0,463	1,0698	76	0,813	1,0
1,0542	4	0,485	1,0700	78	0,835	1,0
1,0551	46	0,496	1,0700	79	0,845	1,0
1,0559	47	0,507	1,0700	80	0,856	1,0
1,0575	48	0,529	1,0699	81	0,867	1,0
1,0582	50	0,540	1,0698	82	0,877	1,0
1,0590	51	0,551	1,0696	83	0,888	1,0
1,0597	52	0,562	1,0693	84	0,898	1,0
1,0604	53	0,573	1,0689	85	0,909	

Данные для расчёта и оценки потенциального дебита скв

№ варианта	Давление на контуре питания, атм	Давление на забое, атм	Вязкость нефти $\mu_н$,, сПз	Коэффициент пластового объёма нефти B_o	Радиус дренирования $r_д$, см	Проницаемост пласта k, Дс
1	150	113	4,17	1,06	25000	2,1
2	115	100	2,3	1,017	16000	0,410
3	120	112	2,6	1,019	16500	0,420
4	125	115	2,9	1,021	17000	0,430
5	130	115	3,2	1,023	17500	0,440
6	150	113	4,17	1,06	25000	0,81
7	140	120	3,8	1,027	18500	0,460
8	145	122	4,1	1,029	19000	0,470
9	150	125	4,4	1,031	19500	0,480
10	150	113	4,17	1,06	25000	2,1
11	160	130	5	1,035	20500	0,500
12	165	133	5,3	1,037	21000	0,510
13	170	143	5,6	1,039	21500	0,520
14	175	166	5,9	1,041	22000	0,530
15	180	147	6,2	1,043	22500	0,540
16	185	170	6,5	1,045	23000	0,550
17	190	170	6,8	1,047	23500	0,560
18	195	177	7,1	1,049	24000	0,570
19	200	177	7,4	1,051	24500	0,580
20	205	177	7,7	1,053	25000	0,590
21	210	177	8	1,055	25500	0,600
22	215	185	8,3	1,057	26000	0,610
23	220	205	8,6	1,059	26500	0,620
24	150	113	4,17	1,06	18500	0,460
25	115	100	2,3	1,017	19000	0,470

Приложение 9

Таблица П9.1

Исходные данные

№	h^*, м	Q_i, $м^3$/мин	μ, мПа·мин	K_e, м/мин^{0,5}	E, МПа	ν, ед.	t, мин
1	0,1	1,6	1,67	0,0046	3500	0,2	60
2	0,1	2	4	0,0028	8000	0,15	120
3	0,2	3	5,78	0,0034	4000	0,25	200
4	0,2	2,2	2,22	0,0029	6000	0,2	180
5	0,1	1,8	1,4	0,0033	4500	0,2	100
6	0,1	1,7	3,2	0,004	2000	0,25	85
7	0,2	2	6,77	0,0052	2400	0,2	125
8	0,1	1,5	7	0,0055	2000	0,2	140
9	0,2	2	8	0,0044	1000	1,5	150
10	0,1	2,7	4,55	0,0041	3500	0,2	160
11	0,2	2	2,67	0,0022	3300	0,2	110
12	0,2	3	3,67	0,0036	2800	1,5	60
13	0,1	1,6	1,8	0,0033	4000	0,25	80
14	0,1	1,5	1,9	0,004	5800	0,2	60
15	0,2	1,7	8,8	0,0044	8000	0,2	120
16	0,1	1,8	3	0,0041	8200	1,5	200
17	0,1	1,9	4	0,0022	2800	0,2	180
18	0,2	1,6	5	0,0036	4000	0,2	100
19	0,1	2,1	3	0,0033	4300	1,5	85
20	0,2	2,2	4	0,004	4000	0,25	125
21	0,1	2,3	6	0,0036	6000	0,2	140
22	0,2	2	5,78	0,0033	4500	0,2	150
23	0,2	3	2,22	0,004	2000	1,5	160
24	0,1	2,2	1,4	0,0044	2400	0,2	110
25	0,1	1,8	3,2	0,0041	2000	0,2	60
26	0,2	1,7	6,77	0,0022	1000	1,5	80
27	0,1	2	7	0,0036	3500	0,2	160
28	0,1	1,5	8	0,0022	3300	0,15	110
29	0,2	2	4,55	0,0036	2800	0,25	60
30	0,1	2,7	2,67	0,0033	4000	0,2	80

Таблица П9.2

Исходные данные

PKN	ОДНО КРЫЛО	ДВА КРЫЛА	**GDK**	ОДНО КРЫЛО	ДВА КРЫЛА
C_1	0,68	0,45	C_4	0,68	0,48
C_2	2,50	1,89	C_5	1,87	1,32
C_3	2,75	2,31	C_6	2,27	1,19

Приложение 10

Таблица П10.1

Исходные данные

№ варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Диаметр обсадной колонны D, мм	146×8	146×9	168×8	168×9	168×10	168×12	114×7	114×10	146×7
Группа прочности обсадной колонны	Д	Л	Е	Л	Д	М	М	Р	М
Диаметр хвостовика d, мм	60	60	73	73	73	73	47	47	60
Модуль сдвига резины G, МПа	6	10	8	9	7	8	9	7	8
Перепад давления на пакере ΔP, МПа	25	45	35	55	40	25	35	45	55
Угол конуса плашки α, °	11	15	21	13	18	11	15	21	13
Число плашек по радиусу n, шт.	4	3	5	3	4	11	15	21	13
Внутренний радиус резины $r_{ш}$, мм	30	30	36,5	36,5	36,5	36,5	23,5	23,5	30
Наружный радиус резины после деформации $R_{с}$, мм	65	63,5	76	75	74	76	55	53	63,5
Высота плашек (длина по вертикали) $l_{пл}$, мм	150	140	150	140	145	150	140	150	140
Длина хорды плашки $L_{пл}$, мм	30	35	35	40	30	30	35	35	40
Стрела дуги поверхности плашки $f_{пл}$, мм	6	7	7	8	6	7	8	6	7

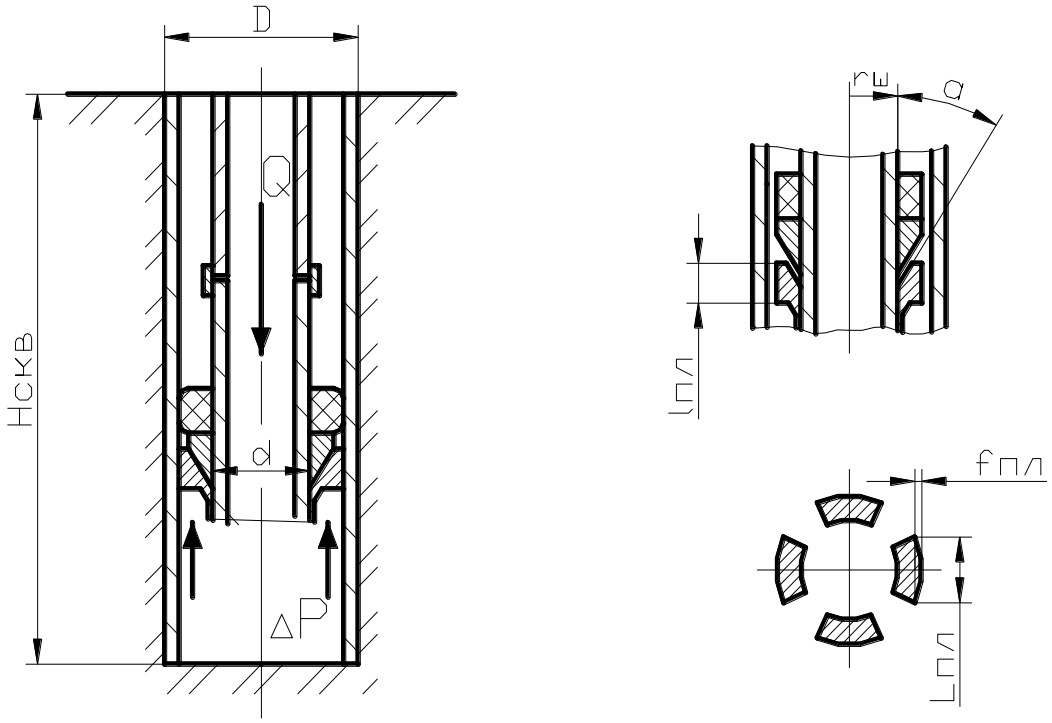


Рис. П10.1. Технический чертёж

Таблица П10.2

Технические данные

Условный диаметр обсадной трубы, мм	Толщина стенки обсадной трубы, мм	Группа прочности стали					
		Д	Е	Л	М	Р	Т
114	5,2	20,3	-	-	-	-	-
	5,7	24,2	-	-	-	-	-
	6,4	29,5	38,6	42,7	45,9	-	-
	7,4	36,9	50,3	57,1	62,7	70,1	-
	8,6	45,3	63,4	73,4	82,4	95,5	102,1
	10,2	-	-	93,7	106,9	127,4	138,6
146	6,5	19,4	-	-	-	-	-
	7,0	22,4	27,7	29,8	31,3	-	-
	7,7	26,7	34,2	37,4	39,7	-	-
	8,5	31,4	41,6	46,3	50,0	54,5	56,4
	9,5	37,1	50,7	57,5	63,2	70,8	74,2
	10,7	43,7	61,0	70,4	78,8	90,7	96,6
168	7,3	18,3	21,9	-	-	-	-
	8,0	22,1	27,3	-	-	-	-
	8,9	26,9	34,3	37,6	40,0	42,8	44,0
	10,6	35,4	47,9	54,2	59,3	65,9	68,7
	12,1	42,6	59,3	68,3	76,3	87,4	92,9

Приложение 11

Таблица П11.1

Задания к расчёту выкидной линии и вертикального гравитационного сепаратора

Вариант	*l*, м	*Q*, м^3/сут	ρ, кг/м^3	μ, мПа·с
1	3000	200	865	8
2	3600	280	885	17
3	10000	150	888	19
4	3300	250	863	4
5	3800	260	850	3
6	14000	147	870	8
7	8000	180	883	16
8	3000	220	890	20
9	3400	255	875	11
10	5000	190	868	7
11	6500	165	873	9
12	5400	180	865	5
13	3200	210	875	И
14	4800	185	882	15
15	7200	156	886	16
16	6800	170	880	14
17	3500	260	870	8
18	3900	265	890	20
19	3300	250	875	11
20	3500	143	860	4
21	3200	250	885	17
22	4800	180	875	11
23	8500	200	883	15
24	5600	165	870	8
25	4300	170	872	9
26	8200	174	863	4
27	3900	270	865	5
28	7200	165	881	15
29	3300	250	885	17
30	3000	198	883	16

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
Введение 4
Раздел 1. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН 5
Определение характеристик пласта и нефтяного флюида.
Определение характеристик скважины 5
Расчёт элементов фонтанной арматуры, выбор её схемы и материалов деталей 11
Расчёт потерь давления на трение в насосно-компрессорных трубах (НКТ) 16
Расчёт оборудования для освоения скважин 20
Исследование работы штанговой глубинной насосной установки.
Практические динамограммы 24
Раздел 2. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТЕКУЩЕГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН 29
Ликвидация песчаной пробки в нефтяной (или газовой) скважине 29
Определение основных показателей захватных устройств 40
Исследование скважин 49
Раздел 3. ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ 56
Определение параметров глинокислотной обработки призабойной зоны скважин ... 56
Комплекс оборудования для механического воздействия (гидроразрыв пласта) на пласт 65
Расчёт пакеров 71
Техника и технология сбора и подготовки нефти, газа и воды. Технология и оборудование для системы ППД 74
Список литературы 77
Приложения 78
Приложение 1 78
Приложение 2 85
Приложение 3 93
Приложение 4 95
Приложение 5 97
Приложение 6 118
Приложение 7 124
Приложение 8 128
Приложение 9 134
Приложение 10 136
Приложение 11 138

Учебное издание

ХОХЛОВА Наталья Юрьевна
БАБИЦКАЯ Ксения Игоревна

Техника и технология добычи нефти

Редактор *Н.В. Беганова*
Компьютерная верстка *И.О. Миняева*
Выпускающий редактор *Ю.А. Петропольская*

Подписано в печать 22.06.22
Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная
Усл. п. л. 8,11. Уч.-изд. л. 8,0
Тираж 50 экз. Рег. № 29/22

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Главный корпус

Отпечатано в типографии
Самарского государственного технического университета
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Корпус № 8

Форма оценки знаний: оценка - 5 «отлично»; 4 «хорошо»; 3 «удовлетворительно»; 2 «неудовлетворительно». Лабораторные работы, практические занятия, оцениваются: «зачет», «незачет».

Шкала оценивания:

«зачет» - Студент показал знание основных положений фактического материала, умение получить с помощью преподавателя правильное решение конкретной практической задачи из числа предусмотренных рабочей программой, знакомство с рекомендованной справочной литературой;

«не зачтено» - При ответе студента выявились существенные пробелы в знаниях основных положений фактического материала, неумение с помощью преподавателя получить правильное решение конкретной практической задачи из числа предусмотренных рабочей программой учебной дисциплины;

«отлично» - *Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций по 70 и более % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «4» и «5», при условии отсутствия уровней «1»-«3»:*студент показал прочные знания основных положений фактического материала, умение самостоятельно решать конкретные практические задачи повышенной сложности, свободно использовать справочную литературу, делать обоснованные выводы из результатов анализа конкретных ситуаций;

«хорошо» - *Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций по 60 и более % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «4» и «5», при условии отсутствия уровней «1»-«2», допускается уровень «3»:* студент показал прочные знания основных положений фактического материала, умение самостоятельно решать конкретные практические задачи, предусмотренные рабочей программой, ориентироваться в рекомендованной справочной литературе, умеет правильно оценить полученные результаты анализа конкретных ситуаций;

«удовлетворительно» - *Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций по 50 и более % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «3»-«5»:* студент показал знание основных положений фактического материала, умение получить с помощью преподавателя правильное решение конкретной практической задачи из числа предусмотренных рабочей программой, знакомство с рекомендованной справочной литературой;

«неудовлетворительно» - *Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций менее чем по 60 % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «3»-«5»:* При ответе студента выявились существенные пробелы в знаниях основных положений фактического материала, неумение с помощью преподавателя получить правильное решение конкретной практической задачи из числа предусмотренных рабочей программой учебной дисциплины.

Обучающиеся обязаны сдавать все задания в сроки, установленные преподавателем. Оценка «Удовлетворительно» или «зачет» по дисциплине, может выставляться и при неполной сформированности компетенций в ходе освоения отдельной учебной дисциплины, если их формирование предполагается продолжить на более поздних этапах обучения, в ходе изучения других учебных дисциплин.

Перечень вопросов для промежуточной аттестации (*экзамен*)

1. Физические свойства нефти и газа в пластовых условиях. Основные характеристики пласта и нефтегазовых флюидов.
2. Источники пластовой энергии. Условия притока нефти и газа к скважинам. Уравнения притока и определения дебита нефтяных скважин.
3. Виды гидродинамического несовершенства скважин. Перфорация скважин. Приток жидкости к перфорированной скважине. Коэффициент продуктивности скважины.
4. Основные способы добычи нефти. Основные режимы разработки месторождений.
5. Конструкция скважины. Статический и динамические уровни, пластовое и забойное давления.
6. Технология и техника цементирования скважины.
7. Методы освоения нефтяных скважин.
8. Технология проведения работ по освоению скважин. Применяемое оборудование.
9. Теоретические основы подъёма газожидкостной смеси по трубам.
10. Баланс энергии в скважине. Механизированные способы добычи нефти.
11. Условия фонтанирования скважин. Артезианское фонтанирование. Фонтанирование за счет энергии газа.
12. Роль насосно-компрессорных труб (НКТ) при фонтанной эксплуатации скважин.
13. Типовые схемы фонтанной арматуры, их преимущества и недостатки.
14. Регулирование работы фонтанных скважин. Осложнения. Противовыбросовое оборудование
15. Принцип работы газлифта. Компрессорный, бескомпрессорный газлифт.
16. Технология исследования скважин и пластов. Применяемое оборудование.
17. КВД, индикаторная диаграмма.
18. Гидродинамические методы исследования.
19. Плунжерный лифт
20. Схема и принцип работы штанговой насосной установки.
21. Технология эксплуатации скважин, оборудованных ШСНУ.
22. Типы штанговых насосов: невставные, вставные. Преимущества и недостатки.
23. Вредное влияние газа и песка на работу штангового насоса, методы борьбы. Газовые и песочные якоря.
24. Контроль за работой ШСНУ. Расшифровка динамограмм.
25. Общая схема установки погружного электроцентробежного насоса (УЭЦН), область применения, принцип работы.
26. Технология эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН.
27. Определение параметров работы установки: необходимого напора и глубины погружения с учетом газосодержания реальной жидкости.
28. Влияние газа и вязкости жидкости на рабочие характеристики ЭЦН.
29. Контроль параметров работы установки в процессе эксплуатации.
30. Установка электровинтовых насосов. Конструктивная схема, принцип действия, параметры и область применения.
31. Технология эксплуатации скважин, оборудованных УЭВН.
32. Основные причины нарушения нормальной работы скважин.
33. Межремонтный период. Коэффициент эксплуатации скважин.
34. Виды подземного ремонта скважин: текущий и капитальный.
35. Подготовительные работы при подземном ремонте скважин.
36. Основные виды работ по текущему ремонту скважин.
37. Технология процесса ликвидации песчаных пробок в скважинах промывкой. Применяемое оборудование
38. Капитальный ремонт скважин. Виды ремонтных работ.

39. Технология проведения теплового и паротеплового воздействия на пласт. Применяемое оборудование.

40. Комплекс оборудования для механического воздействия (гидроразрыв пласта) на пласт, описание технология применения.

41. Технология и оборудование для химического воздействия (кислотные обработки)

42. Системы сбора и подготовки, нефти, газа, воды.

43. Сбор и подготовка нефти: техника и технология замера продукции скважин.

44. Технология обезвоживания и обессоливания нефти. Отстойники и электродегидраторы. Нефтяные резервуары.

45. Технология дегазации нефти.

46. Система контроля качества.

47. Технология сбора и подготовки газа.

48. Дожимные компрессорные станции (ДКС). Особенности работы ДКС, применяемые компрессоры.

49. Подземное хранение газа (ПХГ).

50. Возникающие осложнения и методы их предотвращения.

51. Гидратообразование и его предупреждение. Применение ингибиторов.

52. Оборудование для подготовки газа

53. Технология ППД.

54. Комплекс оборудования системы водоснабжения ППД. Описание, назначение.

55. Подготовка воды для системы ППД**.**

56. Нагнетательные скважины.

Примерная структура билета

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

БИЛЕТ № 1

по дисциплине **«Техника и технология добычи нефти»**
(наименование дисциплины)

Направление подготовки **21.03.01.** (шифр) Факультет **НТФ** (наименование факультета) Семестр **6** (номер)

1. Типоразмеры и классификация насосно-компрессорных труб. Расчет НКТ на статические, циклические и аварийную нагрузки.
2. Сбор и подготовка нефти: технология замера продукции скважин.

Составитель: Заведующий кафедрой

_____ _____ _____

«____» _____ 20__ года «____» _____ 20__ года