

Е. С. ЮШИН

**ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ТЕКУЩЕГО
И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН:
ТЕОРИЯ И РАСЧЕТ**

Учебник

Москва Вологда
«Инфра-Инженерия»
2022

УДК 622.242.5

ББК 33.131

Ю95

Р е ц е н з е н т ы :

профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов
Уфимского государственного нефтяного технического университета доктор
технических наук, профессор *K. P. Уразаков*;
доцент кафедры промышленной техники для разработки месторождений нефти
и газа Технического факультета «Михайло Пупин» в г. Зренянина
Университета города Нови-Сад Элеонора Десница

Юшин, Е. С.

Ю95 Оборудование и технологии текущего и капитального ремонта
нефтяных и газовых скважин: теория и расчет : учебник / Е. С. Юшин. –
Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 380 с. : ил., табл.
ISBN 978-5-9729-0905-6

Рассмотрены вопросы организации и проведения текущего и капитального
ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Описаны техники
для ведения операций по подземному ремонту скважин. Изложена последова-
тельность подготовительных действий и операций по поддержанию и восста-
новлению работоспособности скважинного оборудования и самой скважины,
вопросы применения нетрадиционных методов ремонта скважин с помощью
колтюбинговых технологий, а также некоторые аспекты и особенности работ на
континентальном шельфе.

Для бакалавров и магистров направления подготовки «Нефтегазовое де-
ло», а также для других категорий обучающихся при повышении квалифика-
ции.

УДК 622.242.5

ББК 33.131

ISBN 978-5-9729-0905-6

© Юшин Е. С., 2022

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2022

© Оформление. Издательство «Инфра-Инженерия», 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. Классификация и показатели эффективности ремонтных работ в нефтяных и газовых скважинах.....	10
1.1 Нефтегазовая скважина как объект эксплуатации.....	10
1.2 Конструкция эксплуатационной скважины.....	13
1.3 Подземный ремонт и освоение скважин.....	15
Контрольные вопросы.....	42
2. Оборудование для текущего и капитального ремонта скважин.....	43
2.1 Классификация оборудования для ремонта скважин.....	43
2.2 Оборудование и инструмент для спуско-подъёмных операций.....	50
2.2.1 Инструмент.....	50
2.2.2 Средства механизации.....	56
2.2.3 Грузоподъёмное оборудование.....	66
2.3 Оборудование и инструмент для технологических операций.....	74
2.3.1 Наземное оборудование.....	74
2.3.2 Скважинное оборудование и инструмент.....	95
Контрольные вопросы.....	116
3. Текущий ремонт нефтяных и газовых скважин.....	118
3.1 Технологическая схема текущего ремонта скважин.....	118
3.2 Глушение скважин перед ремонтом.....	122
3.3 Порядок подготовительных работ перед ремонтом скважин.....	127
3.4 Технология спуско-подъёмных операций.....	132
3.5 Ремонт фонтанных скважин.....	133
3.6 Ремонт газлифтных скважин.....	144
3.7 Ремонт скважин механизированного фонда.....	149
3.7.1 Эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосами...	149
3.7.2 Эксплуатация скважин погруженными электронасосами	156
3.8 Ликвидация песчаных пробок.....	165
3.9 Борьба с отложением солей.....	167
3.10 Борьба с отложением смол и парафинов.....	170
3.11 Борьба с газогидратными пробками.....	177
3.12 Борьба с образованием стойких эмульсий.....	179
3.13 Борьба с прихватами подъёмных труб.....	181
3.14 Борьба с коррозией скважинного оборудования.....	182
3.15 Удаление жидкости с забоя скважины.....	184
Контрольные вопросы.....	186

4. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин.....	187
4.1 Технологическая схема капитального ремонта скважин.....	187
4.2 Обследование и исследование скважин.....	193
4.2.1 Гидродинамические исследования скважин.....	193
4.2.2 Геофизические исследования скважин.....	195
4.2.3 Обследование состояния эксплуатационной колонны.....	196
4.2.4 Испытание эксплуатационной колонны на герметичность.....	198
4.3 Ремонтно-исправительные работы в скважинах.....	199
4.3.1 Ликвидация негерметичности резьбовых соединений.....	201
4.3.2 Тампонирование.....	202
4.3.3 Применение двухпакерной компоновки.....	205
4.3.4 Установка металлического пластиря.....	206
4.3.5 Спуск дополнительной колонны меньшего диаметра.....	211
4.3.6 Установка колонны-ленточки.....	212
4.3.7 Частичная замена поврежденной колонны.....	213
4.3.8 Устранение смятия эксплуатационной колонны.....	214
4.4 Ремонтно-изоляционные работы в скважинах.....	214
4.4.1 Пути поступления пластовых сред в ствол скважины.....	215
4.4.2 Подготовка и проведение работ.....	217
4.4.3 Установка цементных мостов.....	220
4.4.4 Селективные и неселективные методы водоизоляции.....	224
4.5 Устранение аварий, допущенных при эксплуатации или ремонте.....	228
4.5.1 Ловильные работы.....	228
4.5.2 Извлечение прихваченных труб.....	234
4.6 Переход на другие горизонты и приобщение пластов.....	238
4.6.1 Возврат скважины на вышележащий горизонт.....	238
4.6.2 Возврат скважины на нижележащий горизонт.....	239
4.6.3 Методы отключения нижнего и верхнего горизонтов.....	240
4.6.4 Совместная эксплуатация пластов.....	242
4.6.5 Совместно-раздельная эксплуатация пластов.....	242
4.6.6 Раздельная эксплуатация пластов.....	243
4.7 Ремонт скважин с использованием элементов бурения.....	244
4.7.1 Проводка горизонтального участка скважины.....	244
4.7.2 Разбуривание цементных мостов.....	245
4.7.3 Зарезка и бурение новых стволов.....	246
4.8 Воздействие на призабойную зону пласта.....	250
4.8.1 Классификация методов воздействия.....	255
4.8.2 Химическое воздействие.....	252
4.8.3 Физическое воздействие.....	261

<i>4.8.4 Биологическое воздействие.....</i>	282
<i>4.8.5 Газовое воздействие.....</i>	284
<i>4.8.6 Комбинированное воздействие.....</i>	286
4.9 Освоение скважин после ремонта.....	287
<i>4.9.1 Способы вызова притока в скважинах.....</i>	288
<i>4.9.2 Замена раствора жидкостью с меньшей плотностью.....</i>	289
<i>4.9.3 Замена жидкости глушения пеннымисистемами.....</i>	290
<i>4.9.4 Аэрирование жидкости глушения.....</i>	291
<i>4.9.5 Вытеснение сжатыми газами.....</i>	292
<i>4.9.6 Применение испытателя пластов на базе струйного насоса.....</i>	293
<i>4.9.7 Тартание скважин желонкой.....</i>	295
<i>4.9.8 Свабирование скважин.....</i>	295
4.10 Перевод скважин на использование по другому назначению.....	297
<i>4.10.1 Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин.....</i>	297
<i>4.10.2 Консервация и расконсервация скважин.....</i>	299
<i>4.10.3 Ликвидация скважин.....</i>	300
Контрольные вопросы.....	303
5. Ремонтные работы нетрадиционными методами с использованием колтюбинговых установок и колонны гибких НКТ.....	304
<i>5.1 Колтюбинговые технологии ремонта.....</i>	304
<i>5.2 Снижение гидростатического давления на забое скважин.....</i>	306
<i>5.3 Удаление жидкости с забоя скважины.....</i>	307
<i>5.4 Очистка ствола скважин.....</i>	308
<i>5.5 Ловильные работы в скважине.....</i>	308
<i>5.6 Интенсифицирующие обработки скважин.....</i>	309
<i>5.7 Расширение ствола скважины.....</i>	309
<i>5.8 Проведение каротажа в скважине.....</i>	310
<i>5.9 Фрезерование, перфорация, цементация и борьба с песком.....</i>	310
<i>5.10 Использование ГНКТ в качестве эксплуатационной колонны.....</i>	311
<i>5.11 Закачка ингибиторов и растворителей солей и парафинов.....</i>	311
<i>5.12 Использование ГНКТ при механизированной добыче.....</i>	312
<i>5.13 Исследование скважин.....</i>	312
<i>5.14 Бурение с помощью ГНКТ.....</i>	313
<i>5.15 Работы в горизонтальных участках скважин.....</i>	314
<i>5.16 Очистка технологических трубопроводов.....</i>	315
Контрольные вопросы.....	315
6. Особенности текущего и капитального ремонта скважин на континентальном шельфе.....	316
<i>6.1 Специфика ремонтных работ на континентальном шельфе.....</i>	316

6.2 Гидрометеорологические условия проведения ремонтных работ.....	317
6.3 Ремонтные работы на морских и шельфовых месторождениях.....	319
6.4 Возвратные работы на море.....	322
6.5 Освоение морских и шельфовых скважин.....	323
6.6 Консервация, расконсервация и ликвидация морских скважин.....	324
6.7 Защита от коррозии морских сооружений.....	326
6.8 Охрана окружающей среды при ремонте скважин в море.....	330
Контрольные вопросы.....	331
7. Практические расчеты при ремонте, обслуживании и освоении нефтяных и газовых скважин.....	332
7.1 Расчет изменения температуры по длине обсадной колонны перед проведением ремонта скважины.....	332
7.2 Расчет потери устойчивости обсадной колонны от действия критических температуры и давления.....	334
7.3 Расчет напора и производительности насосного агрегата для обратной промывки песчаной пробки.....	338
7.4 Расчет мощности двигателя и времени для чистки песчаной пробки гидробуром.....	342
7.5 Расчет предельной глубины спуска остееклованных НКТ для снижения отложений парафинов и солей.....	345
7.6 Расчет силовых параметров при расхаживании прихваченной колонны НКТ труболовкой.....	348
7.7 Расчет нефтяной ванны для освобождения прихваченных бурильных труб.....	352
7.8 Расчет и выбор конструкции колонны насосных штанг для предупреждения их обрыва в скважине.....	355
7.9 Расчет режимов работы насосных агрегатов и количества спецтехники для гидропескоструйной перфорации скважины.....	358
7.10 Расчет установки пакера и якоря для проведения операции гидравлического разрыва пласта.....	361
7.11 Расчет глубины установки в колонне НКТ пусковых клапанов для вызова притока пластовой среды.....	364
7.12 Расчет давления насоса для освоения скважины струйным аппаратом.....	367
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	371
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	372

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящий учебник предназначен для студентов высших учебных заведений нефтегазового профиля, в частности для бакалавров и магистров направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» по различным профилям.

Содержание издания полностью соответствует учебным программам по дисциплинам специалитета и бакалавриата, Федеральному государственному образовательному стандарту, включает в себя апробированные и общепризнанные положения.

Учебник может быть полезен для студентов, изучающих дисциплины «Подземный ремонт скважин», «Капитальный ремонт скважин», «Текущий и капитальный ремонт скважин», а также ряд родственных предметов.

Целью создания настоящего учебника является ознакомление читателя с техническими средствами и технологией проведения работ по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин на суше и на море.

Материал издания актуализирован, структурирован по главам, включает общие сведения о дисциплине и показателях эффективности ремонтных работ, описание техники для ведения операций по подземному ремонту скважин, содержит последовательность подготовительных действий и операций по поддержанию и восстановлению работоспособности скважинного оборудования и самой скважины, вопросы применения нетрадиционных методов ремонта скважин с помощью колтюбинговых технологий, а также некоторые аспекты и особенности работ на континентальном шельфе с морских гидротехнических сооружений.

Для закрепления изложенного материала по разделам предлагаются блоки контрольных вопросов, а также практические расчеты, связанные с различными технологическими процессами в подземном ремонте скважин.

ВВЕДЕНИЕ

Подземный ремонт нефтяных и газовых скважин является одной из наиболее трудоёмких промысловых работ, требующий высокой квалификации персонала, использования современного высоконадёжного оборудования и вспомогательных технических средств, а также применения навыков и умений для осуществления технологических процессов по предупреждению и устранению аварийных ситуаций на разрабатываемых и эксплуатируемых месторождениях углеводородов как на суше, так и на море.

Технология подземных работ в эксплуатационных нефтегазовых скважинах включает процессы текущего и капитального ремонта, а также их освоения с целью вызова притока добываемых пластовых флюидов.

Текущий ремонт нефтяных и газовых скважин направлен на возобновление работоспособности скважинной и устьевой техники, создание безаварийных условий её эксплуатации (ликвидация различного вида образований, таких как песчаные пробки, АСПО, отложение солей и газогидратов и т. д.). Капитальный ремонт, в свою очередь, является комплексом работ по восстановлению рабочих параметров и характеристик нефтяных и газовых скважин (например, осуществление изоляции проявившихся вод, ремонтно-исправительные работы, связанные с потерей герметичности обсадной колонны и т. д.).

Как уже было отмечено, выполнение сложного комплекса исправительных работ становится возможным посредством многофункциональных машин и механизмов, которые могут работать при сложных скважинных и гидрометеорологических условиях, таких как высокое горное давление, коррозионная активность пластовых сред, низкие отрицательные температуры воздуха, ветровое и сейсмическое воздействие и некоторые другие.

Некоторые осложняющие факторы способствовали созданию и применению так называемых колтюбинговых технологий ремонта нефтяных и газовых скважин с использованием колонны длинномерных безмуфтовых гибких НКТ, в особенности, при операциях в горизонтальных участках ствола и в условиях ограниченности рабочего пространства, например, на морских гидротехнических сооружениях.

В дополнение ко всему отмеченному стоит сказать, что развитие арктических шельфовых территорий и разработка находящихся на них нефтегазовых месторождений сопровождаются группой рисков, включающих опасность работы обслуживающего персонала в открытом море, негативные климатические условия, опасность загрязнения окружающей среды. Эти факторы следует рас-

сматривать и учитывать в совокупности при планировании промысловых процессов ремонта скважин и их освоения.

Все вышеперечисленные вопросы призвано объединить и, в той или иной мере, раскрыть содержание настоящего учебника.

1. КЛАССИФИКАЦИЯ И ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

1.1. Нефтегазовая скважина как объект эксплуатации

Скважиной называется вертикальная, наклонная или горизонтальная цилиндрическая горная выработка диаметром порядка нескольких сантиметров и глубиной до нескольких километров (диаметр значительно меньше глубины).

Раскрывая особенности проведения ремонтных работ в эксплуатационных скважинах нельзя не рассмотреть систематизацию скважин. Приведём общую классификацию нефтегазовых скважин по отличительным особенностям.

Классификация нефтегазовых скважин

По глубине:

- малой глубины (*менее 1000 м*);
- глубокие (*от 1000 до 5000 м*);
- сверхглубокие (*более 5000 м*).

По диаметру:

- небольшого диаметра (*25...100 мм*);
- среднего диаметра (*100...500 мм*);
- большого диаметра (*500...900 мм и свыше*).

По количеству спускаемых колонн:

- однорядные;
- многорядные (*двух- семирядные*).

По характеру бурения:

- бурение одиночных скважин;
- кустовое бурение (количество стволов скважин от 2 до 12 и более).

По профилю:

- вертикальная (максимальное отклонение от вертикали *не более 5°*);
- наклонно направленная;
- горизонтальная;
- многозабойная (многоствольная).

По назначению:

- добывающая (сооружается в целях извлечения углеводородов из продуктивных объектов разведанных и подготовленных к эксплуатации площадей нефтяных и газовых месторождений; глубина скважин до 6000 м при конечном диаметре скважины 200...300 мм);
- нагнетательная или инжекционная (сооружается в целях закачки в разрабатываемые нефтяные объекты воды либо газа для воспроизводства пластовой энергии и продления фонтанного периода разработки месторождения, поддержания высоких суточных дебитов соседних добывающих скважин и повышения суммарной нефтеотдачи; глубина и диаметр призабойной части ствола нагнетательных скважин, как правило, соответствует названным показателям соседних добывающих скважин);
- специальная нагнетательная (сооружается для теплового воздействия на продуктивный пласт; глубина и диаметр призабойной части ствола нагнетательных скважин, как правило, соответствует названным показателям соседних добывающих скважин);
- специальная воздухонагнетательная (сооружается для инициирования и обеспечения внутрипластового горения нефти; глубина и диаметр призабойной части ствола нагнетательных скважин, как правило, соответствует названным показателям соседних добывающих скважин);
- наблюдательная или пьезометрическая (сооружается для осуществления систематического наблюдения за продвижением в эксплуатируемом продуктивном объекте водонефтяного или водогазового контакта, а также за изменением в нем пластового давления по мере отбора флюидов; глубина и диаметр призабойной части ствола нагнетательных скважин, как правило, соответствует названным показателям соседних добывающих скважин);
- артезианская (сооружается поблизости от места заложения глубокой добывающей или разведочной скважины на нефть и газ для питания системы водоснабжения буровой; глубина до 800 м, диаметр призабойной части ствола 170...250 мм);
- водозаборная (сооружается с целью отбора вод из водоносных пластов для питания промысловой системы заводнения нефтяных залежей; глубина до 100...150 м, диаметр призабойной части ствола до 300...400 мм).

По месту строительства:

- на суше;
- шельфовые и морские.

Эксплуатационная нефтегазовая скважина оснащается комплексом оборудования для её бурения (рисунок 1.1), а также механизмами для её разработки и освоения по завершению этапа строительства.

Буровая установка

Буровая вышка

Металлическая конструкция, осуществляющая основную работу по бурению

Буровые двигатели

Обеспечивают спуско-подъемные операции и вращение бурильной колонны

Колонна бурильных труб

Стальные трубы, наращиваемые по ходу бурения

Система подачи бурового раствора

Буровые насосы под давлением закачивают внутрь бурильной колонны раствор, который затем поднимается между стальными трубами и стенками скважины и выносит на поверхность разбуренную породу

Долото

Породоразрушающий элемент

Система цементирования

Специальный цементный раствор укрепляет обсадные трубы в стволе скважины и изолирует нефть от подземных вод во время добычи

Рисунок 1.1. Оснащение скважины буровым оборудованием при строительстве

Процесс разработки нефтяных и газовых скважин заключается в проведении ряда комплексных мер и работ по осуществлению наиболее эффективной добычи продукции их пласта. Перед вводом в эксплуатацию скважины проводится ряд разведывательных работ, на основе которых создаётся специальная проектная документация, которая определяет технические параметры бурения и размеры забоя. В проекте закладывается количество объектов разработки, последовательность добычи, методы оказания различных воздействий с целью получения максимальной выработки месторождения.

Скважины при разработке над местом разведки и добычи располагают в виде сетки. В неё входят не только добывающие скважины, но и нагнетательные. В зависимости от особенностей пласта сетку располагают в равномерном или неравномерном порядке. Если нефтяной слой достаточно толстый, то сетку располагают наиболее плотным упорядоченным способом, с целью увеличения скорости добычи.

Нефтегазовая скважина разрабатывается в следующей последовательности:

1. Освоение объекта.

Этап характеризуется интенсивной добычей нефти с минимальной обводнённостью, значительным снижением давления в пласте, увеличением количе-

ства скважин и величиной коэффициента нефтеотдачи в пределах 10 %. Сроки завершения освоения могут составлять до 5 лет. Условием завершения принимается снижение добычи за год относительно общих балансовых запасов.

2. Обеспечение стабильно высокого уровня добычи в пределах 3...17 % в зависимости от вязкости нефти.

Длительность разработки может составлять от 1 года до 7 лет. Число скважин при этом также увеличивается за счёт использования резервов, однако происходит и частичное закрытие старых. Это связано с тем, что нефть становится более обводнённой вплоть до 65 %. Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 30...50 %. Добыча на некоторых скважинах выполняется механическим способом, то есть принудительной откачкой мощными насосами.

3. Снижение добычи.

Коэффициент нефтеотдачи снижается до 10 % в год, а темпы отбора сокращаются до 1 %. Все скважины переводятся на механизированный способ добычи. Количество резервных скважин значительно сокращается. Обводнение достигает значений в 85 %. Этот этап является самым сложным, так как необходимо замедление скорости откачки нефти. Определить разницу между предыдущим этапом и текущим достаточно затруднительно, так как изменения среднегодового коэффициента добычи минимальны. За 3 периода нефтеносный слой вырабатывается до 90 % от общего объёма.

4. Завершающая стадия.

Отбор нефти сокращается до 1 %, а уровень обводнённости становится максимальным (от 98 %). Прекращается разработка нефтяных скважин и они закрываются. Но длительность этого этапа может составлять до 20 лет и ограничивается только рентабельностью проекта.

Как и любой объект эксплуатации, нефтегазовая скважина нуждается в поддержании и восстановлении своего состояния для обеспечения, прежде всего, работоспособности, а также требуемого уровня отбора пластовой продукции.

Совокупность таких промысловых мероприятий в условиях нефтяных и газовых месторождений принято называть *подземным ремонтом скважин*.

1.2. Конструкция эксплуатационной скважины

В зависимости от геологического разреза, способов бурения и вскрытия эксплуатационного пласта, ожидаемого пластового давления и т. д. используют различные конструкции скважин (рисунок 1.2), отличающиеся числом рядов концентрически расположенных обсадных труб различных диаметров и спускаемых на различные глубины.

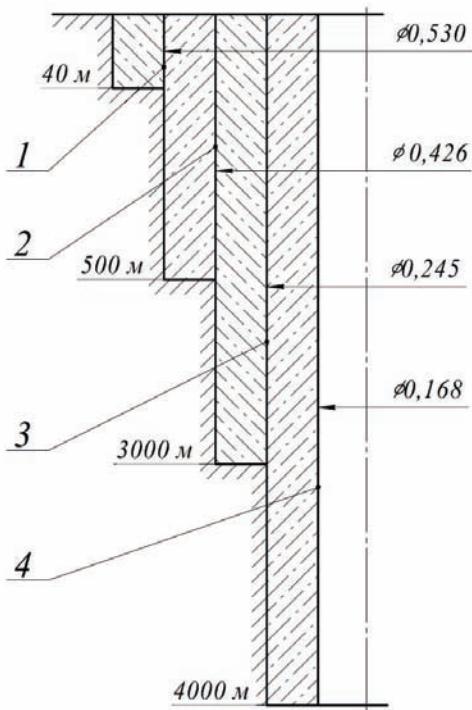


Рисунок 1.2. Конструкция скважины:

1 – направление; 2 – кондуктор; 3 – техническая колонна;
4 – эксплуатационная колонна

В зависимости от расположения и назначения каждого ряда труб различают:

a) направление – первый ряд труб, спускаемых на глубину до 50 м для предохранения устья скважины от размывания промывочной жидкостью и исключения межпластовых перетоков и загрязнения верхних водоносных горизонтов в течение всего срока эксплуатации скважины;

б) кондуктор – второй ряд труб с максимальной глубиной спуска до 500...600 м, предназначенный для обеспечения устойчивости стенок скважины в верхнем её интервале;

в) технические (промежуточные) колонны – один или несколько расположенных концентрических рядов труб, спускаемых в скважину в процессе бурения для изоляции водоносных пластов, нефтяных и газовых горизонтов, зон поглощения или зон с неустойчивыми, плохо сцепленными породами;

г) эксплуатационная колонна – последний ряд труб, спускаемых в скважину (после спуска процесс углубления прекращается).

Техническая и эксплуатационная колонны могут спускаться на всю глубину – от забоя до устья скважины или перекрывать необсаженный интервал ствола скважины от забоя до предшествующей колонны. Такие колонны называются *хвостовиками*.

Если конструкция скважины включает помимо направления и кондуктора только эксплуатационную колонну, то её называют одноколонной, при наличии одной или нескольких промежуточных колонн ее называют соответственно двух- или многоколонной.

При бурении скважин в большинстве случаев стремятся ограничиваться эксплуатационной колонной диаметром 146 или 168 мм, позволяющими спускать в них оборудование, обеспечивающее при механизированной добыче нефти дебиты порядка 700 м³/сут (а при фонтанном способе и выше), а газа – до 500 тыс. м³/сут.

Спущеные в скважину обсадные колонны цементируют путем закачки цемента в кольцевое пространство между стенками скважины и колонны. После затвердевания цементный камень разобщает нефте- и газоносные пласты, исключает перетоки между ними, защищает обсадные трубы от корродирующего воздействия минерализованных пластовых вод [10].

1.3. Подземный ремонт и освоение скважин

Ремонтные работы в скважинах осуществляются в целях восстановления технических характеристик или для поддержания их в рабочем состоянии.

Видами ремонтных работ в нефтяных и газовых скважинах различного назначения являются:

- капитальный ремонт скважин;
- текущий ремонт скважин;
- скважино-операция (повышение нефтеотдачи пластов и производительности скважин).

Виды работ в скважинах при подземном ремонте представлены на рисунке 1.3.

Подземный ремонт скважин – работы, связанные с выполнением операций по воздействию на оборудование, находящееся в скважине, скважину или прилежащие к ней участки пластов.

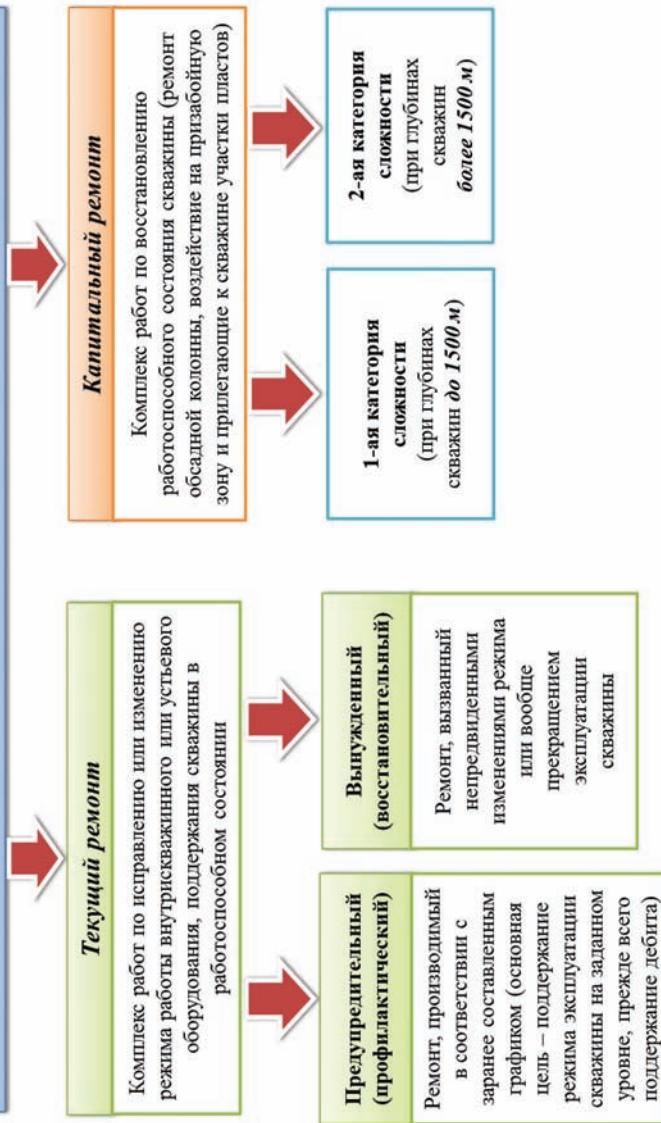


Рисунок 1.3. Виды работ в скважинах при подземном ремонте

Подземным ремонтом скважин называется комплекс работ, связанный с выполнением операций по воздействию на оборудование, находящееся в скважине, скважину или прилежащие к ней участки пластов.

Как видно из приведенной схемы, подземные работы в скважинах подразделяются на *текущий ремонт*, заключающийся, прежде всего, в исправлении или изменении режима работы внутристкважинного или устьевого оборудования, поддержании скважины в работоспособном состоянии, а также на *капитальный ремонт*, связанный с восстановлением работоспособности скважины (ремонт обсадной колонны, воздействие на призабойную зону и прилегающие к скважине участки пластов и т. д.).

В свою очередь, текущий ремонт скважин может быть *предупредительным (профилактическим)* или *вынужденным (восстановительным)*.

Отличительной особенностью предупредительного ремонта является то, что это мероприятие производится в соответствии с заранее составленным графиком (основная цель – поддержание режима эксплуатации скважины на заданном уровне, прежде всего поддержание дебита).

Вынужденный ремонт выполняется в случае, когда происходят непредвиденные изменения режима работы или же при невозможности дальнейшей эксплуатации скважины.

Капитальный ремонт скважин подразделяется по категориям сложности. Как видно, существуют две категории сложности: первая – при глубинах скважин до *1500 м*, вторая – при глубинах скважин *свыше 1500 м*.

Виды работ при подземном ремонте нефтяных и газовых скважин представлены на рисунке 1.4.

К *предупредительному ремонту* при работах по текущему ремонту можно отнести смену фонтанного или газлифтного оборудования, смену скважинного насоса, смену клапанов или плунжера, удаление песчаных пробок, очистку труб или насосных штанг от парафина, очистку защитных приспособлений насоса (фильтр, якорь и пр.).

Примерами *вынужденного ремонта* могут быть ликвидация обрывов или отворотов насосных штанг, смена вышедшего из строя оборудования для подъема жидкости или повторный ремонт.

Технологическими работами при текущем ремонте скважин могут являться переход на другой способ эксплуатации, замена насоса на другой тип или диаметр, спуск защитных приспособлений, изменение глубины подвески насоса, смена штанг или насосно-компрессорных труб (НКТ) на другой диаметр.

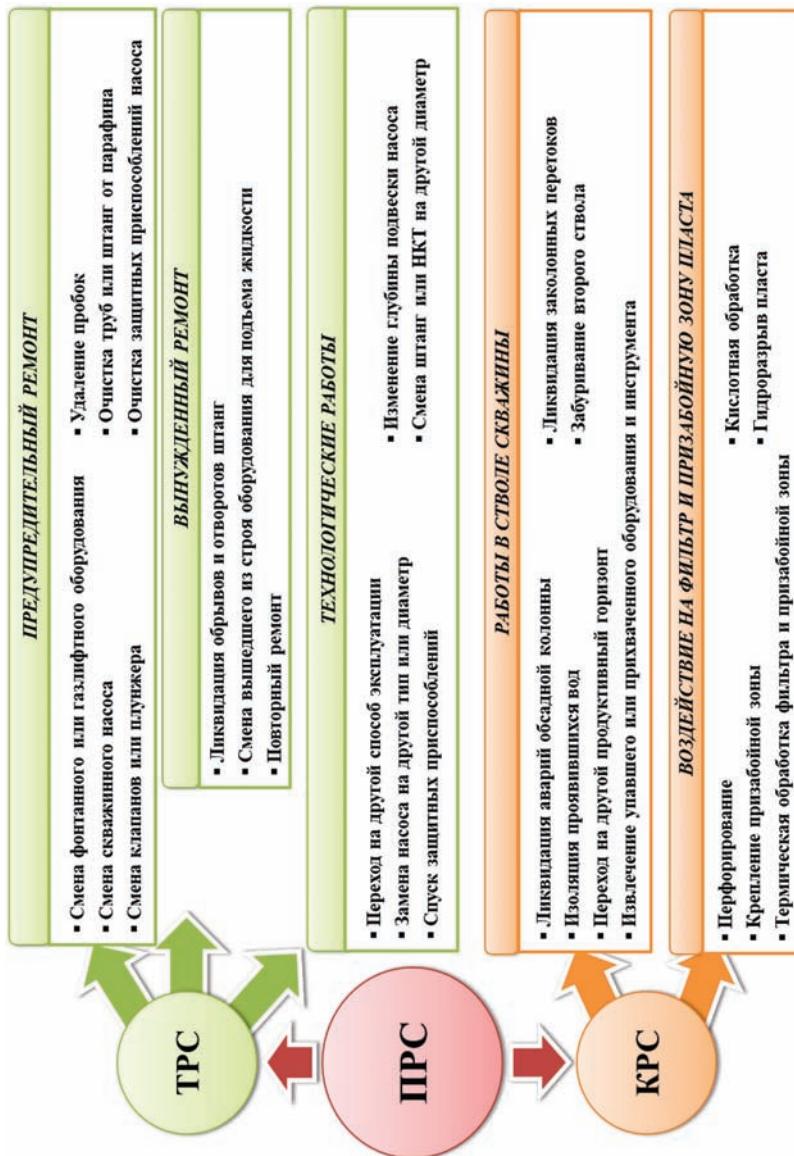


Рисунок 1.4. Виды работ при подземном ремонте нефтяных и газовых скважин:
 ПРС – подземный ремонт скважин; ТРС – текущий ремонт скважин; КРС – капитальный ремонт скважин

Работы в стволе скважины при капитальном ремонте проводятся для ликвидации аварий обсадной колонны, изоляции проявившихся вод, перехода на другой продуктивный горизонт, извлечения упавшего или прихваченного оборудования, инструмента, ликвидации заколонных перетоков, забуриивания второго ствола.

К работам по *воздействию на фильтр и призабойную зону пласта* при капитальном ремонте скважин относят перфорирование, крепление призабойной зоны, термическую обработку фильтра и призабойной зоны, кислотную обработку, гидроразрыв пластов и другие.

Согласно классификатору ремонтных работ (рисунок 1.5), для текущего ремонта выделяют 14 различных категорий, для капитального – 13 категорий. Классификацией работ по освоению нефтегазовых скважин (рисунок 1.6) предусматривается 7 категорий скважинно-операций.

Текущий ремонт	Капитальный ремонт
TP 1 – Замена и (или) восстановление частей оборудования скважин	KP 1 – Ремонтно-изоляционные работы
TP 2 – Перевод нефтяных скважин на другой способ эксплуатации	KP 2 – Ремонтно-исправительные работы
TP 3 – Ремонт скважин, оборудованных УШВН	KP 3 – Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта
TP 4 – Ремонт скважин, оборудованных ШГН	KP 4 – Переход на другие горизонты и приобщение пластов
TP 5 – Ремонт скважин, оборудованных УЭЦН, УЭВН, УЭДН	KP 5 – Внедрение (извлечение) пакера-отсекателя, установка ОРЭ, ОРЗ, КОС, КЗП
TP 6 – Ремонт фонтанных скважин	KP 6 – Комплекс подземных работ по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов с использованием технических элементов бурения, включая проводку горизонтальных участков ствола скважин
TP 7 – Ремонт газлифтных скважин	KP 7 – Обработка призабойной зоны пласта скважин и вызов притока
TP 8 – Ремонт водозaborных скважин	KP 8 – Диагностические исследования скважин
TP 9 – Ремонт нагнетательных скважин	KP 9 – Перевод скважин на использование по другому назначению
TP 10 – Опытные работы по испытанию подземного оборудования	KP 10 – Ремонт нагнетательных скважин
TP 11 – Перевод скважин из категории в категорию	KP 11 – Консервация (расконсервация) скважин
TP 12 – Ремонт прочих скважин	KP 12 – Ликвидация (возврат из ликвидации) скважин
TP 13 – Ревизия и смена наземного оборудования нефтяных скважин	KP 13 – Прочие виды работ
TP 14 – Прочие виды работ	

Рисунок 1.5. Классификатор ремонтных работ в нефтегазовых скважинах:
ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация; ОРЗ – одновременно-раздельная закачка;
КОС – комплекс очистки скважины; КЗП – комплекс защиты пласта; УШВН – установка штангового винтового насоса; ШГН – штанговый глубинный насос; УЭЦН – установка электроцентробежного насоса; УЭВН – установка электровинтового насоса;
УЭДН – установка электродиафрагменного насоса

Повышение нефтеотдачи пластов и производительности скважин

- ПНП 1** – создание оторочек (растворителя, раствора ПАВ, растворов полимеров, кислот, щелочей, теплоносителей, газожидкостных смесей, газа, парогазовых смесей, активного ила, мицеллярного раствора и др.);
- ПНП 2** – вибровоздействие на пласт;
- ПНП 3** – биовоздействие на пласт;
- ПНП 4** – волновое воздействие на пласт;
- ПНП 5** – магнитное воздействие на пласт;
- ПНП 6** – электрическое воздействие на пласт;
- ПНП 7** – прочие виды воздействия на пласт

Рисунок 1.6. Классификатор работ при освоении нефтегазовых скважин:
ПНП – повышение нефтеотдачи и производительности пласта

Более подробная и расширенная классификация с указанием категории работ по текущему и капитальному ремонту скважин приведена в таблицах 1.1 и 1.2, а работ по повышению нефтеотдачи пластов и производительности скважин – в таблице 1.3 [15, 16].

Т а б л и ц а 1.1

Классификация работ по текущему ремонту скважин

Обозначение ремонта	Вид ремонта	Результат
1	2	3
TP1 – Замена и (или) восстановление частей оборудования скважин		
TP1-1	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования фонтанных скважин	Выполнение заданного объёма работ
TP1-2	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования газлифтных скважин	
TP1-3	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования ШГН	
TP1-4	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования фонтанных скважин УЭЦН	
TP1-5	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования УЭДН	
TP1-6	Оснащение скважины скважинным оборудованием УШВН	
TP1-7	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования УЭВН	
TP1-8	Оснащение скважины скважинным оборудованием ГПН	
TP1-9	Замена и (или) восстановление частей оборудования других видов	

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3
TP2 – Перевод нефтяных скважин на другой способ эксплуатации		
<i>TP2-1 – Перевод скважин под нагнетание</i>		
TP2-1.1	Перевод под нагнетание с УШВН	Выполнение запланированного объёма работ
TP2-1.2	Перевод под нагнетание с УШГН	
TP2-1.3	Перевод под нагнетание с УЭЦН, УЭВН, УЭДН	
TP2-1.4	Перевод под нагнетание с фонтана	
TP2-1.5	Перевод под нагнетание с газлифта	
TP2-1.6	Перевод под нагнетание прочих скважин (контрольные, пьезометрические и т. д.)	
<i>TP2-2 – Перевод скважин с УШВН на другой способ эксплуатации</i>		
TP2-2.1	Перевод с УШВН на УШГН	Выполнение запланированного объёма работ
TP2-2.2	Перевод с УШВН на УЭЦН, УЭВН, УЭДН	
TP2-2.3	Перевод с УШВН на фонтан	
TP2-2.4	Перевод с УШВН на газлифт	
<i>TP2-3 – Перевод скважин с УШГН на другой способ эксплуатации</i>		
TP3-3.1	Перевод с УШГН на УШВН	Выполнение запланированного объёма работ
TP3-3.2	Перевод с УШГН на УЭЦН, УЭВН, УЭДН	
TP3-3.3	Перевод с УШГН на фонтан	
TP3-3.4	Перевод с УШГН на газлифт	
<i>TP2-4 – Перевод скважин с УЭЦН, УЭВН, УЭДН на другой способ эксплуатации</i>		
TP2-4.1	Перевод с УЭЦН, УЭВН, УЭДН на УШВН	Выполнение запланированного объёма работ
TP2-4.2	Перевод с УЭЦН, УЭВН, УЭДН на УШГН	
TP2-4.3	Перевод с УЭЦН, УЭВН, УЭДН на фонтан	
TP2-4.4	Перевод с УЭЦН, УЭВН, УЭДН на газлифт	
<i>TP2-5 – Перевод скважин с фонтана на другой способ эксплуатации</i>		
TP2-5.1	Перевод с газлифта на УШВН	Выполнение запланированного объёма работ
TP2-5.2	Перевод с газлифта на УШГН	
TP2-5.3	Перевод с газлифта на УЭЦН, УЭВН, УЭДН	
TP2-5.4	Перевод с газлифта на фонтан	
TP3 – Ремонт скважин, оборудованных УШВН		
TP3-1	Техническое обслуживание УШВН	Выполнение запланированного объёма работ
TP3-2	Подъем УШВН, спуск воронки	
TP3-3	Подъем воронки, спуск УШВН	
TP3-4	Техническое обслуживание лифта НКТ или пакера (без замены ротора и статора)	
TP3-5	Ликвидация обрыва штанг	Выполнение запланированного объёма работ. Устранение дефекта
TP3-6	Ликвидация отворота штанг	
TP3-7	Техническое обслуживание колонны штанг (без замены ротора)	
TP3-8	Техническое обслуживание ротора (без подъема статора)	

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3
TP4 – Ремонт скважин, оборудованных ШГН		
TP4-1	Техническое обслуживание ШГН (невставного)	Выполнение запланированного объема работ. Оптимальная работа насоса по динамограмме или подаче
TP4-2	Техническое обслуживание ШГН (вставного) без подъема НКТ и замковой опоры	Выполнение запланированного объема работ
TP4-3	Техническое обслуживание ШГН (вставного) с подъемом НКТ и замковой опоры	Выполнение запланированного объема работ.
TP4-4	Техническое обслуживание ШГН, внедрение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т. д.)	Оптимальная работа насоса по динамограмме или подаче
TP4-5	Техническое обслуживание ШГН, извлечение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т. д.)	Выполнение запланированного объема работ
TP4-6	Подъем ШГН, спуск воронки	Выполнение запланированного объема работ.
TP4-7	Подъем воронки, спуск ШГН	Оптимальная работа насоса по динамограмме или подаче
TP4-8	Техническое обслуживание лифта НКТ или замковой опоры (без замены насоса)	Выполнение запланированного объема работ.
TP4-9	Ликвидация обрыва штанг	Оптимальная работа насоса по динамограмме или подаче
TP4-10	Ликвидация отворота штанг	Выполнение запланированного объема работ.
TP4-11	Техническое обслуживание колонны штанг (без замены насоса)	Устранение дефекта
TP5 – Ремонт скважин, оборудованных УЭЦН, УЭВН, УЭДН		
TP5-1	Техническое обслуживание ЭЦН	Выполнение запланированного объема работ. Оптимальная работа насоса
TP5-2	Техническое обслуживание УЭВН	
TP5-3	Техническое обслуживание УЭДН	
TP5-3	Техническое обслуживание насоса (УЭЦН, УЭВН, УЭДН), внедрение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т. д.).	
TP5-4	Техническое обслуживание насоса (УЭЦН, УЭВН, УЭДН), извлечение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т. д.).	