

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАСПИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ И
ИНЖИНИРИНГА ИМ. Ш.ЕСЕНОВА**

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

ЖАЗЫКБАЕВА К.А.

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«РЕМОНТ СКВАЖИН»**

г. Актау – 2009 г.

Учебный методический комплекс дисциплины составлено старшим преподавателям Жазыкбаева К.А. кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на основании типовой учебной программы по дисциплине «Ремонт скважин» по специальности бакалавриата 050708 – «Нефтегазовое дело», Астана 2007 г.

Рассмотрена на заседании кафедры «Разработки и эксплуатаций нефтяных и газовых месторождений»

«17» февраля 2009г.

Протокол № 13

Зав. кафедрой д.т.н., профессор

Айткулов А.У.

Одобрена научно-методическим Советом Института нефти и газа

«03» марта 2009 г.

Протокол № 4

Председатель

Музбаева К.М.

ПРЕДИСЛОВИЕ

- 1. РАЗРАБОТАНА И ВНЕСЕНА** учебно-методической секцией Казахстанско-Британского технического университета Республиканского Учебно-методического совета высшего и послевузовского образования по специальности 050708 – Нефтегазовое дело.
- 2. УТВЕРЖДЕНА И ВВЕДЕНА В ДЕЙСТВИЕ** приказом Министерства образования и науки Республики Казахстан от «23» декабря 2005г. №779.
- 3. ВВЕДЕНА** взамен типовой учебной программы, разработанной в соответствии с ГОСО РК 3.08.083-2004 по специальности 050708 – Нефтегазовое дело
- 4.** Типовая учебная программа разработана в соответствии с общеобязательным стандартом образования РК 3.08.329-2006 по специальности 050708 – Нефтегазовое дело.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Пояснительная записка
 2. Содержание дисциплины
 - 2.1. Техника и технология добычи нефти и газа
 - 2.2. Технология подземного ремонта скважин (ПРС)
 - 2.3. Технология капитального ремонта скважин (КРС)
 - 2.4. Зарезка и бурение второго ствола
 - 2.5. Методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважин
 - 2.6. Наземные сооружения, оборудование и инструмент
 - 2.7. Организация и экономика капитального ремонта скважин
 4. Список рекомендуемой литературы
- Авторы

1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Дисциплина «Ремонт скважин» является одной из обязательных специальных дисциплин, входящих в учебный план специальности 050708 – Нефтегазовое дело.

Дисциплина базируется на знаниях, полученных студентами при изучении ими таких дисциплин, как математика, физика, геология, техника и технология добычи нефти и газа.

Цель преподавания студентам состоит в обучении их современным технологическим процессам, ознакомление с оборудованием и инструментом, применяемых при подземном ремонте нефтяных и газовых скважин, обучение правильному, технически грамотному ведению работ на этом важном участке нефтяной и газовой промышленности.

В результате завершения полного курса, включая теоретическую часть, практические занятия, студенты должны обладать знаниями для проведения подземного и капитального ремонта скважин во время бурения и эксплуатации скважин, организации этих процессов и знать все методы по восстановлению бездействующих скважин.

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Введение

Предмет курса. Роль нефти и газа в народном хозяйстве. Нефтяной комплекс Казахстана, его роль и перспективы развития. Задачи Вуза в подготовке инженеров для нефтяной и газовой промышленности.

2.1. Техника и технология добычи нефти и газа

Способы эксплуатации скважин. Освоение скважин. Исследование скважин.

2.2. Технология подземного ремонта скважин (ПРС)

Основные технологические процессы. Подготовительные работы. Спускоподъемные операции (СПО). Инструменты, используемые при СПО. Заключительные работы. Текущие ремонты скважин при различных осложнениях во время эксплуатации (пескопроявления, парафиноотложения, солеотложения, преждевременные обводнения). Методы борьбы с ними.

2.3. Технология капитального ремонта скважин (КРС)

Ремонтно-изоляционные работы. Возвратные работы. Крепление ПЗС различными веществами (цементным раствором, цементно-песочной смесью, реагентами, фенолформальдегидной смолой и т.д.). спуск дополнительных колонн.

Ремонтно-исправительные работы. Обследование печатью. Исправление дефектов в колонне.

Ловильные работы. Инструменты при ловильных работах. Захват и извлечение труб, инструментов.

Работы по ликвидации скважин. Категории ликвидируемых скважин.

2.4. Зарезка и бурение второго ствола

Область применения метода и его значение. Выбор конструкции скважин. Отклонение от старого ствола. Выбор места для вскрытия «окна». Вскрытие «окна» в колонне. Инструменты, применяемые при вскрытии. Промывочные жидкости.

2.5. Методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважины

Гидравлический разрыв пласта. Гидропескоструйная перфорация. Технология и техника кислотных обработок.

2.6. Наземные сооружения, оборудование и инструмент

Вышки и мачты. Вращательные инструменты. Агрегаты. Талевая система. Пакеры.

2.7. Организация и экономика капитального ремонта скважин

Основы организации производства труда и управления в нефтяной промышленности. Основы организации заработной платы и технического нормирования в нефтяной промышленности.

4. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин.- М:Недра, 2000
2. Протасов Н.В., Султанов Б.З., Кривенков С.В., Под. Общ.ред. В.Н. Протасова. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи. Учеб. Для вузов.-М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004.
3. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. М, Недра 1986.

Дополнительная

4. Bergman D.F. Ter M., Katz D.L. Retrograde Condensation in Natural Gas Pipelines, Project. AGA of the University of Michigan. 2004.

АВТОРЫ

1. Исмаилов Абдулахат Абдукаримович – кандидат технических наук, ассистент – профессор кафедры Нефтегазовой инженерии Казахстанско-Британского технического университета.
2. Мусабаев Малик Омарович – кандидат технических наук, тьютор кафедры нефтегазовой инженерии Казахстанско-Британского технического университета.
3. Искак Ардак – преподаватель кафедры Разработки и эксплуатации Нефтегазовых месторождений Казахского национального технического университета имени К.И. Сатпаева.

Раздел II.СИЛЛАБУС

СОДЕРЖАНИЕ СИЛЛАБУСА

1.1 Общие сведения :

- Каспийский Государственный Университет Технологий и Инжиниринга имени Ш.Есенова;
- кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»;
- дисциплина: «Ремонт скважин»

Лектор	Жазыкбаев Калдыбай Алпанович
Образование	Актауский Государственный Университет имени Ш.Есенова, специальность «РНГМ»
Работа в ВУЗе	Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова. Кафедра «РНЭНГМ»
контактная информация	41-76-81
Время и место (аудитория) проведения консультации	1-6, (24 мкр)

Код дисциплины	Дисциплина	Курс	Се мestr	Кол-во кредитов	Лек ции	Практ ическ ие занят ия	Лаб ораторн ые занят ия	С Р С П	С Р С	Всего часов
	Ремонт скважин	4	7	2	30	-	-	15	45	90

1.2. Пререквизиты: студент должен обладать базовыми знаниями по дисциплинам математика, физика, теория машин и механизмов, детали машин, электротехника, термодинамика и теплотехника, инженерная графика, вычислительная техника и программирование.

1.3. Постреквизиты: технология и техника добычи нефти и газа; расчет, конструирование и САПР бурового оборудования, конструирование и САПР промыслового; расчет.

1.4. Краткое описание курса: программа рассчитана на полугодичный курс обучения в объеме часов обязательного курса (7-семестр по кредиту часа в неделю, экзамен-7семестр). Форма контроля знаний: студент в течении семестра должен сдать 2 рубежных контроля (1 рубежный контроль – 8 неделя, 2 рубежный контроль – 15 неделя)

Цель изучения курса:

Основной целью преподавания дисциплины является изучение вопросов, связанных с назначением агрегатов, оборудования и инструмента ремонта скважин; условий эксплуатации и ремонта; основных требований, предъявляемых к ним; их принципы действия и устройства; основ их теории расчета, конструирования и эксплуатации.

Дисциплина является одной из основных в профессиональной подготовке специалистов.

Оборудование ремонта скважин является одной из основных дисциплин по подготовке по специальности бакалавриата 050708 - Нефтегазовое дело

Она базируется на знании математики, физики, химии и механики (сопротивление материалов, теория машин и механизмов и детали машин).

Целью изучения дисциплины является изучение вопросов, связанных с назначением оборудования для ремонта скважин, условий эксплуатации и ремонта, их принципы действия и устройство, основ их теорий расчета, конструирования и эксплуатации, а также осуществлять защиту окружающей среды от загрязнений.

- Задачи преподавания дисциплины:

Задачей изучения дисциплины является формирование у студентов навыков выполнять расчет и элементарное конструирование, а также производить выбор оборудования и обладать навыками по эксплуатации.

- Методология: лекции, стимулирование умственной деятельности, дискуссия.

Роль и значение данной дисциплины: Оборудование ремонта скважин является одной из основных дисциплин по подготовке бакалавров по специальности 050708 – Нефтегазовое дело.

Она базируется на знании математики, физики, химии и механики (сопротивление материалов, теория машин и механизмов и детали машин).

Целью изучения дисциплины является изучение вопросов, связанных с назначением оборудования для ремонта скважин, условий эксплуатации и ремонта, их принципы действия и устройство, основ их теорий расчета, конструирования и эксплуатации, а также осуществлять защиту окружающей среды от загрязнений.

- Ожидаемые результаты:

- Бакалавр, изучивший дисциплину должен **знать:**

- оборудование, применяемое при различных способах добычи нефти и газа;
- оборудование для осуществления процессов воздействия на пласт и его заполнители;
- оборудование для сбора и подготовки нефти и газа к транспортировке;
- оборудование для ремонтных работ на скважине;

- принципы экономической эксплуатации современного оборудования ремонта скважин;

- современные способы защиты окружающей среды при ремонте скважин.

уметь:

- производить выбор оборудования ремонта скважин;

- осуществлять кинематический расчет оборудования ремонта скважин;

- уметь пользоваться диаграммами и характеристиками оборудования;

- владеть расчетными соотношениями основных параметров и навыками рационального использования оборудования ремонта скважин;

- выполнять элементарное конструирование.

1.5. Календарный график учебного процесса

по дисциплине «Ремонт скважин»

Недели	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Виды контроля	СР	СР	СР	СР	СР	СР	СР РК	СР	СР	СР	СР	СР	СР	СР	СР РК
Балл	3	3	3	3	3	3	25	3	3	3	3	3	13	3	30
Виды контроля: СР – самостоятельная работа, РК –рубежный контроль															

1.6. Информация по оценке знаний студента:

Распределение рейтинговых баллов по видам контроля

№ вариантов	Вид итогового контроля	Виды контроля	Баллы
1.	Экзамен	Итоговый контроль	100
		Рубежный контроль	55
		Текущий контроль	45

Студент допускается к сдаче итогового контроля при наличии суммарного рейтингового балла ≥ 30 . Итоговый контроль считается сданным в случае набора ≥ 20 баллов. Итоговая оценка по дисциплине определяется по шкале.

За систематическую подготовку к практическим занятиям выставляется следующие оценки: Оценка «5» - 4 балла; «4» - 3 балла.

В течении семестра студенты за посещение занятий получают 10 баллов. За выполнение домашних заданий получают 10 баллов. Предусмотрены два рубежных контроля по 10 баллов, итого 20 баллов за каждый рубежный контроль. Если студент набирает меньше 17 баллов, он допускается к экзамену. Знания, умения и навыки студентов оценивается по следующей системе:

Экзаменационная оценка определяется как сумма максимальных показателей успеваемости по рубежным контролям - 40% и экзамену - 60% и составляет 100%, т.е. итоговая оценка определяется по формуле:

$$И = (P1+P2/2)*0,4*\mathcal{E}*0,6;$$

где P1 — процентное содержание оценки первого рейтинга;

P2 — процентное содержание оценки второго рейтинга;

\mathcal{E} – процентное содержание экзаменационной оценки.

Оценка по буквенной системе	Цифровой эквивалент баллов	Процентное содержание	Оценка по традиционной системе
A	4,0	95-100	Отлично
A-	3,67	90-94	
B+	3,33	85-89	Хорошо
B	3,0	80-84	
B-	2,67	75-79	
C+	2,33	70-74	Удовлетворительно
C	2,0	65-69	
C-	1,67	60-64	
D+	1,33	55-59	
D	1,0	50-54	
F	0	0-49	Неудовлетворительно

Критериями оценки знаний студентов является полнота и качество выполнения заданий, рейтинги текущего, промежуточного, домашнего и итогового контроля.

Оценка знаний студентов основана на принципах объективности. Прозрачности, гибкости, которые предполагают учет всех форм активности студента.

Основные требования, предъявляемые студентам в процессе изучения курса, вытекает из целей и задач изучаемого курса. Для того чтобы принимать активное участие в совместной работе с преподавателем, студент должен быть заинтересован в изучении дисциплины и, содействовать обучению группы, выступать субъектом совместного обучения, проявлять активность и ответственность. Все задания должны выполняться к установленному сроку. На занятие студент должен приходиться подготовленным, готовым понять задачи, поставленные преподавателем и творчески подойти к их решению.

1.4. Политика и процедура курса:

Студент обязан:

- посещать лекционные и практические занятия. Посещения занятий СРСП определяется уровнем подготовки студента, его успеваемостью и могут быть обязательными или свободными. Состояние посещаемости обязательных занятий влияет на текущий рейтинг студента;

- не опаздывать на занятия;

- не разговаривать во время занятия, не читать газеты, отключить сотовый телефон, не жевать резинку;

- не пропускать занятий, в случае отсутствия по болезни, предоставить справку;

- активно участвовать в учебном процессе;

- старательно выполнять домашние задания;

- конструктивно поддерживать обратную связь на всех занятиях;

- внешний вид студента должен соответствовать этическим нормам.

- **Характеристика дисциплины:** Курс «Ремонт скважин» является одним из основных дисциплин в подготовке студентов технических специальностей высших учебных заведений, к изучению важнейших проблем, которые на сегодняшний день стоят перед нефтяной и газовой промышленностью по обеспечению потребности страны в нефти и газа на длительный период времени.

Опыт развития промышленно-развитых стран продемонстрировал важность предвидения всех ближайших и самых отдаленных последствий проведения тех или

иных методов воздействия на залежи и особенностей их реализации при разработке нефтяных месторождений.

Нынешний период развития страны ставит перед руководителями предприятий и организаций задачи изучения таких вопросов как поисков новых методов для увеличения нефтеотдачи пластов, а также внедрения новых технологий для повышения эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений.

2. Учебно - методический материал по дисциплине «Ремонт скважин»

2.1. Тематический план дисциплины

	Название темы	Часы				
		лекции	практика	лабор	СРСП	СРС
1	<u>Введение</u>	1	-	-	1	2
2	<u>Техника и технология добычи нефти и газа</u>	2	-	-	1	2
3	<u>Технология подземного ремонта скважин (ПРС)</u>	7	-	-	3	10
4	<u>Технология капитального ремонта скважин (КРС)</u>	4	-	-	2	7
5	<u>Зарезка и бурение второго ствола</u>	4	-	-	3	6
6	<u>Методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважины</u>	4	-	-	2	5
7	<u>Наземные сооружения, оборудование и инструмент</u>	6	-	-	2	10
8	<u>Организация и экономика капитального ремонта скважин</u>	2	-	-	1	3
всего		лекции	практика	лабор	СРСП	СРС
		30	-	-	15	45

Лекционные занятия

№ пп	Название темы и содержание	Количество часов	Литература
1	<u>Тема 1. Введение</u> 1.1. Предмет курса. Роль нефти и газа в народном хозяйстве. 1.2. Нефтяной комплекс Казахстана, его роль и перспективы развития. 1.3. Задачи Вуза в подготовке инженеров для нефтяной и газовой промышленности.	1	М.М. Ермаков Справочная книга по добыче нефти. Алматы, 2007.

2	<p><u>Тема 2. Техника и технология добычи нефти и газа</u></p> <p>2.1. Способы эксплуатации скважин. 2.2. Освоение скважин. 2.3. Исследование скважин.</p>	2	Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев
3	<p><u>Тема 3. Технология подземного ремонта скважин (ПРС)</u></p> <p>3.1. Основные технологические процессы. Подготовительные работы. 3.2. Спускоподъемные операции (СПО). Инструменты, используемые при СПО. 3.3. Заключительные работы. Текущие ремонты скважин при различных осложнениях во время эксплуатации (пескопроявления, парафиноотложения, солеотложения, преждевременные обводнения). Методы борьбы с ними.</p>	7	Амиров А.Д., Карапетов К.А., Лемберанский. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин.
4	<p><u>Тема 4. Технология капитального ремонта скважин (КРС)</u></p> <p>4.1. Ремонтно-изоляционные работы. Возвратные работы. Крепление ПЗС различными веществами (цементным раствором, цементно-песочной смесью, реагентами, фенолформальдегидной смолой и т.д.). спуск дополнительных колонн. 4.2. Ремонтно-исправительные работы. Обследование печатью. Исправление дефектов в колонне. 4.3. Ловильные работы. Инструменты при ловильных работах. Захват и извлечение труб, инструментов. 4.4. Работы по ликвидации скважин. Категории ликвидируемых скважин.</p>	4	1.Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М. «Недра». 2.Техника и технология капитального ремонта скважин: Учеб.пособие/ А.Б.Сулейманов, К.А.Карапетов, А.С.Яшин.
5	<p><u>Тема 5. Зарезка и бурение второго ствола</u></p> <p>5.1. Область применения метода и его значение. Выбор конструкции скважин. Отклонение от старого ствола. 5.2. Выбор места для вскрытия «окна». Вскрытие «окна» в колонне. 5.3. Инструменты, применяемые при вскрытии. Промывочные жидкости.</p>	4	1.Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М. «Недра». 2.Техника и технология капитального ремонта скважин: Учеб.пособие/ А.Б.Сулейманов, К.А.Карапетов, А.С.Яшин.
6	<p><u>Тема 6. Методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважины</u></p> <p>6.1. Гидравлический разрыв пласта. 6.2. Гидропескоструйная перфорация. 6.3. Технология и техника кислотных обработок.</p>	4	Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев

7	Тема 7. Наземные сооружения, оборудование и инструмент 7.1. Вышки и мачты. 7.2. Вращательные инструменты. Агрегаты. 7.3. Талевая система. Пакеры.	6	Машины и оборудование для добычи нефти и газа: Учебник для вузов/ Г.В.Молчанов, А.Г.Молчанов.
8	Тема 8. Организация и экономика капитального ремонта скважин 8.1. Основы организации производства труда и управления в нефтяной промышленности. 8.2. Основы организации заработной платы и технического нормирования в нефтяной промышленности.	2	Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений.
Итого		30	

Технологическая карта

Неделя	№ темы	Темы по рабочей учебной программе и формы рубежного контроля	Распределение аудиторных часов				СРС	Виды и баллы контроля		№формаСРС	Максбалл
			Лекции	Практик	(лаб)	СРСП		ТК	РК		
1	1	<u>Введение</u>	1			1	2	3			
1-2	2	<u>Техника и технология добычи нефти и газа</u>	2			1	2	3			
2-5	3	<u>Технология подземного ремонта скважин (ПРС)</u>	7			3	10	3 3 3			
6-7	4	<u>Технология капитального ремонта скважин (КРС)</u>	4			2	7	3 3			
Итого		1 аттестация	14			7	21	21	25		46
8-9	5	<u>Зарезка и бурение второго ствола</u>	4			3	6	3 3			
10-11	6	<u>Методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважины</u>	4			2	5	3 3			
12-14	7	<u>Наземные сооружения, оборудование и инструмент</u>	6			2	10	3 3 3			
15	8	<u>Организация и экономика капитального ремонта скважин</u>	2			1	3	3			
Итого		2 аттестация	16			8	24	24	30		54
Итого за семестр			30			15	45	45	55		100

Раздел III. ГЛОССАРИЙ

- Месторождение** – одна или группа залежей, расположенных на одной территории.
- Пластовое давление** – давление под которым находятся жидкости и газы в пласте.
- Система разработки залежей** – совокупность мероприятий, при помощи которых можно воздействовать на процесс разработки залежей и управлять этим процессом.
- Регулирование системы разработки** – комплекс оперативных мероприятий улучшающих эту систему.
- Изверженные горные породы** – породы, образовавшиеся при застывании магмы в толще земной коры или вулканических лав на поверхности земли.
- Осадочные породы** – породы, образованные путём осаждения минеральных и органических веществ и последующего их уплотнения.
- Залежь** – скопление нефти и газа в ловушке одного или нескольких гидродинамических связанных пластов – коллекторов.
- Торпедирование** – взрывание зарядов взрывчатого вещества для очистки пробойной сонны от посторонних предметов и улучшения притоков нефти или газа на забое скважины.
- Дросселирование** – процесс понижения давления в потоке без совершения внешней работы и без подвода и отвода теплоты при прохождении через местное гидравлическое сопротивление.
- Абсолютная влажность** – массовое содержание водяных паров, содержащихся в м³ газа при нормальных условиях.
- Абсорбция** – процесс поглощения паров воды или других компонентов при прохождении газа через массу жидкого поглотителя – абсорбента.
- Адгезия** – прилипание, использование сил поверхностного натяжения и применения с целью удаления их газа капельной жидкости и механических частиц.
- Адсорбция** – извлечение из газа водяных паров и конденсата твёрдыми поглотителями (адсорбентами), имеющими исключительно большую поверхность пор.
- Барботаж** – пропускание через жидкость газа под давлением, применяется для интенсивного перемешивания или поглощения.
- Газовый фактор** – суммарное количество газа, извлекаемое из нефтяного пласта, как в свободном виде, так и выделяющегося после различных ступеней сепарации нефти.
- Глобула воды (нефти)** – парообразующая частица в дисперсной среде.
- Деэмульгаторы** – поверхностно-активные вещества (ПОВ), применяемые для разрушения нефтяных эмульсий, обладающие гораздо большей активностью, чем эмульгаторы.
- Эмульгаторы** – вещества, способствующие образованию эмульсии, асфальтены, нафтены, смолы, парафина, соли и механических примесей.
- Эжектор** – струйный аппарат для увеличения давления газа, действие которого основано на разряжении, создаваемом движущимся с большой скоростью газом.
- Шлам** – осадок в виде мелких твёрдых частиц, выделяющихся при отстаивании или фильтровании жидкости.
- Сепарация** – разделение фаз, процесс разделения продукции нефтяных скважин на газовую и жидкую (нефть, вода) фазы.

Скважинная продукция – многокомпонентное вещество, поступающее из скважины и состоящее из нефти, пластовой воды, различных примесей и растворенного газа.

Стабилизация – процесс получения стабильной нефти, практически не испаряющейся в атмосферу.

Сырая нефть – нефть, поступающая на установку подготовки из скважины.

Товарная нефть – подготовленная нефть, доведенная до качества в соответствии с нормами.

Окклюдированный газ – газ, рассеянный в массе нефти в виде отдельных пузырьков.

Нефтяные эмульсии – механическая смесь нефти и пластовой воды, нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии.

Неньютоновские жидкости – жидкости, вязкость которых изменяется в зависимости от напряжения сдвига и градиента скорости. К ним относятся парафинистые нефти и эмульсии.

Скважина – вертикальная или наклонная горная выработка круглого сечения небольшого диаметра (от 75 до 350 мм.) глубиной от 100-950 до 5000-6000 м и более. Скважины могут быть вертикальными или наклонно-направленными.

Добывающая (эксплуатационная) скважина – скважина, предназначенная для добычи (извлечения) нефти, газа или конденсата.

Нагнетательная скважина – скважина предназначенная для закачки (нагнетания) в пласт воды (сжатого газа, воздуха) или других жидкостей, а также для хранения газа в подземных выработках.

Разведочная скважина – скважина предназначенная для определения нефтегазоносности или иного местонахождения (пласта, горизонта).

Наблюдательная скважина – скважина для проведения наблюдений и исследований состояния пласта и пластовых жидкостей.

Пьезометрическая скважина – скважина по контролю за ведением процессов поддержания пластовых давлений и других методов воздействия.

Оценочная скважина – скважина для оценки нефтенасыщенности пластов, уточнения положения контуров нефтеносности и т.д.

Водозаборная скважина – скважина водоснабжения буровых установок и системы нагнетания воды в продуктивные пласты.

Поглощающая скважина – скважина сброса сточных вод в глубоко залегающие пласты.

Зажигательная скважина – скважина образования очагов подземного горения нефти при применении тепловых методов разработки.

Кондиция – норма, стандарт, качество, которым должен соответствовать товар (нефть, газ).

Коррозия – постепенное самопроизвольное разрушение металлов оборудования и трубопроводом, вследствие их взаимодействия с внешней и внутренней средой.

Конденсат – продукт, образующийся при конденсации пара в жидкость.

Конденсация – переход вещества из газообразного состояния в жидкое.

Конвекция – процесс переноса теплоты из одной точки пространства в другую жидкими или газообразными частицами, перемещающимися относительно друг друга.

Коагуляция – укрупнение дисперсированных частиц, вызываемое их слипанием под действием молекулярных сил сцепления.

Коагулянты – это вещества (электролиты), которые при добавлении к дисперсным системам, разряжают диффузный слой дисперсной фазы, и вызывает слипание частиц при их столкновении.

Инверсия – обращения фаз (превращение одного типа эмульсии в другой).

Дроссель – сужающее устройство.

Диффузор – расширяющаяся часть трубы (центробежного насоса или компрессора), в которой происходит уменьшение скорости потока жидкости или газа и кинетическая энергия переходит в потенциальную при этом происходит повышение давления.

Дисперсионная среда – жидкость, в которой размещаются мельчайшие капли другой жидкости.

Дисперсионная фаза – жидкость, размещённая в виде мелких капель в дисперсионной среде.

Раздел IV. КРАТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИИ

Тема 1. Введение

Цель лекции: освоение новых сведений о нефтегазодобывающих предприятиях и месторождениях.

Ключевые слова: месторождение, запас, экономика, энергоресурс.

Нефть и газ относятся к природным богатствам, которые играют важную роль в народном хозяйстве любой страны. Нефть и газ используются не только в качестве смазочных масел, топлива для двигателей, жидкого топлива, теплоэлектростанции, но и как богатое сырьё для химической промышленности. Из нефти получают более 2000 видов нефтепродуктов, используемых в быту, промышленности, медицине, без которых невозможна нормальная жизнь в современном обществе.

Нефть добывается более чем в 70 странах мира, а газ - более чем в 60 странах. Нефтегазовый комплекс Республики Казахстан является одной из важнейших отраслей, которая создает условия для развития производства и жизнедеятельности населения и во многом определяет экономическую независимость страны.

Казахстан обладает большими запасами нефти и газа - это его природные богатства, которые играют большую роль в экономике республики и в настоящее время являются её движущей силой. По доказанным запасам нефти в 30 млрд. баррелей (4 млрд.т) Казахстан уже сегодня входит в десятку ведущих стран в мире по запасу углеводородов. По разведанным запасам природного газа в 3 трлн.м³ республика занимает 15-е место в мире. Огромный потенциал углеводородов дает возможность нашей республике в течение ближайших 10 лет войти в число основных экспортеров энергоресурсов в мире.

В соответствии со Стратегией развития Казахстана до 2030 года и Стратегией индустриально-инновационного развития до 2015 года республика намерена поступательно развивать нефтяную отрасль, всемерно способствовать ее выходу на мировой

рынок энергоресурсов за счет привлечения к нефтегазовым проектам международных нефтяных монополий, крупных инвестиций, лучших мировых технологий.

За последние годы созданы новые образцы нефтепромыслового оборудования и современные технологии, оказавших заметное влияние на ускорение темпов роста добычи нефти. В связи с этим предстоят сложные работы по перевооружению нефтедобывающих предприятий высокопроизводительными установками, сооружениями и технологией.

На территории Казахстана установлено пять нефтегазоносных провинций: Прикаспийская, Северо-Кавказско-Мангышлакская, Арало-Тургайская, Тениз-Чуйская и Западно-Сибирская. В составе этих провинций выделено 4 нефтегазоносных бассейна: Прикаспийский, Устюрт-Бузашинский, Южно-Мангышлакский, Южно-Торгайский, в пределах которых ведется промышленная разработка нефтяных месторождений, а также нефтегазоперспективные бассейны: Аральский, Сырдарьинский, Северо-Торгайский, Северо-Казахстанский, Тенизский, Прииртышский.

Государственным балансом нефти учтено 182 месторождения, в том числе нефтяных - 112, нефтегазоконденсатных - 36, нефтегазовых (газонефтяных) - 34.

Из 182 месторождений 80 разрабатываются.

Добыча нефти в Республике Казахстан ведется уже свыше 100 лет.

До начала 60-х годов прошлого столетия добыча нефти велась в Эмбинском районе Прикаспийской впадины Гурьевской области (ныне Атырауской). С открытием месторождения Кенкияк в Актюбинской области и месторождений Жетыбай и Узень на Мангышлаке начался новый виток развития нефтедобывающей отрасли Казахстана.

Основной объем разведанных извлекаемых запасов нефти приходится на **Западный Казахстан**, где запасы нефти выражаются в следующих цифрах:

- *Атырауская область* - 1726,769 млн.т по категории А+В+С_б, что составляет 59,6 % от общих извлекаемых запасов нефти (категории А+В+СО РК, по категории С₂ - 1491,83 млн.т;

- *Мангистауская область* - 607,435 млн.т (20,96 %) по категории А+В+С_г и по категории С₂ - 36,014 млн.т;

- *Актюбинском область* - 230,843 млн.т (7,96 %) по категории А+В+С_д по категории С₂ - 103,372 млн.т;

- *Западно-Казахстанская область* - 195,373 млн.т (6,74 %) по категории А+В+С_и и по категории С₂ - 65,664 млн.т.

На суше в Мангистауской области находятся:

- крупнейшие (100-300 млн.т) - 1 месторождение Узень (без учета месторождения Карамандыбас) с извлекаемыми запасами нефти категории А+В+С_г - 186,276 млн.т;

- крупные (30-100 млн.т) - 4 месторождения (Каражанбас, Каламкас, Жетыбай, Бузачи Северный) с извлекаемыми запасами нефти категории А+В+С_и - 303,740 млн.т;

- средние (10-30 млн.т) - 4 месторождения (Карамандыбас, Тенге, Каракудук, Дунга) с извлекаемыми запасами нефти категории А+В+С_и-48,598 млн.т;

- малые (3-10 млн.т) - 11 месторождений (Нсановское (Зап. Елемес, Елемес) Аккар, Северный, Асар, Жетыбай Вост., Карагие Сев., Оймаша, Тасбулат, Комсомольское, Боранколь, Алатюбе) с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий А+В+С,-38,335 млн.т;

- на долю мелких (1-3 млн.т) - приходится 17 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти категории А+В+С₁ - 23,735 млн.т;

- очень мелкие (до 1 млн.т) - 17 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами категорий А+В+С] - 6,751 млн.т.

Контрольные вопросы:

1. Роль нефти и газа в народном хозяйстве?

2. Нефтяной комплекс Казахстана, и его роль и перспективы развития?

Литература:

М.М. Ермаков Справочная книга по добыче нефти. Алматы, 2007. с3-4.

Тема 2. Техника и технология добычи нефти и газа

Цель лекции: способы эксплуатации скважин, методы освоения скважин и исследование скважин.

Ключевые слова: фонтанный, газлифтный, насосный, залежь, пласт, горизонт, НКТ, оборудование.

По назначению выделяют такие скважины:

добывающие - нефтяные и газовые, предназначенные для добычи нефти, газа и попутной воды;

нагнетательные, служащие для нагнетания в пласт воды, пара, газа и различных растворов;

специальные, используемые для выполнения специальных работ и исследований.

В настоящее время нефть добывают тремя основными способами: фонтанным, газлифтным и насосным. При фонтанном способе жидкость и газ поднимаются по стволу скважины от забоя на поверхность только под действием пластовой энергии, которой обладает нефтяной пласт. Фонтанный способ наиболее экономичен, и как естественный, его применяют на вновь открытых, энергетически не истощенных месторождениях. Если скважины не могут фонтанировать, то их переводят на один из механизированных способов добычи нефти: газлифтный или насосный с расходом дополнительной, искусственно вводимой в скважину энергии. При газлифтном способе добычи нефти в скважину для подъема нефти на поверхность подают (или закачивают с помощью компрессоров) сжатый газ (углеводородный газ или крайне редко воздух), т. е. подают энергию расширения сжатого газа. В насосных скважинах жидкость поднимают на поверхность с помощью спускаемых в скважину насосов - скважинных штанговых насосов и погружных центробежных электронасосов.

В газовых скважинах газ поступает на поверхность под действием пластового давления (скважины фонтанируют газом). Оборудованием скважины называют все те части ее конструкции, которые обеспечивают отбор продукции (закачку) в. надлежащем режиме, проведение всех технологических операций в процессе эксплуатации и гарантируют от возникновения открытых фонтанов и загрязнения окружающей среды. Обычно различают наземное и подземное оборудование. Наземное (устьевое) оборудование включает арматуру, устанавливаемую на устье, подземное (скважинное) - оборудование ствола скважины.

В целом конструкция ствола скважины представлена в зависимости от геологических и технологических факторов несколькими концентрически спущенными на различную глубину колоннами обсадных труб: кондуктором, одной, двумя или тремя техническими и эксплуатационной колоннами. Эксплуатационная колонна окончательно образует ствол скважины. Внутренний ее диаметр при толщине стенки труб 6-14 мм изменяется от 96,3 до 140,3 мм, составляя в большинстве 114-140,3 мм.

Верхняя часть обсадных труб всех скважин заканчивается колонной головкой. Она предназначена для подвешивания и обвязки обсадных колонн с целью герметизации всех межтрубных пространств, контроля и управления межтрубными проявлениями и служит основанием для устьевого оборудования.

Широкое применение нашли колонные головки муфтового типа (ГКМ). Их основные узлы - корпус, навинченный на внешнюю трубу, и специальная муфта с фланцем для подвешивания внутренней трубы. Уплотнение межтрубного пространства достигается самоуплотняющейся резиновой манжетой и двумя медными кольцами за счет прижатия муфты в корпусе фланцем через два полукольца. В случае трех и более колонн обсадных труб используется две и более таких секций ГКМ.

Более совершенна колонная головка клинового типа (ГКК).

Она состоит из корпуса, клиньев для подвешивания внутренней колонны труб, пакера, обеспечивающего герметичность межтрубного пространства, катушки для установки фонтанной арматуры и промежуточного патрубка.

Для скважин, предназначенных для закачки горячей воды или пара в пласт, разработаны колонные головки сальникового типа (КГС). Они отличаются от головки ГКМ и ГКК наличием сальникового устройства, позволяющего эксплуатационной колонне перемещаться вверх или вниз при температурных деформациях.

В зависимости от назначения и способа эксплуатации скважины на колонную головку устанавливают соответствующее устьевое оборудование, которое рассмотрено в последующих разделах. Выходящие из бурения, а также фонтанные, газлифтные и газовые скважины оборудуют фонтанной арматурой, которая включает трубную головку, елку, и оканчивается сверху буферным патрубком.

Насосно – компрессорные трубы

При всех способах эксплуатации скважин подъем жидкости и газа на поверхность происходит обычно по насосно-компрессорным трубам (НКТ), которые спускают в скважины перед началом их эксплуатации. Эти трубы применительно к способам эксплуатации еще называют фонтанными, компрессорными, насосными, подъемными или лифтовыми.

ГОСТ 633-80 предусматривает изготовление стальных бесшовных насосно-компрессорных труб гладких, с высаженными наружу концами - В, гладких высокогерметичных - НКМ и без муфтовых с высаженными наружу концами - НКБ. Трубы с высаженными наружу концами (равнопрочные) рассчитывают по пределу прочности с учетом собственной массы при коэффициенте запаса, равном 1,5, а остальные (неравнопрочные) – по страгивающей нагрузке.

Трубы всех типов исполнения А изготавливают длиной 10 м, а исполнения Б - двух длин: от 5,5 до 8,5 м и свыше 8,5 до 10 м.

Гладкие трубы исполнения Б изготавливают до группы прочности Е включительно с термоупрочненными концами (ТУК).

На каждую трубу на расстоянии 0,4-0,6 м от ее конца наносят ударным способом и накаткой маркировку: условный диаметр трубы в миллиметрах; номер трубы; группа прочности; толщина стенки в миллиметрах (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм), товарный знак предприятия - изготовителя, месяц и год выпуска. Рядом с этой маркировкой наносят еще маркировку устойчивой светлой краской (кроме труб с условным диаметром 27-48 мм): условный диаметр трубы в миллиметрах; группа прочности (в том числе с ТУК); толщина стенки в миллиметрах (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм); длина трубы в сантиметрах; масса трубы в килограммах; тип трубы (кроме гладких труб); вид исполнения (для труб исполнения А); наименование или товарный знак предприятия-изготовителя.

В основном применяют трубы условным диаметром (округленным наружным) 60 и 73мм. Предельная глубина спуска НКТ в фонтанную скважину в зависимости от диаметра и группы прочности составляет 1780-4250 м, а допускаемый минимальный зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и наружной стенкой муфты НКТ-12-15 мм. Это значит, что максимальный диаметр НКТ не должен превышать при 146-мм эксплуатационной колонне 73 мм, при 163 мм - 89 мм и при 194-мм - 114 мм (взято по условным диаметрам обсадных труб и НКТ).

Контрольные вопросы:

- 1. Виды способов эксплуатации скважин?**
- 2. Назначение и методы исследования скважин?**

Литература:

М.М. Ермаков Справочная книга по добыче нефти. Алматы, 2007. с3-4.

Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев

Тема 3. Технология подземного ремонта скважин (ПРС)

Цель лекции: текущий ремонт скважин и его цель,разновидности текущего ремонта скважин,межремонтный период работы скважины и их виды, оборудование и инструменты для текущего ремонта скважин, средства механизации для спуско-подъемных операций, подготовка скважин к ремонту.

Ключевые слова: текущий ремонт скважин, межремонтный период, спуско-подъемных операций.

В связи с тем, что скважина представляет собой сооружение, включающее несколько колонн труб и различного рода и подземное оборудование, то естественно, что в процессе эксплуатации скважин возможны нарушения нормальных условия работы оборудования, требующие его ремонта или замены.

Об эффективности работы скважины и используемого в ней оборудования судят по межремонтному периоду (МРП), который определяется продолжительностью нормальной эксплуатации скважины в сутках от ремонта до ремонта. Продолжительность ремонта в МРП не включается. МРП рассчитывают по отдельным скважинам, нефтепромыслу или НГДУ в целом за полугодие или год. Исчисления МРП выполняются отдельно по способу эксплуатации скважин.

Другим важным параметром, по которому судят об успешности эксплуатации скважин, является коэффициент эксплуатации.

Коэффициентом эксплуатации называют отношение отработанных скважино-дней к календарному времени. Отработанные скважино-дни определяются временем, в течение которого скважина подавала нефть, т.е. для определения отработанных скважино-дней из календарного времени следует вычесть продолжительности ремонта, простоя в ожидании ремонта и других простоев. В условиях хорошо организованной работы цехов по добычи нефти коэффициент эксплуатации скважин может достигать 0,95-0,98, а в условиях фонтанной добычи – 0,99-1.

В зависимости от сложности ремонтных работ их разделяют на работы по текущему и капитальному ремонтам скважин.

Текущий ремонт скважин включает проведение работ по замене подземного оборудования, очистка труб и забоев скважин от отложений парафина, солей, песка, а также выполнение мероприятий по увеличению дебитов скважин.

Цель текущего – устранение неполадок, нарушающих режим работы скважин, и замена подземного оборудования. Поэтому текущий ремонт скважин часто называют подземным ремонтом. Текущий ремонт скважин подразделяют на планово-предупредительный (профилактический) и восстановительный.

Планово-предупредительным называют ремонт скважин, предусмотренный соответствующим календарным графиком. Графики могут составляться на месяц, квартал, год.

Профилактический ремонт выполняется для учреждения неожиданных нарушений в работе подземного оборудования скважин и своевременного устранения накоплений в отложениях парафина, песка, продуктов коррозии, могущих привести к непредвиденным нарушениям режима его работы.

Восстановительным ремонтом называют ремонт скважин, вызванный непредвиденным нарушением технологического режима их эксплуатации, включая полное прекращение отбора нефти из скважин.

Капитальный ремонт скважин – это проведение более сложных работ, связанных с ликвидацией аварий колонн или подземного оборудования, а также изоляция пластовых и посторонних вод, восстановление скважин зарезкой и бурением второго ствола и др.

Причины, приводящие к необходимости ремонта скважин

Причины, приводящие к необходимости ремонта скважин, могут предопределяться геологическими условиями разработки месторождения и состоянием подземной техники, используемой для добычи нефти. Оба приведенные выше фактора находятся во взаимосвязи с применяемым способом эксплуатации, который определяет подход к выбору вида ремонта скважин.

Рассмотрим основные причины, обуславливающие необходимость проведения в скважинах текущего подземного ремонта, при различных способах их эксплуатации.

Фонтанно-газлифтная эксплуатация скважин

Осложнения в скважинах при этом способе эксплуатации, требующие проведения в них ремонта, возникают, главным образом, во взаимосвязи характеристики жидкостей и газа, поступающих из пласта, и подземного

оборудования. А так как подземное оборудование при фонтанно-газлифтном способе эксплуатации включает насосно-компрессорные трубы, то и первоочередные причины ремонта – это неполадки с ними.

На состояние НКТ в фонтанных и газлифтных скважинах существенное влияние оказывает наличие в пластовых жидкостях и газе сероводорода и углекислоты, которые вызывают коррозию. При недостаточной эффективности мер по защите подземного оборудования от коррозии, она может стать причиной периодической замены труб в скважине.

На месторождениях, продуктивные пласты которых сложены слабосцементированным песком или песчаником, осложнения в эксплуатации скважин с необходимостью проведения в них ремонта могут обуславливаться образованием в интервале фильтра или непосредственно в НКТ песчаных пробок.

При фонтанной эксплуатации глубоких скважин со сложными условиями, определяемыми высоким давлением, наличием сероводорода, нижняя часть НКТ оборудуется пакером или якорем, а иногда и забойным отсекателем потока. Наличие в скважине дополнительных устройств может потребовать периодической их замены в связи с потерей функциональных свойств вследствие поломок, разъедания потеком, коррозии, что устраняется проведением подземного ремонта.

При газлифтной эксплуатации скважин в связи с тем, что НКТ оборудуются пусковыми клапанами, нарушения, приводящие к необходимости подземного ремонта, обуславливаются, кроме уже отмеченных выше, еще и тем, что требуется замена вышедших из строя клапанов, когда используются стационарные клапаны, и ликвидация обрывов каната.

Эксплуатация скважин штанговыми насосами

В связи с тем, что при эксплуатации скважинах ШСН в них спускают дополнительное оборудование (насосы, штанги, газовые якоря, газопесочные якоря и другие), которое по мере износа отдельных узлов требует замены и ремонта, появляются дополнительные причины, обуславливающие необходимость проведения в скважинах подземного ремонта. К числу таких работ, в первую очередь, относят работы, связанные со сменой скважинного насоса или его отдельных узлов, а также устранение неполадок с колонной штанг и ликвидацию протертостей в НКТ.

В скважинах, продукция которых содержит песок, ремонтные работы по замене насоса, как правило совмещают с очисткой или промывкой фильтра от песчаной пробки.

Вид выполняемых ремонтных работ зависит от конструкции применяемого скважинного насоса. Так, если скважина оборудована вставным скважинным насосом, то для смены насоса на поверхность поднимают только штанги и насос. При использовании же трубных насосов на поверхность поднимают трубы и штанги. Если ремонт связан с обрывом штанг, то для ликвидации обрыва на поверхность поднимают часть штанг до обрыва, затем поднимают трубы до места, где появится верхний конец, а при необходимости и трубы. Если при обрыве штанг плунжер насоса или насос оказался прихваченным в НКТ, то проводят отворот штанг с последующим подъемом труб. После подъема труб измеряют забой в скважине. При наличии пробки, перекрывающей фильтр, приступают к очистке или промывке пробки.

Состав и организация работ по текущему ремонту скважин
Все работы текущего ремонта скважин сводятся в следующем:

- Смена фонтанного или газлифтного оборудования;
- Смена скважинного насоса;
- Смена клапанов или плунжера насоса;
- Удаление песчаных пробок;
- Очистка труб или штанг от парафина асфальтосмолистых отложений;
- Очистка газового или песчаного якоря, устанавливаемых на приеме насоса;
- Ликвидация обрывов и отворотов штанг;
- Ремонт в связи с изменением способа эксплуатации;
- Изменение подвески насосно-компрессорных труб;
- Выявление нарушений НКТ и замена труб.

Заметим, что несколько перечисленных видов работ текущего ремонта могут выполняться одновременно за один подход бригады подземного ремонта к скважине. Так, например, за один подход бригады могут проводиться работы по замене насоса, промывке песчаной пробки и изменению подвески насоса.

Работы по текущему ремонту скважин выполняются бригадой, возглавляемой мастером.

Бригады по текущему ремонту скважин работают, как правило, в три смены. В состав вахты (смены) входят три человека: двое – оператор с помощником – работают у устья скважины, третий – тракторист управляет лебедкой подъемного механизма. При ремонтах глубоких скважин смена может состоять из четырех человек. Кроме уже названных трех имеется оператор – верховой.

Работы по ремонту скважины выполняются по предварительно составленному плану, в котором указываются виды работ и мероприятия, обеспечивающие безопасность их проведения. План работ составляется технологическими службами нефтегазодобывающего управления и утверждается главным инженером НГДУ.

Мастер по ремонту скважин организует проведение работ в соответствии с планом, обеспечивает безопасность проводимых работ, соблюдение условий охраны недр и окружающей среды, ведет учет выполненных бригадой работ, организует социалистическое соревнование.

Полный цикл операций текущего ремонта скважин включает:

- Переезд бригады и доставку оборудования к скважине;
- Подготовительные работы по установке у скважины подъемного оборудования, агрегатов и емкостей с растворами для глушения скважин;
- Спускоподъемные операции, связанные с ремонтом скважинного оборудования;

Заключительные операции, ставящие своей целью демонтаж оборудования и подготовку его к транспортированию на новую скважину.

Кроме оборудования для спускоподъемных операций бригады текущего ремонта скважин обеспечиваются вспомогательным инструментом. Это различного рода труболочки, предназначенные для захвата оборвавшихся в скважине труб, ловители штанг, устройства для захвата и извлечения тартального каната и др.

Любой вид работ по текущему или капитальному ремонту скважин связан с необходимостью подъема и обратного спуска в них насосно-компрессорных труб, штанг и насосов. Этот вид работ называется спускоподъемными операциями.

Подъем труб из скважины осуществляют после проведения подготовительных работ, которые включают следующие операции.

1. Глушение скважины для предупреждения возможного ее фонтанирования.
2. Подготовку рабочей площадки для проведения работ и расстановку спускоподъемных инструментов.
3. Разборку фонтанной арматуры. Ее проводят, начиная с отсоединения боковых отводов, будучи убежденным, что арматура не находится под давлением, после чего разъединяют болтовые соединения между центральной задвижкой и промежуточной катушкой арматуры. В процессе разъединения фланцев арматура поддерживается на весу штропом, надетым на крюк полиспастной системы. Сняв болты, арматуру приподнимают над устьем, отводят в сторону и укладывают на при скважинную площадку так, чтобы она не мешала дальнейшему проведению работ.
4. Разборку канатной подвески и устьевого сальникового оборудования при эксплуатации скважин ШСН. Проводя эти работы, головку балансира станка-качалки следует отвести в сторону, чтобы не мешать прохождению талевого блока и крюка.

Приступая к подъему труб, следует убедиться в том, что трубы не прихвачены. Об этом судят по индикатору веса, устанавливаемому на «мертвом» конце талевого каната. В случае прихвата труб их расхаживают перемещением труб вверх и вниз, контролируя натяжку на трубы по индикатору веса.

Если расхаживанием освободить трубы от прихвата не удастся, то на верхнюю трубу навинчивают вертлюг и, создавая давление закачиваемой в трубы жидкости" продолжают расхаживание труб. Если проведением этой операции освободить трубы от прихвата все же не удастся, то скважина передается в капитальный ремонт.

Убедившись, что трубы не прихвачены, приступают непосредственно к подъему их из скважины. Если подъем ведут при ручном свинчивании и развинчивании труб, то работы выполняют в такой последовательности. Всю колонну спущенных в скважину труб подвешивают на крюке при помощи элеватора. Подняв трубы так, чтобы муфта следующей трубы показалась над устьем скважины, под эту муфту устанавливают второй элеватор, удерживающий колонну труб на весу, и отвинчивают первую трубу. Отвинченную трубу кладут на мостки, после чего подъем труб возобновляют и операции повторяют. Спускают трубы в скважину в обратном порядке.

При ремонте скважин, эксплуатируемых ШСН, кроме насосно-компрессорных труб, спускают и поднимают насосные штанги. Эти работы выполняют так же, как и при спуске и подъеме труб, но с применением штанговых элеваторов и ключей.

Наиболее трудоемкие операции при спуско-подъемных работах - перенос элеваторов с мостков на трубу над устьем скважины и обратно, а также ручное свинчивание и развинчивание труб и штанг. Эти работы частично облегчаются при использовании для подъема и спуска труб спайдера, устанавливаемого непосредственно на устье скважины. При такой технологии ремонта пользуются одним элеватором, который постоянно подвешен на крюке. Трубы же удерживаются в подвешенном состоянии спайдером.

Подъем труб. Оператор подает к устью скважины подвешенный на крюке элеватор, надевает его на трубу, удерживаемую спайдером автомата, и закрывает

створку элеватора. Тракторист поднимает колонну до выхода на поверхность следующие муфты; при этом муфта приподнимается над опорной поверхностью клиньев спайдера на высоту, достаточную для подкладывания вилки. Оператор подкладывает вилку, после чего колонну труб опускают. Колонна удерживается в подвешенном состоянии клиновым захватом спайдера. Затем вытаскивают вилку, устанавливая стопорный и трубный ключи, после чего включают автомат на развенчивание трубы. После полного развенчивания трубы и снятия ключей тракторист поднимает трубу. Оператор отводит нижний конец трубы в сторону и передает ее помощнику оператора, который укладывает ее на мостки. Тракторист опускает трубу. Оператор снимает с трубы элеватор и подает его опять к автомату, после чего операции повторяются.

Спуск труб. При спуске труб, работая с автоматом, не пользуются подкладной вилкой, так как ее функции выполняет элеватор. Оператор и помощник оператора оттягивают элеватор, подвешенный на крюке, в сторону мостков и надевают его на трубу, захлопывают его створку на защелку и поворачивают элеватор створкой кверху. Тракторист поднимает трубу с мостков, а помощник оператора, поддерживая трубу рукой или железным крючком, передает ее оператору, который, приняв трубу, очищает резьбу щеткой и направляет конец трубы в муфту опущенной в скважину трубы. Помощник оператора устанавливает стопорный ключ на муфте трубы, зажатой клиновым захватом спайдера. Оператор надевает на трубу трубный ключ и включает автомат на свинчивание. После свинчивания на один момент автомат включается на обратный ход для освобождения зажатых ключей. Выключают автомат и снимают трубные ключи. Тракторист поднимает колонну труб для расклинивания ее от клинового захвата, затем спускают трубы в скважину плавно уменьшая скорость спуска к моменту посадки элеватора на опорную поверхность клинового захвата. Оператор открывает элеватор, снимает его с трубы. Далее операции повторяются.

Спуско-подъемные операции насосных штанг могут производиться при ручном и механизированном свинчивании и развенчивании, выполняемых автоматами АШК.

При выполнении спуско-подъемных операций с трубами и штангами оператор и помощник оператора должны следить за состоянием поднимаемых труб и штанг. При обнаружении на трубах и штангах вмятин, трещин, каверн, порчи резьбы такие трубы и штанги должны выбраковываться и заменяться новыми. Не допускается спуск в скважину штанг, имеющих погнутость или сильно стертые муфты.

При работе труб и штанг в глубоких скважинах рекомендуется после 10 -12 ремонтов заменять нижнюю часть колонны на верхнюю и наоборот.

Если в скважину спускается впервые новый комплект труб, то при спуске каждой трубы ее следует шаблонировать пропуском специального шаблона (стальной патрубков диаметром на 1,5-2 мм меньше внутреннего диаметра трубы). Резьба труб должна тщательно очищаться и смазываться специальной графитовой смазкой.

При подземном ремонте используются:
стационарные эксплуатационные вышки, устанавливаемые над скважиной по окончании бурения скважины;

буровые вышки, оставляемые на время эксплуатации в тех случаях, когда скважина расположена в труднодоступных местах.

Стационарно/временно устанавливаются башенные вышки и А-образные мачты. Последние легче при той же грузоподъемности и более удобны для размещения на площадке и используемого при подземном ремонте оборудования.

Перед началом эксплуатации вышки или мачты при очередном подземном ремонте ее следует тщательно осмотреть, обратив особое внимание на прямолинейность элементов, состояние сварных швов, балконов, лестниц, ограждений и оттяжек, затяжку болтовых соединений. Фундамент опор вышки или мачты не должен иметь трещин или коррозии. Все выявленные дефекты следует устранить до начала эксплуатации сооружения.

Транспортное оборудование. Передвижная мачта на колесном или гусеничном ходу (например, телескопическая мачта ПТМТ-40), широко применяемая и монтируется над центром скважины и для устойчивости расчаливается в два яруса канатными оттяжками (рис.3.1). Секции мачты раздвигаются с помощью лебедки трактора. Высота мачты при выдвигении первой секции - 15 м, грузоподъемная сила 400 кН, при выдвигении двух секций - 20 м и грузоподъемная сила 250 кН. При этих грузоподъемностях можно выполнять подавляющую часть работ по ремонту скважин.

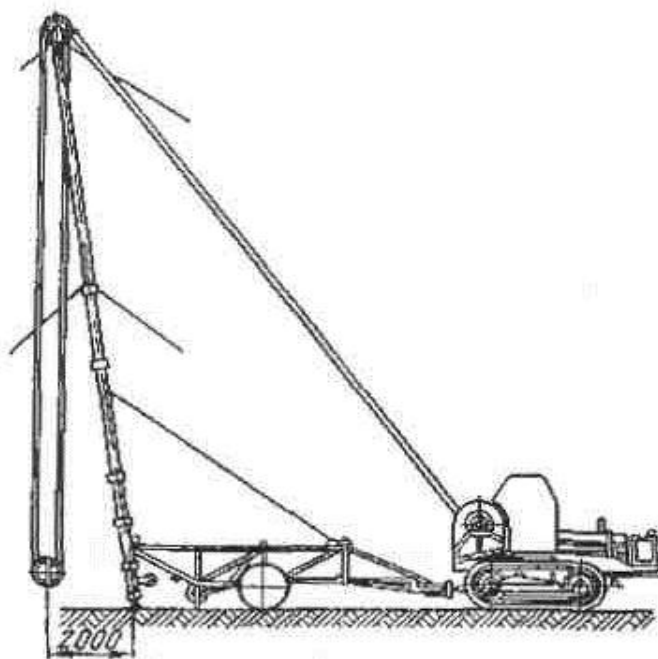


Рисунок 3.1- Передвижная мачта для подземного текущего ремонта в рабочем положении

Спуско-подъемные операции. Подземный текущий ремонт скважин неизбежно связан с подъемом и спуском труб, а в глубиннонасосных скважинах - также и штанг. Работы по подъему и спуску труб и штанг в скважину называют спуско-подъемными операциями.

Спуско-подъемные операции являются весьма трудоемкими, в зависимости от характера подземного ремонта занимают от 40 до 85% всего времени, затрачиваемого на ремонт, т.е. фактически они определяют общую продолжительность подземного ремонта.

Спуско-подъемные операции при ручном свинчивания и развинчивании труб производят следующим образом. Колонну спущенных в скважину труб подвешивают на крюке при помощи элеватора. Трубы поднимают и, как только появляется муфта следующей

трубы, устанавливают второй эlevator и на него сажают колонну труб. Отвинчивают верхнюю трубу и укладывают ее на мостки, после чего процесс подъема труб возобновляется и операции по отвинчиванию труб повторяются до полного подъема их из скважины. Спускают трубы в скважину в обратном порядке.

Особенности спуско-подъемных операций в насосных скважинах обуславливаются необходимостью спуска насоса, защитных приспособлений, а в ряде случаев - подъема труб с жидкостью.

Спуск труб в скважины начинают со спуска насоса (если он трубного типа) или рубашки с замковой пружиной (если насос вставной).

При спуске насоса трубного типа под него предварительно ввинчивают фильтр, предохранительную сетку или газопесочный якорь (в зависимости от характеристики скважины). Затем насос захватывают трубным эlevatorом и, приподняв его над устьем, осторожно спускают в скважину. Посадив эlevator на предохранительную воронку, установленную на фланце эксплуатационной колонны, на верхней стяжной муфте насоса закрепляют цепной ключ.

Приподняв эlevatorом трубу или двухтрубку и придерживая насос цепным ключом, завинчивают трубу в муфту насоса. Затем ее вместе с насосом спускают в скважину и сажают удерживающий их эlevator на фланец эксплуатационной колонны. После этого через спущенную трубу или двухтрубку плунжер на штангах пропускают в цилиндр насоса. Убедившись, что плунжер свободно проходит в цилиндр насоса, поднимают его и, отложив на мостки, приступают к спуску всего комплекта труб, который производят в обычном порядке.

Спуско-подъемное оборудование. Эта группа оборудования предназначена для выполнения таких операций, как свинчивание и развинчивание резьбовых соединений колонн штанг и труб, удержание их на весу. Она включает трубные и штанговые элеваторы, спайдеры, ключи, штропы и ряд других приспособлений, конструкция которых весьма специфична.

Эlevator - инструмент для захвата и удержания на весу в вертикальном, наклонном и горизонтальном положении труб или штанг в процессе спуско-подъемных операций (СПО). Различают штанговые и трубные элеваторы. Последние, в свою очередь, подразделяются на элеваторы для бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб.

По конструкции различают двухштропные (балочные) и одноштропные (стрежневые) элеваторы. Элеваторы каждого типа имеют свою предпочтительную область применения. Конструкция одноштропных элеваторов предусматривает использование их в процессе СПО совместно с электро- и гидроприводными ключами. В то же время двухштропные элеваторы более удобны при промывке скважин, монтаже устьевого оборудования и прочих операциях.

Спуск и подъем насосных штанг производят так же, как и труб. Так как вес поднимаемых штанг значительно меньше веса труб той же длины, спуско-подъемные операции со штангами производятся на больших скоростях, чем труб, и при меньшем числе оснащенных роликов талевого блока. Поднятые насосные

штанги укладывают на мостках и между штангами прокладывают специальные деревянные рейки.

Контрольные вопросы:

- 1. Что такое коэффициент эксплуатации скважин?**
- 2. Что называется подземным ремонтом скважин?**
- 3. Что понимают по межремонтным периодом работы скважин?**
- 4. Как определяет межремонтный период?**
- 5. Какие виды работ относятся к подземному текущему ремонту?**
- 6. Какие этапы технологического процесса подземного текущего ремонта скважин Вы знаете?**
- 7. Какие виды работ относятся к подготовительным?**
- 8. В чем состоит подготовка к ремонту фонтанных и компрессорных скважин?**
- 9. В чем состоит подготовка глубиннонасосных скважин к ремонту?**
- 10. В чем заключается подготовка к ремонту скважин, эксплуатирующихся центробежными погружными электронасосами?**

Литература:

Амиров А.Д., Карапетов К.А., Лемберанский. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин.

Тема 4. Технология капитального ремонта скважин (КРС)

Цель лекции: виды работ по капитальному ремонту скважин, ремонтно-изоляционные работы, крепление слабосцементированных пород призабойной зоны, ловильные работы, ликвидация скважин

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин, восстановление, захват, дефект, инструмент, исправление, ликвидация.

Значительный резерв роста добычи нефти и газа – ввод в эксплуатацию бездействующих скважин. Ряд таких скважин нуждается в сложных работах и передается в капитальный ремонт.

Капитальный ремонт – это комплекс работ, связанных с восстановлением продуктивности скважин, целостности обсадных колонн и цементного кольца, ликвидацией сложных аварий, а также спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации пластов, пакеров-отсекателей, клапанов-отсекателей и др.

Обычно капитальный ремонт проводится цехом капитального ремонта скважин или специализированным управлением, организуемым в объединении, которому передаются все работы на скважинах, связанные с повышением нефтеотдачи пластов (УПНП и КРС). В таком управлении сосредоточены необходимые технические средства, оборудование, материалы, транспортные средства, квалифицированная инженерно-техническая служба и бригады.

Особое место в работах по капитальному ремонту скважин занимают ремонтно-исправительные работы (герметизация устья, исправление и замена поврежденных части колонны, перекрытие дефектов в колонне, установка и разбуривание цементных пробок), изоляционные работы, крепление пород призабойной зоны пласта, очистка фильтра, переход на другой продуктивной горизонт, зарезка и бурение второго ствола, ловильные работы. К капитальному ремонту относятся также работы, связанные с воздействием на призабойную зону

пласта: гидравлический разрыв, гидропескоструйная перфорация, солянокислотная обработка, термокислотная обработка и др.

Перед проведением капитального ремонта и после его окончания проводят обследование скважины с целью: установления места и характера смятия, слома или продольного разрыва эксплуатационной колонны; определения местоположения и состояния труб, оборудования, различных приспособлений и посторонних предметов в стволе скважины; выявления в скважине песчаных и цементных пробок, а также различных отложений на стенках эксплуатационной колонны; проверки состояния фильтра скважины.

Обследование начинают с проверки состояния эксплуатационной колонны и ствола скважины при помощи шаблона. Он представляет собой металлический цилиндр, нижняя поверхность которого покрыта слоем свинца толщиной 15 мм. На боковой поверхности шаблона имеется желоб, заливаемый свинцом. Желоб предотвращает заклинивание шаблона при попадании на него мелких металлических предметов. Через шаблон проходит сквозное промывочное отверстие. Диаметр шаблона соответствует диаметру эксплуатационной колонны.

Шаблон на бурильных или насосно-компрессорных трубах медленно спускают в скважину обязательно наблюдая за нагрузкой по индикатору веса. Если шаблон останавливается залитой свинцом поверхности шаблона составляют план дальнейшего обследования.

Для определения местоположения в скважине постороннего предмета, формы его верхнего конца, а также характера слома или смятия эксплуатационной колонны служат плоские или конусные свинцовые печати. Плоская печать с торца и с боковой поверхности покрыта слоем свинца толщиной 15-25 мм. Конусная печать имеет такой же слой свинца. Наличие большой массы свинца позволяет получать глубокие отпечатки и более объективно судить о форме нарушенной поверхности.

Наряду с обследованием скважины проводят также работы по ее исследованию с целью определения глубины забоя и уровня жидкости, установления интенсивности притока из пласта в скважину при различных значениях забойного давления, а также обнаружения дефекта (негерметичности) эксплуатационной колонны, его характера и глубины расположения.

Дефекты эксплуатационной колонны, через которые поступает жидкость определяют с помощью дебитомеров, резистивиметров, электротермометров. Предварительно снизив уровень жидкости в скважине.

При выполнении работ по капитальному ремонту скважин наряду с агрегатами и инструментами для спускоподъемных операций используют также оборудование для вращения инструмента, цементировочные и насосные установки, цементировочные и пескомесительные машины, блоки манифольдов и др.

К оборудованию для вращения инструмента относятся роторы и вертлюги.

Цементировочные агрегаты предназначены для приготовления, закачивания и продавливания тампонажных и других растворов в скважину, для промывок скважин через спущенные в них трубы, обработки призабойной зоны пласта, опрессовки труб и оборудования. Цементировочной агрегат имеет следующие основные узлы: плунжерный насос высокого давления, центробежный насос с отдельным приводом, смесительное устройство, мерные емкости, бак для цементного раствора, манифольд с запорной арматурой. Монтируется

цементировочный агрегат на шасси автомобиля. На промыслах наибольшее применение нашли агрегаты ЦА-320М, ЦА-320А, 3ЦА-400А.

Для проведения работ по воздействию на призабойную зону пласта с целью интенсификации добычи нефти и газа (гидравлический разрыв, гидropескоструйная перфорация, солянокислотная обработка и др.) и работ по ограничению притока пластовых вод используют установки насосные УН1-630Х700А (4АН-700), УНЦ1-160Х500К (Азинмаш-30А), УНЦ-2-160Х500, АКПП-500 и др.

Установка УН1-630Х700А состоит из закрепленных на общей монтажной раме силового агрегата, коробки передач, насоса, трубопровода, обвязки насоса и системы управления. Управление установкой централизованное, с поста управления, расположенного в кабине автомобиля. Насос плунжерного типа развивает максимальное давление 70 МПа и подачу 22 дм³/с.

Установка УНЦ1-160Х500К предназначена для проведения солянокислотной обработки и состоит из цистерны, разделенной внутренней перегородкой на два отсека, трехплунжерного насоса высокого давления и трубопровода. Установка УНЦ-2-160Х500 применяется для углекислотной обработки призабойной зоны пласта и снабжена центробежным насосом 4К-6, развивающим давление 1МПа и подачу 37,5 дм³/с.

Пескосмесительная установка 4ПА используется для транспортирования песка, приготовления песчаножидкостной смеси и подачи ее на прием насосных агрегатов при гранулированных материалах. Для обвязки насосных установок между собой, к устьям скважины применяют блок манифольдов, смонтированный на шасси автомобиля и состоящий из напорного и приемораздаточного коллекторов.

К наиболее распространенным работам, капитального ремонта скважин относятся ловильные работы, исправления повреждений в обсадных колоннах, изоляционные работы, а также работы по ликвидации скважин.

Ловильные работы в скважинах - один из наиболее трудоемких видов капитального ремонта. В процессе эксплуатации скважин, проведения различных работ по текущему ремонту, воздействию на призабойную зону пласта могут происходить неполадки, связанные с разрушением, прихватом, обрывом части внутрискважинного оборудования, которая не может быть извлечена на поверхность обычными методами.

Наиболее часто встречаются следующие работы: ловля оборвавшихся или отвинтившихся насосно-компрессорных труб или насосных штанг, ловля оборвавшихся глубинных насосов или якорей, ловля агрегата ЭЦН вместе с кабелем или без него, ловля кабеля и перфоратора, извлечение насосно-компрессорных труб, прихваченных песчаными или цементными пробками. Иногда колонна НКТ, упавшая в скважину при ударе о забой изгибается, ломается в нескольких местах, причем отдельные части располагаются в скважине рядами, создавая особую сложность их извлечения.

После тщательного обследования состояния эксплуатационной колонны и положения упавших в скважину трубили других предметов, приступают к спуску ловильного инструмента.

Ловильные инструменты, применимые для ликвидации аварий в нефтяных скважинах, разнообразны по типам и конструкциям.

Для ловли труб применяют труболовки, овершоты, колокола, метчики; для ловли штанг – шлипсы, овершоты, крючки; для ловли других предметов – удочки, крючки, ерши, штропы, магнитные фрезеры и др.

Труболовки (внутренние и наружные, неосвобождающиеся и освобождающиеся) выпускаются нескольких размеров в зависимости от диаметра извлекаемых труб (48,60,73,89 и 114 мм). Труболовки изготавливают в двух исполнениях: упирающиеся в торец захватываемой колонны и заводимые внутрь захватываемой колонны с резьбами левого направления. Они могут извлекать колонны как целиком, так и по частям. По заказу потребителя труболовки могут быть изготовлены и с резьбами правого направления.

Труболовку спускают в скважину на бурильных трубах и НКТ и останавливают на 305 м выше конца оставшихся в скважине труб. Затем создают циркуляцию промывочной жидкости и продолжают спуск инструмента при медленном его вращении право или влево. Когда труболовку введут в извлекаемую трубу, вращение инструмента и прокачку жидкости прекращают и медленно натягивают колонну труб, расхаживая ее при необходимости. Если трубы не поддаются расхаживанию освобождающуюся труболовку можно освободить и поднять.

Для ловли сломанных НКТ, верхняя часть которых представляет собой голый конец с сорванной муфтой, применяют колокола. Колокол представляет собой стальной кованый потрубок специальной Фомы, имеющий на верхнем конце резьбу под муфту бурильного замка или насосно-компрессорной трубы, на которой он спускается в скважину. На внутренней поверхности в нижней части колокола имеется конусная расточка, на которой нарезана ловильная резьба и сделано четыре-пять продольных канавок для выхода стружки при врезании колокола в тело трубы.

Для ловли труб за муфту используется ловильный инструмент овершот. Внутри овершота расположено несколько плоских пружин. Извлекаемая труба при спуске инструмента, входя в овершот, раздвигает пружины и проходит дальше, а пружины захватывают трубу под муфтой только в тех случаях, когда трубы под муфтой не прихвачены, так как при больших натяжках пружины могут сломаться и остаться в скважине.

Метчики относятся к группе инструментов, вводимых внутрь извлекаемых предметов. Корпус метчика выполнен в виде усеченного конуса с резьбой для соединения с колонной бурильных или НКТ, а нижний – ловильную резьбу с продольными канавками для выхода стружки при врезании в аварийный объект.

Для ловли насосных штанг применяют шлипсовые, муфты, комбинированные ловители. Ловлю перфораторов, кабеля и стального каната проводят различного рода крючками, удочками и ершам в виде двух- или трехрогих вилок, которыми захватывают ловимые предметы за выступающие части. Мелкие предметы (цепи, ключи, сухари и др) извлекают различными пауками. Для ловли небольших металлических предметов применяют магнитный фрезер, состоящий из переводника, магнитной системы и корпуса с фрезерной коронкой, армированной дробленым твердым сплавом.

Основные виды повреждений эксплуатационных колонн – смятия, сломы и образование трещин.

Ослабление колонны и последующие ее смятие может быть вызвано уменьшением толщины Степки, дефектом в резьбовом соединении. Резкое снижение уровня жидкости в скважине, вследствие чего внешнее давление на колонну может превысить допустимое значение, также создает условия для повреждения колонны. Смятие и слом колонны возможны в результате разрешения призабойной зоны пласта при эксплуатации скважины, сопровождающейся интенсивным выносом песка, обвалами пород.

Степень смятия колонны определяют по изменению внутреннего диаметра колонны. При сужении диаметра до 0,8 его номинального значения и протяженности длины смятого участка до 3-20 диаметров колонны смятие считают значительным.

Смятие участки колонны исправляют с помощью специального инструмента – оправочных долот или фрезеров различной формы. Поврежденный участок обрабатывают в несколько приемов: сначала начинают работать инструментом, диаметр которого на 4-5мм больше минимального внутреннего размера поперечного сечения смятой части колонны, и после каждого прохода применяют инструмент, на 5 мм превышающий предыдущий по диаметру. Если при использовании оправочных долот не получают положительных результатов и место смятия протирается, то участок офрезерывают грушевидными или колонными фрезерами. Обработку ведут до тех пор пока шаблон номинального диаметра не будет свободно проходить через исправленный участок.

Выправленный участок изолирует от возможного проникновения посторонних вод и повторного его разрушения. Такая изоляция достигается нагнетанием под давлением цементного раствора через дефект в колонне; установкой металлических пластырей; спуском дополнительной колонны или «летучки».

Для исправления таких дефектов колонн, как трещины, свищи, образовавшиеся в результате коррозии, протиры, нарушения резьбовых соединений устанавливают металлические пластыри с помощью специального устройства.

Для ликвидации дефекта в скважину спускают предварительно деформированную в продольном направлении трубу, которая в интервале нарушения расправляется специальной расширительной головкой, плотно прижимаясь к внутренним стенкам исправляемой колонны, образуя пластырь. В зависимости от способа применения нагрузки к пластырю и фиксации его в начальный период установки различают устройства без опоры на колонну, в которых усилия для прижатия пластыря к стенке колонны создаются гидравлическими цилиндрами (рис. 1) и устройства с опорой на колонну с использованием якоря.

Если исправить дефект не удастся, то в основную эксплуатационную колонну спускают дополнительную колонну или «летучку» с последующим цементированием пространства между ними. При невозможности спуска такой колонны скважину возвращают на вышележащий горизонт или проводят зарезку и бурение второго ствола.

Работы по зарезке и бурению второго ствола включают: обследование и выбор места в колонне для вскрытия окна; цементирование на соответствующей глубине и установку отклонителя; Бурение второго ствола до требуемой глубины;

Спуск обсадной колонны, ее цементирование, испытание на герметичность и перфорацию в интервале продуктивного горизонта.

Разработка нефтяных месторождений при водонапорном режиме зачастую сопровождается прогрессирующим обводнением пластов и скважин. Кроме того, скважины могут обводняться и посторонними водами из ниже- ли вышележащих горизонтов. Поступление воды в скважины может происходить через цементный стакан на забое скважины, через отверстия фильтра вместе с нефтью, через дефекты в эксплуатационной колонне (трещины, раковины в металле, негерметичные резьбовые соединения). Эти дефекты возникают при некачественном цементировании, нарушении цементного кольца в за колонном пространстве, коррозии колонны под действием омывающих ее минерализованных пластовых вод. Нарушения могут возникать в процессе освоения скважины или при текущем капитальном ремонтах.

Изоляционные работы проводят с целью изоляции верхних вод, нижних вод, поступающих через цементный стакан и по заколонному пространству, подошвенных и контурных вод, поступающих по наиболее проницаемым интервалам и трещинам пласта.

Приток посторонней воды в скважину обычно ликвидируют путем цементирования нарушений в заданном интервале.

Для всех видов цементирования используют тампонажный цемент такого же качества, как и при строительстве скважин.

При поступлении верхних вод дефект в эксплуатационной колонне изолируют следующими способами:

Заливкой нефцецементным раствором, затворенным на одной основе, через дефект в колонне с последующим разбуриванием цементного камня;

Спуском дополнительной предохранительной колонны или «летучки» вымыванием с последующим ее цементированием;

Установкой специальных пакеров.

В процессе цементирования применяют специальную арматуру устья, используемую при гидравлическом разрыве пласта, колонну заливочных труб, собираемую из НКТ или бурильных труб, пакеры, цементировочные желонки и агрегаты. Перед цементированием рассчитывают объем необходимых материалов, давление в конце продавливания тампонажного раствора, число и тип цементировочных агрегатов, время проведения процесса. Закачка цементного раствора в заколонное пространство предусматривает предварительное создание в эксплуатационной колонне специальных отверстий с помощью кумулятивных или гидропескоструйных перфораторов.

Во избежание попадания цементного раствора в продуктивный пласт фильтр скважины засыпают песком и при необходимости над насыпной стакан. Цементный раствор закачивают через заливочные трубы под давлением и продавливают в зону дефекта. По истечении срока твердения раствора колонну опрессовывают на герметичность скважину до забоя.

При наличии в колонне нескольких дефектов, их устраняют последовательно сверху вниз.

Для разбуривания цементных стаканов широко применяют забойные винтовые двигатели, состоящие из трех основных узлов: секции двигательной,

секции шпинделя и клапана, которые соединяются между собой с помощью замковых резьб. Рабочие органы секции двигательной – это ротор и статор, представляющие собой зубчатую пару с внутренним косозубым зацеплением. Шпиндель передает осевую нагрузку на долото, воспринимает гидравлическую нагрузку, действующую на ротор двигателя, и уплотняет выходной вал, создавая необходимый перепад давления на долоте.

При поступлении верхних вод по законному пространству через отверстия фильтра изоляционные работы проводят:

Нагнетанием нефцецементного раствора через отверстия фильтра с последующим вымыванием излишков нефцецементного раствора;

Закачкой смол и других фильтрующихся синтетических материалов.

Ограничение притока контурных пластовых и закачиваемых вод сводится к направленной (селективной) изоляции путей поступления воды. Эти работы осуществляются с применением нефцецементных растворов, способных затвердевать в водонасыщенной среде и оставаться подвижными в нефтенасыщенных интервалах, растворов полимеров (гипан, нипаноформалиновые смеси, поликриламид) и других регентов. Тампонирующее трещин пласта, являющихся основными путями притока воды в скважины, проводят с использованием цементных суспензий, гранулированного магния, взаимодействующего с водой с образованием закупоривающего осадка к углеводородам (диаметр гранул 0,5-1,6 мм).

Пути проникновения нижних вод аналогичны путям проникновения верхних вод в скважину. При этом также проводят цементирование под давлением через отверстия фильтра или создают специальные отверстия.

Технология изоляции скважин от проникновения подошвенных вод не отличается от таковой для изоляции от проникновения нижних вод. При цементировании применяют нефцецементный и пеноцементный растворы. В ряде случаев для изоляции скважин от проникновения подошвенных вод в нижней части пласта вокруг ствола скважины создают экраны путем закачки цементного раствора в трещины, предварительно образованные посредством направленного гидравлического разрыва пласта.

Под ликвидацией скважин понимают полное списание скважины со счета из-за невозможности ее дальнейшего бурения или эксплуатации по техническим или геологическим причинам.

Скважины, незаконченные бурением, могут быть ликвидированы вследствие:

сложной аварии и доказанной технической невозможности ее устранения, а также невозможности использования скважины для других целей, например, возврата на вышележащие горизонты, использования в качестве наблюдательной, нагнетательной;

полного отсутствия нефтенасыщенности вскрытых данной скважиной горизонтов и невозможности использования ее для других целей (возврат, углубление и др.).

Эксплуатационные скважины ликвидируются по причинам:

технической невозможности устранения аварии и отсутствия объектов для эксплуатации вышележащих горизонтов;

полного обводнения пластовой водой продуктивного горизонта;

снижения дебита до предела рентабельности из-за истощения или обводнения продуктивного горизонта;

прекращения приемистости и невозможности или экономической нецелесообразности восстановления приемистости.

Технология работ по ликвидации скважины предусматривает: промывку скважины и очистку стенок от глинистой корки, нефти, парафина, смолистых веществ, продуктов коррозии; установку сплошного или прерывистого цементного моста в интервале от забоя до глубины, обеспечивающей перекрытие всех интервалов перфорации и нефтегазопроявлений; опрессовку на герметичность оставшейся части ствола скважины и цементного моста; проверку герметичности межколонного пространства и при необходимости цементирование его до полной герметизации.

Иногда при отсутствии газовых и газонефтяных залежей, а также напорных минерализованных вод, способных загрязнить верхние пресные воды, обсадные колонны извлекают из скважины.

Устье ликвидированной скважины оборудуют репером с указанием номера скважины, наименования месторождения и организации (НГДУ, УБР).

Контрольные вопросы:

- 1. Какие виды работ относятся к капитальному ремонту?**
- 2. Какие исследовательские и обследовательские работы производят в скважине перед капитальным ремонтом?**
- 3. Принципиальная схема размещения оборудования при капитальном ремонте скважин.**
- 4. На какие группы подразделяются оборудование и инструмент, применяемые при капитальном ремонте скважин?**

Литература:

Амиров А.Д., Карапетов К.А., Лемберанский. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин.

Тема 5. Зарезка и бурение второго ствола

Цель лекции: зарезка и бурение второго ствола, чистка и промывка песчаных и гидратных пробок, промывочные жидкости.

Ключевые слова: бурение, ствол, глубина, промывочные агрегаты, насосы, жидкости.

Если исправить дефект не удастся, то в основную эксплуатационную колонну спускают дополнительную колонну или «летучку» с последующим цементированием пространства между ними. При невозможности спуска такой колонны скважину возвращают на вышележащий горизонт или проводят зарезку и бурение второго ствола.

Работы по зарезке и бурению второго ствола включают: обследование и выбор места в колонне для вскрытия окна; цементирование на соответствующей глубине и установку отклонителя; Бурение второго ствола до требуемой глубины; Спуск обсадной колонны, ее цементирование, испытание на герметичность и перфорацию в интервале продуктивного горизонта.

Промывочные агрегаты и насосы. Для промывок скважин применяют передвижные насосы, смонтированные на тракторе или автомашине и работающие от их двигателя. Такие установки называются промывочными агрегатами.

Стационарные и передвижные насосы входят в комплекс оборудования для капитального ремонта скважин. При их помощи на забой под необходимым давлением закачивается вода, нефть или глинистый раствор.

Промывочный агрегат "Азинмаш-32М", смонтированный на гусеничном тракторе Т-100М, состоит из следующих основных узлов: монтажной базы; коробки передач для изменения частоты вращения вала двигателя трактора при передаче его насосу; цепной передачи для вращения трансмиссионного вала насоса; трехплунжерного горизонтального насоса марки 1НП-160 одинарного действия и пульта управления, размещенного в кабине тракториста.

Промывочные агрегаты, смонтированные на автомашинах, отличаются от тракторных высокой маневренностью благодаря более высоким скоростям передвижения. Использование автомобильной коробки передач для привода насоса создает возможность изменения производительности и давления на выкиде насоса в широком диапазоне. Однако применение таких агрегатов требует наличия хороших дорог и подъездных путей к скважинам.

Агрегат "Азинмаш-35А" предназначен для нагнетания жидкостей при промывке песчаных пробок в скважинах, цементировании скважин, гидроразрыве пластов и других работах. Он смонтирован на двухосном грузовом автомобиле марки ЗИЛ-130. На платформе автомобиля размещен трехплунжерный горизонтальный насос одинарного действия марки 2НП-160.

Стационарные насосы в основном устанавливаются на скважинах, где производятся работы по зарезке и бурению второго ствола, а также при бурении эксплуатационных скважин силами бригад по капитальному ремонту.

Буровой насос 9МГр (модернизированный Грозненский) имеет стальную литую клапанную коробку, что позволяет создавать повышенное давление. Для увеличения гидравлической мощности в этом насосе по сравнению с ранее применявшимся типа 9Гр усилена приводная часть. Улучшена конструкция станины. В целях повышения производительности в конструкции насоса 9МГр путем уменьшения диаметра приводного шкива предусмотрено увеличение скорости хода поршня с 55 до 90 двойных ходов в минуту.

Буровой насос 12Гр - двухцилиндровый, двойного действия, снабжен тремя напорными колпаками диафрагменного типа объемом 5 л каждый, рассчитанный на заполнение газообразным азотом с доведением максимального давления до 50 кгс/см². Передача от электродвигателя к насосу осуществляется клиновидными ремнями.

В системе обвязки буровых насосов устанавливают компенсаторы и задвижки.

Компенсаторы воздушные устанавливают для смягчения гидравлических ударов.

На практике большое распространение получили трехкамерные пневматические компенсаторы Уралмашзавода, устанавливаемые на модернизированных насосах типа У8-3 и У8-4.

Компенсатор представляет собой блок воздушных колпаков, монтируемых на нагнетательной трубе. В каждом из колпаков помещен перфорированный баллон

диаметром 78 мм, на который надет резиновый чехол. Через специальный фланец пространство между перфорированным баллоном и чехлом заполняется сжатым воздухом или азотом, тем самым создается предварительное давление газа в компенсаторе, равное 35 кгс/см^2 .

Трехкамерный компенсатор рассчитан на рабочее давление 150 кгс/см^2 .

Задвижки служат для изменения направления движения жидкости при промывке пробок в скважине, разбурировании цементного стакана, прокачке цементного раствора и др. (например, из чанов в приемную емкость и наоборот; в трубы и затрубное пространство и т.д.).

По своему назначению задвижки подразделяются на проходные, пусковые и разобщающие.

Чистка и промывка песчаных и гидратных пробок желонками. Выбор оборудования и технологии очистки пробок обусловлен типом пробки, местом ее расположения, состоянием эксплуатационной колонны (степенью ее герметичности и износа), пластовым давлением..

Технологию очистки пробок выбирают таким образом, чтобы, с одной стороны, ее удалить, а с другой - свести к минимуму ухудшение гидродинамических свойств пласта, например в результате попадания в него технологических жидкостей, используемых для промывки.

Образующиеся в процессе эксплуатации скважины песчаные пробки бывают забойными, образующимися на забое скважины, и патронными, располагающимися в средней и верхней части колонны. Пробки бывают рыхлыми и плотными.

Существуют два основных метода очистки скважины - удаление песчаных пробок желонками и промывкой. В первом случае в колонну труб на канате последовательно опускают и поднимают желонку - цилиндрическую емкость, снабженную каналами и рядом устройств для захвата материала пробки, например песка, подъема его на поверхность и быстрого опорожнения.

Во втором случае в засоренные подъемные трубы или эксплуатационную колонну спускают колонну промывочных труб и специальными промывочными насосами создают циркуляцию жидкости для размывания пробки и выноса составляющих ее материалов на поверхность.

Необходимо иметь в виду, что при образовании песчаной пробки в случае полного прекращения подачи пластовой жидкости давление в нижней части колонны увеличивается и в процессе удаления пробки может произойти выброс части пробки, нефти, а иногда и оборудования, спущенного в скважину. Поэтому при удалении пробки следует строго выполнять правила техники безопасности.

Удаление песчаных пробок желонками. Преимущества этого метода - простота применяемого оборудования и процесса очистки, исключения проникновения в призабойную зону пласта технологических жидкостей; возможность очистки скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами. Недостатки метода: длительность процесса; возможность протирания эксплуатационной колонны; возможность обрыва каната, на котором спускается инструмент; загрязнение территории вокруг устья скважины извлеченным материалом пробки; невозможность чистки желонкой колонн, имеющих смятие или сломы.

При очистке желонкой скважины она должна быть оборудована подъемником, колонна подъемный труб должна быть поднята и уложена на мостки; рядом с устьем скважины установлен отбойный ящик для сбора материала пробки. Диаметр желонки выбирается исходя из диаметра колонны, в которой образовалась пробка.

Диаметр труб, мм	114	127	140	146	168	и более
Диаметр желонки, мм	73	89	89	89	114	

В зависимости от характера пробки используют следующие типы желонок: для рыхлых пробок - простые, при плотных - поршневые, в специальных случаях - автоматические.

Простую желонку подвешивают на тартальном канате диаметром 16 или 19,5 мм при оснастке талевого системы «на прямую». В процессе работ следует систематически проверять надежность крепления каната к желонке и состояние каната.

Длина каната, намотанного на барабан лебедки, должна быть такой, чтобы при самом нижнем положении желонки в скважине на барабане оставалось бы не менее одного ряда каната. Простая желонка представляет собой трубу диаметром 73-114 мм и длиной 8-12 м с тарельчатым или шариковым клапаном на нижнем конце и душкой для крепления каната на верхнем конце. Хотя желонки подобной конструкции малоэффективны, но из-за простоты конструкции их часто применяют на промыслах.

В процессе работы желонку опускают на канате со средней скоростью. За 10-15 м до пробки скорость увеличивают и желонка врезается в пробку, клапан в нижней части открывается и песок вместе с жидкостью заполняет ее внутренний объем. Для надежного закрытия клапана желонку отрывают от забоя на максимальной скорости подъема.

Подняв желонку из скважины, ее с помощью крючка отводят от устья к отбойному ящику, в дне которого укреплен стержень. Установленный на стержне клапан открывается, и песок вместе с жидкостью стекает в ящик. Освобожденную желонку опускают в скважину и повторяют процесс ее заполнения.

Поршневые желонки отличаются от простых наличием в них поршня,

Установленного на штоке, свободно проходящем через верхнюю крышку корпуса. Шток поршня должен быть достаточно массивным, чтобы обеспечить его движение вниз относительно корпуса желонки при провисании каната. Для амортизации удара на шток надеты две пружины - одна снаружи, другая внутри корпуса.

Для обеспечения перетока жидкости из поршневой полости в надпоршневую в поршне имеется ряд осевых каналов, закрытых сверху эластичной шайбой. Клапан в нижней части желонки снабжают штоком с пикообразным наконечником.

При достижении желонкой забоя клапан открывается, а поршень опускается вниз, пока верхняя пружины не упрутся в пробку.

Во время подъема каната сначала начинает двигаться вверх поршень, в результате давление под поршнем уменьшается и песок с жидкостью через открытый клапан засасывается внутрь корпуса. После отрыва корпуса желонки от забоя клапан закрывается и предупреждает освобождение желонки от песка.

Для хорошего наполнения желонки ее несколько раз сажают на забой, опуская поршень в нижнее положение.

После подъема желонки на поверхность ее крючком отводят к отбойному ящику, опирают штоком клапана на его дно. После вытекания жидкости с песком процесс повторяют. Автоматическая желонка имеет более сложное устройство. Принцип ее действия основан на использовании двух герметичных камер - воздушной и песочной. Эти камеры имеют герметичные клапаны. Приемный клапан при достижении желонкой песчаной пробки открывается и, поскольку давление в скважине значительно превышает давление воздуха во внутренней полости желонки, песочная камера интенсивно заполняется материалами, образовавшими пробку. При заполнении песочной камеры воздух, находящийся в воздушной камере, сжимается, при подъеме желонки на поверхность давление в ней сохраняется и поддерживается на уровне 1 МПа.

После извлечения желонки из скважины ее отводят в сторону от скважины и устанавливают в отбойный ящик. При открытии нижнего спускного отверстия содержимое желонки давлением сжатого воздуха, находящегося в воздушной камере, интенсивно вытесняется из внутренней полости песочной камеры желонки. Во время открытия спускного отверстия под действием реактивной силы желонка смещается вбок, поэтому ее необходимо надежно упереть в дно ящика-отбойника и предусмотреть меры, исключающие попадание выбрасываемого содержимого желонки на рабочих.

Автоматические желонки работают тем лучше, чем выше столб жидкости в скважине над пробкой. Однако эффективность их работы в основном зависит от герметичности клапанов. Даже незначительная утечка воздуха или жидкостно-песочной смеси приводит к резкому уменьшению степени ее наполнения и скорости опорожнения.

В процессе очистки песчаной пробки желонкой следует соблюдать следующие правила:

1. Выбирать скорость спуска желонки таким образом, чтобы предупредить образование

Петель каната, которые могут возникнуть вовремя спуска желонки в скважину и в том случае, если она зацепляется за выступ колонны труб.

2. При подъеме не допускать затаскивания желонки под кронблок. Для этого на тартальном канате выше желонки на 100м навязывают метку. При подходе метки к барабану лебедки машинист уменьшает скорость подъема и сосредоточивает внимание на устье скважины, ожидая появления желонки.

3. При спуске желонки при приближении ее к уровню жидкости в скважине скорость вращения барабана лебедки должна быть уменьшена, поскольку в период погружения желонки в жидкость ее скорость резко уменьшается, что может привести к образованию петли из тартального каната.

4. Для лучшей ориентации тракториста на канате должна быть укреплен метка, соответствующая забою скважины. Приближение этой метки к устью скважины означает посадку желонки на забой, образованный песчаной пробкой.

5. После посадки желонки на максимально возможной скорости спуска на песчаную пробку она должна без промедления подниматься на поверхность.

6. При чистке песчаных пробок запрещается опорожнять желонку

непосредственно на пол рабочей площадки.

7. В случае соскакивания тартального каната с оттяжного ролика или кронблочного шкива следует прекратить СПО, а канат до завода его в ролик или шкив надежно закрепить на устье двумя зажимами, расположенными накрест. Запрещается чистить желонкой песчаные пробки в фонтанных скважинах, выделяющих газ.

При промывке пробок в скважинах, из которых возможны выбросы, следует на промывочных трубах установить противовыбросную задвижку или на устье герметизирующее устройство и применять промывочную жидкость с удельным весом, обеспечивающим гидростатическое давление столба больше, чем пластовое давление.

8. Промывочный шланг должен иметь по всей длине петлевую обвивку из мягкого металлического канатика, прочно прикрепленного к стояку и вертлюгу.

9. При промывке песчаной пробки водой промывочную жидкость следует отводить в промышленную канализация. Промывать пробки нефтью следует по замкнутому циклу.

10. Ночное время при внезапном выключении освещения во время промывки скважины следует находящиеся в ней трубы приподнять и посадить на элеватор, не прекращая циркуляцию промывочной жидкости.

Для реализации этого способа в скважину опускают колонну промывочных труб, а у устья скважины размещают насосы, резервуары с промывочной жидкостью и другое оборудование, необходимое для промывки по одному из следующих способов: прямой, обратной, комбинированной или непрерывной.

Аналогичным образом, постепенно промывая и наращивая промывочную колонну, продолжают промывку пробки на всей ее длине.

В тех случаях, когда ожидается выброс или фонтанирование скважины, в схему обвязки (рис.5.1) вводят предохранительную задвижку 6 со специальным фланцем 5, устанавливаемыми ниже вертлюга.

Открытое фонтанирование исключают посадкой фланца 5 на венец крестовика фонтанной арматуры 3 и скреплением их болтами, после чего скважину можно глушить подачей жидкости через промывочные трубы или кольцевое пространство, а также одновременно через оба канала. В первом случае открывают предохранительную задвижку и задвижку 12, задвижки 4, 10, 11 закрыты; во втором случае предохранительная задвижка 6 и задвижки 11 и 12 закрыты, а задвижки 13, 10, 4 открыты; в третьем задвижка 11 закрыта, а остальные открыты. Описанную технологию применяют для промывки однорядных подъемников. Промывку пробок в двухрядных подъемниках ведет следующим образом. Устье скважины оборудуют по схеме.

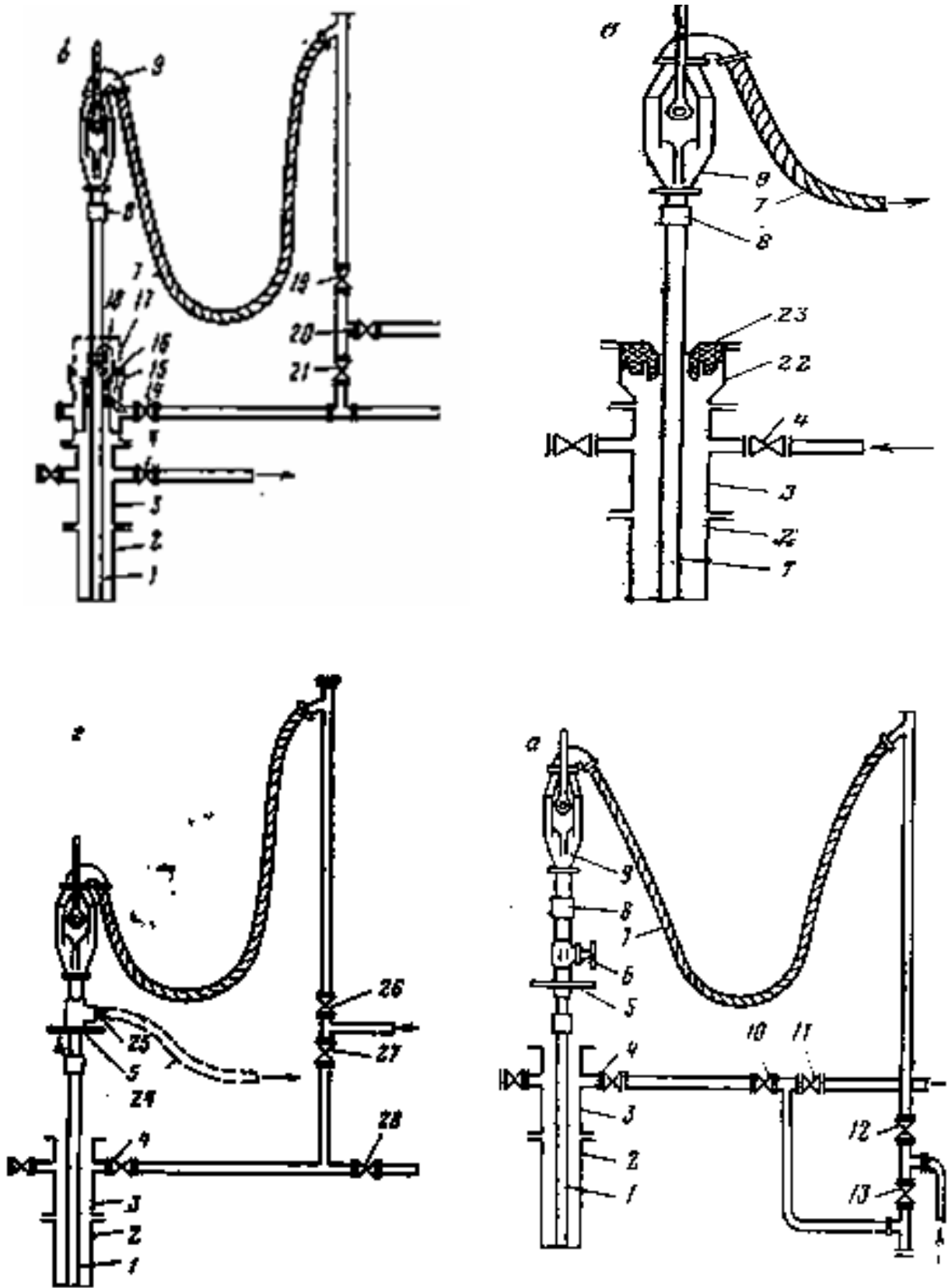


Рис.5.1 Схема оборудования скважины при промывке:

а-прямой; б-ускоренной; в-обратной; г-комбинированной; 1-колонна промывочных труб; 2-эксплуатационная колонна; 3-крестовина; 4-задвижка; 5-фланец; 6-предохранительная задвижка; 7-промывочный шланг; 8-муфта; 9-вертлюг; 10, и, 12, 13, 14 - краны; 15 промывочная головка; 16-вкладыш, 17-крышка; 18-муфта; 19, 20, 21-краны; 22 - промывочная головка; 23 - манжетное уплотнение; 24 - гибкий шланг; 25 - пробка; 26, 27, 28 - краны

Контрольные вопросы:

1. Цель зарезка и бурение второго ствола?
2. Какие типы промывочных агрегатов Вы знаете?
3. Какую жидкость применяют в качестве промывочной?
4. Какие трубы используют в качестве промывочных?
5. В каких случаях наиболее эффективна прямая промывка?
6. В чем особенность чистки песчаных пробок аэрированной жидкостью?
7. Назовите размеры и марки обсадных труб?
8. Каково назначение проводников?

Литература:

- 1.Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М. «Недра».
- 2.Техника и технология капитального ремонта скважин: Учеб.пособие/ А.Б.Сулейманов, К.А.Карапетов, А.С.Яшин.

Тема 6. Методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважины

Цель лекции: Знать цель и сущность гидравлического разрыва пласта, технологию его проведения, механизм образования трещин, материалы и оборудование для гидроразрыва. Рассмотреть другие физические методы воздействия на пласт, как торпедирование и гидропескоструйная перфорация.

Изучить и знать цель проведения ПТВ на призабойную зону, технологию парациклического воздействия на пласт и критерии применения ПТВ.

Ключевые слова: воздействие, ПЗС, метод, эффективность, трещин.

Цель проведения ПТВ. Последовательность технологии проведения паротеплового воздействия. Критерии и эффективность применения. Электропрогрев ПЗС.

Сущность гидравлического разрыва пласта – создание на забое скважины высокого давления, которое превышало бы местное горное давление на величину, зависящую от прочностных свойств горных пород. Для создания такого давления нефть и вода, смешанные с песком или другим расклинивающим наполнителем, закачиваются в пласт с высокой скоростью. Вследствие аномального давления в пласте образуются трещины или расширяются ранее существовавшие, что приводит к существенному увеличению проницаемости пласта. Созданные трещины закрепляют крупнозернистым песком, нагнетаемым вместе с потоком жидкости. Это значительно увеличивает дренируемую площадь вокруг ствола скважины, а также ее производительность. Гораздо большего повышения дебита нефти можно добиться, если добыча ограничивается малопроницаемыми блоками вокруг ствола скважины. При этом суммарную нефтеотдачу такой метод может увеличить на 5-15%.

Известно также явление самопроизвольного разрыва пласта в процессе бурения скважин со значительно утяжеленными растворами, что приводит к поглощениям промывочной жидкости. При нагнетании воды в процессе поддержания пластового давления часто получают индикаторные линии, форма которых также свидетельствует о гидравлическом разрыве пласта. Так, при

повышении давления образуется излом индикаторной линии $Q = f(p)$ и приемистость скважины резко возрастает (рис.6.1. а, б).

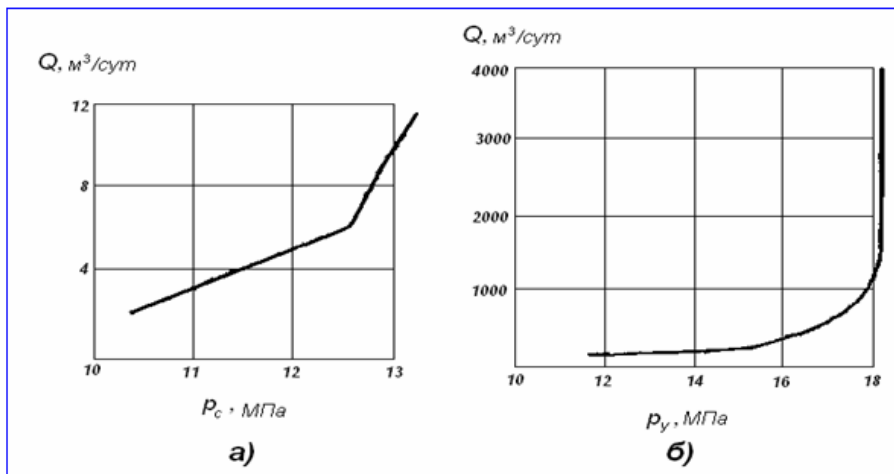


Рис. 6.1 - Зависимости: а) $Q = f(p_c)$, б) $Q = f(p_y)$

Особенно эффективным оказался гидроразрыв пласта в водяных нагнетательных скважинах. Гидравлический разрыв пласта широко применяют и на газовых скважинах.

Рассмотрим механизм образования трещин при гидравлическом разрыве пласта.

Растрескивание происходит в стволе скважины, обусловленной прочностью породы на разрыв и напряжением, вызванным весом вышележащих пород, когда гидравлическое давление превосходит объединенное сопротивление. Разрыв начинается в точке, где сумма этих сил наименьшая. В пластах, залегающих менее глубоко, обычно возникают горизонтальные разрывы, а в пластах, залегающих более глубоко – вертикальные разрывы (рис. 6.2).

По результатам исследований, горизонтальные трещины могут образоваться и при давлениях, меньших давления вышележащих пород (горного давления).

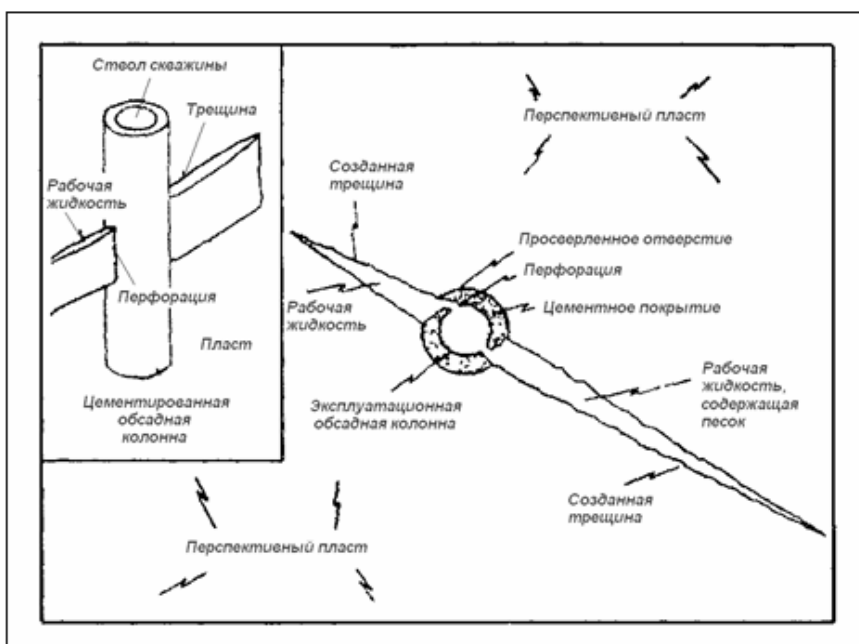


Рис.6.2 - Принцип гидроразрыва (в плане)

Таким образом, давление гидравлического разрыва, а также ориентация и размеры образующихся при этом трещин зависят от величины горного давления характера и параметров естественной трещиноватости продуктивных пород, а также величины пластового давления. В процессе гидроразрыва пласта, скорости нагнетания жидкости разрыва должны быть такими, чтобы они в каждый момент опережали приемистость пласта, подвергающуюся воздействию. Эта необходимая скорость закачки зависит, естественно, от вязкости жидкости разрыва и параметров призабойной зоны (проницаемость, мощность, конструкция забоя). Из сказанного следует, что в низкопроницаемых породах гидравлический разрыв может быть при сравнительно малых скоростях закачки с использованием жидкости небольшой вязкости. В высокопроницаемых породах необходимо применять высоковязкие жидкости разрыва или существенно повышать скорости нагнетания.

Гидравлический разрыв рекомендуется проводить в скважинах, вскрывающих крепкие, малопроницаемые песчаники, плотные трещиноватые известняки или доломиты, крепкие переслаивающиеся песчано-глинистые или карбонатно-глинистые породы и т.д. Не рекомендуется проводить гидроразрыв в рыхлых породах, в породах с большим числом пропластков каменной силы, в крупнозернистых конгломератах и брекчиях, проницаемость которых превышает 0,5Д. При выборе скважин, для гидравлического разрыва следует, учитывать их размещение на структуре и, в частности, местоположение по отношению к газоводному контакту (ГВК). Это необходимо для предотвращения преждевременного обводнения скважин по созданным пластовыми водами трещинам. Расстояние от забоя скважины до ГВК определяют опытным путем для каждого месторождения в зависимости от его геолого-эксплуатационных особенностей. ВНИИГаз рекомендует принимать допустимое расстояние от нижних отверстий перфорации до ГВК для пластов, сложенных слоистыми породами, равным от 8 до 15 м. Для месторождений, представленных трещиноватыми породами и при незначительной анизотропности, расстояние от трещины гидроразрыва до ГВК рекомендуется принимать равным 25-40 м.

Технология гидроразрыва. При гидравлическом разрыве пласта в продуктивный пласт 1 через колонну насосно-компрессорных труб 2 закачивается жидкость разрыва. Над кровлей пласта устанавливают пакер 4 для того, чтобы не подвергать эксплуатационную колонну 3 действию высокого давления. При достижении давления разрыва, соответствующего давлению образования трещины, коэффициент продуктивности пласта резко возрастает, о чем свидетельствует излом на графике зависимости $Q = f(p_c)$ или $Q = f(p_y)$ (см. рис.17). Опыт гидравлического разрыва пластов показывает, что песок, закачиваемый вместе с жидкостью, проникает в пласт лишь при достижении давления разрыва, при меньших давлениях он оседает и скапливается на забое скважины. Следует также отметить, что при образовании трещин в монолитном пласте, в котором нет естественной трещиноватости, резко возрастает коэффициент продуктивности (см. рис. 6.1, а). При гидравлическом разрыве в пластах с естественной трещиноватостью, где расслаиваются и развиваются существующие трещины, увеличение коэффициента продуктивности плавное (см. рис.6.1, б).

Для достижения конечной цели гидроразрыва – длительного увеличения дебита скважины – необходимо закрепить созданные в пласте трещины. Для этой

цели в трещины подается, как правило, крупнозернистый песок, который предотвращает смыкание трещин при снижении в них давления. Применяют также капроновые, стеклянные шарики, прокаленный боксит и др. Практика гидравлического разрыва пласта показывает, что радиус распространения трещин достигает нескольких десятков метров, а ширина трещины – 1-2 см и более.

Таким образом, при гидравлическом разрыве пласта уменьшается фильтрационное сопротивление на значительных расстояниях от стенки скважины, что является существенным преимуществом перед другими методами повышения производительности скважин.

Процесс проведения гидравлического разрыва пласта подразделяют на три этапа: образование трещин, подача песка в насосно-компрессорные трубы и закрепление песком образованных трещин.

Рабочие жидкости, подаваемые для образования трещин, не должны содержать механических примесей и образовывать нерастворимые осадки при взаимодействии с пластовой жидкостью или породой. Они должны легко извлекаться из пласта, а лучше всего, если они будут растворяться в пластовой жидкости.

Вязкость рабочих жидкостей не должна заметно изменяться, хотя бы во время проведения гидравлического разрыва. Кроме того, при гидравлическом разрыве пласта к жидкости разрыва, жидкости – песконосителю и продавочной жидкости, предъявляются некоторые дополнительные требования, необходимые для предотвращения фильтрации жидкости через трещины в пласт и сохранения постоянной концентрации песка, а также недопущения оседания песка в трубах. Жидкость разрыва, применяемая в монолитных породах, должна иметь хорошую фильтруемость через пористую среду, тогда как жидкость разрыва, применяемая в пластах с естественной трещиноватостью, не должна фильтроваться в пласт или скорость фильтрации должна быстро затухать. Жидкость-песконоситель, кроме того, должна еще достаточно хорошо удерживать песок во взвешенном состоянии.

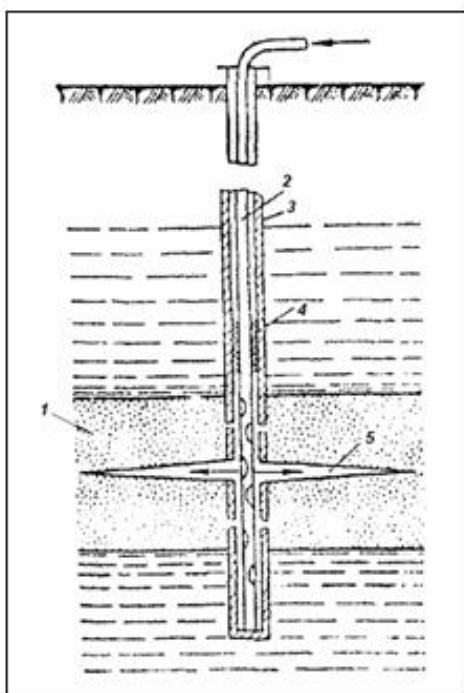


Рис. 6.3 - Схема гидравлического разрыва пласта

Материалы и оборудование для гидроразрыва. Жидкости для гидроразрыва в зависимости от их главного компонента подразделяются на жидкости на водной, углеводородной и смешанной основе.

Жидкости для гидроразрыва на водной основе представляют собой смесь воды и кислоты. Для повышения вязкости, увеличивающей песконесущую способность, в жидкость добавляются загущающие агенты. Жидкости на углеводородной основе представляют собой смесь масла и кислоты. Жидкости эмульсионного типа (смешанные) изготавливаются из масла и воды, либо кислоты. Одна фаза диспергирована в виде крохотных капель в другой фазе. Эти жидкости обладают хорошей песконесущей способностью и очень низкими потерями жидкости, но они дороже, чем жидкости на водной основе.

Оборудование для гидроразрыва состоит из четырех главных частей: насосной установки, смесителей, транспортеров песка и жидкостных магистралей. Современные насосные установки могут непрерывно работать при давлениях до 140 МПа, причем их можно объединять для осуществления одной обработки. Для этих целей применяют агрегаты 2АН-500, 4АН-700, а также пескосмесители ЗПА.

Давление на поверхности, необходимое для гидроразрыва скважины, определяется сочетанием трех факторов:

- давления, необходимого для закачивания жидкости для гидроразрыва в пласт в нижней части скважины;
- потерь давления из-за трения, возникающих при течении жидкости вниз по насосно-компрессорной колонне или по обсадной трубе;
- давления, создаваемого столбом жидкости в скважине.

Суммарное давление на поверхности равно давлению в пласте плюс падение давления в трубе в результате трения, минус гидростатический напор жидкости для гидроразрыва. Во многих случаях, особенно если гидроразрыв происходит через насосно-компрессорную колонну, наиболее важной составляющей является трение.

Экономическую эффективность гидравлического разрыва определяют по затратам на проведение операции и дополнительно добытому количеству нефти или газа. Отсюда определяют себестоимость дополнительно добытой продукции и сравнивают с плановой. На месторождениях, вводимых в разработку, экономическую эффективность определяют числом скважин, которые не будут пробурены в результате повышения рабочих дебитов действующих скважин.

Другие физические методы воздействия на пласт.

Кислотная обработка и гидравлический разрыв пласта – наиболее обычные способы воздействия на пласт, однако иногда применяют несколько других способов.

Торпедирование скважин. Торпедированием называется воздействие на призабойную зону пласта взрывом. Для этого в скважине напротив продуктивного пласта помещают соответствующий заряд взрывчатого вещества (тротил, гексоген, нитроглицерин, динамиты) и подрывают его. При взрыве торпеды образуется мощная ударная волна, которая увеличивает размер ствола скважины и разрушает (с растрескиванием) пласт на некотором расстоянии от него (рис.6.4). В дальнейшем пульсация газового пузыря, образовавшегося из продуктов взрыва, обеспечивает вынос разрушенного осадка из каналов. Тем не менее, для такой обработки требуется заканчивание скважины с необсаженным стволом.

Иногда небольшие заряды взрывают напротив наиболее продуктивных зон, особенно перед гидроразрывом пласта. Смысл состоит в том, что торпедирование помогает материалу, используемому для гидроразрыва, проникнуть в избранные участки.

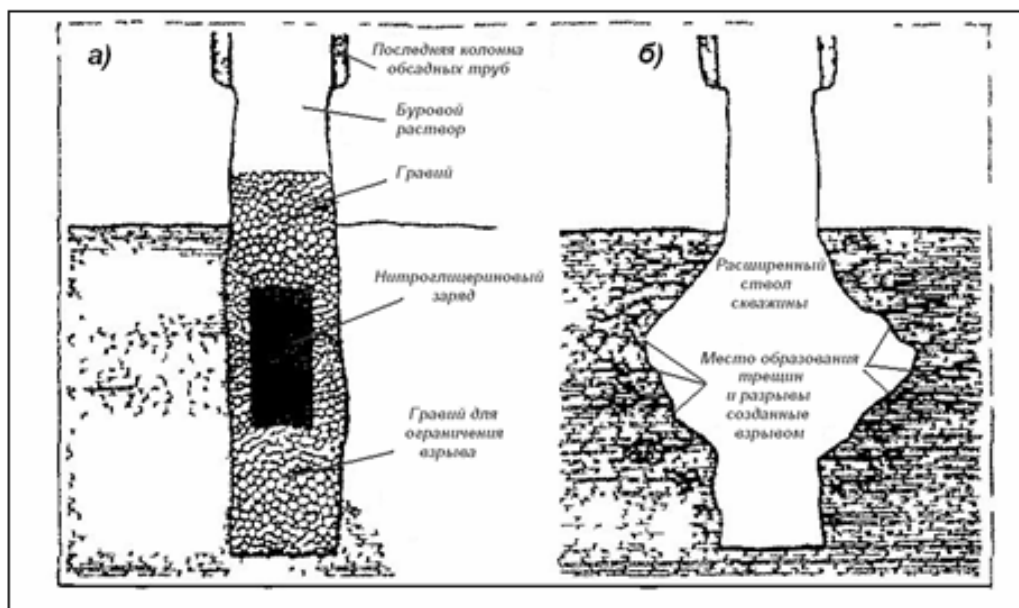


Рис.6.4 - Нитроглицериновая интенсификация пласта до (а) и после (б) воздействия торпедированием

Гидропескоструйная перфорация – это процесс создания отверстий в стенках эксплуатационной колонны, цементном камне и горной породе для сообщения продуктивного пласта со стволом скважины. Для этого используется энергия песчано-жидкостной струи, истекающей под давлением из насадок специального устройства (перфоратора). Рабочая жидкость с содержанием песка 50-200 г/л закачивается в скважину с расходом 3-4 л/с. На выходе же из насадок перфоратора ее скорость составляет 200-260 м/с, а перепад давления – 18-22 МПа. При данных условиях скорость перфорации колонны и породы составляет в среднем от 0,6 до 0,9 мм/с. В этой установке можно использовать кислоту для удаления кислоторастворимых отложений.

Паротепловая обработка призабойной зоны скважин.

Величина притока и темпы извлечения нефти, производительность скважины в значительной степени зависят от состояния призабойной зоны скважины. Особое значение имеет эффективная проницаемость призабойной зоны пласта. Ввиду радиального притока жидкости в скважину, на единицу площади призабойной зоны приходится наибольшее количество поверхностно-активных компонентов. Снижение проницаемости призабойной зоны может быть обусловлена выпадением содержащихся в нефти парафина и асфальтено-смолистых веществ, а также отложением их на поверхности породы и стенках скважины. Поверхности частиц песка или других пород скелета пласта могут служить такими же центрами кристаллизации, как и шероховатые поверхности стенок насосно-компрессорных труб.

В результате адсорбции поверхностно-активных веществ нефти может изменяться молекулярная природа поверхности и произойти гидрофобизация первоначально гидрофильной породы. Опыты Ф.А. Требина показали, что явление

затухания фильтрации с повышением температуры снижается, и при 60-65°C для большинства нефтей оно почти исчезает. Повышение температуры препятствует также выделению из нефти парафина и асфальтено-смолистых веществ. Указанные факты показывают, что для повышения производительности скважин тепловое воздействие на призабойную зону является одним из важных методов.

Паротепловое воздействие на призабойную зону преследует цель прогрева ограниченной площади пласта, направленного на увеличение продуктивности скважин. При этом улучшаются фильтрационные характеристики, снижается вязкость нефти, изменяется смачиваемость горных пород, увеличивается подвижность нефти, активизируется режим растворенного газа.

Тепловое воздействие на призабойную зону может быть осуществлено путем электропрогрева или закачкой пара. Нагнетание пара в пласт производят в режиме циклической закачки его в добывающие скважины, выдержкой их в течение некоторого времени и последующего отбора продукции из этих же скважин. При данной технологии достигается прогрев нефтесодержащего пласта в призабойной зоне скважин, наряду со снижением вязкости повышается пластовое давление, происходит очистка призабойной зоны от смолистых веществ и восстановление ее проницаемости, в результате чего увеличивается приток нефти к скважинам, значительно облегчается подъем продукции по стволу скважины, увеличивается охват пласта вытеснением.

На этапе нагнетания пара в пласт он преимущественно внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта за счет противоточной капиллярной пропитки происходит активное перераспределение жидкостей: горячая вода и пар проникают в менее проницаемые пропластки, вытесняя оттуда прогретую нефть в более проницаемые слои.

Технология пароциклического воздействия на пласт заключается в последовательной реализации трех операций (этапов).

Этап 1. В добывающую скважину в течение двух-трех недель закачивается пар в объеме 30-100 т на один метр эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. При этом происходит нагревание скелета пласта, содержащейся в нем нефти, температурное расширение всех компонентов, повышение давления в призабойной зоне. Объем закачиваемого пара должен быть тем больше, чем больше вязкость нефти в пластовых условиях и чем меньше давление в пласте.

Этап 2. После закачки пара скважину закрывают на «паропропитку» и выдерживают для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте. В этот период происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и насыщающих его флюидов. При снижении давления в зону конденсации устремляется отесненная от призабойной зоны пласта нефть, ставшая более подвижной в результате уменьшения вязкости при прогреве. В период конденсации пара происходит и капиллярная пропитка – в низкопроницаемых зонах нефть заменяется водой.

Этап 3. После выдержки скважину пускают на режим отбора продукции, при котором эксплуатацию ведут до предельного рентабельного дебита. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации дебит скважины постепенно уменьшается. Этот процесс сопровождается уменьшением объема горячего конденсата, что приводит к снижению давления в зоне, ранее занятой

паром. Возникающая при этом депрессия является дополнительным фактором, способствующим притоку нефти в эту зону.

Эти операции (этапы) составляют один цикл. Фазы каждого цикла, а также объемы закачки пара (на 1 м эффективной толщины пласта) – величины непостоянные и могут меняться от цикла к циклу для получения максимального эффекта.

При осуществлении паротепловой обработки скважин горные породы действуют как теплообменник и способствуют тому, чтобы тепло, аккумулированное в процессе закачки пара, эффективно использовалось при фильтрации нефти из пласта в скважину. Одновременно при проведении паропрогрева происходит очистка призабойной зоны от парафина и асфальтено-смолистых отложений.

Реакция пласта на циклическую закачку пара в значительной степени зависит от коллектора. В толстых крутопадающих пластах, где преобладающим механизмом вытеснения нефти является гравитационное дренирование, может быть осуществлено 10 циклов и более. В пологих пластах, где добыча осуществляется на режиме растворенного газа, пластовая энергия быстро истощается, ограничивая число циклов обработки паром до 3-5.

На практике период нагнетания пара обычно равен одной неделе, редко – более трех недель, а период выдержки длится 1-4 сут, иногда больше, в зависимости от характеристик пласта. Последующая добыча с повышенным дебитом может длиться от 4 до 6 месяцев, после чего цикл работ повторяется.

Существенным экономическим показателем эффективности пароциклического воздействия является паронефтяной фактор, величина которого не должна превышать 2 т/т.

Прогрев ПЗС производят также с помощью спуска на забой скважины нагревательного устройства - **электропечи или специальной погружной газовой горелки.**

Однако электропрогревом, вследствие малой теплопроводности горных пород, не удастся прогреть более или менее значительную зону, и радиус изотермы с избыточной температурой 40 °С, как показывают расчеты и исследования, едва достигает 1 м.

При закачке теплоносителя радиус зоны прогрева легко доводится до 10 - 20 м, но для этого требуются стационарные котельные установки - парогенераторы. При периодическом электропрогреве ПЗС в скважину на специальном кабеле-тросе спускают на нужную глубину электронагреватель мощностью несколько десятков кВт. Повышение мощности приводит к повышению температуры в зоне расположения нагревателя до 180 - 200 °С, вызывающее образование из нефти кокса.

Для периодического прогрева ПЗС создана самоходная установка электропрогрева скважин СУЭПС-1200 на базе автомашины повышенной проходимости ЗИЛ-157Е. На машине смонтированы каротажная лебедка с барабаном и приводом от двигателя автомобиля. На барабан наматывается кабель-канат КТНГ-10 длиной 1200 м с наружным диаметром 18 мм. Кабель-канат имеет три основные токопроводящие жилы сечением по 4 мм² и три сигнальные жилы

сечением по $0,56 \text{ мм}^2$. Скрутка жил обматывается прорезиненной лакотканью и грузонесущей оплеткой, рассчитанной на разрывное усилие кабеля в 100 кН.

Вес 1 м кабеля 8 Н. На одноосном прицепе смонтированы автотрансформатор и станция управления от установки для центробежных электронасосов, применяемых при откачке нефти из скважин.

В комплект установки СУЭПС-1200 входят три таких прицепа для обслуживания трех скважин, а также вспомогательное оборудование, состоящее из устьевого ручного подъемника, треноги блока-баланса, устьевых зажимов кабеля и другого оборудования. Нагревательный элемент имеет три U-образные трубки из красной меди диаметром 11 мм, заполненные плавленной окисью магния. В трубках расположена спираль из нихромовой проволоки (рис.6.5).

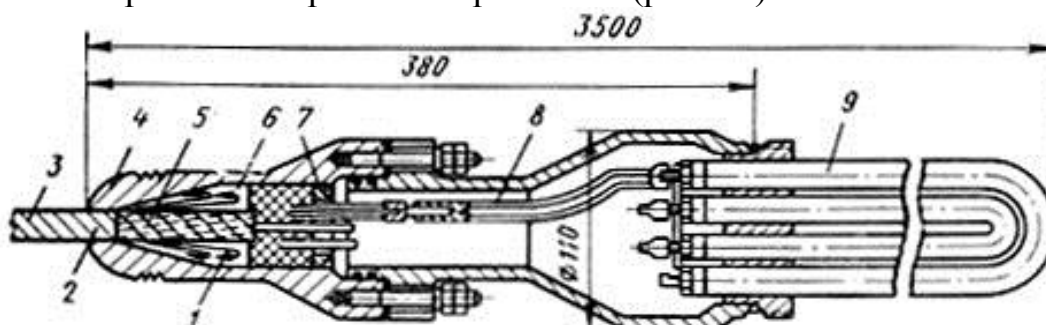


Рис. 6.5- Скважинный электронагреватель:

1 - крепление кабеля; 2 - проволочный бандаж; 3 - кабель-трос; 4 - головка нагревателя; 5 - асбестовая оплетка; 6 - свинцовая заливка; 7 - нажимная гайка; 8 - клеммная полость; 9 - нагревательные трубки.

Сверху нагревательные трубки закрыты металлическим кожухом для защиты от механических повреждений. Нагреватель имеет наружный диаметр 112 мм и длину 2,1 м при мощности 10,5 кВт и длину 3,7 м при мощности 21 кВт. В верхней части электронагревателя монтируется термopара, подключаемая к сигнальным жилам кабеля, с помощью которой регистрируется на поверхности забойная температура и весь процесс прогрева. На устье скважины кабель-канат подключается к станции управления и автотрансформатору, который подсоединяется к промышленной низковольтной (380 В) сети.

Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое стабилизируется через 4 - 5 сут непрерывного прогрева. В некоторых случаях стабилизация наступает через 2,5 сут (рис. 6.6).

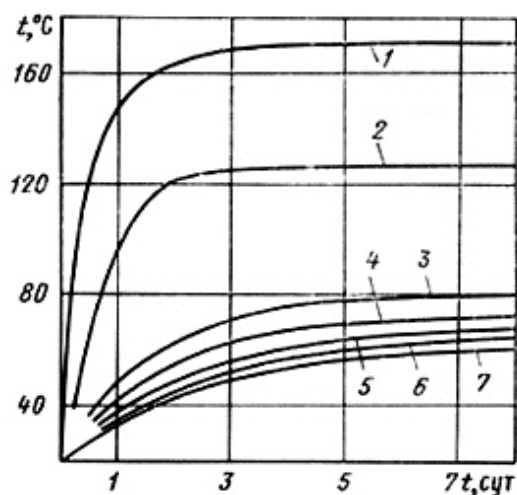


Рис.6.6 - Изменение температуры на забоях скважины во времени при электропрогреве:

1 - 21 кВт; 2 - 10,5 кВт; 3, 4 - 21 кВт; 5, 6, 7 - 10,5 кВт. Кривые 1,2 - для скважин Арланского месторождения, остальные - для Ишимбайского

Измерения температуры по стволу скважины показали, что нагретая зона распространяется примерно на 20 - 50 м вверх и на 10 - 20 м вниз от места установки электронагревателя. Это объясняется конвективным переносом теплоты в результате слабой циркуляции жидкости в колонне над нагревателем. По данным промысловых электропрогревов ПЗС в Узбекнефти после 5 -7-суточного прогрева нагревателем мощностью 10,5 кВт и последующего его отключения температура на забое падает со скоростью примерно 3 - 5 °С/ч. Поэтому пускать скважину в работу после электропрогрева необходимо без промедления.

Эффект прогрева держится примерно 3 - 4 мес. Повторные прогревы, как правило, показывают снижение эффективности.

По результатам 14 электропрогревов в Узбекнефти эффективных было 66,4 %, при этом получено 70,3 т дополнительно добытой нефти на одну успешную обработку. По результатам 558 электропрогревов в Башкирии эффективных было 64,7 %, при этом на каждую эффективную обработку получено 336 т дополнительной нефти.

В Сахалиннефти по данным 670 операций средняя эффективность составила 63 т дополнительной нефти на 1 обработку.

Контрольные вопросы:

- 1. В чем сущность проведения ГРП?**
- 2. Как происходит образование трещин в пласте?**
- 3. Когда образуются горизонтальные трещины.**
- 4. Чем закрепляют созданные трещины в пласте?**
- 5. Каковы требования к рабочим жидкостям, применяемых для разрыва?**
- 6. Как проводят торпедирование в скважинах?**
- 7. В чем сущность проведения ПТВ?**
- 8. Чем проводят прогрев призабойной зоны?**
- 9. Как проводят электропрогрев ПЗС?**
- 10. В чем заключается реализация трех этапов?**
- 11. От чего зависит реакция пласта на циклическую закачку пара?**

Литература:

Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев.

Тема 7. Наземные сооружения, оборудование и инструмент

Цель лекции: вышки и мачты и основные правила их эксплуатации, талевая система и их механизмы, агрегаты.

Ключевые слова: вышки и мачты, спуско-подъемное оборудование, инструмент, промысловые агрегаты, насосы, бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы, пакеры.

Сложные работы в скважинах, связанные с ликвидацией аварий, изоляцией вод, исправлением смятых колонн, разбуриванием плотных пробок, гидравлическим разрывом пласта и другие, относятся к категории *капитального ремонта*. Глубины простаивающих скважин изменяются от нескольких сот до нескольких тысяч метров, а диаметры колонн их - от 114 м и более. Большинство скважин, подлежащих капитальному ремонту, находится в осложненном аварийном

состоянии. Зарезка и бурение второго ствола, а в ряде случаев и бурение новых скважин, проводимых бригадами капитального ремонта, нередко происходят в сложных геологических условиях.

Исследование и обследование состояния скважин. Перед началом капитального ремонта скважины по геолого-технической документации и результатам обследования необходимо выяснить техническое состояние эксплуатационной колонны.

Исследовательские и обследовательские работы в скважинах в основном сводятся к выявлению или установлению:

- 1) состояния эксплуатационной колонны;
- 2) места притока чуждых вод;
- 3) путей движения посторонних вод;
- 4) местонахождения и состояния аварийного подземного оборудования;
- 5) мощности и характера песчаных пробок и т. д.

Исследование и обследование состояния скважин проводят с помощью различных измерительных приборов, для спуска которых применяют различное оборудование и устройства.

Предварительное обследование колонны печатями до ремонтно-изоляционных работ и при возврате на нижележащие горизонты обязательно, так как необнаруженные дефекты в колонне или фильтровой части до цементирования скважины могут привести к осложнениям.

При ловильных работах обследование состояния концов аварийных труб необходимо для правильного выбора ловильного инструмента и последующей работы по извлечению аварийного подземного оборудования.

Осмотр печати перед спуском и после ее подъема, посадка ее на обследуемое место или на конец аварийного оборудования должны производиться под контролем бурового мастера. Не допускается посадка печати дважды, так как это даст неточный и неправильный отпечаток. Нельзя также после подъема из скважины ударять по оболочке печати металлическими предметами, зажимать цепными или другими ключами, бросать печать и т. д. Все эти нарушения могут привести к искажениям отпечатка и к ошибкам при составлении дальнейшего плана работ.

Отпечатки следует внимательно изучать и фиксировать в соответствующей документации, а при необходимости фотографировать.

Иногда наличие в колонне дефектов (продольных трещин, незначительных потертостей колонны, пропусков в резьбовых соединениях и т. д.), через которые в скважину поступают посторонние воды, не удастся обнаружить с помощью печатей. В таких случаях обследование и исследование скважин ведутся другими методами.

Обследование колонны с трамбовкой фильтра. Тампонажные работы при возврате на выше или нижележащий ; горизонты или при изоляции от посторонних вод без предварительного обследования состояния колонны могут привести к осложнениям . и авариям.

Состояние колонны можно обследовать при перекрытии фильтровой части песком или глиной с последующей опрессовкой верхней части колонны. В этом случае после обследования скважины печатями фильтровую часть затрамбовывают песком или глиной с таким расчетом, чтобы искусственно созданная пробка была на

5 - 10 м выше верхних отверстий фильтра. После этого колонну испытывают на герметичность методом опрессовки.

Если колонна герметична (выдержала опрессовку), то скважину промывают для удаления пробки, вскрывают фильтровую часть и цементируют колонны под давлением через отверстия фильтра. Если колонна не герметична, следует определить место и характер дефекта, отремонтировать его и уже после этого проводить дальнейшие работы. Указанное обследование верхней части колонны можно производить с помощью пакера, без трамбовки фильтра песком или глиной.

Оборудование, передвижные агрегаты и буровые установки. Сложные работы в скважинах, связанные с ликвидацией аварий, изоляцией вод, исправлением смятых колонн, разбуриванием плотных пробок, гидравлическим разрывом пласта и другие, относятся к категории капитального ремонта. Глубины простаивающих скважин изменяются от нескольких сот до нескольких тысяч метров, а диаметры колонн их - от 114 мм и более. Большинство скважин, подлежащих капитальному ремонту, находится в осложненном аварийном состоянии. Зарезка и бурение второго ствола, а в ряде случаев и бурение новых скважин, проводимых бригадами капитального ремонта, нередко происходят в сложных геологических условиях.

На рисунке 7.1 показана принципиальная схема размещения оборудования при подземном и капитальном ремонтах скважин применительно к спуско-подъемным операциям.

Талевый канат 1 от лебедки 2 подъемного механизма (в данном случае лебедка смонтирована на тракторе-подъемнике), пропущенный через оттяжной ролик 8 и шкивы кронблока 10; установленного на вершине вышки 9, и шкивы талевого блока 8, прикреплен к рамному брусу 13. К серьге талевого блока подвешен подъемный крюк 7, на котором при помощи штропов 6 подвешивают элеватор э. Элеватор удерживает на весу колонну труб за муфту верхней трубы 4. Таким образом, поднимаемый груз висит на нескольких струнах 12 талевого каната. При вращении барабана лебедки канат наматывается на барабан и груз поднимается. Спуск происходит под действием веса груза при обратном вращении барабана и его притормаживании.

- 1) вышки и мачты;
- 2) спуско-подъемное оборудование и инструмент, применяемый при этих операциях;
- 3) оборудование для вращения инструмента;
- 4) промывочные агрегаты и насосы;
- 5) бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы;
- 6) оборудование, используемое для цементирования скважин и повышения нефтеотдачи пластов;
- 7) ловильный инструмент;
- 8) пакеры.

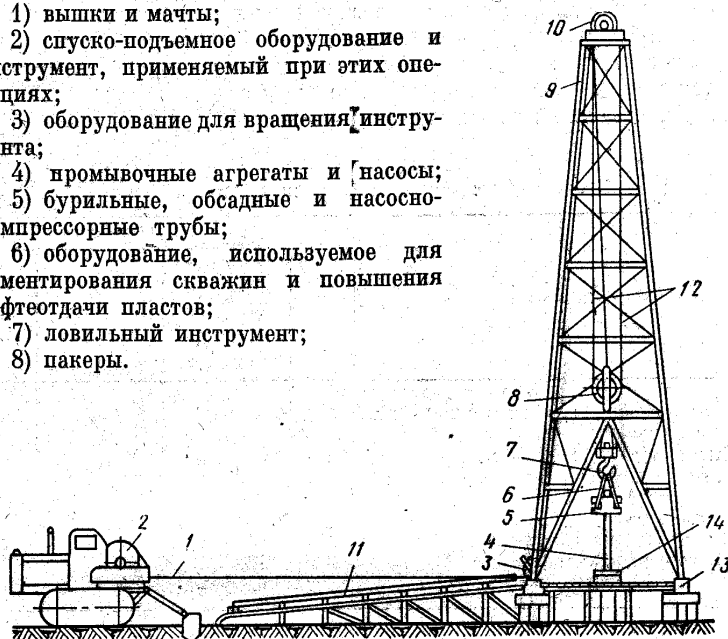


Рисунок 7.1 - Принципиальная схема оборудования эксплуатационной вышки для капитального ремонта скважины.

Трубы перед спуском в скважину осматривают, подтаскивают, замеряют и укладывают на приемные наклонные мостки 11. При разбурировании цементного стакана, исправлении дефектов в эксплуатационной колонне, зарезке и бурении второго ствола, а также при ловильных работах на устье скважины устанавливают ротор 14.

При необходимости промывки скважин, а также при других видах капитального ремонта (фрезеровании, исправлении дефектов колонны и др) к подъемному крюку подвешивают вертлюг.

Оборудование и инструмент, применяемые для капитального ремонта скважин, можно подразделить на следующие группы:

- 1) вышки и мачты;
- 2) спуско-подъемное оборудование и инструмент, применяемые при этих операциях;
- 3) оборудование для вращения инструмента;
- 4) промывочные агрегаты и насосы;
- 5) бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы;
- 6) оборудование, используемое для цементирования скважин и повышения нефтеотдачи пластов;
- 7) ловильный инструмент;
- 8) пакеры.

Из перечисленного комплекса оборудования и инструмента при всех видах работ по капитальному ремонту скважин применяют вышки и мачты, оборудование и инструмент для производства спуско-подъемных операций, насосно-компрессорные или бурильные трубы. Другие виды оборудования используют только для производства следующих работ: ловильных, изоляционных, ремонтно-исправительных и т. д.

Вышки и мачты (стационарные или передвижные) - сооружения, предназначенные для подвески талевой системы, поддержания на весу колонны бурильных и насосно-компрессорных труб при различных видах работ: спуско-подъемных операциях, спуске обсадной колонны или подъеме ее и вспомогательных работах.

Вышки и мачты, используемые при капитальном ремонте скважин, можно подразделить на следующие четыре группы:

- а) эксплуатационные;
- б) оставшиеся после бурения;
- в) специально устанавливаемые для капитального ремонта;
- г) передвижные мачты.

Вышки и мачты первых трех групп относятся к стационарным.

Если на скважине, подлежащей капитальному ремонту, имеется вышка или мачта, то перед производством работ устанавливают ее пригодность и соответствие ожидаемым нагрузкам.

А – образные секционные вышки мачтового типа, широко применяемые на промыслах, по сравнению с вышками башенного типа обладают большими преимуществами: при равной грузоподъемности металлоемкость их на 20% меньше, число разъемных деталей также намного меньше. Важным преимуществом вышек этого типа является

возможность более удобного и легкого расположения механизмов для спуско-подъемных операций.

Для ремонта неглубоких скважин вышки часто заменяют мачтами. Изготавливаются мачты стационарными и передвижными.

Передвижные мачты предназначены для подземного ремонта скважин, не имеющих стационарных мачт и вышек. Применяют их на участках безвышечной эксплуатации скважин с большим межремонтным периодом работы, при наличии заранее подготовленных площадок и хороших подъездных путей.

Мачта ПТМ1-40 - передвижная телескопическая мачта, состоящая из двух секций, смонтирована на гусеничной тележке типа "Восток". Подъем и выдвигание второй секции осуществляются механически от подъемника через систему блоков. Транспортируется и работает она совместно с подъемником ЛТ-11КМ.

Эксплуатация вышек и мачт. При ремонте скважин вышки и мачты воспринимают значительные нагрузки, причем последние могут быстро возрастать и резко уменьшаться, т. е. носить динамический характер.

Во время работы вышка подвержена также вибрациям. Поэтому необходимо следить за тем, чтобы болтовые соединения были достаточно затянуты, а контргайки были на местах, ноги вышки были прямые, диагональные тяги и оттяжки натянуты при помощи стяжных приспособлений.

Особенно большие вибрации вышки возникают, когда ведущая труба (квадратная штанга) погнута или нарушена центровка вышки. Перед сложными работами (ловильные работы, расхаживание прихваченного инструмента, спуск колонны и т. д.) вышки и мачты необходимо тщательно осматривать, устраняя замеченные неполадки.

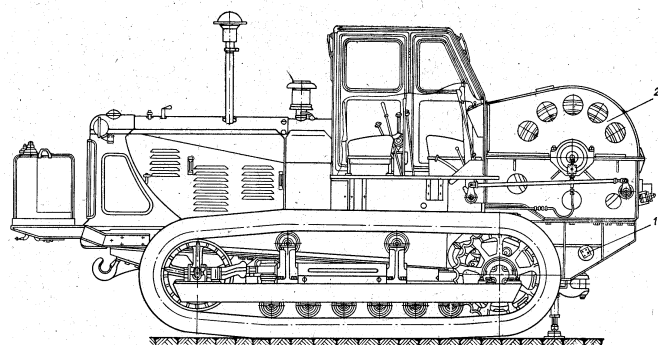
К оборудованию, применяемому при спуско-подъемных операциях, относятся: лебедки, тракторные подъемники и механизмы талевой системы (кронблок, талевый блок, подъемный крюк и крюкоблок). Необходимыми инструментами при спуско-подъемных операциях являются: элеваторы, штропы, клинья, спайдеры, ключи.

Для механизации и частичной автоматизации наиболее трудоемких операций по спуску и подъему - насосно-компрессорных труб применяются автоматы, а для насосных штанг – автоматические ключи.

Лебедка предназначена для производства следующих операций: спуска и подъема бурильного инструмента, насосно-компрессорных и обсадных труб, передачи вращения ротору, регулирования подачи долота на забой в процессе бурения, свинчивания и развинчивания труб, производства вспомогательных

работ по подтаскиванию тяжестей и др. Для передачи мощности от электродвигателя к лебедке с изменением частоты вращения служит редуктор.

Выбор подъемного механизма зависит от глубины скважины, характера и сложности производимых работ.



1 - коробка перемены передач, 2 - лебедка
Рисунок 7.2 - Подъемник "Азинмаш - 43П"

При ремонтных работах в сравнительно неглубоких скважинах, если эти работы непродолжительны и не связаны с большими нагрузками, применяют передвижные тракторные подъемники. Они удобны тем, что весьма маневренны и не требуют длительных монтажно-демонтажных работ. На переезд и установку передвижных подъемников у ремонтируемых скважин требуется всего несколько часов.

Подъемник "Аэинмаш-43П" (рис. 7.2) - основной из числа выпускаемых за последние годы на машиностроительных заводах страны подъемников, применяемых для подземного ремонта скважин. Предназначен он для производства спуско-подъемных операций в скважинах, оборудованных стационарными вышками или мачтами. Подъемник представляет собой самоходную установку, смонтированную на гусеничном болотоходном тракторе типа Т-100МБ Челябинского завода (допускается монтаж подъемника на тракторе Т-100М неболотоходного исполнения с обычными гусеницами). Наличие у болотоходного трактора широких гусениц и увеличенной длины их опорной поверхности резко снижает давление на грунт, что в свою очередь повышает проходимость подъемника в условиях бездорожья, особенно по снежной целине и заболоченной местности.

Талевая система. Тяговое усилие с барабана лебедки подъемника передается на подъемный крюк стальным канатом через талевую систему.

Неподвижная часть талевой системы - кронблок устанавливается на верхней площадке вышки или мачты и состоит из шкивов, свободно насаженных на одном общем валу, покоящемся на металлической раме; подвижная часть - талевый блок, подъемный крюк, направляющий (оттяжной) ролик и талевый канат.

Подъемные крюки предназначены для подвешивания элеваторов, вертлюгов и другого оборудования при спуско-подъемных операциях. Крюки выпускаются грузоподъемностью 15, 25, 50, 75 и 130 тс.

Крюк У5-130-2 (рис. 7.3) состоит из трехрогого пластинчатого крюка 1, который выполнен из четырех легированных стальных пластин толщиной 30 мм каждая, траверсы 2 и штропа 3. На крюке установлены литая подушка 4 под штроп вертлюга и предохранительная зацепка 5. Для подвешивания штропов в крюк впрессован стержень 6, образующий боковые рога, которые замыкаются скобами 7, предохраняющими штропы элеватора от соскакивания.

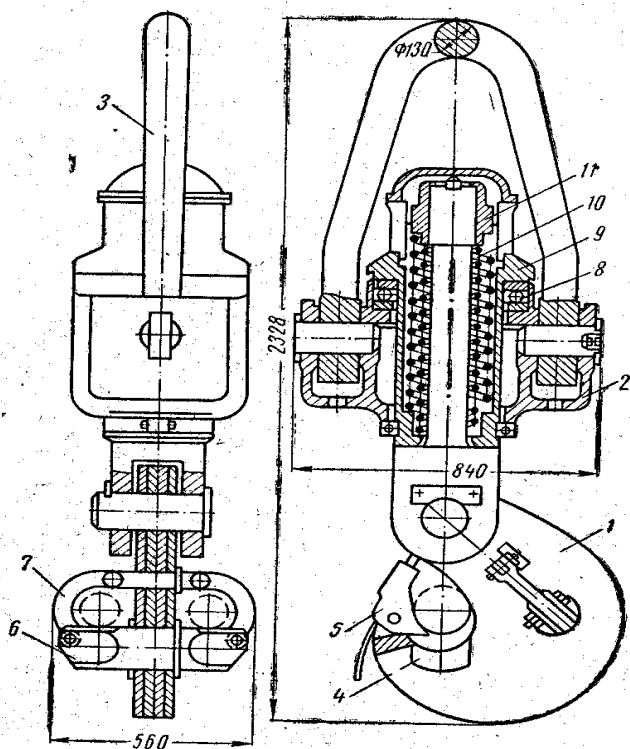


Рисунок 7.3 - Крюк У 5-130-2

Траверса, представляющая собой литую стальную деталь с карманами для шарнирного крепления ветвей штропа, имеет центральное отверстие с гнездом под упорный шарикоподшипник 8, на котором вращается литой стакан 9. Пружина 10, расположенная внутри стакана, верхним концом упирается в гайку 11, навинченную на ствол. В проушину ствола внизу при помощи пальца подвешен основной пластинчатый рог крюка. При одевании серьги вертлюга ствол крюка застопоривается зацепом.

Инструмент, используемый при спуско-подъемных операциях.

Элеватор предназначены для захвата и удержания в подвешенном состоянии колонн бурильных, насосно-компрессорных и обсадных труб при спуско-подъемных операциях. Для бурильных труб они подразделяются на кованные и литые.

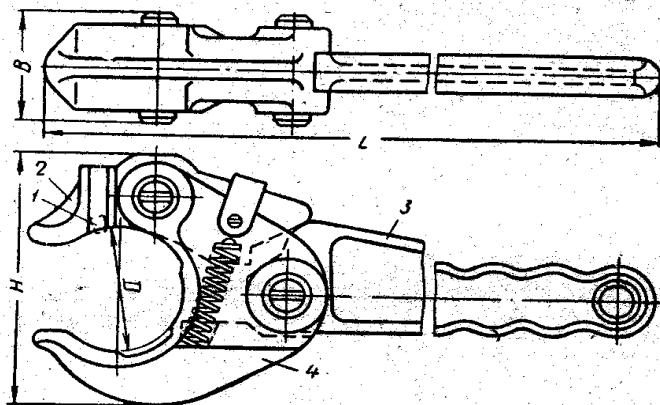
Штропы служат для подвески элеватора на подъемном крюке. Представляют они собой замкнутую стальную петлю овальной формы, значительно вытянутую по одной оси. Чтобы предотвратить выход штропов из проушин элеватора, применяют предохранительные шпильки, которые привязывают к штропам.

Спайдер предназначен для удержания на весу колонны обсадных труб при спуске их в скважину.

Спайдер устанавливают горизонтально, соосно с вышкой, на шахтовых брусках вместо ротора, который в этом случае снимают с устья скважины. Горизонтальность установки спайдера проверяют уровнем. До спуска колонны все трущиеся его поверхности смазывают.

Ключи машинные для бурильных труб (рис.7.4) применяют для раскрепления и докрепления замковых соединений в процессе подъема и спуска колонны бурильных труб, при их наращивании, а также для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений других элементов колонны.

Операция крепления и раскрепления резьбовых соединений осуществляется двумя машинными ключами: один ключ (стопорный) — неподвижный, а второй (завинчивающий) — подвижный. Рукоятка (рычаг) задерживающего ключа соединяется тросом с вышкой, а рукоятка подвижного ключа — с тросом, соединенным с раскрепительным устройством (пневматическим раскрепителем или катушкой).



1 - сухарь, 2 - створка, 3 - рукоятка, 4 - челюсть

Рисунок 7.4 - Ключ КГТ.

Оборудование для вращения инструмента. К этой группе оборудования относятся: ротор, индивидуальный привод к ротору и катушечному валу и вертлюг.

Роторы предназначены для вращения бурильных труб при различных работах, поддержания колонны труб в процессе спуско-подъемных операций, свинчивания и развинчивания бурильных труб во время подъема инструмента.

Вертлюги обеспечивают свободное вращение бурового инструмента, подачу промывочной жидкости через шланговое соединение в колонну бурильных труб к забоя скважины. Они являются соединительным звеном между талевой системой и буровым инструментом, подвешенным к вращающейся части вертлюга.

Вертлюг ВБН-75 (рис. 7.5) состоит из двух частей: неподвижной и вращающейся.

Неподвижная часть состоит из корпуса 8, крышки корпуса 4, штропа 1, отвода 2, корпуса нижнего масляного сальника 10. Корпус представляет собой стальную полую отливку с карманами. Внутри корпуса имеются кольцевые площадки под основную опору 15 и нижний направляющий подшипник 9. Внутренняя полость корпуса образует масляную ванну. Штроп одевают в карманы корпуса и соединяют с последним при помощи осей штропа 7. Сверху корпус закрыт крышкой 4: К верхнему фланцу крышки присоединяют отвод шлангового соединения и буровую трубу 3. К средней части крышки болтами крепят корпус верхнего масляного сальника 6, а к нижней – корпус нижнего масляного сальника.

Вращающуюся часть вертлюга составляют следующие детали: ствол 16 с системой

опор и нажимной гайкой сальника 18. В сальник вставлены V-образные манжеты 17, которые под давлением промывочной жидкости самоуплотняют сальник. Для предохранения ствола от истирания на него против масляных сальников одеты втулки 13. На нижнем конце ствола нарезана внутренняя резьба, в которую ввинчивают переводник 11, имеющий такую же резьбу с обоих концов. Резьба нижнего конца переводника во время транспортировки предохраняется колпачком 12. Для смазки основной опоры, направляющих и упорного подшипников в корпус вертлюга через специальное отверстие в крышке, обычно закрытое пробкой с указателем уровня 5, заливается масло. В этой пробке имеется отверстие для отвода паров масла. Масло из ванны выливается через специальное отверстие, расположенное в нижней части корпуса, заглушенной пробкой 14.

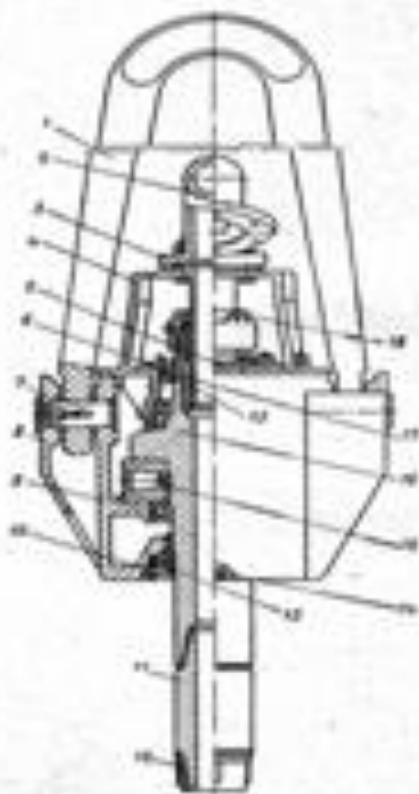


Рисунок 7.5 - Вертлюг ВБН-75

Вертлюг промывочный ВП-50х100 (рис.7.5) используется при промывке скважины в случаях, когда применяются насосно-компрессорные трубы. Габаритные размеры и вес его небольшие. Применяется этот вертлюг на одно- и

двухштропных трубных элеваторах. Отвод с промывочным шлангом расположен под элеватором. Конструкция вертлюга позволяет свинчивать и развинчивать рабочую трубу с помощью автомата АПР-2ВБ. Корпус вертлюга находится под действием нагрузки, создаваемой только весом промывочного шланга. Вся нагрузка, вызываемая весом присоединительной колонны промывочных труб, передается на ствол вертлюга. Между стволом и корпусом расположены самоуплотняющиеся манжеты.

До начала промывки скважин с применением вертлюгов необходимо проверить вращение его ствола. Проворачиваться он должен без заеданий и толчков. В процессе работы отверстие для выхода паров масла в верхней крышке должно быть всегда открыто.

Промывочный шланг.(рукав). Шланги являются гибким соединительным звеном между вертлюгом и стояком, через который прокачивают промывочную жидкость. Выпускают их со специальными соединительными штуцерами с фланцем с условным внутренним диаметром 40; 50; 63; 80 и 100 мм, длиной 9; 15 и 18 м, рассчитанные на давление 150 кгс/см^3 .

Для работы в глубоких скважинах выпускают буровые шланги, рассчитанные на рабочее давление 200 кгс/см^2 , которые по конструкции однотипны. Концевые участки их имеют дополнительную арматуру, создающую переходную жесткость от рукава к штуцеру.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) - процесс гидравлической обработки его призабойной зоны для углубления и расширения уже имеющихся и образования новых трещин в породе продуктивного пласта, а также последующего их сохранения.

Гидравлический разрыв проводят как в эксплуатационных, так и в нагнетательных скважинах. В первом случае ГРП позволяет увеличить приток пластовой жидкости, во втором -улучшить приемистость скважины.

В зависимости от целей различают несколько видов ГРП: однократный - для создания одной трещины в продуктивном пласте; многократный - для образования большого количества трещин; направленный (поинтервальный) - для создания трещин в определенных интервалах пласта.

Оборудование для гидравлического разрыва пласта. Для создания высоких давлений и скоростей закачки рабочих жидкостей в процессе гидроразрыва пласта, смешивания песка и жидкости, их перевозки применяют мощные насосные и пескосмесительные агрегаты, автоцистерны и специальное устьевое оборудование.

Оборудование, применяемое для кислотной обработки скважин. Агрегат Азинмаш-3ОА предназначен для перевозки раствора соляной кислоты и нагнетания его в скважину. Состоит он из цистерны, разделенной внутренней перегородкой на два равных отсека; трубопроводов; поплавковых указателей уровня и трехплунжерного насоса.

Внутренние стенки цистерны гуммированы, каждый отсек оснащен поплавковым указателем уровня с делениями.

При цементировании скважин применяют цементировочные агрегаты, цементосмесительные машины, цементировочные головки и другое оборудование.

С помощью цементировочных агрегатов производят следующие работы: приготовление цементного раствора, закачку его в заливочные трубы, вытеснение из

труб, продавливание за колонну и в пласт, удаление излишков цементного раствора из скважины, промывку ее при бурении и глушении, опрессовку оборудования и эксплуатационной колонны и другие работы.

При цементировании скважин применяют цементировочные агрегаты ЗЦА-400, ЦА-320М, 5ЦА-320С, имеющие различную характеристику.

Смесительные агрегаты и машины. Эти агрегаты и машины предназначены для приготовления цементного раствора, применяемого в процессе цементирования нефтяных и газовых скважин, и могут быть использованы для приготовления глинистого раствора из порошковых материалов, утяжеления глинистых растворов сухими порошкообразными утяжелителями, для приготовления песчаножидкостных смесей, используемых при гидравлическом разрыве пластов и гидropескоструйной перфорации.

Цементировочная головка ЦГЗ-120 (рис. 7.6) предназначена для соединения агрегатов с колонной обсадных труб, спущенных в скважину при цементировании колонны. Головка состоит из корпуса, на верхнюю часть которого навинчена крышка. В верхней части корпуса помещают заливочную пробку, которая в процессе у закачки цементного раствора удерживается двумя стопорами. Нижняя часть корпуса имеет трубную резьбу, соответствующую резьбе обсадных труб. Головка рассчитана на рабочее давление 120 кгс/см^2 , опрессовочное - 150 кгс/см^2 . Цементировочные головки типа ЦГЗ изготавливают в соответствии с условными размерами обсадных труб диаметром 146, 168, 194 и 219 мм.

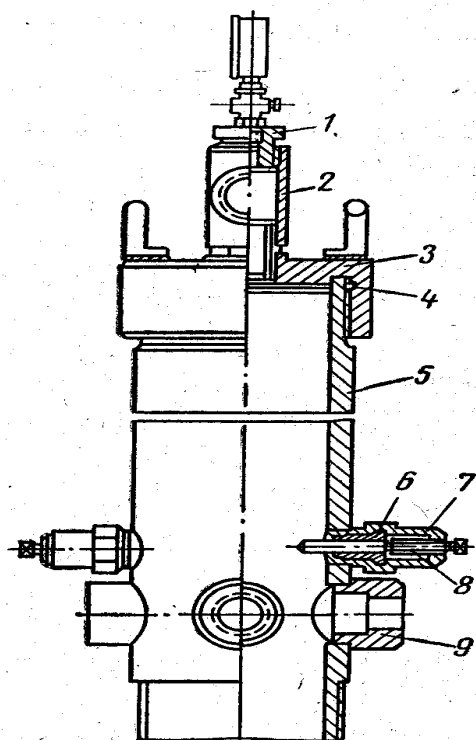


Рисунок 7.6 - Цементировочная головка ЦГЗ-120.

а - одноразмерная, б - универсальная.

1 - ниппель для манометра, 2 - верхний тройник, 3 - крышка головки, 4 - резиновая прокладка, 5 - корпус головки, 6 - сальник стопора, 7 - гайка стопора, 8 - стопор для пробки, 9 - патрубок для соединения нагнетательных линий.

Цементировочные пробки применяются для отделения цементного раствора от продавочной жидкости. Пробка представляет собой ступенчатую, литую лаврениновую манжету, внутри которой вмонтирован металлический сердечник в виде стакана. Манжета изготовлена из маслбензостойкой резины. Выпускают пробки двух типов - одноразмерные и универсальные, т. е. рассчитанные на различных диаметров.

Цементировочная арматура, устанавливаемая на устье скважины, предназначена для герметичного соединения заливочных труб с обсадной колонной, продавки в пласт цементного раствора через заливочные трубы и кольцевое пространство, прямой и обратной промывок скважины.

Ловильные работы по извлечению оборвавшихся труб и упавшего инструмента занимают особое место в капитальном ремонте. Наиболее сложными являются работы по захвату и извлечению труб, так как колонна насосно-компрессорных труб, упавшая в скважину, при ударе о забой изгибается по всей длине и заклинивается в эксплуатационной колонне.

Конструкции ловильных инструментов чрезвычайно разнообразны, но по принципу захвата их можно подразделить на три основные группы: 1) плашечные; 2) нарезные; 3) комбинированные.

Для ловли насосно-компрессорных труб и извлечения их из скважин пользуются труболовками различных конструкций с резьбами правого или левого направления. Труболовки с правыми резьбами предназначены для извлечения колонны захваченных труб целиком, труболовки с левыми резьбами - для отвинчивания и извлечения труб по частям.

По характеру захвата труб труболовки подразделяют на внутренние - для захвата труб за внутреннюю поверхность и наружные для захвата за наружную поверхность трубы или муфты.

К вспомогательным инструментам относят инструменты, используемые при различных работах, предшествующих ловильным.

Межколонный торцовый фрезер типа ФМТЭ предназначен для фрезерования насосно-компрессорных труб в эксплуатационных колоннах с целью захвата их ловильным инструментом.

Фрезер представляет собой полый цилиндр, по наружной поверхности которого равномерно расположены противозаклинивающие каналы. На нижнем торце корпуса нарезаны зубья, на верхнем - специальная присоединительная резьба бурильных труб, имеющая бурт и определенный натяг для соединения с приемной трубой.

Райбер представляет собой режущий инструмент с осевым сквозным отверстием для прохода промывочной жидкости, на цилиндрической и конической поверхностях которого расположены зубья соответствующего профиля. В верхней части нарезана резьба для присоединения к колонне бурильных труб, на которой райбер спускают в скважину.

Для изоляции в скважине затрубного пространства от трубного, а также разобщения пластов и пропластков применяют специальные устройства - п а к е р ы.

По способу установки в скважине пакеры разделяются на пакеры с опорой на забой и пакеры без опоры на забой, или так называемые "висячие" пакеры. Пакер с опорой спускают в скважину с "хвостовиком".

Преимущество этого типа пакеров - простота и надежность конструкций, недостаток - необходимость в дополнительных трубах для "хвостовой" опоры, а также в длительных ловильных работах по извлечению пакера и "хвостовика" в случаях образования песчаных пробок. У пакеров без опоры преимуществом является возможность их установки на любой глубине в эксплуатационной колонне.

При использовании этих пакеров образование песчаных пробок на забое осложнений не вызывает.

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

К механическим относят все пакеры, уплотнительный элемент, которых деформируется от воздействия на него веса колонны труб. Преимущество этих пакеров - простота конструкции и высокая надежность в работе. Недостатком является необходимость создания нагрузки на пакер весом труб для его раскрытия. При небольших глубинах ремонтируемых скважин вес труб иногда оказывается для го недостаточным.

К гидравлическим пакерам относят пакеры, резиновый элемент, которых деформируется и герметизирует колонну за счет действия давления, создаваемого нагнетаемой жидкостью. Преимуществом этого типа пакеров является их способность воспринимать перепады давления 500 кгс/см^2 и более, недостатком - сравнительная сложность конструкции.

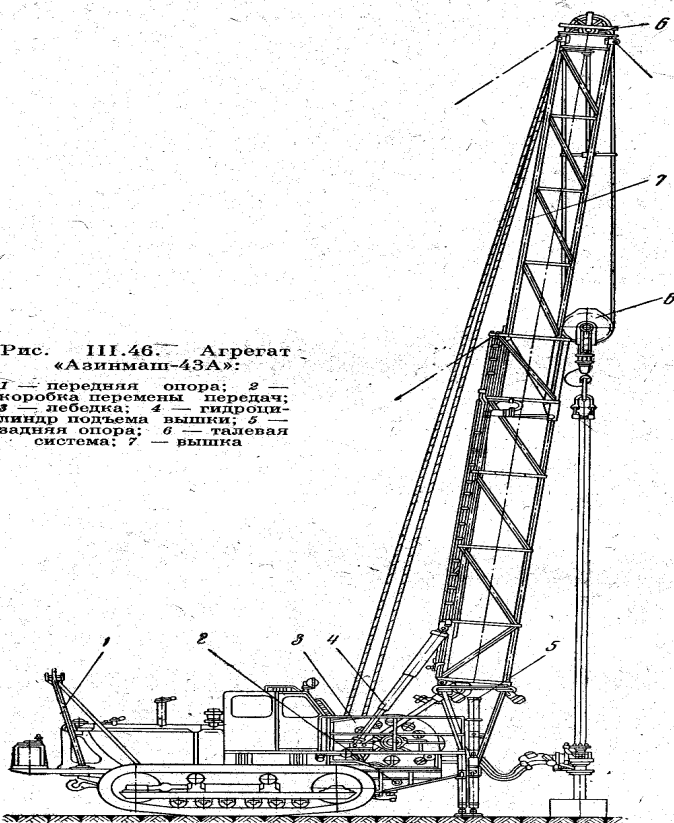
Передвижные агрегаты используются при подземном текущем и капитальном ремонтах скважин, не оснащенных стационарной вышкой или мачтой, при работах по освоению и вводу скважин из бурения и бездействия. Эти агрегаты монтируются на тракторах и автомобилях.

Агрегат "Азинмаш-43А" (рис.7.7) используется при спуско-подъемных операциях с укладкой труб и штанг на мостки при текущем и капитальном ремонтах скважин глубиной до 2900 м. Он представляет собой самоходную установку грузоподъемной силой 37 тс, смонтированную на тракторе Т-100М. Состоит он из следующих основных узлов: трансмиссии, однобарабанной лебедки, вышки с талевой системой, кулисного механизма' подъема вышки и системы управления.

Рисунок 7.7 - Агрегат "Азинмаш-43А"
1 - передняя опора, 2 - коробка перемены передач, 3 - лебедка, 4 - гидроцилиндр подъема вышки, 5 - задняя опора, 6 - талевая система, 7 - вышка.

Рис. III.46. Агрегат «Азинмаш-43А»:

1 — передняя опора; 2 — коробка перемены передач; 3 — лебедка; 4 — гидроцилиндр подъема вышки; 5 — задняя опора; 6 — талевая система; 7 — вышка



Буровые установки, применяемые при капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, предназначены для производства работ по зарезке и бурению второго ствола, а также для бурения новых скважин.

Метод зарезки и бурения второго ствола заключается в том, что после установки отклонителя на заданной глубине и вскрытия "окна" в колонне

забуривается второй ствол до требуемой глубины. Процесс бурения второго ствола существенно не отличается от бурения новой скважины и сводится к следующему: спуск долота на бурильных трубах; работа его на забое; разрушение горной породы и очистка забоя от нее с выносом на поверхность; подъем отработанного долота для его замены; спуск обсадных труб. Все эти процессы осуществляются с помощью буровых установок различной мощности и грузоподъемности.

Основным параметром, характеризующим буровые установки, является их грузоподъемность: в зависимости от характера ремонта выбирают такую установку, которая способна выдержать нагрузки в процессе ремонта скважины. При этом в каждом конкретном случае необходимо учитывать: глубину ремонтируемой скважины; диаметр колонны; ожидаемое пластовое давление; способ бурения; способ вскрытия, опробования и освоения продуктивных горизонтов; рельеф местности; климатические условия.

Контрольные вопросы:

- 1. Какое оборудование применяют при цементировании скважин?**
- 2. Смесительные агрегаты и машины.**
- 3. Для чего проводят гидроразрыв пласта.**
- 4. На какие группы подразделяются ловильные инструменты?**
- 5. Какие вспомогательные инструменты Вы знаете?**
- 6. Какие передвижные агрегаты Вы знаете?**

Литература:

Машины и оборудование для добычи нефти и газа: Учебник для вузов/ Г.В.Молчанов, А.Г.Молчанов.

Тема 8. Организация и экономика капитального ремонта скважин

Цель лекции: использование экономических показателей для оценки критерии оптимальности разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: планирование, эффективность, затраты, себестоимость.

При планировании развития нефтяной промышленности, а также при проектировании и анализе разработки отдельных нефтяных месторождений рассматривают затраты труда и материальных ресурсов не только в их натуральном виде, но и в денежном выражении. Полную оценку различных вариантов разработки каждого отдельного нефтяного месторождения и развития нефтяной промышленности в стране или в регионе в целом можно осуществить с использованием как натуральных показателей геологоразведочных работ, разработки месторождений и добычи нефти, так и комплекса экономических и технико-экономических показателей, исчисляемых в денежных, денежно-натуральных или натуральных единицах.

В технологических схемах и проектах разработки нефтяных месторождений используют следующие главные экономические показатели:

- 1) капитальные вложения;**
- 2) удельные капитальные вложения на добычу 1 т нефти и 1 т новой мощности;**
- 3) текущие затраты, без затрат на амортизацию основных фондов;**
- 4) эксплуатационные затраты, включая затраты на амортизацию основных фондов;**
- 5) себестоимость продукции;**

- 6) прибыль;
- 7) экономический эффект.

При необходимости более детального анализа вариантов разработки нефтяных месторождений определяются также следующие показатели экономической эффективности производства:

- 1) производительность труда;
- 2) приведенные затраты;
- 3) фондоотдача.

При планировании развития нефтяной промышленности в стране или в регионе можно использовать все перечисленные экономические показатели.

Текущие затраты бывают двух видов. Одни зависят в основном от объема текущей добычи нефти, воды и газа, другие же определяются главным образом числом скважин. В основном от уровня добычи нефти, газа и воды зависят затраты энергии на механизированную добычу, транспорт и первичную переработку нефти. От объема текущей закачки в пласт веществ с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти зависит стоимость эксплуатации сооружений по воздействию на пласт.

В эксплуатационные затраты входят текущие затраты и амортизационные отчисления от стоимости основных фондов.

Для различных видов сооружений и оборудования, составляющих основные фонды, установлены нормативные сроки амортизации, в течение которых вся стоимость этих сооружений и оборудования, включая их капитальный ремонт, должна перейти в эксплуатационные затраты и в конечном счете, войти в себестоимость добываемых нефти и газа.

При расчете суммируют эксплуатационные затраты на:

- 1) амортизацию добывающих и нагнетательных скважин S_1 ;
- 2) амортизацию объектов промыслового обустройства S_2 ;
- 3) обслуживание скважин S_3 ;
- 4) энергию на механизированную добычу жидкости S_4 ;
- 5) воздействие на пласт с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти S_5 ;
- 6) сбор и транспорт нефти и газа S_6 ;
- 7) сепарацию углеводородов, обезвоживание и обессоливание нефти
- 8) общепроизводственные расходы S_8 ;
- 9) отчисления на геологоразведочные работы S_9 .

Производительность труда в нефтегазодобывающих предприятиях принято выражать в основном в двух формах: в тоннах добытой нефти или газа в единицу времени (например, за год) на одну единицу промышленно-производственного персонала и в денежных единицах, исчисляемых стоимостью валовой продукции нефтегазодобывающего предприятия на одну единицу промышленно-производственного персонала в единицу времени. Стоимость валовой продукции предприятия равна произведению отпускной цены на нефть на количество ее, сданной заказчику в единицу времени, плюс стоимость прочих услуг.

Прибыль, получаемая нефтегазодобывающим предприятием в единицу времени, равна разнице между стоимостью сданной предприятием нефти и эксплуатационными затратами за единицу времени.

Фондоотдача - отношение стоимости годовой валовой продукции предприятия к среднегодовой стоимости основных фондов.

Комплекс технических и экономических показателей в технологических схемах и проектах разработки нефтяных месторождений называют обычно технико-экономическими показателями. Для оценки вариантов разработки нефтяных месторождений можно использовать и чисто технико-экономические показатели, такие, например, как металлоемкость и энергоемкость продукции и др.

Экономические и технико-экономические показатели разработки каждого нефтяного месторождения изменяются со временем по мере выработки запасов месторождения, а также существенно зависят от применения достижений научно-технического прогресса, особенно новой технологии извлечения нефти и газа из недр.

Контрольные вопросы:

1. Основы организации производства труда и управления в нефтяной промышленности?
2. Основы организации заработной платы и технического нормирования в нефтяной промышленности?

Литература:

Ю.П. Желтов Разработка нефтяных месторождений. М, Недра 1986. с 299.

Раздел V. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТОВ

Таблица 5.1.

№	Тема задания	Содержание темы задания	Литература	Количество часов		Формы отчетности контроля	Срок сдачи (неделя)
				СРС			
1	Задачи Вуза в подготовке инженеров для нефтяной и газовой промышленности	Цель подготовки инженеров для нефтяной и газовой промышленности	Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1986.	2		кон сп	1
2	Освоение скважин Исследование скважин	Условие вызова притока Методы вызова притока Исследование скважин при разных режимах Гидродинамические исследования пластов	Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаян, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев. – М.; Недра, 1986.	2		реф	1-2

3	Разновидности текущего ремонта скважин	Профилактические и восстановительные работы	Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев. – М.; Недра, 1986.	10		кон сп	2-5
4	Текущие ремонты скважин при различных осложнениях во время эксплуатации (пескопроявления, парафиноотложения, солеотложения, преждевременные обводнения). Методы борьбы с ними.	Виды осложнения при текущем ремонте скважин и методы борьбы с ними	1. Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М. «Недра», 1975.	7		кон сп	6-7
5	Крепление ПЗС различными веществами (цементным раствором, цементно-песочной смесью, реагентами, фенолформальдегидной смолой и т.д.). спуск дополнительных колонн.	Исправление повреждений в ПЗС	Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М. «Недра», 1975.	6		реф	8-9
6	Выбор места для вскрытия «окна». Вскрытие «окна» в колонне.	Методы Вскрытие «окна» в колонне	Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев. – М.; Недра, 1986.	5		кон сп	10- 11
7	Гидропескоструйная перфорация	Сущность и технология Гидропескоструйной перфорации	Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев. – М.; Недра, 1986.	10		док л	12- 14
8	Технология и техника кислотных обработок	Кислотные ванны Простые кислотные обработки Кислотная обработка под давлением	Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, – М.; Недра, 1986.	3		кон сп	15

Раздел VI. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТОВ ПОД РУКОВОДСТВОМ ПРЕПОДАВАТЕЛЯ (СРСП)

Таблица 6.1

№	Тема задания	Литература	Количество часов		Форматности контроля	Срок сдачи (неделя)
			СРСП			
1	Отличие подземного оборудование ШГНУ от УЭЦН	Машины и оборудование для добычи нефти и газа: Учебник для вузов/ Г.В.Молчанов, А.Г.Молчанов. – М.; Недра, 1984.	1		консп	1
2	Состав комплекса оборудования для текущего ремонта скважин	Машины и оборудование для добычи нефти и газа: Учебник для вузов/ Г.В.Молчанов, А.Г.Молчанов. – М.; Недра, 1984.	1		реф	1-2
3	Текущий ремонт скважин и его цель	Амиров А.Д., Карапетов К.А., Лемберанский. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин – М.; Недра, 1979.	7		консп	2-5
4	Крепление слабосцементированных пород призабойной зоны	Оборудование и инструмент для ремонта скважин: Учеб.пособие / Е.И.Бухаленко, В.Е Бухаленко. – М.; Недра, 1991.	2		реф	6-7
5	Переход на другие горизонты и приобщение пластов	Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М. «Недра», 1975.	3		консп	8-9
6	Оборудование и установки, применяемые при цементировании скважин и воздействию на призабойную зону	Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М. «Недра», 1975.	2		реф	10-11
7	Оборудование для кислотной обработки. Соляно-кислотная обработка скважин	Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев. – М.; Недра, 1986.	6		консп	12-14
8	Тепловая обработка призабойной зоны скважин.	Ермеков М.М. Справочная книга по добыче нефти. Алматы 2007	2		докл	15

Ликвидация скважин. Особенности ремонта морских скважин. Новые технологии ремонтных работ на скважинах					
---	--	--	--	--	--

Раздел VII. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОХОЖДЕНИЮ УЧЕБНОЙ, ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ И ПРЕДДИПЛОМНОЙ ПРАКТИК, ФОРМЫ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА И МЕТОДИЧЕСКОЕ УКАЗАНИЕ ПО ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПРАКТИКЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Программа и методические указания по профессиональной практике разработана для студентов специальности 050708.

Вид профессиональной практики, направленный на закрепление теоретических знаний по базовым и профилирующим циклам дисциплин путем практического, реального выполнения студентом обязанностей специалиста, приобретение практических навыков и освоение передового опыта профессиональной и организаторской работы по профилю будущей специальности. В процессе производственной практики осуществляется непосредственная подготовка студента к профессиональной деятельности по всем направлениям в реальных производственных условиях.

2. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРАКТИКИ

Целью профессиональной практики является закрепление, углубление и расширение теоретических знаний, полученных в процессе обучения в Университете путем изучения опыта работы НГДУ или научно-исследовательских организации, совершенствование практических навыков в решении инженерных задач в области расчета технологических показателей и проектирования про водки скважин, организации проектирования, порядок оформления проектной документации.

В задачи практики входит:

- Профессиональная практика обучающихся направлена на закрепление знаний, полученных в процессе обучения в высшем учебном заведении, приобретение практических навыков и освоению передового опыта.
- Изучит новые достижения в области расчета основных технико-экономических показателей и проектирования проводки нефтяных и нефтегазовых месторождений;
- Усвоить опыт применения вычислительной техники и автоматизации работ;

3. РУКОВОДСТВО ПРАКТИКОЙ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

Руководитель практики от высшего учебного заведения:

- До начала практики организует необходимую подготовку обучающихся - практикантов;

- Проводит консультации с обучающимися в соответствии с учебным планом и программой;
- Осуществляет контроль за обеспечением предприятием, учреждением, организацией нормальных условий труда и быта обучающимися, за проведением с ними обязательных инструктажей по охране труда и технике безопасности, выполнением практикантами правил внутреннего трудового распорядка;
- Рассматривает отчеты обучающихся по практике, дает отзывы об их работе и представляет учебному управлению письменный отчет о проведении практики вместе с замечаниями и предложениями по совершенствованию практической подготовки обучающихся;
- Принимает участие в работе комиссии по приему зачетов по практике и в подготовке научных студенческих конференции по итогам производственной практики.

Перед выходом студента на практику руководитель практики проводит разъяснительное занятие:

- По технике безопасности в местах прохождения практики;
- По требованиям, предъявляемым к практикантам (сроки, распорядок дня и так далее);
- По рекомендуемой литературе;

По порядку оформления и сдачи отчетов по практике.

Студенты обеспечиваются:

- Необходимыми материалами и техническими средствами;
- Дневниками практики .

Календарные планы прохождения практик предоставляет директорат. В договорах также определяются обязанности Университета, предприятий и обучающихся.

К месту прохождения профессиональной практики студенты прибывают с направлениями, выданными руководителями практики. В направлении название организации, срок прохождения практики. Направление подписывается в директорате и регистрируется в отделе производственной практики.

Руководитель выдает студенту задание на практику, на основании которого студент составляет индивидуальный календарный план ее прохождения (Приложение №3). Перед началом практики на кафедрах проводятся собрания студентов, на котором они знакомятся с порядком прохождения практики, с целью и задачам практики, формой отчетности.

В период практики студент должен познакомиться с литературным источником (типовые проекты, учебные пособия, справочные материалы, монографии).

Основные вопросы, которые следует уделить внимание в ходе подготовки и в процессе прохождения практики студентов:

- геолого-геофизическая часть.
- технико-технологическая часть.

Студент при прохождении практики обязан:

- Полностью выполнить задания, предусмотренные программой практики, вести дневник практики;
- Подчиняться действующим на предприятии, в учреждении, организации правилам внутреннего трудового распорядка;

- Изучить и строго соблюдать правила охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии;
- Нести ответственность за выполняемую работу и ее результаты наравне со штатными работниками;
- Представить руководителю практики от ВУЗа письменный отчет и дневник практики, подписанный руководителем от предприятия о выполнении всех заданий. Студент имеет право:
 - Не участвовать в работах, не предусмотренных программой практики;
 - Быть принятым при наличии вакансий на оплачиваемые должности по профилю специальности.

4. ОБЪЕМ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРАКТИКИ

Профессиональная практика обучающихся направлена на закрепление знаний, полученных в процессе обучения в высшем учебном заведении, приобретение практических навыков и освоению передового опыта и самостоятельной, активной, творческой работы - 4 недели. Она сводится после завершения всех теоретических занятий, сдачи экзаменов за 3-курс обучения и сдачи экзаменов.

5. СОДЕРЖАНИЕ ПРОГРАММЫ ПРАКТИКИ

Введение

1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- 1.1. Характеристика геологического строения
- 1.2 Характеристика продуктивных горизонтов и залежей
- 1.3. Стратиграфия
- 1.4. Тектоника
- 1.5 Физико-химические свойства нефти, газа и воды.
- 1.6 Запасы нефти и газа.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

- 2.1. Текущее состояние разработки месторождений.
 - 2.1.1. Характеристика фонда скважин.
 - 2.1.2. Характеристика отборов нефти, попутного газа и воды.
 - 2.1.3. Характеристика закачки рабочих агентов (воды и пара)
- 2.2. Характеристика энергетического состояния объектов разработки.
- 2.3. Оценка эффективности применяемой системы контроля над процессом разработки.
 - 2.3.1. Выполнение мероприятий по контролю над процессом разработки.
- 2.4. Эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки.
- 2.5. Оценка эффективности реализуемой системы разработки.

3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- 3.1 Экономическая оценка разработки месторождения
- 3.2 Капитальные вложения
- 3.3 Эксплуатационные затраты
- 3.4 Анализ динамики основных технико-экономических показателей.

4. ОХРАНА ТРУДА и ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

- 4.1. Охрана труда.
- 4.2. Охрана недр и окружающей среды.

Заключение

6. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТА

Отчет оформляется рукописным или машинописным текстом в объеме 30-40 страниц на стандартных листах белой писчей бумаги. Графические приложения и диаграммы нумеруются и прилагаются отдельно. Табличные данные нумеруются и приводятся в тексте в ходе изложения материала.

Титульный лист оформляется согласно приложению № 1, а дневник по приложению № 2.

В результате прохождения практики студент должен иметь необходимый исходный материал для отчета в виде схем, чертежей, технико-экономических показателей, основных предпосылок и методики расчета технологических показателей.

Уметь критически разбираться многообразны полученной информации и правильно применять полученные материалы в ходе оформление отчета, четко представлять основные требования и объем работы по каждому разделу.

7. ЛИТЕРАТУРА

1. Гиматудинов Ш.К., Борисов Ю.П., Розенберг М.Д. и др. «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений» Москва, Недра, 1983 г.
2. Желтов Ю.П. «Разработка нефтяных месторождений» Москва, Недра, 1986 г.
3. Донцов К.М. «Разработка нефтяных месторождений», Москва, Недра, 1977 г.
4. Боксерман А.А., Желтов Ю.П. и др. «Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений» Москва, Недра, 1977 г.
5. Щуров В.И. «Технология и техника добычи нефти»
6. «Справочник нефтяника». Москва, Недра, 1980 г.
7. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.В. «Особенности проектирование разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности». Москва, Недра, 1976 г.

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
РГКП «КАСПИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИЙ И
ИНЖИНИРИНГА ИМЕНИ Ш.ЕСЕНОВА»
ИНСТИТУТ**

наименование института

КАФЕДРА

«_____»

наименование кафедры

_____ - «_____»

шифр специальности

наименование специальности

Утвержден на заседании
кафедры протокол № _____

от «___» _____ 20__ г.

О Т Ч Е Т Р У К О В О Д И Т Е Л Я

По _____ практике студентов
(вид практики)
_____ курса очного (заочного) обучения
академическая группа _____

**Руководитель практики
от университета:**

(Ф.И.О. должностного лица)

АКТАУ 20__ г.

1. Организация практики

Профессиональная практика студентов КГУТиИ им. Ш.Есенова проводилась в соответствии утвержденным правилам о профессиональной практике обучающихся в высших учебных заведениях приказом Министра образования и науки Республики Казахстан от 11.02.2001 года за № 151.

В соответствии приказа Ректора КГУТиИ им. Ш.Есенова за № _____ от «__» _____ 20__ года, студенты

института _____ группы _____ были направлены на _____ практику

Указать вид практики

В _____,

указать предприятие, организацию

согласно заключенному договору с предприятием за № _____ от

«__» _____ 20__ года.

количество студентов _____ человек, (указать фамилии студентов, группу и место прохождения практики).

Перед началом профессиональной практики мною для студентов был проведен инструктаж по технике безопасности. Студенты получили направление на практику, дневник практиканта, индивидуальные задания согласно рабочей программе по практике.

Указать в какой организации проходила практика, первого руководителя организации, руководителя по практике от организации.

2. Цели и задачи практики

Цель практики - закрепить знания, полученные студентами в ВУЗе, овладеть практическими навыками работы, организации ее и руководство производством.

Дополнить в зависимости от вида практики.

Задачи практики - закрепление знаний по дисциплинам специальности, экономики и организации производством, подробное изучение производственных процессов.

Дополнить в зависимости от вида практики.

3. Содержание практики

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

4. Сведения об успеваемости студентов _____ практике

Качественный анализ успеваемости _____ практике

Шифр и специальность	Всего студентов	Из них получили оценку					% успеваемости	Качество обучения (средний балл).
		5(отл)	4(хор)	3(удовл.)	2(неуд.)	Задолжник		
Грант								
На платной основе								
Всего								

Сравнительный анализ успеваемости по _____ практике

Шифр и специальность	20__ /20__ уч. г.		20__ /20__ уч. г.		20__ уч. г./20__ уч. г.	
	% успеваемости	Качество обучения	% успеваемости	Качество обучения	% успеваемости	Качество обучения (средний балл)
Грант						
На платной основе						
Всего						

5. Основные недостатки подготовки студентов к практике

.....

6. Предложения, направленные на дальнейшее совершенствование качества практики.

.....

Руководитель практики _____ Фамилия И.О.

Памятка

Отчет должен содержать сведения о конкретно выполненной обучающимся работе в период прохождения практики, описание предприятия (цеха, отдела, лаборатории т.п.) и организации его (ее) деятельности, вопросы охраны труда, экономики, выводы и предложения. Полный анализ успеваемости студентов, сравнительный анализ с прошлым учебным годом успеваемости, достижения и недостатков: выводы и предложения.

Титульный лист (отчет должен быть напечатан через один интервал, шрифт 14 кегль, поля по 20мм каждой стороны, на листе А4). Для оформления отчета обучающемуся выделяется в конце практики 2-3 дня.

Раздел VIII. МАТЕРИАЛЫ ПО КОНТРОЛЮ И ОЦЕНКЕ УЧЕБНЫХ ДОСТИЖЕНИЙ ОБУЧАЮЩИХСЯ

Вопросы для подготовки проведения 1 рубежного контроля.

1. Что такое коэффициент эксплуатации скважин?
2. Что называется подземным ремонтом скважин?
3. Что понимают по межремонтным периодом работы скважин?
4. Как определяет межремонтный период?
5. Текущий ремонт скважин и его цель.
6. Разновидности текущего ремонта скважин.
7. Межремонтный период работы скважины и их виды.
8. Оборудование и инструменты для текущего ремонта скважин.
9. Инструмент для выполнения спуско-подъемных операций.
10. Назначение и конструкции элеваторов.
11. Назначение и конструкции спайдеров.
12. Назначение и конструкции трубных ключей.
13. Назначение и конструкции штанговых ключей.
14. Средства механизации для спуско-подъемных операций.
15. Назначение и конструкции трубных механических ключей.
16. Назначение и конструкции штанговых механических ключей.
17. Грузоподъемное оборудование.
18. Назначение и конструкции вышек и мачт.
19. Назначение и конструкции талевых систем.
20. Назначение и конструкции подъемных лебедок.
21. Агрегаты текущего ремонта скважин.
22. Ловильные инструменты.
23. Райберы и фрезеры.
24. Подготовка скважин к ремонту.

Вопросы для подготовки проведения 2 рубежного контроля.

1. Виды работ по капитальному ремонту скважин.
2. Ремонт скважин эксплуатируемых фонтанно-компрессорным способом.
3. Ремонт скважин эксплуатируемых штанговыми скважинными насосами.
4. Ремонт скважин эксплуатируемых погружными электроцентробежными насосами.
5. Ремонтно-изоляционные работы.
6. Крепление слабосцементированных пород призабойной зоны.
7. Переход на другие горизонты и приобщение пластов.
8. Зарезка и бурение второго ствола.
9. Перевод скважин из категории в категорию по назначению.
10. Чистка и промывка песчаных и гидратных пробок.
11. Оборудование для исследования скважин
12. Оборудование и установки, применяемые при цементировании скважин и вхождении на призабойную зону.
13. Оборудование для кислотной обработки.
14. Оборудование, используемое при гидравлическом разрыве пласта.
15. Соляно-кислотная обработка скважин.
16. Гидравлический разрыв пласта.
17. Тепловая обработка призабойной зоны скважин.

18. Ликвидация скважин.
 19. Особенности ремонта морских скважин.
 20. Новые технологии ремонтных работ на скважинах.

**Раздел IX. ПРОГРАММНОЕ И МУЛЬТИМЕДИЙНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ
 УЧЕБНЫХ ЗАНЯТИЙ (прилагается в электронном варианте)**

**Раздел X. ПЕРЕЧЕНЬ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ АУДИТОРИЙ,
 КАБИНЕТОВ И ЛАБОРАТОРИЙ**

Наименование лаборатории (специализированного кабинета):

Добыча нефти из скважины (1-19, 24 мкр)

Зав. лабораторией (кабинетом): Жазыкбаев К.А.

Сведения о состоянии помещения лаборатории:

Наименование лаборатории (кабинета)	Площадь и количество посадочных мест	Температурно-влажностные условия	Наличие специального оснащения	Условия хранения используемого оборудования
1	2	3	4	5
Добыча нефти из скважины	126 м ² , 40 посадочных мест	нормальное	2	нормальное

Назначение лаборатории (учебного кабинета): Для изучения технологических процессов по увеличению дебита скважин и для изучения демонстрации рабочей основы станка-качалки и нефтяного скважинного насоса.

Материально-техническое обеспечение кабинета, лаборатории

№ п/п	Наименование, тип оборудования (включая защитные средства, плакаты, наглядные пособия)	Где используется (№ лаб. работ)	Кол-во имеющегося в наличии оборудования	Кол-во требуемого оборудования	примечание
1	2	3	4	5	6
1	Тренажер- имитатор капитального ремонта скважин АМТ	№1-№8	1	1	
2	Действующий учебный модель безбалансирного станка-качалки с глубинным насосом	№1-№8	1	1	

Назначение оборудования

№	Наименование оборудования	Назначение оборудования	Кол-во (шт.)	Стоимость	Дата приобретения
1	Тренажер- имитатор капитального ремонта скважин АМТ	АМТ-предназначен для изучения технологических процессов по увеличению дебита скважин	1	12 млн.тенге	2006 год

2	Действующий учебный модель безбалансирной станок-качалка с глубинным насосом	Оборудование предназначен для демонстрации рабочей основы станка-качалки и нефтяного скважинного насоса.	1	12 млн тенге	2007 год
---	--	--	---	--------------	----------

Наименование лаборатории (специализированного кабинета): Технология добычи нефти (ауд. 1-6, 24 мкр)

Зав. лабораторией (кабинетом): Табылганов М.Т.

Сведения о состоянии помещения лаборатории

Наименование лаборатории (кабинета)	Площадь и количество посадочных мест	Температурно-влажностные условия	Наличие специального оснащения	Условия хранения используемого оборудования
1	2	3	4	5
Технология добычи нефти	47 м ² , 24 посадочных мест	нормальное	1	нормальное

Назначение лаборатории (учебного кабинета): Предназначен для демонстрации рабочей основы станка-качалки и нефтяного скважинного насоса и для изучения их конструкций и принцип действия каждого детали

Материально-техническое обеспечение кабинета, лаборатории

№ п/п	Наименование, тип оборудования (включая защитные средства, плакаты, наглядные пособия)	Где используется (№ лаб. практ. работы)	Кол-во имеющегося в наличии оборудования	Кол-во требуемого оборудования	примечание
1	2	3	4	5	6
1	Действующий учебный модель балансирующего станка-качалки	№1-№8	1	1	
2	Учебные макеты нефтепромысловых оборудований	№1-№8	15	15	

Назначение оборудования

№	Наименование оборудования	Назначение оборудования	Количество (шт.)	Стоимость	Дата приобретения
1	Действующий учебный модель балансирующего станка-качалки	Оборудование предназначен для демонстрации рабочей основы станка-качалки и нефтяного скважинного насоса	1	12 млн.тенге	2007 год
2	Учебные макеты нефтепромысловых оборудований	Оборудований предназначены для изучения их конструкций и принцип действия каждого детали	15	6 млн.тенге	2007 год

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература

1. Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М. «Недра», 1975.
2. Техника и технология капитального ремонта скважин: Учеб.пособие/ А.Б.Сулейманов, К.А.Карапетов, А.С.Яшин. – М.; Недра, 1987.
3. Расчет и технология крепления нефтяных и газовых скважин/ Гайворонский А.А. Изд. «Недра», 1969.
4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. -М.: Недра, 1986.
5. Ермеков М.М. Справочная книга по добыче нефти. Алматы 2007
6. Технология и техника добычи, хранения и транспорта нефти и газа /Акульшин А.И., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубин Ю.А. Львов. Свит, 1991.
7. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: Учебник для вузов/ Г.В.Молчанов, А.Г.Молчанов. – М.; Недра, 1984.
8. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев. – М.; Недра, 1986.
9. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: Учеб.пособие/ Л.Г.Чичеров, Г.В.Молчанов, А.М.Рабинович и др. – М.; Недра, 1987.
10. Оборудование и инструмент для ремонта скважин: Учеб.пособие / Е.И.Бухаленко, В.Е. Бухаленко. – М.; Недра, 1991.
11. Проектирование вышечно-лебедочного блока буровой установки: Метод.указания в 3-х частях /Р.В.Даурова. – Алматы; КазНТУ, 2004.
12. Оборудование для добычи нефти и газа: Учеб.пособие в 2-х частях/ В.И.Ивановский, В.И.Дарищев, А.А.Сабилов, В.С.Каштанов, С.С.Пекин. – М.; Нефть и газ, 2002.

Дополнительная литература

1. Аренс В.Ж. Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых. М. «Недра», 1975.
2. Амиров А.Д., Карапетов К.А., Лемберанский. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин – М.; Недра, 1979.
3. Алтаев Ш.А., Чернецов Г.Е., Орынгожин Е.С. Технология разработки гидрогенных урановых месторождения Казахстана. Алматы «Fortress», 2002.
4. Кутепов А.И., Кателла С.А., Федотов И.Н. под редакц. Хоботько В.И. Справочник-каталог по оборудованию и инструменту для предупреждения и ликвидации фонтанов – М.; Недра, 1981.
5. Шевцов В.Д. Борьба с выбросами при бурении скважин – М.; Недра, 1977.
6. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. – М.; Недра, 1979.
7. Булатов А.И. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин – М.; Недра, 1981.
8. Гайворонский А.А., Цыбин А.А. Крепление скважин и разобщение пластов. – М.; Недра, 1981.

Формат 60x84 1/12
Объем 79 стр. 6,6 печатный лист
Тираж 20 экз.,
Отпечатано
в редакционно-издательском отделе
КГУТиИ им. Ш Есенова
г.Актау, 27 мкр.

