

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Казанский национальный исследовательский
технологический университет»

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Учебное пособие

Казань
Издательство КНИТУ
2018

УДК 622.276.05(075)
ББК 33.131:34.661я7
К29

*Печатается по решению редакционно-издательского совета
Казанского национального исследовательского технологического
университета*

Рецензенты:

*ген. директор ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг»,
действительный член АН РТ, д-р хим. наук Р. С. Яруллин
д-р техн. наук, проф. С. В. Лановецкий*

**Авторы: С. А. Долгих, В. Э. Ткачева, Ф. Ш. Шакиров,
Б. Л. Журавлев, О. В. Угрюмов, А. Н. Ахметова**

К29 Катодная защита обсадных колонн нефтяных скважин : учебное пособие / С.А. Долгих [и др.]; Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань : Изд-во КНИТУ, 2018. – 200 с.

ISBN 978-5-7882-2529-6

Рассматриваются проблемы коррозионной стойкости обсадных колонн, описываются схемы катодной защиты обсадных колонн нефтяных скважин от коррозии. Приводятся методики расчетов электрохимических параметров системы катодной защиты обсадных колонн, основанные на результатах экспериментальных исследований в промышленных условиях, а также методы мониторинга их коррозионного состояния.

Предназначено для магистрантов, обучающихся по направлению подготовки 18.04.01 «Химическая технология».

Подготовлено на кафедре технологии электрохимических производств совместно с Институтом «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина.

**УДК 622.276.05(075)
ББК 33.131:34.661я7**

ISBN 978-5-7882-2529-6

© Долгих С. А., Ткачева В. Э.,
Шакиров Ф. Ш., Журавлев Б. Л.,
Угрюмов О. В., Ахметова А. Н., 2018
© Казанский национальный исследовательский
технологический университет, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
Глава 1. ОБСАДНАЯ КОЛОННА И КОРРОЗИОННЫЕ ПРОБЛЕМЫ	8
1.1. Технологический процесс добычи нефти	8
1.2. Конструкция скважины	11
1.3. Коррозия обсадных колонн	15
1.4. Характерные виды коррозионных разрушений	16
1.5. Статистические данные по техническому состоянию и отказам эксплуатационных колонн	20
1.6. Прогнозирование коррозионных отказов обсадных колонн	33
Глава 2. СИСТЕМЫ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	36
2.1. Схемы катодной защиты	38
2.2. Определение необходимости и очередности катодной защиты обсадных колонн	41
2.3. Методика выбора скважин для подключения катодной защиты	42
2.4. Строительство системы катодной защиты	45
Глава 3. РАСЧЕТ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ	48
3.1. Методика расчета и проектирование катодной защиты	48
3.2. Расчет и проектирование анодного заземлителя	60
Глава 4. ТИПОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ	69
4.1. Общие положения	69
4.2. Технологические схемы установок катодной защиты	75
Глава 5. ПРИМЕРЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОКА ЗАЩИТЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ	82
5.1. Метод поляризационных кривых	82
5.2. Расчет сдвига потенциала в стволе скважины и сопротивления в системе скважина/грунт	84
5.3. Метод определения профиля падения напряжения на эксплуатационной колонне	89

Глава 6. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ	95
6.1. Особенности телеметрической системы контроля	95
6.2. Модули контроля параметров станции катодной защиты	99
Глава 7. МЕТОДЫ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО И КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ	103
7.1. Основные задачи мониторинга	103
7.2. Методы геофизических исследований	104
7.3. Электромагнитная дефектоскопия	105
7.3.1. Электромагнитные дефектоскопы ряда ЭМДС–ТМ и ЭМД–С	105
7.3.2. Технология на основе магнитоимпульсной дефектоскопии	110
7.3.3. Электромагнитные дефектоскопы серии Pipe analysis logs	110
7.3.4. Прибор многочастотной электромагнитной толщинометрии METT Schlumberger	112
7.3.5. Приборы для измерения толщины металла (Metal Thickness Tools) Sondex	112
7.4. Технология диагностики с использованием сканирующих магнитных интроскопов	113
7.5. Акустический каротаж	121
7.6. Гамма-гамма толщинометрия	123
Глава 8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ	124
Глава 9. ЗАДАНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА	133
9.1. Выбор скважин для подключения катодной защиты	133
9.2. Расчет защитного тока осадной колонны	134
9.3. Расчет тока защиты с применением метода расчета сдвига потенциала в стволе скважины и величины сопротивления в системе скважина / грунт	139
9.4. Расчет распределения плотности тока защиты по глубине обсадной колонны с использованием метода определения профиля падения напряжения	140

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	142
ПРИЛОЖЕНИЕ	146
ОТВЕТЫ НА ВОПРОСЫ ТЕКУЩЕГО И ПРОМЕЖУТОЧНОГО КОНТРОЛЯ	198

Обозначения и сокращения

АЗ	анодный заземлитель
АСУТП	автоматизированная система управления технологическими процессами
БКЗ	блок катодной защиты
ВЛ	выкидная линия
ГЗУ	групповая замерная установка
ГНУ	глубинно-насосная установка
ДНС	дожимная насосная станция
КЗ	катодная защита
КИП(К)	контрольно-измерительный пункт (колонка)
КНС	кустовая насосная станция
КР(С)	капитальный ремонт (скважин)
КТПН, КТПУ	комплектные трансформаторные подстанции
КУ	катодная установка
ЛЭП	линия электропередачи
МЭС	медно-сульфатный электрод сравнения
НГДУ	нефтегазодобывающее управление
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых
НКТ	насосно-компрессорная труба
ОКРС	ожидание капитального ремонта скважины
ПЗ	протекторная защита
РВ	разводящий водовод
СКЗ	станция катодной защиты
СМИ	сканирующий магнитный интроскоп
СУ	станция управления
УК(П)З	установка катодной (протекторной) защиты
УГНУ	управление глубинно-насосной установкой
УЧС	удельная частота скважино-нарушений
УЭЦН	установка погружных центробежных насосов
ШГНУ	штанговая глубинно-насосная установка
ЭМДС	электромагнитный дефектоскоп скважинный
ЭИС	электроизолирующее соединение
ЭКС	эксплуатационная колонна скважины
ЭХЗ	электрохимическая защита
ЭЦН	электроцентробежный насос

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяные скважины являются дорогостоящими капитальными сооружениями, которые служат многие десятилетия, превышая проектный срок эксплуатации, и представляют собой сложную инженерную конструкцию. Наиболее ответственной частью скважины является обсадная колонна, обеспечивающая крепление ствола скважины и изоляцию различных геологических пластов.

Важным условием эффективной работы скважины является надежное цементное покрытие наружной поверхности обсадной колонны, однако по ряду геологических и технологических причин не всегда удается обеспечить качественное цементирование по всей глубине в течение всего срока эксплуатации, что может послужить причиной возникновения анодных зон в местах контакта металла с агрессивной средой, и как результат – привести к локализации коррозионных процессов.

Типичными видами коррозионных поражений обсадных колонн являются язвы, сквозные поражения, кольцевая коррозия металла, продольные язвы ручейкового характера.

Распределение катодных и анодных реакций на внешней поверхности обсадных труб возможно при использовании электрохимической защиты, которая применяется с 1913 года XX в. и является единственным способом активной защиты обсадных колонн от грунтовой коррозии.

Оценка эффективности катодной защиты, основанная на результатах расчета оптимальных параметров, в первую очередь величины защитного тока, и экспериментальной проверке полученных результатов в промысловых условиях, оцениваемых характером распределения потенциала (плотности тока) наложенного электрического поля по поверхности защищаемого сооружения, а также оценка коррозионного состояния металла эксплуатационной колонны скважины являются нетривиальными задачами, требующими применения комплекса методических подходов.

Глава 1. ОБСАДНАЯ КОЛОННА И КОРРОЗИОННЫЕ ПРОБЛЕМЫ

1.1. Технологический процесс добычи нефти

Почти вся добываемая в мире нефть извлекается посредством буровых скважин, закрепленных стальными трубами высокого давления. Скважина имеет герметичную систему, рассчитанную на работу с давлениями, соизмеримыми с пластовыми.

Процесс добычи нефти, начиная от притока ее по пласту к забоям скважин и заканчивая внешней перекачкой товарной нефти с промысла, делят на три этапа:

- движение нефти по пласту к скважинам благодаря искусственно создаваемой разности давлений в пласте и на забоях скважин;

- движение нефти от забоев скважин до их устьев на поверхности;

- сбор нефти и сопровождающих ее газа и воды на поверхности, их разделение, удаление минеральных солей из нефти, обработка пластовой воды, сбор попутного нефтяного газа.

Извлечение нефти из скважин производится либо за счет естественного фонтанирования под действием пластовой энергии, либо путем использования одного из нескольких механизированных способов подъема жидкости [1].

Схема добычи нефти представлена на рис. 1.1.

Добывающие скважины врезаются в групповую замерную установку 2 (рис. 1.1, 1.2), на которой установлен счетчик жидкости и перед которой монтируется изолирующее соединение 3. От групповой замерной установки сборный нефтепровод поступает на дожимную насосную станцию 4 (рис. 1.1, 1.2), где установлен центробежный насос, который по нефтепроводу с давлением 2 – 3 МПа перекачивает нефть в товарный парк 13. В товарном парке 13 нефть поступает в технологические резервуары 5, там происходит отстой. Верхняя часть (более легкая) закачивается в нефтяные резервуары 7, а нижняя (более тяжелая) – в водяные резервуары 6. От водяных резервуаров 6 сточная вода самотеком поступает в насосную очистных сооружений 9, откуда под давлением 2,5–3 МПа закачивается на кустовую насосную станцию 10 (рис. 1.1, 1.2). Из кустовой насосной станции сточная вода подается по разводящим водоводам 14 в нагнетательные скважины

под давлением 12 – 16 МПа (иногда по требованию геологов давление может достигать 18 МПа). Сточная вода выдавливает нефть из пласта, которая поступает в добывающие скважины. В нефтяные резервуары 7 нефть собирается из технологических (5) и водяных (6) резервуаров. Везде используется метод отстоя, когда более легкая нефть собирается сверху, а более тяжелая вода – снизу. Из нефтяных резервуаров 7 нефть (готовый продукт) поступает на головные сооружения АК «Транснефть».

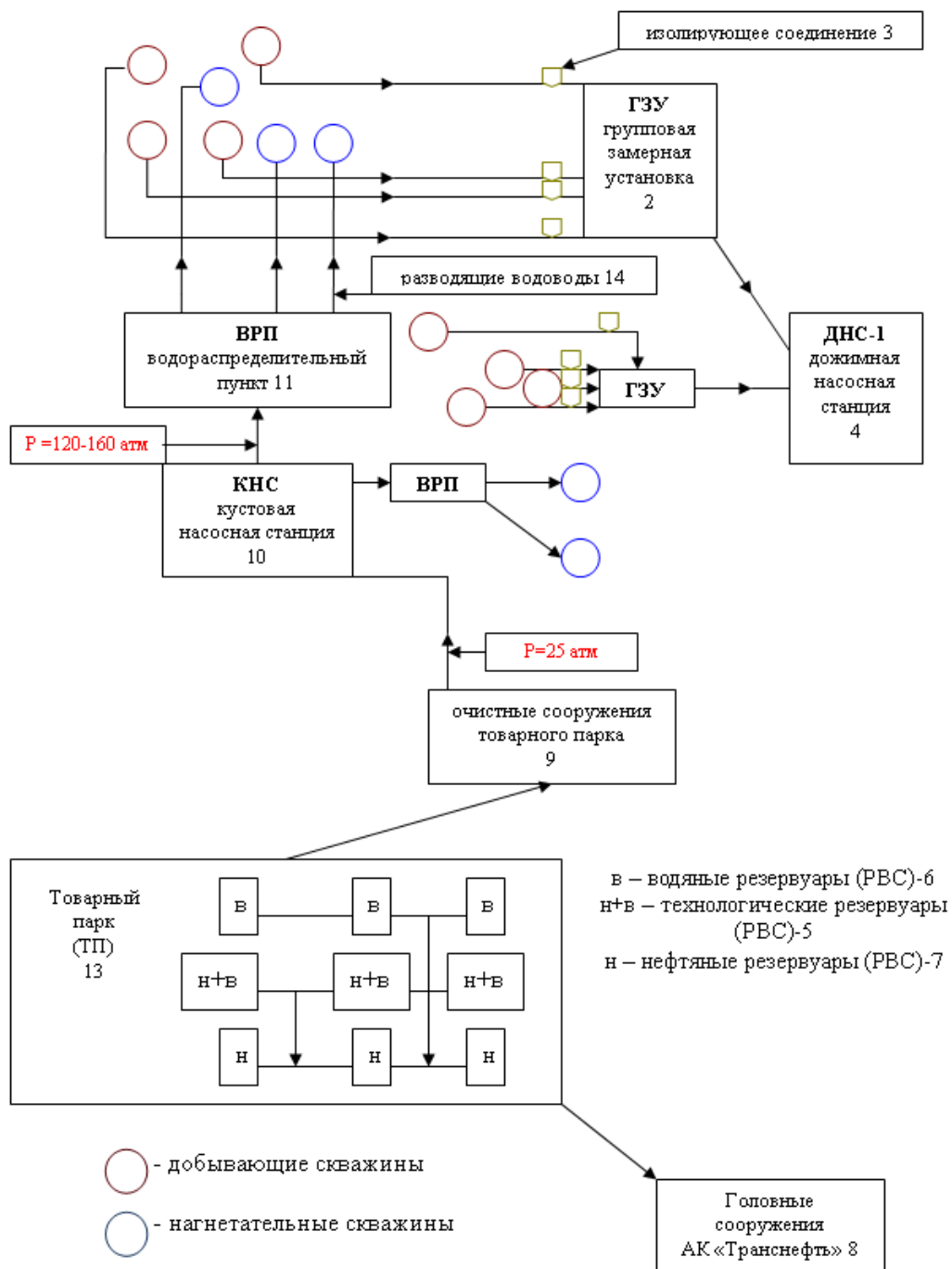


Рис. 1.1. Схема добычи нефти в ПАО «Татнефть»

На рис. 1.2 представлен внешний вид основных составляющих сооружений при нефтедобыче в ПАО «Татнефть».

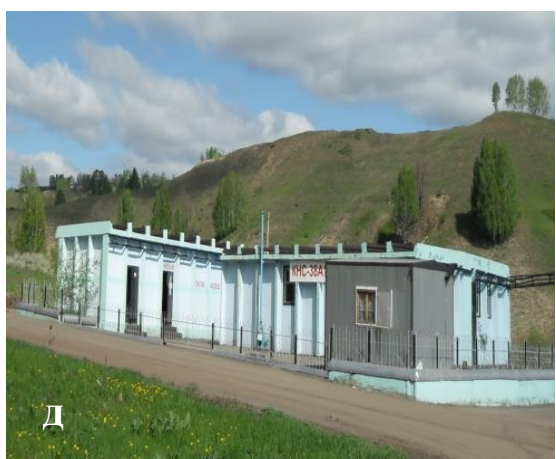
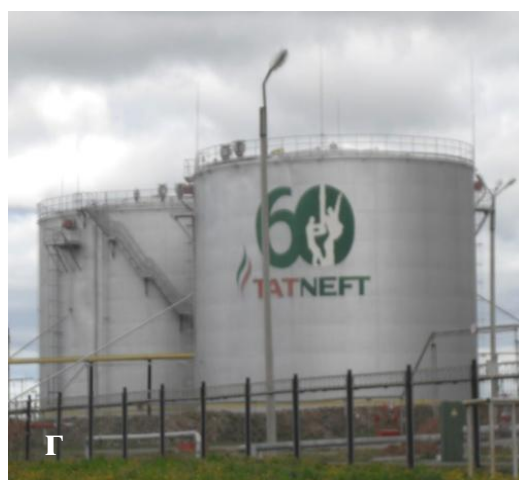
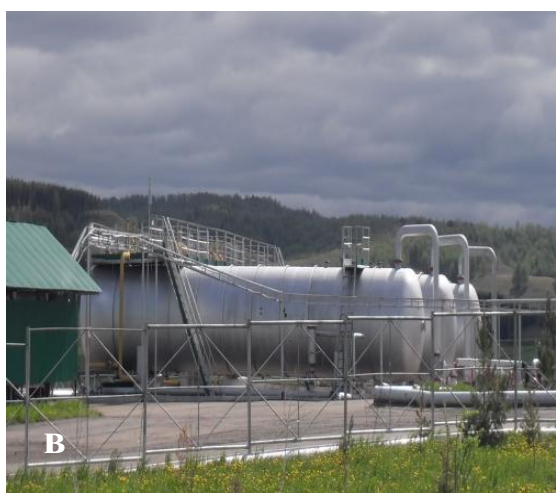


Рис. 1.2. Внешний вид основных составляющих сооружений при нефтедобыче в ПАО «Татнефть»: а – станок-качалка; б – групповая замерная установка; в – дождевая насосная станция; г – установка предварительного сброса сточной воды; д – кустовая насосная станция; е – товарный парк

Восполнение пластовой энергии идет путем закачки воды. В настоящее время везде, где позволяют геологические условия, и это целесообразно с экономической точки зрения, создается искусственный водонапорный режим. В случае вытеснения нефти из пласта водой объем залежи, занимаемой нефтью, непрерывно уменьшается. Перед фронтом воды движется в основном одна нефть, в связи с чем, эффективная проницаемость породы для нефти остается достаточно высокой. Это дает значительный эффект (70 – 80 %) вытеснения нефти водой.

В ПАО «Татнефть» более 80 % нефти добывается из месторождений, на которых осуществляется поддержание пластового давления с применением законтурного или внутриконтурного заводнения. Законтурное заводнение – технологический процесс, при котором воду нагнетают в пласты через нагнетательные скважины, расположенные за внешним контуром нефтеносности. Основой внутриконтурного заводнения является разрезание залежи рядами нагнетательных скважин на несколько отдельных площадей [2 – 5].

1.2. Конструкция скважины

Обсадной колонной (или скважинной обсадной колонной) называют колонну труб, спускаемую с поверхности земли для задания направления стволу скважины (рис. 1.3). Обсадную колонну обычно цементируют снаружи либо по всей длине, либо в интервале достаточной длины для того, чтобы обеспечить надежное крепление и устойчивость участка ствола между продуктивным горизонтом и поверхностью [6, 7].

Обсадная колонна труб позволяет:

- предотвратить попадание жидкости из вышележающих пластов;
- выдерживать давление окружающих геологических пластов;
- отделять внутреннюю поверхность ствола скважины от окружающего грунта;
- продолжать бурение до продуктивного горизонта;
- спускать колонну труб с поверхности до продуктивного горизонта.

В одной скважине могут использоваться две или более обсадные колонны, установленные одна в другую:

– кондукторная обсадная колонна: обсадная колонна, спускаемая с поверхности земли до глубины, достаточной для того, чтобы предотвратить попадание поверхностной воды или грунта в скважину;

– промежуточная обсадная колонна: обсадная колонна, спускаемая от земли на глубину залегания промежуточного горизонта, которая может находиться в интервале между поверхностью земли и продуктивным горизонтом;

– эксплуатационная колонна: обсадная колонна, спускаемая с поверхности земли до продуктивной залежи. Нижняя часть обсадной колонны может находиться в интервале между кровлей и подошвой данной продуктивной залежи.

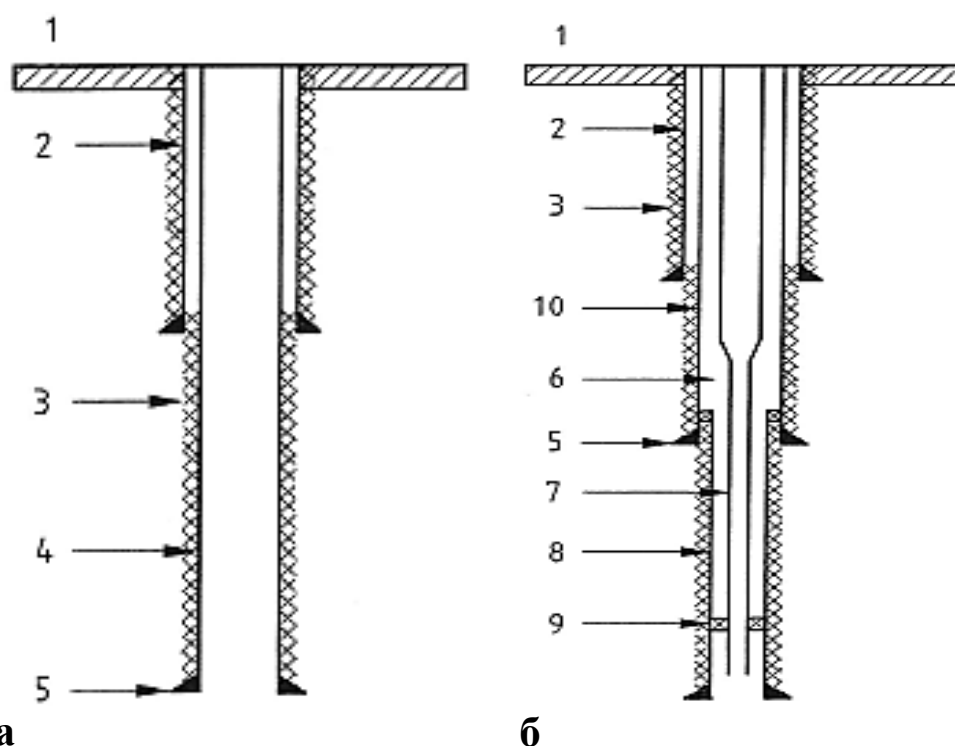


Рис. 1.3. Типичная конструкция одноколоновой (а) и двухколоновой (б) скважины: 1 – поверхность земли; 2 – кондукторная колонна; 3 – интервал цементирования; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – трубный башмак; 6 – межтрубное пространство; 7 – эксплуатационная колонна; 8 – эксплуатационный хвостовик; 9 – эксплуатационный пакер; 10 – промежуточная колонна

Хвостовик – труба, которая выполняет такую же функцию, как и промежуточная или эксплуатационная колонна, но подвешивается в промежуточной колонне. Эксплуатационный пакер – концентрическое устройство, предназначенное для герметизации межтрубных пространств

между промежуточной колонной и хвостовиком или эксплуатационной колонной. Трубный башмак – цилиндрический элемент, который крепится к нижней части колонны труб и позволяет разместить обсадную колонну в скважине (направляющий башмак) [6, 7].

Как правило, верхние участки разреза скважины представлены современными отложениями, легко размываемыми в процессе бурения циркулирующим потоком жидкости. Поэтому бурить скважину начинают только после того, как предпримут необходимые меры против размывания породы под основанием буровой. Для этого до бурения скважины сооружают шурф до устойчивых пород (4 —8 м) и в него спускают трубу с вырезанным окном в ее верхней части. Пространство между трубой и стенкой шурфа заполняют бутовым камнем и цементным раствором. В результате устье скважины надежно укрепляется. К окну в трубе приваривают короткий металлический желоб, по которому в процессе бурения промывочная жидкость направляется в желобную систему и к очистным механизмам. Трубу, устанавливаемую в шурфе, называют *направлением*. После установки направления и проведения ряда других работ составляют акт о готовности смонтированной буровой и приступают к бурению скважины. Пробуривая неустойчивые, мягкие, трещиноватые и кавернозные породы, осложняющие процесс бурения (обычно 50 – 400 м), перекрывают и изолируют эти горизонты, для чего в скважину спускают обсадную колонну, состоящую из свинченных стальных труб, а ее затрубное пространство цементируют. Первая обсадная колонна называется *кондуктором*. После спуска кондуктора не всегда удается пробурить скважину до проектной глубины из-за прохождения новых осложняющих горизонтов или из-за необходимости перекрытия продуктивных пластов, не подлежащих эксплуатации данной скважиной. В таких случаях возникает потребность в спуске и последующем цементировании второй обсадной колонны, которая называется *промежуточной*. При дальнейшем углублении скважины вновь могут встретиться горизонты, подлежащие изоляции. Тогда спускают и изолируют третью обсадную колонну, называемую *второй промежуточной колонной*. В этом случае ранее спущенная обсадная колонна будет называться первой промежуточной. В осложненных условиях бурения таких промежуточных колонн может быть три и даже четыре. Пробуривая скважину до проектной глубины, спускают и цементируют *эксплуатационную колонну*. После этого проверяют качество

цементного кольца, образовавшегося в затрубном пространстве, и все обсадные колонны на устье скважины обвязывают друг с другом, применяя специальное оборудование. После спуска последней эксплуатационной колонны приступают к работам, выполнение которых обеспечивает вызов притока нефти из пласта в эксплуатационную колонну и сдачу скважины в эксплуатацию. Расположение обсадных колонн с указанием их диаметров, глубины перехода с большего диаметра скважины на меньший, глубины спуска обсадных колонн и интервалов их цементирования составляют понятие *конструкции скважины* [8].

Если в скважину, кроме направления и кондуктора, спускают только эксплуатационную колонну, то конструкцию называют *одноколонной*. Если в скважину, кроме направления и кондуктора, спускают промежуточные и эксплуатационные колонны, то конструкцию называют *двухколонной* (при одной промежуточной колонне) или *трехколонной* (при двух промежуточных колоннах). На рис. 1.3 представлены одноколонная (а) и двухколонная (б) конструкция скважины.

Конструкция нефтяной скважины выбирается исходя из особенностей геологического строения месторождения, глубины местонахождения залежей, назначения скважины и других факторов. Конструкция и оборудование добывающих скважин, кроме того, зависят от способа добычи нефти.

На территории НГДУ ПАО «Татнефть» преимущественно используется одноколонная конструкция, которая предусматривает в своем составе, кроме направления и кондуктора, только эксплуатационную колонну (рис. 1.3а). Поскольку устье скважин лежит в зоне легкоразмываемых пород, его укрепляют с помощью направления длиной до 50 м. Длина кондукторной колонны, предотвращающей возможность засоления пресных вод и попадания в них вредных веществ с нижележащих пластов, достигает 500 м. Длина эксплуатационной колонны до продуктивного пласта порядка 2000 м, ее диаметр не превышает 0,168 м.

При изготовлении обсадной колонны обычно используют стальные трубы на резьбовом соединении (рис. 1.4). Реже для соединения труб используют сварку, так как трубы, соединенные сварными швами, подвержены коррозии и разрушению в местах сварки, вследствие чего грунтовые воды могут просачиваться в ствол скважины.



Рис. 1.4. Внешний вид обсадных труб

Размеры обсадных труб нефтяного сортамента приведены в справочном приложении 1 [9].

1.3. Коррозия обсадных колонн

Основной причиной увеличения числа скважин, выходящих из эксплуатации по техническим факторам, является нарушение герметичности цементного камня и, как следствие, коррозия эксплуатационных колонн, вплоть до появления сквозных отверстий (рис. 1.5). Причиной высокой скорости коррозионного разрушения обсадных колонн является агрессивность пластовых вод. Средняя скорость наружной коррозии металла колонны находится в пределах 0,8 – 1,2 мм/год.

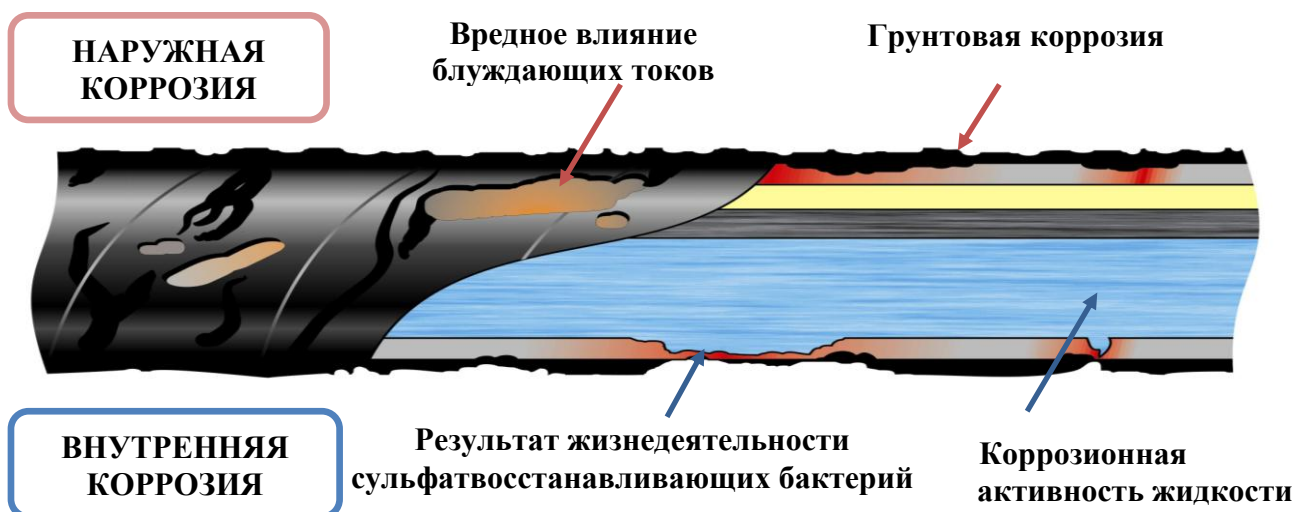


Рис. 1.5. Виды коррозии обсадных колонн и ее возможные причины

Наибольшую нагрузку испытывают нагнетательные скважины. Общая величина наружной и внутренней коррозии в нагнетательных скважинах составляет 0,9 – 1,5 при закачке пресных и 1,3 – 2,7 мм/год при закачке сточных вод.

Основными коррозионно-активными компонентами в пластовых водах являются сероводород, уголекислота и кислород (встречается в верхних водоносных горизонтах). В интенсификации коррозионных процессов важную роль играет жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий.

Различие физико-химических параметров пластовых вод по разрезу скважин (температура, pH, ионный и газовый состав) вызывает протекание по колонне токов макрокоррозионных пар, что снижает скорость коррозии в катодных и повышает ее в анодных зонах по сравнению со скоростью коррозии при отсутствии токов макропар.

Наличие межпластовых перетоков в заколонном пространстве скважины вызывает обновление коррозионной среды, снижает диффузионные ограничения коррозионных реакций и, следовательно, повышает скорость коррозии обсадных труб.

Качественное цементирование существенно снижает интенсивность коррозии обсадных колонн за счет снижения термодинамической возможности коррозии вследствие высокого значения pH, исключения движения среды и значительного диффузионного ограничения коррозионных реакций. Дефектное цементное покрытие обладает недостаточной защитной эффективностью – по статистическим данным удельная частота отказов эксплуатационных колонн в зацементированных интервалах всего на 40 – 50 % ниже, чем в интервалах отсутствия цемента. Коррозия обсадных труб, как правило, развивается неравномерно, особенно в случае сероводородной коррозии, и носит преимущественно язвенный характер, вызывающий появление сквозных отверстий в трубах, часто на фоне незначительной общей коррозии [10].

1.4. Характерные виды коррозионных разрушений

Коррозионный отказ обсадной колонны – это потеря ее герметичности или целостности в результате коррозионного износа тела трубы [10].

Низкоуглеродистые стали, из которых в основном изготавливают нефтегазовые трубы, в водных промысловых средах и грунтах подвергаются общей и локальной коррозии. Общая коррозия развивается на всей поверхности металла и вызывает общее

уменьшение толщины стенки труб (рис. 1.6). Локальная коррозия развивается на неизолированной поверхности труб на фоне общей коррозии, а на изолированной поверхности – в местах дефектов изоляционного покрытия и вызывает образование относительно небольших по площади каверн различной глубины, вплоть до сквозных отверстий (рис. 1.7).



Рис. 1.6. Наружная коррозия обсадной трубы



Рис. 1.7. Сквозное отверстие возле муфты плюс наружная коррозия

Опасность общей коррозии заключается в ослаблении механической прочности трубопровода, и порывы в этом случае сопровождаются продольными разрывами значительной протяженности.

К типичным видам коррозионных поражений относятся:

- отдельные язвы с размерами, сопоставимыми с толщиной стенки труб;
- точечные поражения с высокой плотностью, чаще на внутренней поверхности труб (рис. 1.8);
- отдельные сквозные поражения, чаще на наружной поверхности труб со слоистой структурой (рис. 1.9);

- кольцевая коррозия металла труб вблизи резьбовых соединений;
- продольные язвы ручейкового характера на внутренней поверхности.

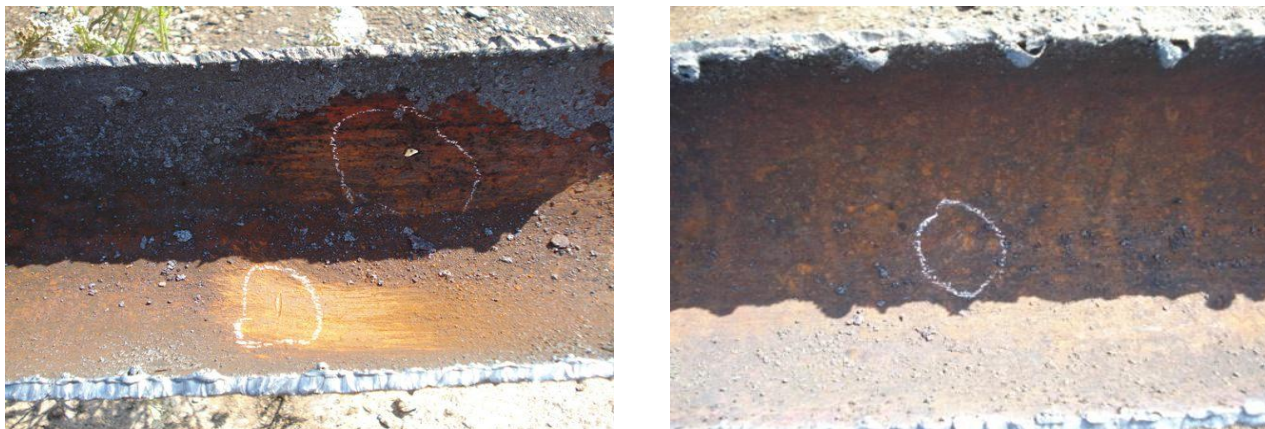


Рис. 1.8. Очаги внутренней коррозии



Рис. 1.9. Сквозная наружная коррозия обсадных труб

Каверны в зависимости от соотношения диаметра и глубины подразделяют на пятна (диаметр больше глубины), язвы (диаметр и глубина соизмеримы) и питтинги (глубина больше диаметра). Характерные виды коррозионных каверн представлены на рис. 1.10.

Различные виды коррозии в случае сквозного поражения вызывают соответствующие коррозионные отверстия в стенке труб. Коррозия пятнами образует отверстие в стенке труб с пологими краями диаметром (на корродирующей поверхности) значительно большим толщины стенки (рис. 1.11.)

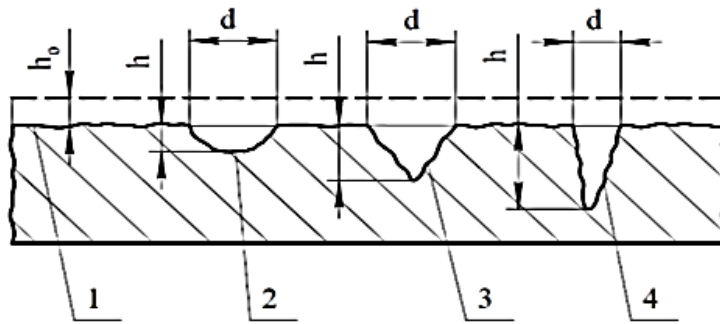


Рис. 1.10. Основные виды коррозионных каверн: 1 – общая коррозия; 2 – пятно; 3 – язва; 4 – питтинг; h_0 – глубина проникновения общей коррозии; h – глубина каверны на фоне общей коррозии; d – диаметр каверны

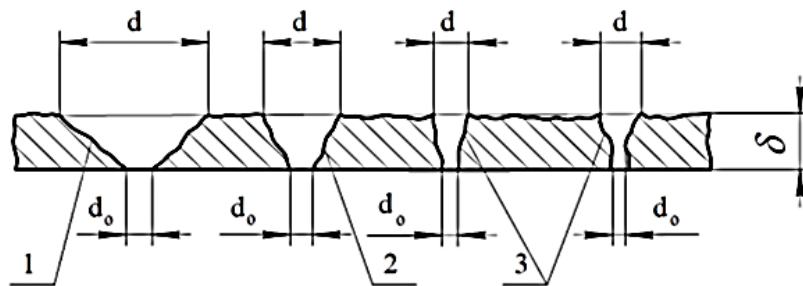


Рис. 1.11. Коррозионные отверстия в стенке трубы при локальной коррозии: 1 – пятнами; 2 – язвенная; 3 – питтинговая; d – диаметр отверстия у его устья; d_0 – диаметр отверстия в свету; δ – толщина стенки трубы

Язвенная коррозия вызывает конусообразное отверстие с крутыми краями, диаметр которого соизмерим с толщиной стенки. При питтинговой коррозии отверстие почти цилиндрическое, а диаметр меньше толщины стенки. Частным случаем язвенной коррозии является ручейковая коррозия, когда множество отдельных язв при их развитии сливаются в единую канавку.

В ряде случаев в нефтепромысловой практике наблюдаются специфические виды коррозионного разрушения, связанные в основном не с растворением металла, а с ухудшением его свойств или структуры. Это коррозионная усталость, коррозионное (сероводородное и карбонатное) растрескивание и вздутие металла.

Коррозионная усталость возникает при действии циклических нагрузок (например, при изменении давления в трубопроводе, вибрациях) совместно с коррозионным действием среды. Усталостные трещины образуются чаще всего в местах концентраторов напряжения

(сварные соединения, неметаллические включения, царапины, задиры, коррозионные каверны, и т.п.) Усталостные трещины в процессе своего развития могут привести к утечке перекачиваемой среды без разрыва трубы (при высоком запасе общей прочности) или с разрывом трубы по образующей (при низком запасе прочности).

Коррозионное растрескивание происходит при наличии растягивающих напряжений в трубах, контактирующих с соответствующими средами. Сероводородному растрескиванию подвержены в основном высокопрочные стали в водных или влажных средах с высоким содержанием сероводорода (более 100 мг/л). Карбонатному растрескиванию могут подвергаться трубные стали в грунтах под действием катодной защиты, повышающей щелочность (pH) у поверхности трубы.

В водных средах, содержащих более 100 мг/л сероводорода, конструкционные низкоуглеродистые стали могут подвергаться наводороживанию, вызывающему вздутие поверхности металла за счёт проникновения и накопления водорода в микрополостях поверхностного слоя [11].

1.5. Статистические данные по техническому состоянию и отказам эксплуатационных колонн [12–15]

Результаты статистического анализа данных по техническому состоянию и отказам обсадных колонн скважин в 40-е годы XX века показали их низкую надежность, отсутствие экономической эффективности и угрозу экологической безопасности. В связи с чем начали применять катодную защиту. Влияние катодной защиты на ситуацию можно наблюдать на примере эксплуатации обсадных колонн скважин в США (рис. 1.12, табл. 1.1).

Аналогичная ситуация наблюдалась в ПАО «Татнефть» до 70-х годов (рис. 1.13). Основной причиной отказов обсадных колонн являлись процессы наружной коррозии в добывающих скважинах и двусторонней коррозии в нагнетательных скважинах [11].

Ситуацию удалось изменить, применив электрохимическую защиту в комплексе со специальными защитными мероприятиями (рис. 1.13). До внедрения ЭХЗ отказы росли по закону, близкому к экспоненциальному. С начала внедрения рост прекратился, что было связано с малым охватом – ежегодно подключали 400–600 скважин. Далее, по мере увеличения охвата, началось резкое падение

отказов – за 1979–1995 гг. количество ежегодных коррозионных отказов в ПАО «Татнефть» уменьшилось в 5,5 раза (эффективность 82 %, что близко к среднему показателю США). Эффект снижения отказов определяют относительно прогнозного уровня, который имели бы в 1979 – 1995 гг. при условии отсутствия ЭХЗ.

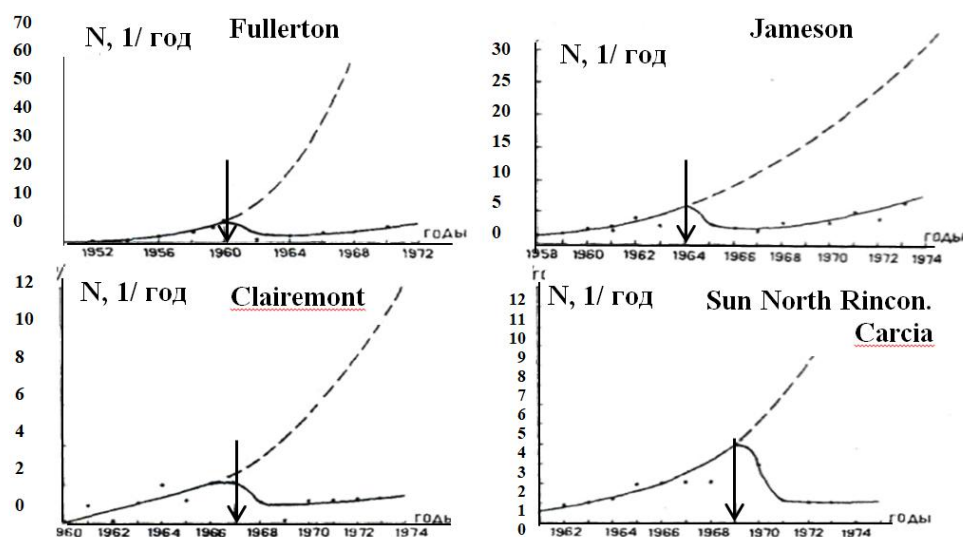


Рис. 1.12. Эффективность применения электрохимической защиты обсадных колонн скважин на месторождениях США: сплошная линия – фактическая частота отказов; штриховая линия – прогнозируемая частота отказов; стрелкой указан год внедрения защиты

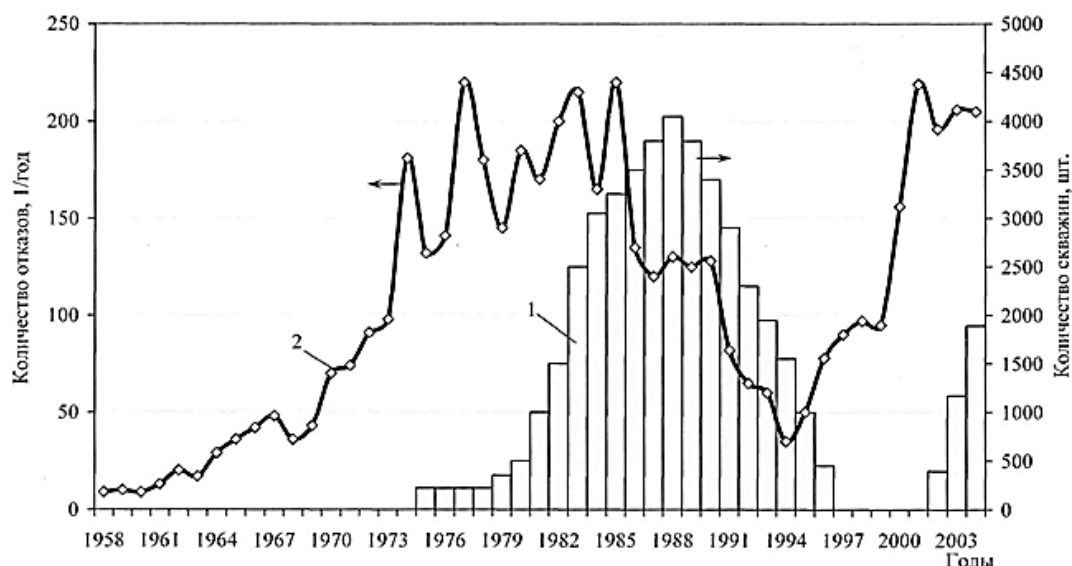


Рис. 1.13. Динамика коррозионных отказов обсадных колонн добывающих скважин в ПАО «Татнефть»: 1 – количество добывающих скважин с действующей катодной защитой; 2 – количество отказов обсадных колонн добывающих скважин

Таблица 1.1

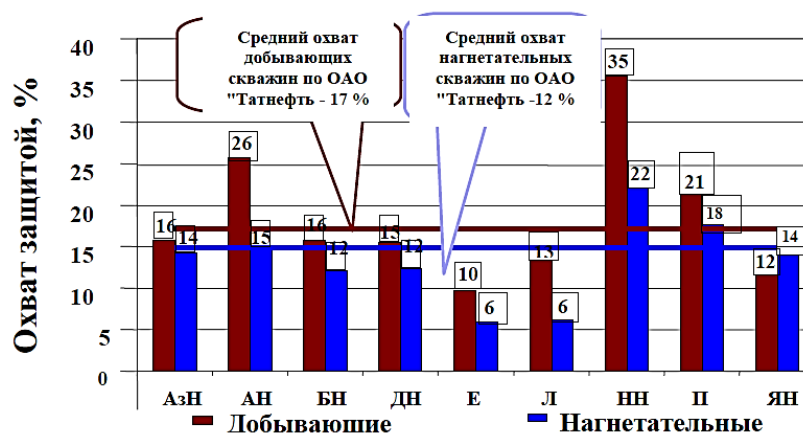
Результаты внедрения электрохимической защиты
на различных месторождениях США

Место-рождение	Количество защищаемых скважин	Глубина нарушений, м	Средний защитный ток, А	Тип анодного заземления	Эффективность снижения отказов, %
Seeligson	251	300–400	3–6	Поверхностный	98
Sun North Rincon. Garcia	186	350–900	4–12	Глубинный	85
Jameson	172	350–1400	6	Глубинный и поверхностный	70
Clairemont	55	400–1650	6	Поверхностный	88
Nena Lucia	192	750–1350	6–9	Поверхностный и глубинный	0
Ocho Juan	25	800–1450	7	Глубинный	76
Boyd	53	850–1700	9	Глубинный	100

В конце 80-х и первой половине 90-х годов на фоне социально-экономического кризиса количество защищенных скважин в ПАО «Татнефть» упало до нескольких десятков, что сказалось на количестве отказов – они резко увеличились. Причем повторный рост отказов происходил быстрее, чем раньше, что было связано со старением фонда скважин. Уже к 2000 году был достигнут уровень отказов, который был до начала внедрения ЭХЗ.

В начале текущего века по инициативе нефтегазодобывающих управлений ПАО «Татнефть», обративших внимание на угрожающий рост отказов, было принято решение начать повторное внедрение ЭХЗ с 2003 года.

На период 2009 года охват КЗ добывающих скважин в среднем по ПАО «Татнефть» составил 17 %, а нагнетательных скважин – 12 % (рис. 1.14).



АзН – Азнакаевскнефть, АН – Альметьевнефть, БН – Бавлынефть, ДН – Джалильнефть, ЕН – Елховнефть, ЛН – Лениногорскнефть, НН - Нурлатнефть, ПН – Прикамнефть, ЯН - Ямашнефть

Рис. 1.14. Охват катодной защитой обсадных колонн скважин ПАО «Татнефть» на 2009 год

Применение КЗ позволило снизить частоту нарушений обсадных колонн в среднем в три раза, как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам. Это прослеживается во всех годах внедрения КЗ (2006–2008 гг.), рис. 1.15 – 1.17.

В 2006 году нарушениям обсадных колонн максимально оказались подвержены скважины со сроком эксплуатации свыше 26 лет. Для добывающих скважин частота нарушений без КЗ составила 0,026 шт./скв., с КЗ – 0,019 шт./скв., для нагнетательных скважин без КЗ – 0,030 шт./скв., с КЗ – 0,011 шт./скв. (рис. 1.15).

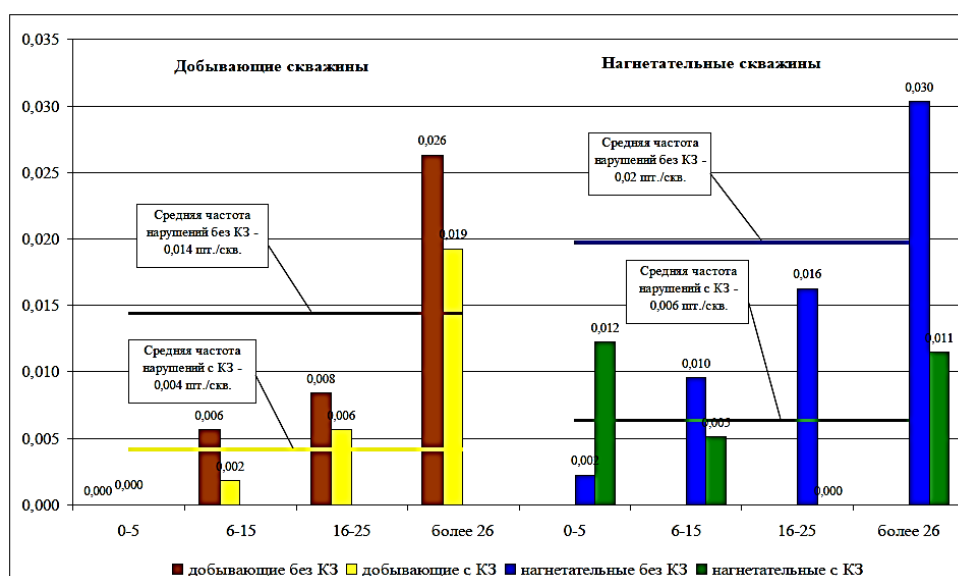


Рис. 1.15. Частота нарушений обсадных колонн скважин по ПАО «Татнефть» в 2006 году с разбивкой по возрастам скважин

В 2007 году в ПАО «Татнефть» добывающие скважины в возрасте более 26 лет без КЗ имели частоту нарушений 0,022 шт./скв., с КЗ – 0,007 шт./скв., нагнетательные без КЗ – 0,030 шт./скв., с КЗ – 0,014 шт./скв. (рис. 1.16).

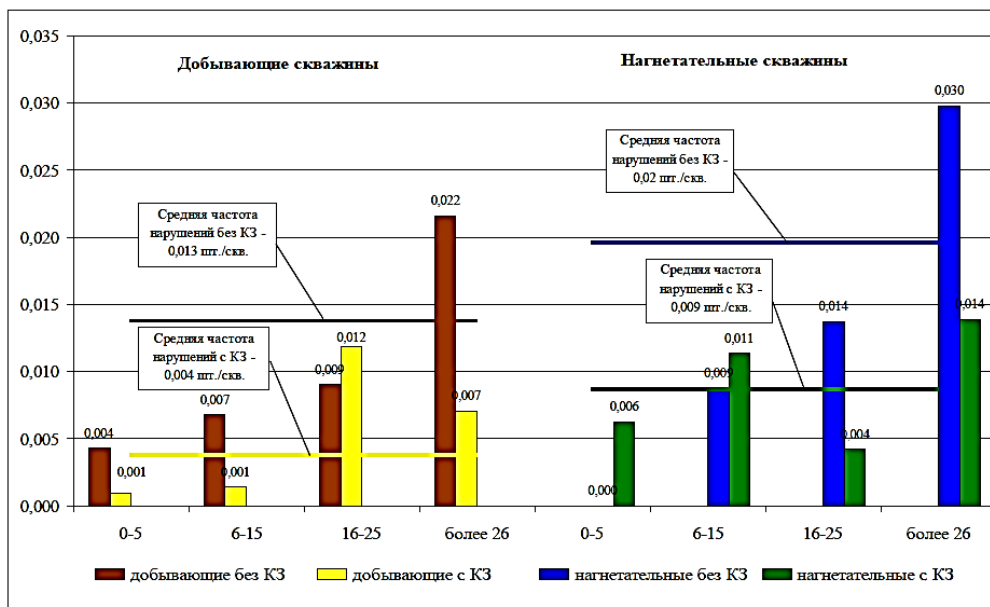


Рис. 1.16. Частота нарушений обсадных колонн скважин по ПАО «Татнефть» в 2007 году с разбивкой по возрастам скважин

В 2008 году добывающие скважины в ПАО «Татнефть» в возрасте более 26 лет без КЗ имеют частоту нарушений 0,027 шт./скв., с КЗ – 0,010 шт./скв., нагнетательные без КЗ – 0,022 шт./скв., с КЗ – 0,009 шт./скв. (рис. 1.17).

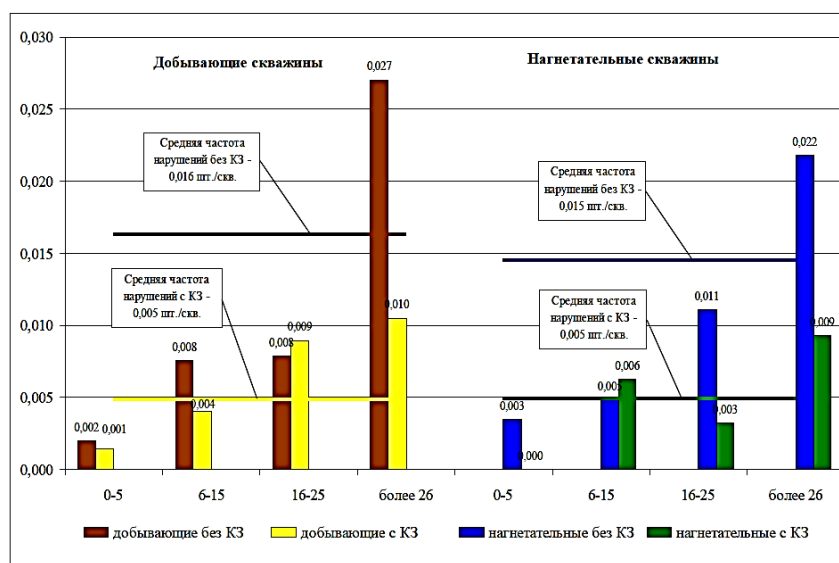


Рис. 1.17. Частота нарушений обсадных колонн скважин по ПАО «Татнефть» в 2008 году с разбивкой по возрастам скважин

На рис. 1.18 можно проследить динамику удельного количества скважин с нарушениями эксплуатационных колонн в ПАО «Татнефть» за 2007 – 2011 гг.

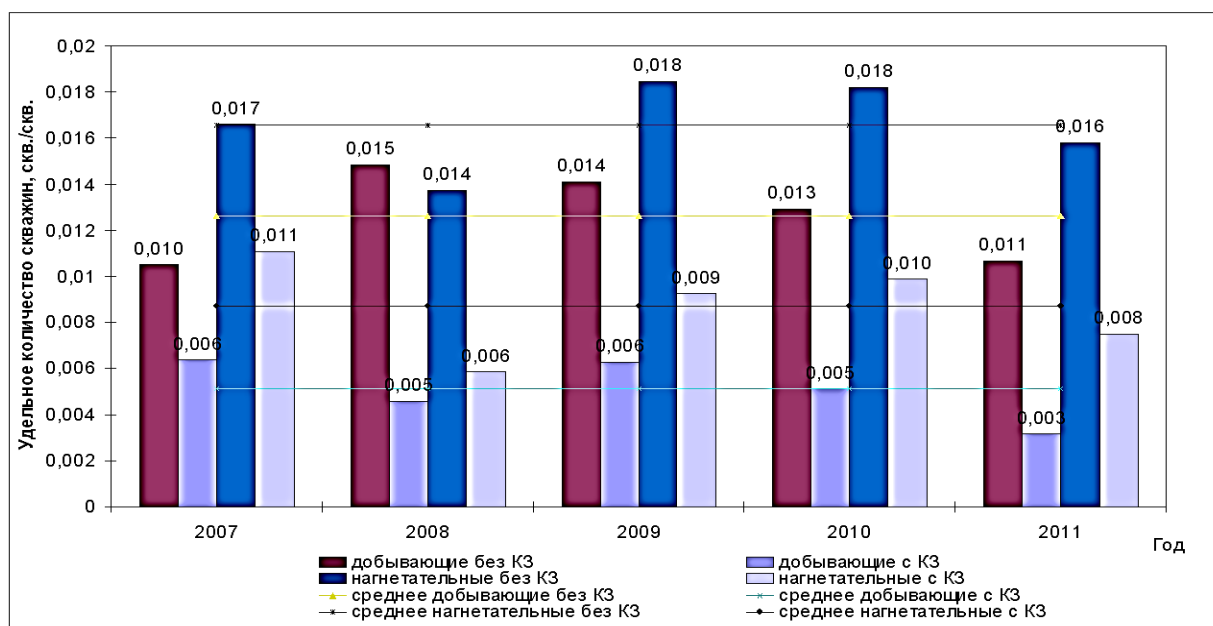


Рис. 1.18. Удельное количество скважин с нарушениями эксплуатационных колонн в ПАО «Татнефть»

В ПАО «Татнефть» начиная с 2003 года КЗ устанавливается на всех вновь пробуренных скважинах и тех скважинах, которые попали под зону влияния КЗ. Темпы ежегодного роста СКЗ составляют 600–700 скважин в год.

По состоянию на 01.01.2012 года катодная защита обсадных колонн скважин внедрена на 22 % добывающих скважин и 19 % нагнетательных скважинах. На рис. 1.19 представлена динамика внедрения катодной защиты на территории ПАО «Татнефть» начиная с 2000 года.

При внедрении катодной защиты частота нарушений на добывающих скважинах в среднем за 2007–2011 гг. снизилась в три раза, на нагнетательных – в 2,3 раза.

В табл. 1.2 представлена форма сбора данных о работоспособности систем катодной защиты скважин.

В последние годы существенно изменилось распределение сквозных коррозионных повреждений обсадных труб по глубине добывающих скважин. Если в 70-х годах около половины всех нарушений приходилось на интервал 600 – 1000 м, где располагаются наиболее агрессивные водоносные пласты, то в настоящее время

Таблица 1.2

Форма сбора данных о работоспособности систем катодной защиты скважин
на примере НГ ДУ «Елховнефть»

№ п/п	Тип СКЗ	Номинальная мощность СКЗ, кВт	Порядковый № СКЗ	№ скважины	Тип скважины	Тип АЗ	Количество во АЗ, шт.	Глубина АЗ, м	Напряжение на выходе СКЗ, В			Ток на выходе СКЗ, А			Период простоя СКЗ	Причина простоя СКЗ		
									при ПНР	Дата ПНР	последний замер	при ПНР	дата ПНР	последний замер			Дата замера	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	ПДЕ	1200	1	814	добыв.	ЭГТ-2500	2	20	6	31.10.03	28,5	18.03.10	4	31.10.2003	21,4	18.03.2010		
				2576	добыв.													
				2575	нагнет.													
2	ПДЕ	1200	2	2883	добыв.	ЭГТ-2500	2	20	6	31.10.03	21	18.03.10	6	31.10.2003	21,2	18.03.2010		
				2882	нагнет.													
				2884	нагнет.													
3	ПДЕ	600	3	719	нагнет.	ЭГТ-2500	1	41	6	30.10.03	15	07.07.2008	3,5	30.10.2003	6	07.07.2008	нет КТП (разобрано)	
4	ПДЕ	1200	4	2986	нагнет.	ЭГТ-2500	1	41	13	30.10.03	28	18.03.2010	9	30.10.2003	0,2	18.03.2010		
				2980	добыв.													
				750	добыв.													
5	ПДЕ	1200	5	4384	нагнет.	ЭГТ-2500	2	20	6	31.10.03	30	18.03.10	6	31.10.2003	7,1	18.03.2010		
				2935	нагнет.													
				2160	добыв.													
6	ПДЕ	1200	6	2161	нагнет.	ЭГТ-2500	1	41	15,1	28.11.03	30	08.04.2010	6,6	28.11.2003	6,9	08.04.2010		
				2167	нагнет.													
				2168	нагнет.													
7	ПДЕ	1200	7	2908	добыв.	ЭГТ-2500	1	20	8,8	28.11.03	21	18.03.2010	7,7	28.11.2003	24	18.03.2010		
				2907	нагнет.													
				4479	нагнет.													
8	ПДЕ	1200	8	8306	добыв.	ЭГТ-2500	1	41	8	02.07.04	18	16.03.2010	4	02.08.2004	12,7	16.03.2010		
				8310	добыв.													
				8309	добыв.													
9	ПДЕ	1200	9	8334А	добыв.	ЭГТ-2500	1	41	8	02.07.04	19	16.03.2010	4	02.08.2004	13	16.03.2010		
				8311	нагнет.													
				8392	добыв.													
10	ПДЕ	1200	10	8393	добыв.	ЭГТ-2500	2	41	13	02.07.04	21	08.04.2010	11	02.07.2004	11,7	08.04.2010		
				8811	добыв.													
				8326Г	добыв.													
11	ПДЕ	1200	11	8327	добыв.	ЭГТ-2500	2	20	18	26.07.04	21	18.03.2010	17,4	26.07.2004	15	18.03.2010		
				8335	нагнет.													
12	ПДЕ	1200	12	8392	добыв.	ЭГТ-2500	2	41	13	02.07.04	21	08.04.2010	11	02.07.2004	11,9	08.04.2010		
				8393	добыв.													
				8806	добыв.													
13	ПДЕ	1200	13	8811	добыв.	ЭГТ-2500	2	41	13	02.07.04	21	08.04.2010	11	02.07.2004	11,9	08.04.2010		
				8326Г	добыв.													
				8327	добыв.													
14	ПДЕ	1200	14	8327	добыв.	ЭГТ-2500	2	20	18	26.07.04	21	18.03.2010	17,4	26.07.2004	15	18.03.2010		
				8335	нагнет.													

распределение нарушений стало более равномерным по всей длине колонн, за исключением интервала 1400 – 1600 м, где сосредоточено более 35 % нарушений. Такое изменение распределения нарушений связано с тем, что большая часть длины эксплуатационных колонн зацементирована, а цементный камень в определенной степени нивелирует различие агрессивности окружающих пластов. Увеличение случаев сквозных повреждений в интервале 1400 – 1600 м, который совпадает во многих скважинах с уровнем спуска глубинного насоса, где в условиях высокой обводненности и низких дебитов создается постоянный столб пластовой воды, объясняется развитием внутренней коррозии.

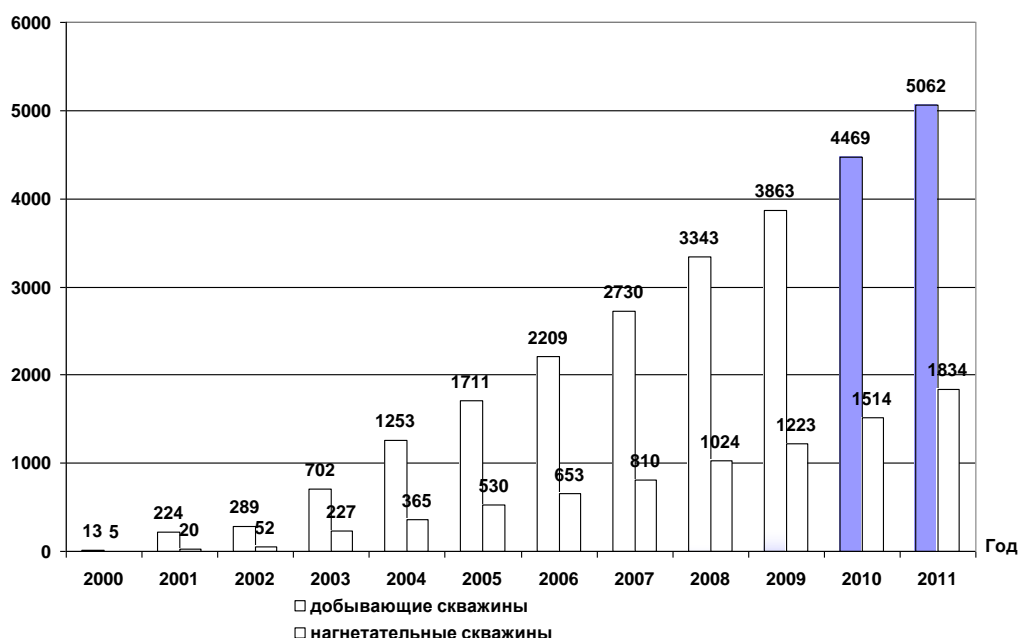


Рис. 1.19. Динамика роста количества скважин с катодной защитой обсадных колонн на территории ПАО «Татнефть»

Статистические данные последнего времени по отказам обсадных колонн свидетельствуют о том, что в скважинах со сроками службы более 15–20 лет снижаются защитные свойства цементного камня главным образом в интервалах некачественного цементирования. Это обусловлено по крайней мере тремя факторами:

1) с течением времени цементный камень сам подвергается химическому разрушению под действием агрессивных пластовых флюидов;

2) по мере разрушения цемента усиливается электрохимическая коррозия обсадных труб в местах дефектов цементного камня из-за

прекращения протекторного действия участков с качественным цементным камнем на дефектные участки;

3) цементный камень с дефектами сплошности создает дополнительную гальваническую неоднородность на поверхности обсадной колонны, что усиливает макрогальваническую коррозию за счет появления участков с разными электродными потенциалами.

В результате протекания перечисленных выше процессов интенсивность коррозионных отказов (количество ежегодных отказов на 1 м длины колонны) в зацементированных интервалах в среднем только на 40–50 % ниже, чем в интервалах отсутствия цемента. По этой причине возникает необходимость оснащать электрохимической защитой и скважины с полным цементированием эксплуатационных колонн, в первую очередь имеющих интервалы некачественного цементирования.

Исследования по решению проблемы повышения эксплуатационной надежности обсадных колонн нефтяных скважин продолжают и в настоящее время.

По состоянию на 01.01.2018 года охват катодной защитой добывающих скважин в ПАО «Татнефть» составил 39,4 %, нагнетательных скважин – 29,2 %. Динамика оснащения скважин катодной защитой за период 2000 – 2016 гг. представлена на рис. 1.20.



Рис. 1.20. Динамика оснащения скважин катодной защитой на территории ПАО «Татнефть» за период 2000 – 2016 гг.

Сбор и систематизация промысловой информации, связанной с количеством скважин, находящихся в эксплуатации, их возрастом, количеством ремонтов и частотой отказов (период 2003 – 2015 гг.), позволили провести статистический анализ, позволяющий оценить эффективность проводимых защитных мероприятий. Объектами исследования явились добывающие и нагнетательные скважины ПАО «Татнефть» в разрезе НГДУ («Азнакаевскнефть» – АЗН, «Альметьевнефть» – АН, «Бавлынефть» – БН, «Джалильнефть» – ДН, «Елховнефть» – ЕН, «Лениногорскнефть» – ЛН, «Нурлатнефть» – НН, «Прикамнефть» – ПН, «Ямашнефть» – ЯН). Рассмотрены скважины, оснащенные катодной защитой и без нее, с разбивкой по возрастам: 0 – 5 лет, 6 – 10, 11 – 15, 16 – 20, 21 – 25, 26 – 30, > 31 года.

Критерием эффективности катодной защиты является уменьшение отказов обсадных колонн скважин (рис. 1.21). Экспериментальные данные аппроксимированы соответствующими кривыми с указанием коэффициента достоверности выбранной трендовой модели исходным данным.

Анализируя полученные зависимости, можно сделать вывод о том, что катодная защита для нагнетательных скважин оказывает существенное влияние на скважины со сроком эксплуатации до 25 лет. Уменьшение влияния защиты для данного типа скважин старше 25 лет связано, по-видимому, с усилением влияния процессов внутренней коррозии, на которую катодная защита не влияет. Для добывающих скважин критическим возрастом по отказам оказался предел в 26 – 30 лет, что скорее всего связано со старением тампонажного камня. Как и следовало ожидать, меньше всего коррозии подвержены самые молодые скважины – со сроком эксплуатации до 5 лет. Эквивалентное количество отказов в этой возрастной группе скважин с катодной защитой и без нее связано с подъемом цементного кольца до устья скважины и использованием современных цементных растворов.

Обратную отказам характеристику можно оценить с помощью эффективности катодной защиты (степень защищенности, характеризующая снижение скорости коррозии обсадных труб в результате катодной защиты). Она математически определяется как разность между удельной частотой нарушений обсадных колонн скважин без $n(t)$ и с катодной защитой $n_3(t)$, отнесенная к удельной частоте нарушений без катодной защиты:

$$Z = \frac{n(t) - n_3(t)}{n(t)}$$

Значения эффективности для отдельно взятых НГДУ достигают 1, а среднее ее значение находится в пределах 0,5 – 0,6 (рис. 1.22). Для нагнетательных скважин данный показатель в среднем составляет от 0,4 до 0,5.

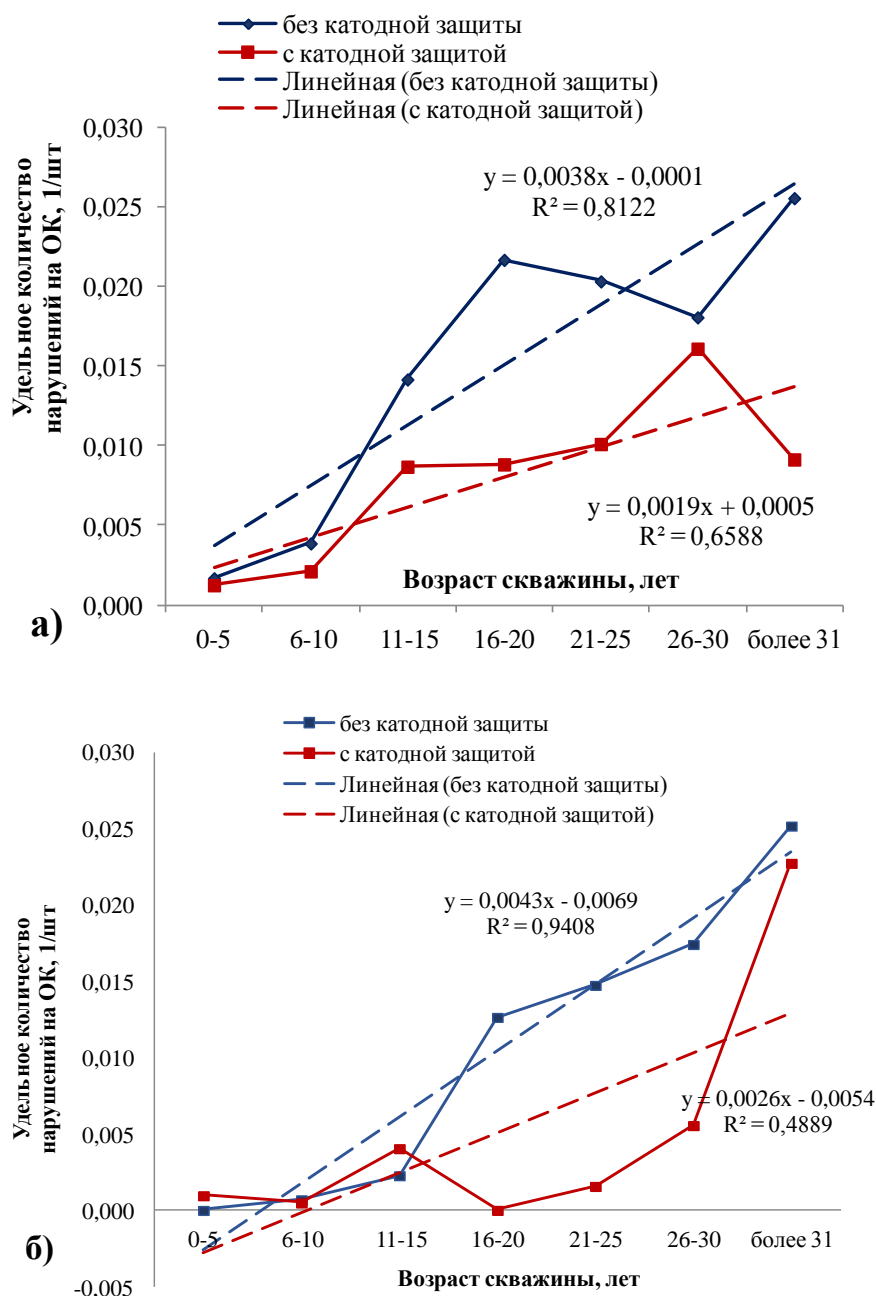


Рис. 1.21. Сравнительная динамика удельной частоты нарушений добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин в зависимости от оснащения катодной защитой за период 2003 – 2015 гг.

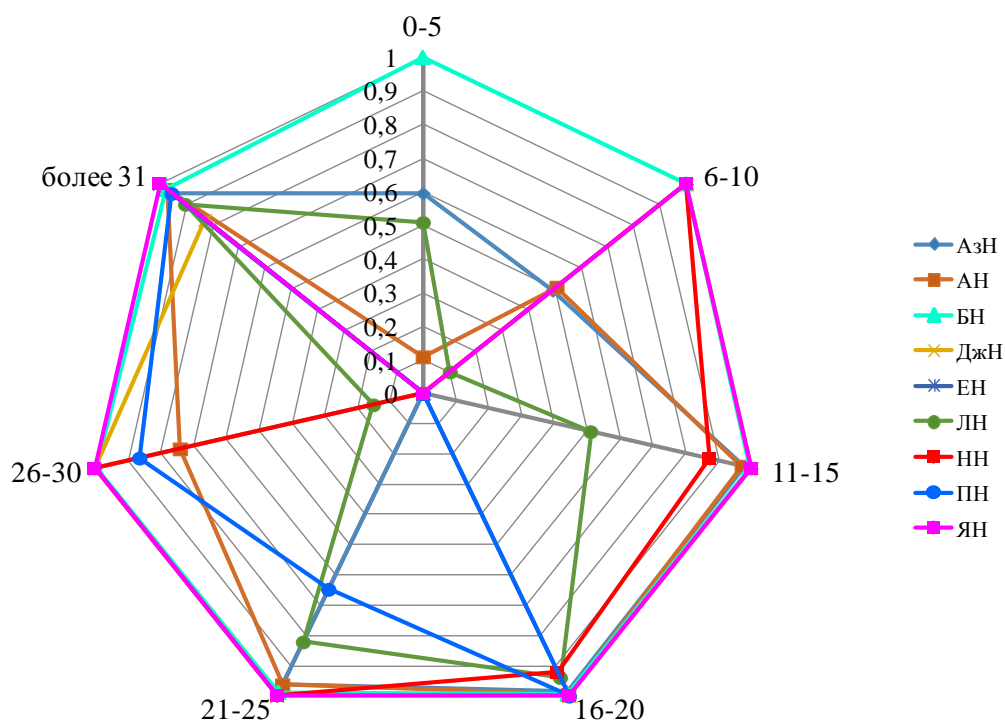


Рис. 1.22. Эффективность технологии катодной защиты добывающих скважин различных возрастных категорий в разрезе НГДУ за период 2003 – 2015 гг.

Наиболее высокая эффективность катодной защиты наблюдается для добывающих скважин со сроком эксплуатации от 11 до 25 лет в отдельных НГДУ, о чем свидетельствуют значения коэффициента снижения отказов, определяемого как отношение удельного количества отказов без катодной защиты к удельному количеству отказов с катодной защитой (рис. 1.23). Для нагнетательных скважин значение показателя от 4 до 8 наблюдается в НГДУ АН, БН, АЗН.

Наиболее полно надежность оборудования можно охарактеризовать вероятностью безотказной работы – вероятностью того, что в пределах заданной наработки (т.е. в заданном интервале времени, соответствующем возрасту скважины) отказа не возникает, математически определяемой отношением разности между общим количеством скважин возраста N и количеством отказов скважин $n(t)$ возраста t к общему количеству скважин:

$$P(t) = \frac{N - n(t)}{N}.$$

Полученные по средним значениям (без учета крайних точек) линейные зависимости показывают, что вероятность безотказной работы снижается до 0,9 для старого фонда обоих типов скважин без

катодной защиты (рис. 1.24). При прогнозировании данного показателя для незащищенных скважин с возрастом порядка 40 лет значение снижается на 0,1 и составляет порядка 0,8. При этом защищенные скважины сохраняют эту вероятность до 0,98 в течение всего эксплуатационного периода.

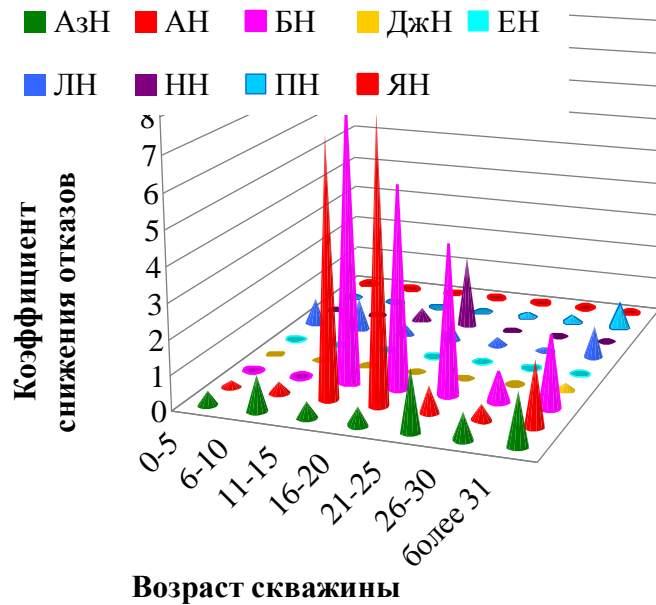


Рис. 1.23. Коэффициент снижения отказов для добывающих скважин в зависимости от их возраста за период 2003 – 2015 гг.

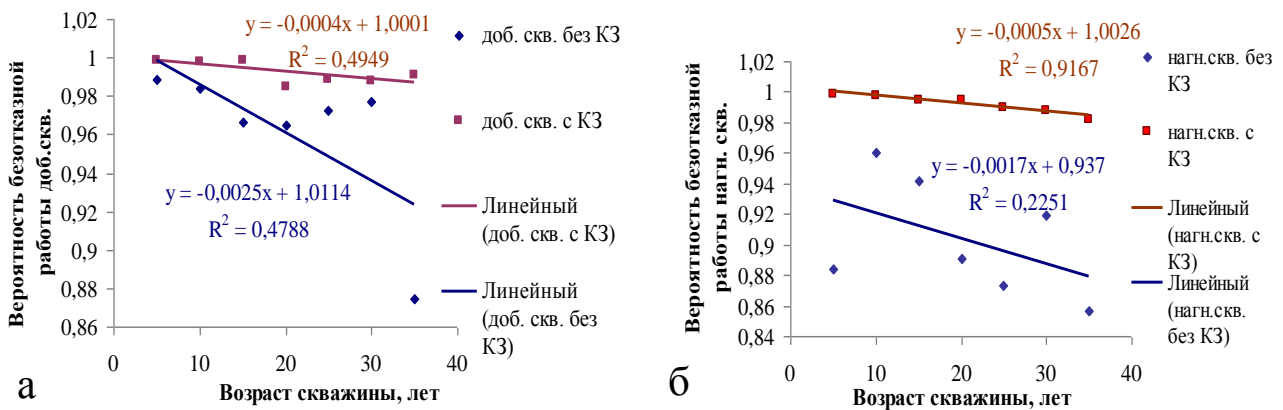


Рис. 1.24. Вероятность безотказной работы добывающих и нагнетательных скважин в зависимости от их возраста и оснащения катодной защитой

При этом средняя вероятность отказов, т.е. вероятность того, что в пределах заданной наработки (в заданном интервале времени,

соответствующем возрасту скважины) возникает хотя бы один отказ

$$Q(t) = 1 - P(t) = \frac{n(t)}{N}$$

для незащищенных скважин составляет до 0,15.

1.6. Прогнозирование коррозионных отказов обсадных колонн [10]

При подсчете коррозионных отказов эксплуатационных колонн из общего количества отказов, связанных с потерей герметичности, исключают отказы, обусловленные негерметичностью резьбовых соединений обсадных труб. Другие причины отказов встречаются редко.

С целью более точного определения причины наступивших или будущих отказов проводят следующие исследования – в комплексе или в отдельности:

- измерение средней толщины стенки труб геофизическими толщиномерами (рис. 1.25);
- обследование технического состояния обсадной колонны геофизическими дефектоскопами, например интроскопом серии МИ-5Х (рис. 1.26);
- извлечение и визуальное обследование обсадных труб (рис. 1.27).



Рис. 1.25. Геофизический толщиномер

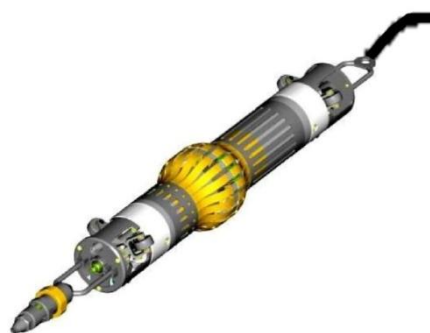


Рис. 1.26. Магнитный интроскоп серии МИ-5Х

Определение экономической эффективности КЗ обсадных колонн скважин проводят с использованием накопленного количества отказов в расчете на одну скважину, найденного с учетом прогнозного роста за период действия КЗ, и сроков службы с защитой и без нее.

Прогнозирование коррозионных отказов без защиты производится для группы скважин одной и той же категории и конструкции.



Рис. 1.27. Проведение визуального осмотра обсадных труб

Если основное количество скважин выбранной группы пробурено в течение узкого интервала времени (не более 10 лет), то для всех скважин составляется один динамический ряд количества накопленных коррозионных отказов за t лет эксплуатации, причем начало отсчета времени t берется со средневзвешенного года бурения скважин группы T_{cp} .

В качестве прогнозируемого признака принимают отношение количества ежегодных отказов за t лет эксплуатации к фонду скважин группы, т.е. накопленное количество отказов за t лет в среднем на одну скважину:

$$\bar{F}(t) = \sum_{i=t_0}^t n(i)/N_{\phi}, \quad (1.1)$$

где t_0 – средний срок эксплуатации скважин группы, отсчитываемый с года T_{cp} до года появления первых коррозионных отказов; $n(i)$ – количество коррозионных отказов скважин в группе в i -м году эксплуатации; N_{ϕ} – количество скважин в группе.

Для дальнейших расчетов полученный динамический ряд $\bar{F}(t)$ аппроксимируется по возможности более простой аналитической функцией (например, экспоненциальной, степенной). Если скважины выбранной группы пробурены в течение длительного периода времени (более 10 лет), то для прогнозирования $\bar{F}(t)$ из этой группы выделяется подгруппа наиболее старых скважин, содержащая по возможности большее количество скважин, пробуренных в течение узкого периода времени (не более 10 лет). Функция $\bar{F}(t)$, определенная для этой подгруппы, будет статистически справедлива для всех скважин группы.

Накопленное количество отказов с катодной защитой, обеспечивающей степень защиты от коррозии P , рассчитывают по формуле

$$\bar{F}_3(t) = \bar{F} [(1-P)t + Pt_3], \quad (1.2)$$

где t_3 – срок эксплуатации скважин до года внедрения защиты, год.

Величину степени защищенности обсадной колонны принимают равной $P = 0,7 \div 0,8$. Снижение накопленного количества отказов в результате КЗ за любой расчетный период действия КЗ t' рассчитывается по формуле

$$\Delta \bar{F}(t') = \bar{F}(t_3 + t') - \bar{F}_3(t_3 + t'). \quad (1.3)$$

Среднегодовое снижение отказов в результате КЗ за период t' определяется по формуле

$$\Delta \bar{f}(t') = \Delta \bar{F}(t') / t'. \quad (1.4)$$

Срок службы эксплуатационной колонны без КЗ T определяется с учетом накопленных отказов из выражения

$$\bar{F}(T) = N_K, \quad (1.5)$$

где N_K – критическое количество накопленных отказов в расчете на 1 скважину за время T , определяется на основе технико-экономических расчетов путем сравнения затрат на устранение отказов и их последствий и затрат на бурение новой скважины или спуск новой эксплуатационной колонны [10].

Срок службы эксплуатационной колонны с КЗ T_3 рассчитывается по формуле

$$T_3 = (T - Pt_3) / (1 - P). \quad (1.6)$$

Контрольные вопросы

1. Технологический процесс нефтедобычи на примере ПАО «Татнефть».
2. Типичные конструкции нефтяных скважин и факторы, определяющие выбор типа конструкции.
3. Виды коррозии обсадных колонн нефтяных скважин по характеру коррозионного разрушения.
4. Опыт эксплуатации систем катодной защиты, влияние на статистику отказов эксплуатационных колонн.

Глава 2. СИСТЕМЫ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Катодная защита, которая применяется с 1913 года XX века, является единственным способом активной защиты обсадных колонн от грунтовой коррозии. Разработка условий непрерывной по времени ЭХЗ, способной эффективно защитить обсадную колонну, остается актуальной задачей научных исследований [14].

Катодная поляризация конструкции приводит к увеличению содержания электронов в кристаллической решетке, т.е. к повышению электронной плотности, что проявляется в смещении потенциала в катодную область. Повышение электронной плотности металла препятствует преобразованию его атомов в положительно заряженные ионы, переходящие в раствор, или продукты коррозии, остающиеся на поверхности, т.е. затрудняется анодная реакция ионизации металла. В результате на поверхности металла протекают катодные процессы; анодные процессы, обуславливающие коррозию, переносятся на вспомогательные электроды (анодное заземление). Электрохимическая защита подземных коммуникаций должна быть непрерывной во времени и обеспечивать катодную поляризацию подземных сооружений по всей поверхности.

Установка катодной защиты состоит из источника постоянного тока, анодного заземления и соединительных кабелей (рис. 2.1 – 2.3). Защищаемая конструкция присоединяется к отрицательному полюсу источника тока, к его положительному полюсу подключают второй электрод – анодный заземлитель. Анодные заземлители выполняются из низколегированной стали или чугуна (в том числе с применением коксовой засыпки), железокремнистого сплава, графитовых и графитопластовых материалов (рис. 2.2). Различают подпочвенные (анод устанавливается ниже глубины промерзания), свайные (используются на заболоченных территориях) и глубинные анодные заземления.

Для предотвращения коррозии обсадных труб применяются система катодной защиты с последовательным соединением анодов (браслетные аноды), жалюзийные аноды, состоящие из многочисленных отдельных пластин, которые функционируют по принципу жалюзи, аноды в виде кабелей.

Для анодного заземлителя бурится шурф. В шурф спускаются электроды. На анодном заземлении устанавливается контрольно-измерительный пункт.

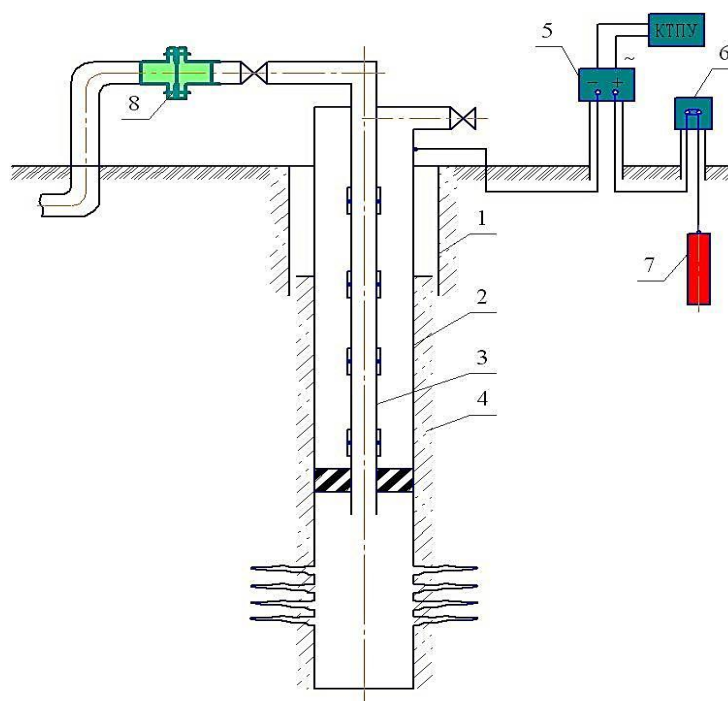


Рис. 2.1. Система катодной защиты обсадной колонны скважины:
 1 – кондуктор; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – НКТ;
 4 – цементное кольцо; 5 – станция катодной защиты;
 6 – контрольно-измерительная колонка; 7 – анодный заземлитель;
 8 – токоизолирующее соединение

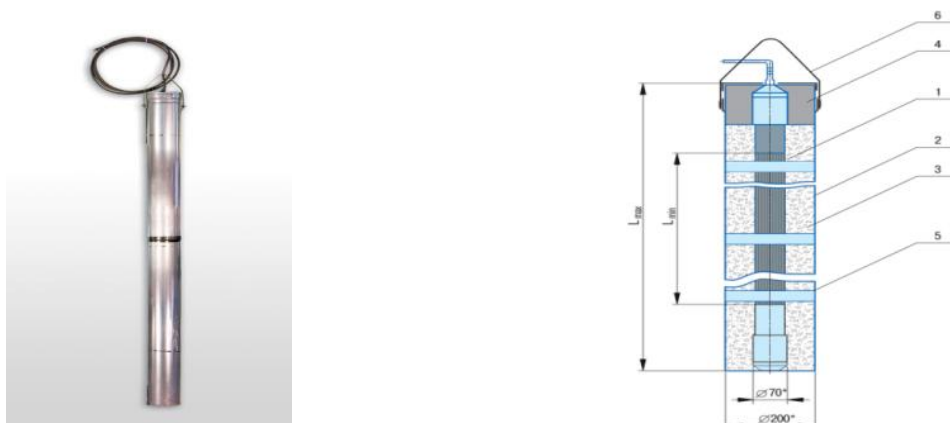


Рис. 2.2. Анодный заземлитель марки ЭЛЭР 5К (для скважины диаметром не менее 324 мм, выпускается с 2008 года):
 1 – электрод; 2 – контейнер из оцинкованного стального листа;
 3 – коксовая мелочь; 4 – мастичная заливка; 5 – центрирующее кольцо; 6 – грузозахват

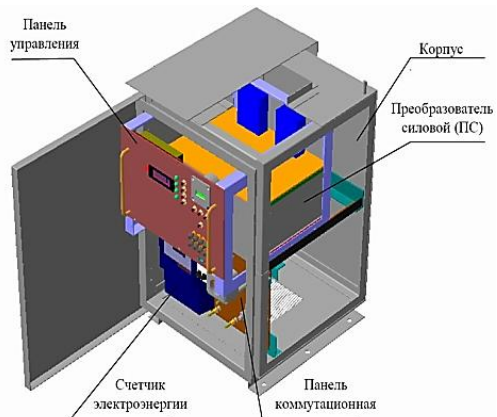


Рис. 2.3. Станция катодной защиты и ее составляющие

2.1. Схемы катодной защиты [10]

Катодную защиту обсадных колонн скважин осуществляют по кустовой и индивидуальной схемам скважины (рис. 2.4 – 2.7).

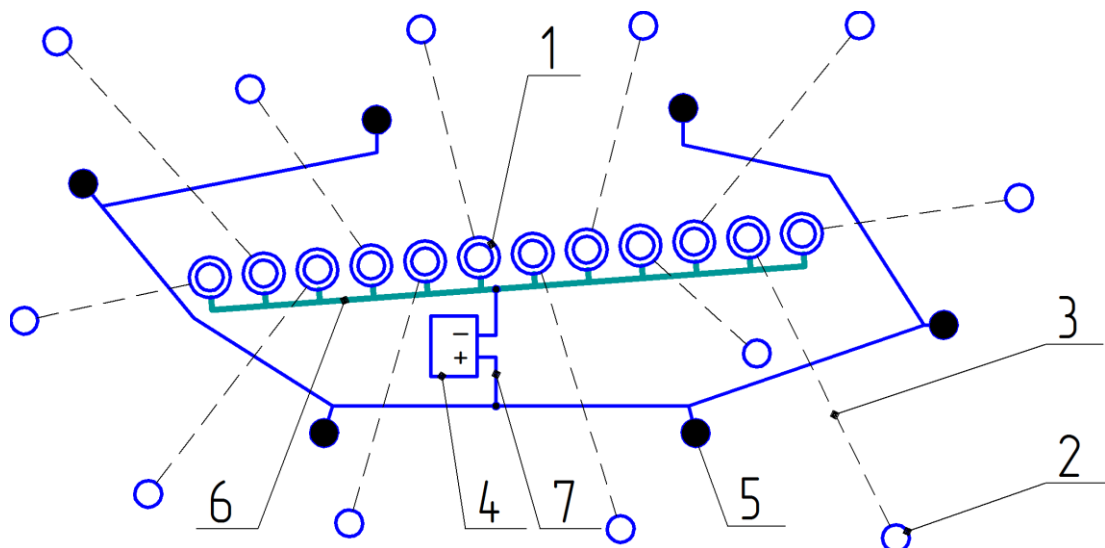


Рис. 2.4. Схема кустовой катодной защиты скважин: 1 – устья скважин; 2 – забои скважин; 3 – обсадные колонны; 4 – катодная станция; 5 – анодные заземлители; 6 – стальные шины; 7 – дренажные кабели

Применение кустовой схемы катодной защиты скважин с использованием в качестве токопроводов к обсадным колоннам выкидных линий скважин или разводящих водоводов связано со стеканием больших токов (пропорционально количеству скважин в группе) с ограниченной площадки расположения анодных

заземлителей. Это создает риск вредного влияния блуждающих токов на посторонние трубопроводы, проходящие на расстоянии до 1 – 2 км. Поэтому такая схема защиты не рекомендуется для массового внедрения на нефтяных промыслах с густой сетью подземных коммуникаций.

При индивидуальной схеме одна или несколько смежных скважин, удаленных друг от друга не более чем на 200 м, защищаются одной УКЗ. Индивидуальная раздельная схема КЗ (рис. 2.5) обсадной колонны реализуется путем электрического разъединения выкидной линии или разводящего водовода от защищаемой колонны с помощью электроизолирующего соединения, устанавливаемого на устье. Эта схема применяется в случае, если ВЛ (РВ) уже имеет собственную электрохимическую защиту – катодную или протекторную.

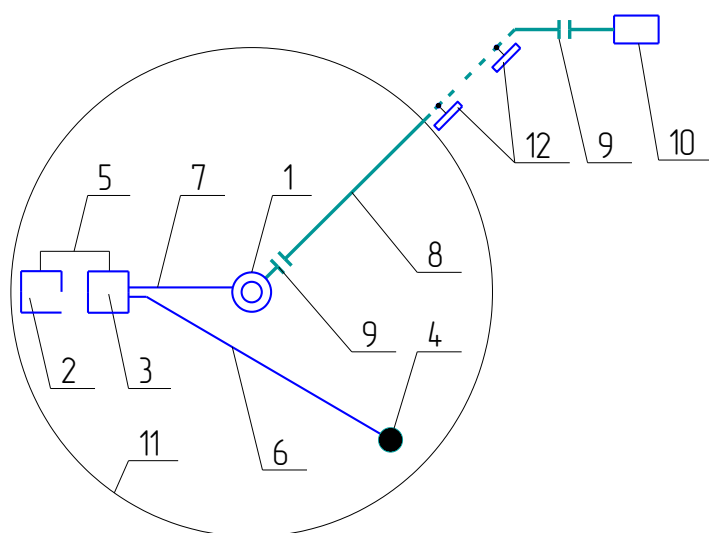


Рис. 2.5. Схема раздельной катодной защиты обсадной колонны: 1 – скважина; 2 – комплектная трансформаторная подстанция; 3 – СКЗ; 4 – АЗ; 5 – питающий провод 220 В; 6 – анодный дренажный кабель; 7 – катодный дренажный кабель; 8 – выкидная линия (разводящий водовод); 9 – ЭИС; 10 – ГЗУ (КНС); 11 – граница скважины; 12 – установка протекторной защиты ВЛ(РВ)

Индивидуальная совместная схема КЗ обсадной колонны и ВЛ (РВ) реализуется (рис. 2.6) без установки ЭИС на устье скважин. При этой схеме ЭИС устанавливают на другом конце ВЛ (РВ). Совместная катодная защита обсадной колонны применяется в том случае, если ВЛ (РВ) не имеет собственной ЭХЗ.

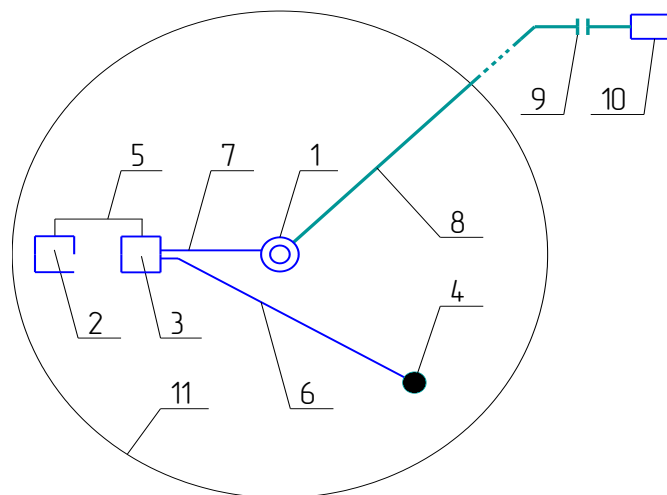


Рис. 2.6. Схема совместной катодной защиты обсадной колонны и ВЛ (РВ): 1 – скважина; 2 – комплектная трансформаторная подстанция; 3 – СКЗ; 4 – АЗ; 5 – питающий провод 220 В; 6 – анодный дренажный кабель; 7 – катодный дренажный кабель; 8 – выкидная линия (разводящий водовод); 9 – ЭИС; 10 – ГЗУ (КНС); 11 – граница скважины

Индивидуальная схема КЗ может быть реализована с использованием блока катодной защиты (БКЗ), встроенного в станцию управления глубинно-насосной установки каждой скважины (рис. 2.7). В этом случае система КЗ существенно упрощается, сокращается протяженность кабельных дренажных линий.

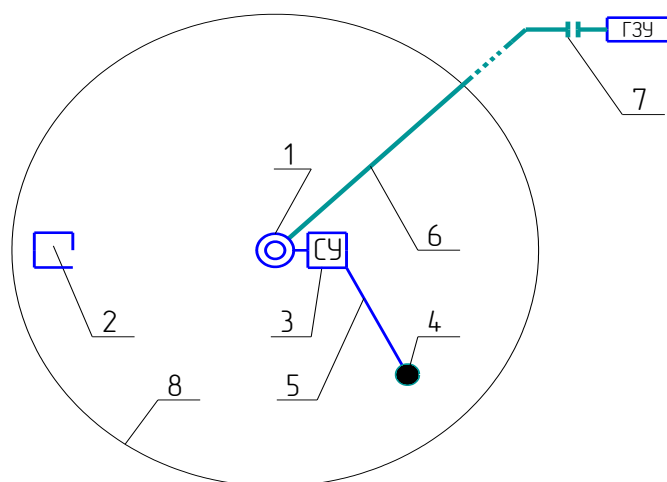


Рис. 2.7. Схема совместной катодной защиты обсадной колонны добывающей скважины и ВЛ с помощью БКЗ: 1 – скважина; 2 – КТПН; 3 – станция управления ГНУ с БКЗ; 4 – АЗ; 5 – анодный дренажный кабель; 6 – выкидная линия; 7 – ЭИС; 8 – граница скважины

Кустовая схема катодной защиты применяется при кустовом расположении устьев добывающих скважин. При такой схеме, если все скважины куста имеют близкие конструкции, то обсадные колонны соединяются между собой приваренной к ним стальной шиной сечением не менее 300 мм^2 и защищаются как один объект. С целью равномерного распределения защитного тока по колоннам рекомендуется применять несколько АЗ, распределенных по периметру куста так, чтобы обсадные колонны не экранировали друг друга.

Если в кусте имеются разнородные скважины, то они по конструктивному признаку разбиваются на группы, которые защищаются как самостоятельные объекты. Причем группы защищаются отдельными УКЗ. При кустовой схеме защиты ВЛ электрически не разъединяются от защищаемых обсадных колонн, т.е. вовлекаются в совместную защиту. ЭИС устанавливаются на сборном коллекторе. Обсадные колонны куста могут также защищаться по индивидуальной совместной схеме с помощью БКЗ, встроенных в станцию управления глубинно-насосной установки скважин. Выбор между кустовой и индивидуальной схемами КЗ скважин куста осуществляется на основе технико-экономического обоснования.

Независимо от принятой схемы система катодной защиты должна обеспечить подачу рассчитанного защитного тока к каждой обсадной колонне и исключить вредное влияние блуждающих токов на соседние подземные сооружения.

Если на кусте имеется хотя бы одна скважина, подлежащая КЗ или имеющая КЗ, то защите подлежат все остальные скважины куста, независимо от того, нуждаются они в ней или нет. Катодной защите подлежит также любая скважина с предполагаемым сроком эксплуатации не менее 10 лет, расположенная в радиусе менее 100 м от катоднозащищенных скважины или куста, независимо от необходимости ее КЗ.

2.2. Определение необходимости и очередности катодной защиты обсадных колонн

Необходимость катодной защиты новых скважин определяется с учетом установленной необходимости и эффективности катодной защиты действующих скважин аналогичной конструкции, работающих в аналогичных гидрогеологических условиях [10].

2.3. Методика выбора скважин для подключения катодной защиты

Выбор скважин для внедрения катодной защиты или ремонтно-восстановительных работ осуществляется на основании сопоставления ряда параметров, характеризующих состояние разработки, сроки эксплуатации, состояние скважины [10].

Для каждого параметра определяется значение функции μ_i (функция принадлежности), которая изменяется от 0,1 до 0,9 и в каждом случае имеет форму, определяемую физическим смыслом параметра и видом мероприятия (катодная защита или ремонтно-восстановительные работы). Из совокупности значений μ_i для сравниваемых методов по максимальному значению минимумов ($\max \mu_{min}$) выбирается для данной скважины либо катодная защита, либо ремонтно-восстановительные работы. Например, если значения μ_{min} для КЗ и КР равны соответственно 0,25 и 0,15, то для данной скважины выбирается КЗ, так как минимальное значение μ_i для катодной защиты больше, чем для КР. В случае, если для обоих методов получены минимальные значения μ_i , равные (или менее) 0,1, то оба метода считаются неэффективными для данной скважины. Тогда необходимо планировать другие, более радикальные мероприятия (например, бурение новой скважины, замена колонны с последующим полным цементированием ее, спуск колонны меньшего диаметра с полным цементированием кольцевого пространства и др.). При получении сравнимых (отличие не более чем на 25 %) данных по минимумам отдельных функций находят произведения всех μ_i для КЗ и для КР. Максимальное значение из произведений $\max \Pi \mu_i$ указывает на вид мероприятий, который предпочтителен для данной скважины. Например, если значения $\Pi \mu_i$ для КЗ и КР равны соответственно 0,35 и 0,6, то для данной скважины выбирается КР.

При выборе скважин под мероприятие всесторонне изучаются исходные данные о состоянии разработки месторождения, конструкции скважины, состоянии и количестве выполненных ремонтов, сроках дальнейшей эксплуатации, изменении условий эксплуатации.

Определены семь параметров для добывающих скважин и восемь – для нагнетательных скважин, на основании которых возможен объективный выбор скважин, при котором будет достигнут максимальный эффект:

1) Параметр X_1 – категория скважины: добывающая и нагнетательная (для добывающей скважины $X_1 = 1$; для нагнетательной скважины $X_1 = 2$).

2) Параметр X_2 – возраст скважины с момента окончания бурения (в годах).

3) Параметр X_3 – срок дальнейшей эксплуатации скважины, отсчитываемый с года внедрения защиты (в годах).

4) Параметр X_4 – состояние заколонного пространства скважин (наличие цемента). $X_4 = 1$ – для скважин с уровнем цементного камня за эксплуатационной колонной выше башмака кондуктора (или предыдущей колонны), $X_4 = 2$ – для скважин с уровнем цементного камня ниже башмака кондуктора, $X_4 = 3$ – для скважин с уровнем цемента выше башмака кондуктора, но имеющих интервалы некачественного цементирования.

5) Параметр X_5 – число ремонтов по восстановлению герметичности эксплуатационной колонны в скважине к моменту внедрения защитных мероприятий.

6) Параметр X_6 – диаметр эксплуатационной колонны (мм). Этот параметр учитывается по той причине, что наличие запаса диаметра позволяет увеличить срок эксплуатации скважин спуском колонны меньшего диаметра.

7) Параметр X_7 – дебит скважины. Для добывающих скважин (задается текущее значение дебита добывающей скважины в расчете на чистую нефть (без воды – т/сут). Для нагнетательной скважины равен текущему значению приемистости – м³/сут.

8) Параметр X_8 – длина ЛЭП до ближайшего источника напряжения, сооружение которой необходимо для питания СКЗ. Параметр X_8 (только для нагнетательных скважин) задается протяженностью ЛЭП, км. В случае, если на территории скважины имеется электроэнергия, то принимают $X_8 = 0$.

Выбор функций принадлежности μ_i . Вид и параметры функций μ_i определяются для каждого параметра X_i по всем сравниваемым мероприятиям. При определении функций μ_i исходят из следующих соображений:

а) с ростом параметра X_i , благоприятствующего данному мероприятию, функция μ_i увеличивается (в пределах 0,1 – 0,9);

б) с ростом X_i , являющегося отрицательным фактором для данного мероприятия, μ_i уменьшается;

в) если при определенных параметрах X_i применение метода невозможно технически или экономически неэффективно, то μ_i принимает минимальное значение, т.е. $\mu_i = 0,1$;

г) если изменение параметра X_i в определенных пределах оказывает несущественное или неустановленное влияние, то в этих пределах $\mu_i = \text{const}$;

д) если при изменении параметра X_i применимость или эффективность метода изменяется резко или скачкообразно, то функция μ_i выбирается показательной или экспоненциальной, если это изменение плавное, то выбирается прямолинейная функция.

Функции принадлежности μ_i для КЗ и КР добывающих и нагнетательных скважин, найденные для условий ПАО «Татнефть», приведены в прил. 2.

Определение очередности подключения к КЗ выбранных скважин производится путем составления ранжированного по величине μ_{min} списка, в котором скважины располагаются в порядке убывания этой величины. Если значения μ_{min} для нескольких скважин окажутся равными или близкими (различие не превышает 10 %), то ранжирование скважин в пределах этой группы производится по величине $P\mu_i$: чем больше это произведение, тем выше в списке располагается скважина [10].

Рассмотрим пример выбора скважины для подключения катодной защиты. В эксплуатации находится добывающая скважина, ее возраст 10 лет. Планируемый срок дальнейшей эксплуатации данной скважины 20 лет. Уровень цементного камня за эксплуатационной колонной выше башмака кондуктора. За время эксплуатации проведено два капитальных ремонта скважины. Диаметр колонны равен 146 мм. Дебит нефти в расчете на чистую нефть равен 5 т /сут. Определить, будет ли использование катодной защиты в данном случае целесообразным или необходимо провести капитальный ремонт скважины.

Исходные данные скважины записываем через параметры X_i и для каждого параметра, используя прил. 2, выбираем соответствующее ему значение функции принадлежности μ_i при катодной защите и капитальном ремонте (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Значения параметров X_i и функций принадлежности μ_i

X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7
1	10 лет	20 лет	1	2	146 мм	5 т /сут
μ_1	μ_2	μ_3	μ_4	μ_5	μ_6	μ_7
Значения μ_i при катодной защите						
0,9	0,9	0,9	0,75	0,368	0,9	0,9
Значения μ_i при капитальном ремонте						
0,9	0,9	0,9	0,9	0,5	0,9	0,1

Максимальные значения минимумов для двух сравниваемых мероприятий составили 0,368 (КЗ) и 0,1 (КР). В данном случае для скважины выбирается катодная защита.

2.4. Строительство системы катодной защиты

СКЗ монтируется на постаменте из трубы или сварной конструкции вблизи трансформаторной подстанции (КТПУ, КТПН) в соответствии с типовым проектным решением или индивидуальным проектом.

Рекомендуется высота установки СКЗ 1,4 – 1,7 м от поверхности земли. Станцию необходимо устанавливать строго вертикально (допустимое отклонение не более 2^0). Отверстия в кожухе СКЗ для прохода проводов и кабелей необходимо снабдить изолирующими втулками. Концы кабелей, вводимых в СКЗ, защищают от механических повреждений трубами или коробками, нижняя часть которых углублена в землю на 0,3 – 0,4 м. Если СКЗ монтируется на специальной опоре (фундаменте), то корпус ее заземляется в общий контур заземления на скважине в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок.

СКЗ подключается к сети переменного тока через отдельный автоматический выключатель кабелем АВРБ $2 \times 4 \text{ мм}^2$ или любым подобным.

Присоединение кабелей производят к обсадной колонне, анодному заземлителю и станции катодной защиты. Присоединение катодного дренажного кабеля от СКЗ к обсадной колонне производят

с помощью приваренной к ней контактной пластины. Контактная пластина представляет собой Г-образную полосу шириной 25 мм, толщиной 4 мм с кадмиевым покрытием, с полками длиной 50 и 30 мм. Пластина длинной полкой приваривается к колонне, а в короткой полке просверлено отверстие диаметром 10,5 мм под соединительный болт М10. Разрешается присоединение катодного дренажного кабеля к станине станка-качалки или цепного привода глубинно-насосной установки с помощью приваренной к ней контактной пластины.

При использовании в качестве источника защитного тока блока катодной защиты, вмонтированного в станцию управления глубинно-насосной установки, катодный вывод от блока катодной защиты присоединяют к корпусу станции управления (рис. 2.8 и 2.9) [10].

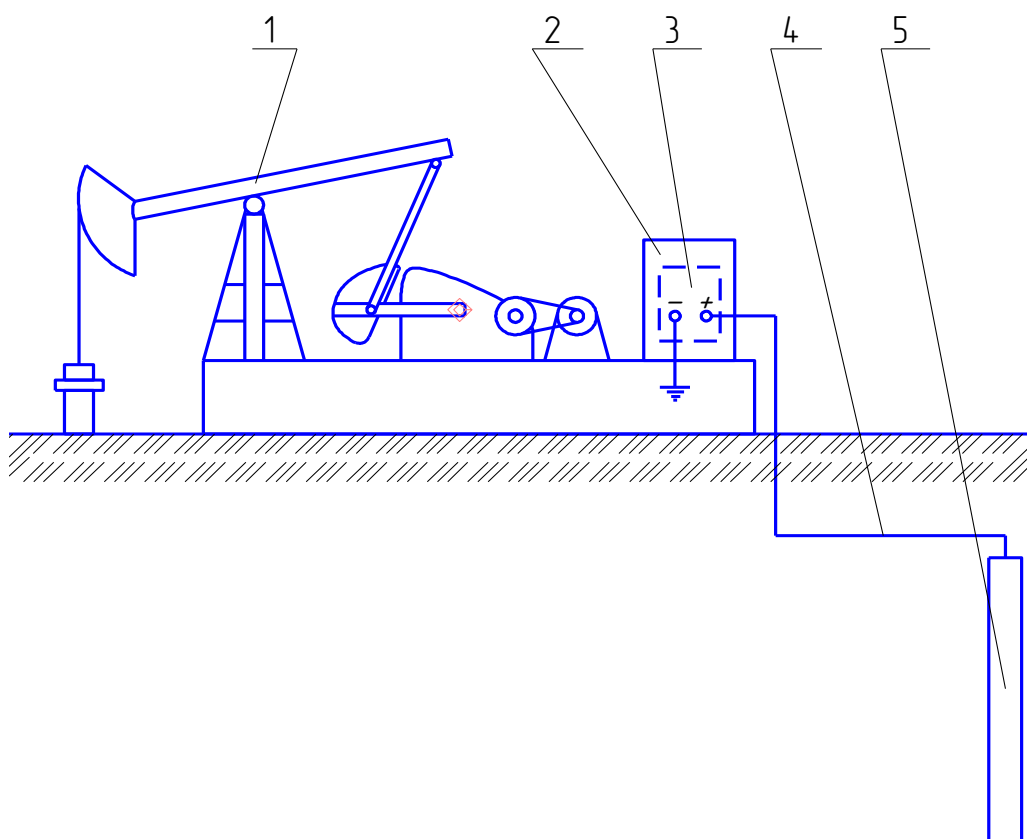


Рис. 2.8. Схема катодной защиты обсадной колонны добывающей скважины с помощью блока катодной защиты станции управления штанговой глубинно-насосной установки: 1 – станок-качалка; 2 – станция управления; 3 – станция катодной защиты; 4 – анодный дренажный кабель; 5 – анодный заземлитель

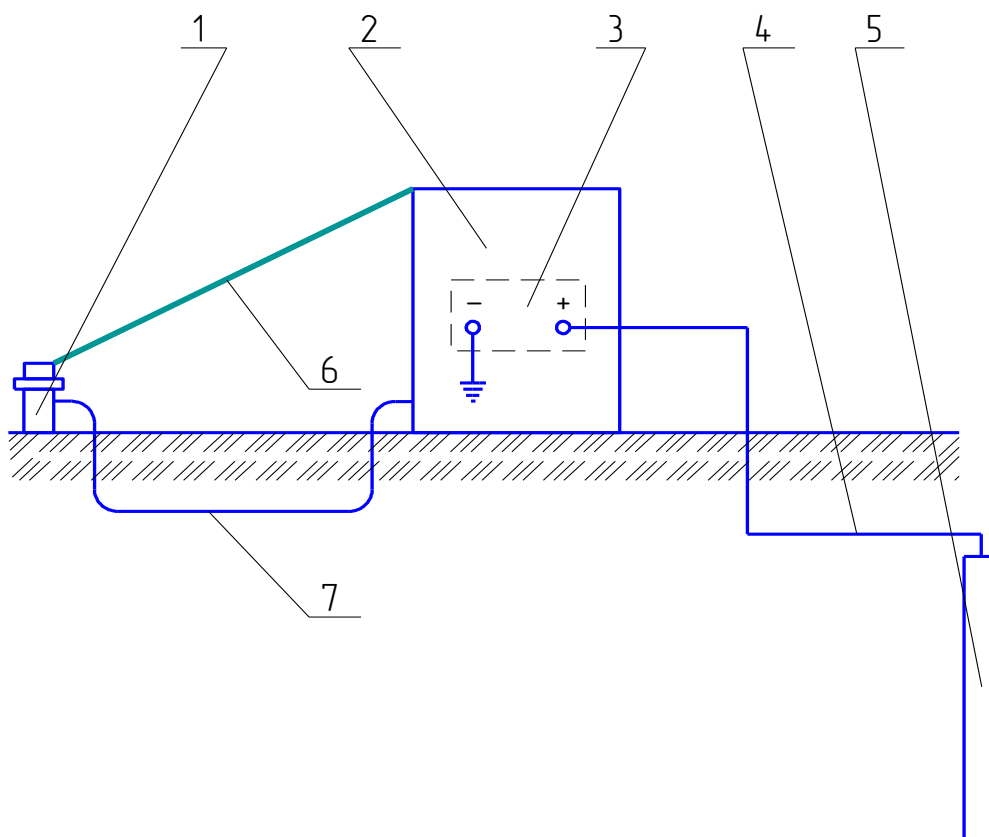


Рис. 2.9. Схема КЗ обсадной колонны добывающей скважины с помощью блока катодной защиты станции управления установки погружных центробежных насосов: 1 – скважина; 2 – станция управления; 3 – блок катодной защиты; 4 – анодный дренажный кабель; 5 – анодный заземлитель; 6 – кабель питания электродвигателя; 7 – электрическая связь корпуса станции управления с обсадной колонной

Контрольные вопросы

1. Принцип катодной защиты, составляющие системы катодной защиты.
2. Схемы катодной защиты обсадных колонн нефтяных скважин.
3. Алгоритм выбора скважин для подключения катодной защиты.

Глава 3. РАСЧЕТ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

3.1. Методика расчета и проектирование катодной защиты [10]

Параметры катодной защиты обсадных колонн зависят от конструкции скважин, поэтому все скважины месторождения, намеченные к катодной защите, группируются по этому признаку. В расчетах катодной защиты для каждой группы используются средние характеристики скважин в группе.

Исходные данные для расчета и проектирования катодной защиты:

- а) ионный и газовый составы, величина рН пластовых вод;
- б) распределение удельного электрического сопротивления горных пород по глубине скважин;
- в) распределение толщин H_i и удельного электрического сопротивления ρ_i верхних слоев грунта (до глубины 50 м);
- г) средние значения диаметра, толщины стенки и длины обсадных колонн;
- д) высота подъема цемента за эксплуатационными колоннами скважин;
- е) длина, диаметр, толщина стенки, глубина прокладки в грунте и сопротивление наружного изоляционного покрытия выкидной линии или разводящего водовода скважин;
- з) топосъемка расположения наземных и подземных сооружений в радиусе не менее 200 м от защищаемой скважины или куста скважин.

Проектированию катодной защиты предшествуют экспериментальные работы, в результате которых получают следующие первичные материалы для каждой группы скважин:

- а) стационарные катодные поляризационные кривые «плотность тока – величина катодной поляризации» трубной стали для наиболее агрессивных пластовых вод разреза скважин;
- б) кривые распределения падения напряжения на эксплуатационной колонне по глубине скважины, снятые двухконтактным зондом для наиболее типичных по конструкции скважин в каждой группе в процессе опытной катодной защиты при трех значениях защитного тока: 5, 10 и 20 А.

Основные параметры катодной защиты определяют следующим образом :

1. Производят снятие стационарных катодных поляризационных кривых $\Delta\varphi = \Delta\varphi(j)$.

Снятие поляризационных кривых трубной стали в пластовых водах осуществляется в герметичной ячейке с использованием капилляра Луггина – Габера и вспомогательного анодного электрода из углеродистой стали. Рабочий (катоднополяризуемый) электрод из трубной марки стали до начала поляризации выдерживают в исследуемой пластовой воде в течение 10 сут. с целью получения на нем сульфидов и установления стационарного потенциала. Электрохимическую ячейку для снятия кривых объемом не менее 2 л полностью (без газовой шапки) заполняют исследуемой натуральной или синтетической пластовой водой. При использовании синтетической модели пластовой воды ее до введения агрессивных газов тщательно деаэрируют барботированием чистым инертным газом (гелием, аргоном, водородом или азотом). Если температура в пласте исследуемого интервала отличается от комнатной температуры более чем на 10^0 , то опыты проводят погружением электрохимической ячейки в термостатируемую ванну.

Стационарные катодные поляризационные кривые снимают с фиксированием установившихся значений электродного потенциала при различных значениях плотности поляризующего тока. Установившееся значение потенциала определяют измерениями потенциала через каждый час поляризации в первые сутки, а в дальнейшем измерения производят реже, например два раза в сутки. Продолжительность поляризации при каждом значении плотности тока должна составлять не менее двух суток. Рекомендуемые значения задаваемых плотностей тока при сероводородной коррозии: 5, 20, 50 и 100 мА/м². На один рабочий электрод накладывают только одно значение плотности тока.

Полученная поляризационная кривая аппроксимируется по возможности более простой аналитической зависимостью:

$$\Delta\varphi = \Delta\varphi(j), \quad (3.1)$$

где $\Delta\varphi = \varphi - \varphi_c$, В; φ – электродный потенциал при катодной поляризации, В; φ_c – стационарный потенциал до наложения тока, В.

2. Находят зависимость плотности тока в контролируемом интервале колонны от поляризующего тока $j = j(\bar{I}_o)$.

Эта зависимость устанавливается экспериментально путем снятия кривых падения напряжения на обсадной колонне двухконтактным зондом как минимум при трех значениях защитного тока \bar{I}_o : 5, 10 и 20 А и времени экспозиции при каждом значении тока не менее 24 ч (на рис. 3.1 в качестве примера приведены кривые падения напряжения при токах 10 и 20 А, полученные в «Джалильнефть»).

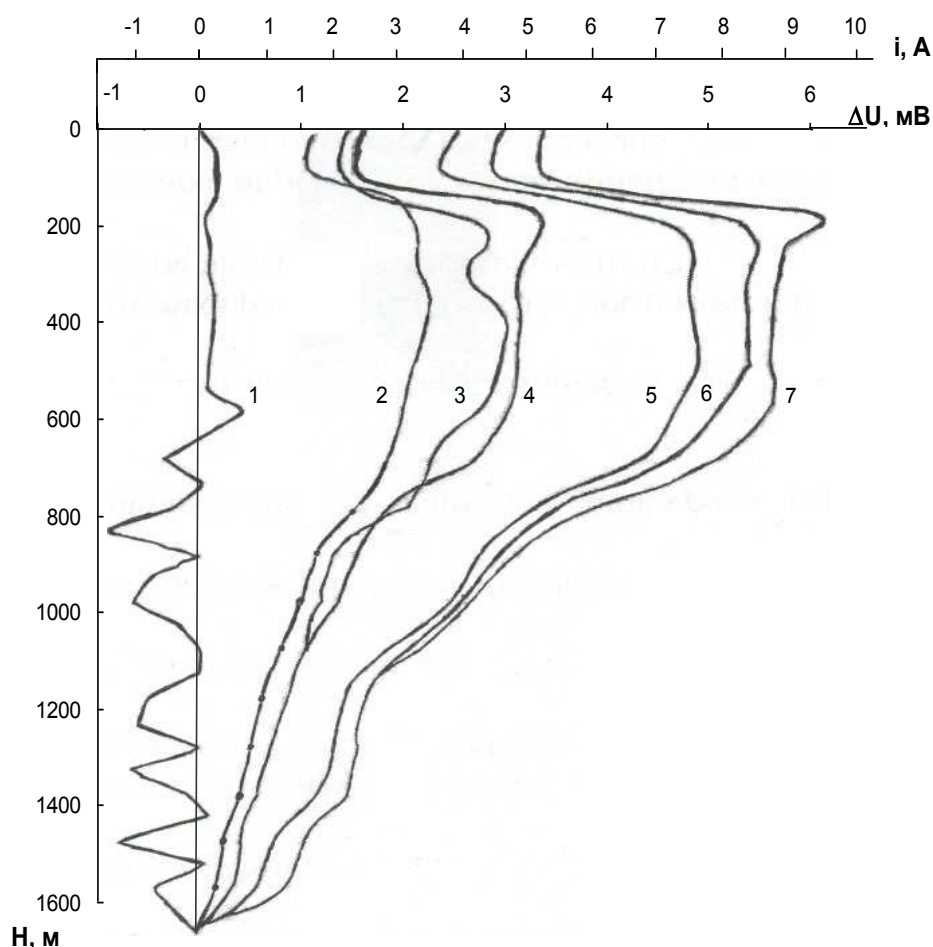


Рис. 3.1. Кривые распределения падения напряжения на обсадной колонне (ΔU) и тока в ней (i) по глубине скважины: падение напряжения и ток: 1 – в естественном состоянии; 2 – 4 – при времени поляризации соответственно 0, 6 и 24 ч током 10 А; 5 – 7 – при времени поляризации соответственно 0, 6 и 24 ч током 20 А

Измерение падения напряжения на колонне двухконтактным зондом производят через каждые 50 м в пределах исследуемого интервала по истечении 30 с после остановки зонда. Для измерения падения напряжения применяют измерительные приборы (милливольтметры, микровольтметры), входное сопротивление которых должно быть не менее 1 МОм. Плотность тока на

поверхности обсадной колонны по данным измерения напряжения двухконтактным зондом рассчитывают по формуле

$$j = \frac{\Delta U_1 - \Delta U_2}{\pi r_k D_k l_3 \Delta L}, \text{ А/м}^2, \quad (3.2)$$

где ΔU_1 и ΔU_2 – падение напряжения на обсадной колонне, измеренное в двух точках, между которыми определяется плотность тока утечки, В; r_k – продольное сопротивление обсадной колонны, Ом/м; D_k – наружный диаметр обсадной колонны, м; l_3 – расстояние между контактами зонда (обычно $l_3 = 7,5$ м), м; ΔL – расстояние между точками измерения ΔU_1 и ΔU_2 , м.

По рассчитанным значениям плотности тока, соответствующим различным значениям поляризующего тока, находят зависимость $j = j(\bar{I}_o)$, аппроксимируя ее по возможности простой аналитической формулой (приблизительно эту зависимость можно принять прямо пропорциональной).

В полой неоднородных по удельному электрическому сопротивлению грунтах для определения плотности тока в любом интервале эксплуатационной колонны можно пользоваться приближенной аналитической формулой

$$j_i = \frac{\bar{I}_o \operatorname{ch}[\alpha_k (L_k - \bar{Z}_i)]}{\pi D_k \rho_i \sum_{i=1}^n H_i \operatorname{ch}[\alpha_k (L_k - \bar{Z}_i)] / \rho_i}, \text{ А/м}^2, \quad (3.3)$$

где α_k – коэффициент утечки, м^{-1} ; L_k – длина эксплуатационной колонны, м; \bar{I}_o – поляризующий ток, А; \bar{Z}_i – координата середины i -го слоя, м; ρ_i – удельное сопротивление, Ом·м; H_i – толщина i -го слоя, м; n – число слоев по длине обсадной колонны, в пределах которых ρ примерно постоянно.

Для расчетов по этой формуле пользуются кривой распределения удельного электрического сопротивления горных пород по глубине скважины. Весь разрез скважины по величине этого параметра разбивают на интервалы (слои), причем толщина исследуемого слоя не должна превышать 100 м.

В качестве контролируемого интервала эксплуатационной колонны выбирается наиболее агрессивный интервал (по содержанию в пластовой воде агрессивных компонентов или приуроченности отказов). Определяют зависимость катодной поляризации обсадных труб в контролируемом интервале колонны от силы поляризующего

тока \bar{I}_o путем подстановки значения плотности тока $j = j(\bar{I}_o)$ для исследуемого интервала в функцию $\Delta\varphi = \Delta\varphi(j)$, полученную в пластовой воде этого же интервала, т.е.:

$$\Delta\varphi = \Delta\varphi(j) = \Delta\varphi[j(\bar{I}_o)] = \Delta\varphi_I(\bar{I}_o), \text{ В.} \quad (3.4)$$

Рассчитывают величину катодной поляризации в зависимости от заданной степени защищенности обсадных труб в контролируемом интервале колонны $P = 0,7 \div 0,8$ по формуле:

$$\Delta\varphi_k = 0,08 \lg(1 - P), \text{ В.} \quad (3.5)$$

Определяют силу защитного тока обсадной колонны \bar{I}_o , обеспечивающего заданную степень защищенности в контролируемом интервале, путем подстановки значения $\Delta\varphi_k$ в функцию $\Delta\varphi = \Delta\varphi_I(\bar{I}_o)$, т.е. $\bar{I}_o = \bar{I}_o(\Delta\varphi_k)$.

При экспериментальном установлении зависимости $j = j(\bar{I}_o)$ анодный заземлитель размещают на некотором опытном удалении от устья скважины ℓ_a^3 , выбираемом в пределах 50 – 100 м, а фактические удаления АЗ от устья скважины ℓ_a , выдаваемые проектом КЗ, на скважинах обычно отличаются от ℓ_a^3 . С целью устранения зависимости найденного значения защитного тока от ℓ_a^3 , вводят поправочный коэффициент:

$$I_o = \bar{I}_o / K_a(\ell_a^3), \quad (3.6)$$

где $K_a(\ell_a^3)$ – коэффициент, учитывающий влияние удаления АЗ на величину защитного тока; I_o – защитный ток, соответствующий $\ell_a = \infty$. Коэффициент, учитывающий влияние удаления АЗ от скважины на величину защитного тока, рассчитывается для вертикального АЗ по эмпирической формуле

$$K_a = 0,23 L_1^{0,31} \ell_a^{-0,1}, \quad (3.7)$$

где L_1 – глубина скважины, на которой контролируется степень защищенности колонны, м.

Оптимальное расстояние между АЗ и устьем скважины при индивидуальной и кустовой схемах выбирают в следующих пределах:

$$\begin{aligned} \ell_a &= 30 \div 50 \text{ м при } L_1 = 600 \div 1200 \text{ м} \\ \ell_a &= 50 \div 80 \text{ м при } L_1 = 1200 \text{ м.} \end{aligned} \quad (3.8)$$

Расчеты, конечной целью которых является определение величины защитного тока эксплуатационной колонны I_o , выполнены

институтом ТатНИПИнефть для типовых условий Ромашкинского месторождения. Эти расчеты дали следующие значения защитного тока:

– для скважин с уровнем подъема цемента за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора $I_0 = 8$ А ;

– для скважин с уровнем подъема цемента за эксплуатационной колонной выше башмака кондуктора $I_0 = 6$ А .

Эти защитные токи справедливы для всех скважин указанных месторождений глубиной 1600 ÷ 1900 м. Для скважин другой глубины L величину защитного тока I_0 рекомендуется скорректировать по формуле

$$I_0(L) = I_0 L / 1750. \quad (3.9)$$

Определение силы тока СКЗ I в расчете на защиту одной скважины с учетом проектного значения l_a и расхода части тока на защиту ВЛ или РВ (при совместной защите) производится по формуле

$$I = K_m K_a I_0, \text{ А}, \quad (3.10)$$

где K_m – коэффициент, учитывающий потребление тока СКЗ ВЛ или РВ.

$$K_m = \frac{r_k \alpha_m \operatorname{cth}(\alpha_k L_k)}{r_m \alpha_k \operatorname{cth}(\alpha_m L_m)} + 1, \quad (3.11)$$

где L_k – длина обсадной колонны, м; r_m – продольное сопротивление выкидной линии, Ом/м; α_m – коэффициент утечки выкидной линии, м⁻¹; L_m – длина выкидной линии, м; $\operatorname{cth}(\alpha L)$ – гиперболический котангенс аргумента αL .

При отдельной схеме КЗ, а также в случае полимерной наружной изоляции ВЛ (РВ) при совместной защите $K_m = 1$.

Коэффициенты утечки обсадной колонны и выкидной линии определяют по формуле

$$\alpha = \sqrt{r/R}, \text{ м}^{-1}, \quad (3.12)$$

где r и R – продольное и переходное сопротивление протяженного подземного сооружения, Ом / м.

Продольное сопротивление протяженного сооружения можно определить по формуле

$$r = 0,32 \frac{\rho_{cm}}{\delta(D - \delta)}, \text{ Ом/м}, \quad (3.13)$$

где ρ_{cm} – удельное сопротивление трубной стали, $\rho_{cm} = 0,24 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$;
 δ – толщина стенки труб, м; D – наружный диаметр труб, м.

Переходное сопротивление ВЛ (РВ) находят решением трансцендентного уравнения

$$R_m = \frac{R_u}{\pi D_m} + \frac{\rho_2}{2\pi} \ln \frac{R_m}{D_m h_m r_m}, \text{ Ом}\cdot\text{м}, \quad (3.14)$$

где R_u – сопротивление наружной изоляции, $\text{Ом}\cdot\text{м}^2$; D_m – диаметр, м;
 h_m – глубина залегания, м; ρ_2 – среднее удельное сопротивление грунта в районе прохождения ВЛ (РВ), $\text{Ом}\cdot\text{м}$.

Переходное сопротивление обсадной колонны для типовых условий Ромашкинского месторождения принимают $R_k = 150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.
 Переходное сопротивление обсадной колонны для остальных случаев определяют решением трансцендентного уравнения:

$$R_k = \frac{\rho_n}{2\pi} \ln \frac{2}{D_k \sqrt{r_k/R_k}}, \text{ Ом}\cdot\text{м}, \quad (3.15)$$

где ρ_n – среднее удельное сопротивление пластов в разрезе скважины, $\text{Ом}\cdot\text{м}$.

$$\rho_n = \frac{L_k}{\sum_{i=1}^n H_i / \rho_i}, \text{ Ом}\cdot\text{м}, \quad (3.16)$$

где ρ_i – удельное электросопротивление, $\text{Ом}\cdot\text{м}$; H_i – толщина i -го пласта, м; n – число пластов по длине обсадной колонны, в пределах которых ρ примерно постоянно.

Рассмотрим пример определения защитного тока обсадной колонны.

1. Исходные данные.

1.1. Геологические разрезы всех добывающих скважин месторождения однотипные. Скважины группируем по высоте подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной: 1 группа – скважины с недоподъемом цемента до башмака предыдущей колонны (в нашем случае – кондуктора), 2 группа – скважины с цементным раствором выше башмака кондуктора. К группе причисляем также скважины, имеющие в интервале агрессивных водоносных пластов участки некачественного цементированья протяженностью более 5 м. Расчеты ведем для 1 группы.

Интенсивные межпластовые перетоки вод в заколонном пространстве скважин не обнаружены, т.е. коррозия обсадных труб происходит в статических условиях.

1.2. Распределение кажущегося удельного электросопротивления пластов в сводном геологическом разрезе скважин приведено в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Распределение кажущегося удельного электросопротивления пластов в сводном геологическом разрезе скважин

Интервалы глубин, м	0 – 200	200 – 270	270 – 670	670 – 710	710 – 800	800 – 1020	1020 – 1220	1220 – 1320	1320 – 1580	1580 – 1700
№ интервала	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_i, \text{Ом} \cdot \text{м}$	30	470	324	130	45	202	90	330	141	60
Толщина слоя $H_i, \text{м}$	200	70	400	40	90	220	200	100	260	120

1.3. Среднее удельное электросопротивление верхних слоев грунта на месторождении (до глубины 10 м) $\rho_i = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

1.4. Обсадные колонны в группе имеют следующие средние характеристики: длина $L_k = 1700 \text{ м}$; диаметр $D_k = 0,146 \text{ м}$; толщина стенки $\delta_k = 8 \text{ мм}$.

1.5. Выкидные линии скважин имеют следующие средние характеристики: длина $L_m = 800 \text{ м}$; диаметр $D_m = 0,1 \text{ м}$, толщина стенки $\delta_m = 5 \text{ мм}$, сопротивление наружной изоляции $R_u = 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; глубина прокладки $h_m = 1 \text{ м}$.

1.6. В сводном гидрогеологическом разрезе скважин выделяются два агрессивных водоносных горизонта: первый горизонт с концентрацией сероводорода в пластовой воде 100 мг/л в интервале $600 - 700 \text{ м}$, второй – с концентрацией H_2S 300 мг/л в интервале $700 - 820 \text{ м}$.

1.7. Полученные стационарные катодные поляризационные кривые для пластовых вод двух агрессивных горизонтов представлены

на рис. 3.2. При отсутствии этих кривых в случае сероводородной коррозии в качестве первого приближения можно пользоваться кривыми согласно рис. 3.3.

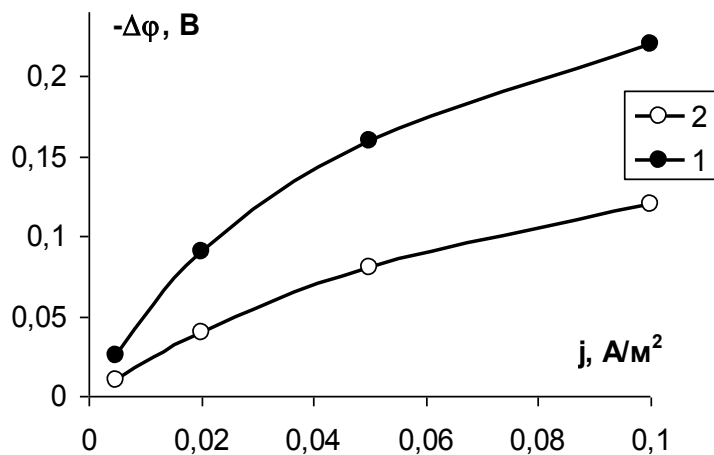


Рис. 3.2. Стационарные катодные поляризационные кривые трубной стали в пластовых водах первого (кривая 1) и второго (кривая 2) агрессивных водоносных горизонтов

1.8 Получены кривые распределения падения напряжения на эксплуатационной колонне, снятые двухконтактным зондом при токах защиты 10 и 20 А (расстояние между устьем скважины и анодным заземлителем $l_a^2 = 100$ м; величина падения напряжения в любой точке колонны примерно пропорциональна силе поляризующего тока, поэтому кривую при токе 5 А не снимали). Кривые приведены на рис. 3.1.

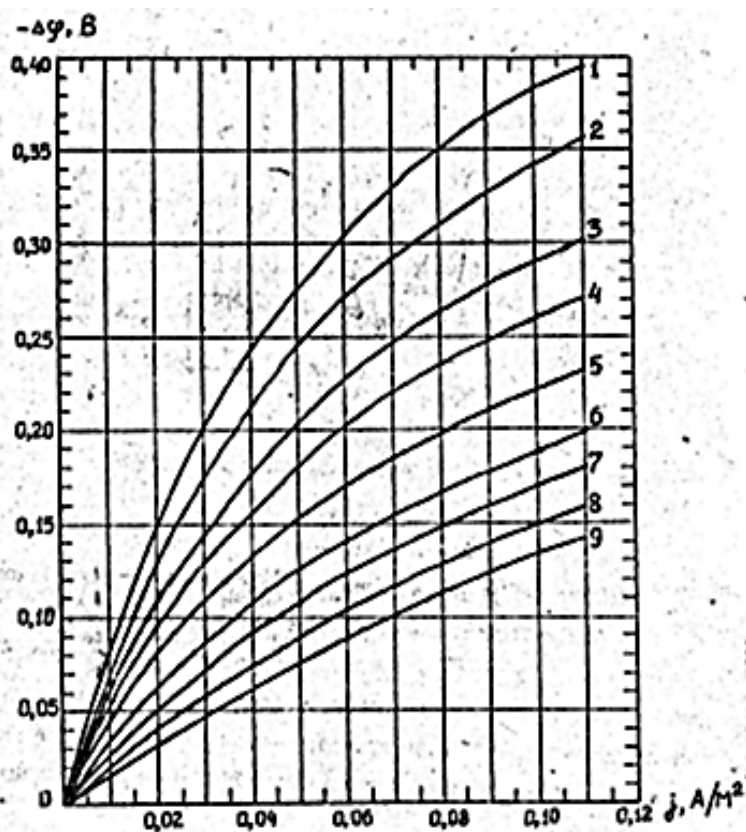


Рис. 3.3. Стационарные катодные поляризационные кривые трубной стали в сероводородсодержащих пластовых водах ($t = 15 - 35$ °С). Кривые соответствуют концентрациям H_2S , мг/л:
 1 – 0 ÷ 5 ; 2 – 5 ÷ 30 ;
 3 – 30 ÷ 60 ; 4 – 60 ÷ 80 ;
 5 – 80 ÷ 120 ;
 6 – 120 ÷ 170 ;
 7 – 170 ÷ 250 ;
 8 – 250 ÷ 350 ;
 9 – 350 ÷ 450

2. Определение функциональных зависимостей между параметрами катодной защиты.

2.1. Рассчитываем средние продольные сопротивления обсадных колонн и выкидных линий по формуле (3.13) :

$$r_k = 0,32 \frac{0,24}{8(146 - 8)} = 69,6 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м};$$

$$r_m = 0,32 \frac{0,24}{5(100 - 5)} = 162 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м}.$$

2.2. Рассчитываем плотности тока в интервале первого агрессивного горизонта (600 – 700 м) по формуле (3.2) по значениям падения напряжения из кривых 4 и 7 (рис. 3.1):

– при токе 10 А

$$j(10) = \frac{0,00305 - 0,00267}{3,14 \cdot 69,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,146 \cdot 7,5 \cdot 100} = 0,016 \frac{\text{А}}{\text{м}^2};$$

– при токе 20 А

$$j(20) = \frac{0,0056 - 0,00508}{3,14 \cdot 69,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,146 \cdot 7,5 \cdot 100} = 0,022 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}.$$

2.3. Рассчитываем плотности тока в интервале второго агрессивного горизонта (700 – 820 м):

$$j'(10) = \frac{0,00267 - 0,00180}{3,14 \cdot 69,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,146 \cdot 7,5 \cdot 120} = 0,030 \frac{\text{А}}{\text{м}^2};$$

$$j'(20) = \frac{0,00508 - 0,0036}{3,14 \cdot 69,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,146 \cdot 7,5 \cdot 120} = 0,052 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}.$$

2.4. Поскольку при токе, равном 0, плотности тока во всех интервалах равны 0, то проводя прямые линии по трем точкам, находим зависимость плотности тока от силы поляризующего тока для обоих интервалов:

– для первого интервала $j'(\bar{I}_0) = 0,00125 \cdot \bar{I}_0$;

– для второго интервала $j'(\bar{I}_0) = 0,00243 \cdot \bar{I}_0$.

2.5. Определяем по формуле (3.12) коэффициенты утечки обсадных колонн и выкидных линий:

$$\alpha_k = \sqrt{69,6 \cdot 10^{-6} / 151} = 0,68 \cdot 10^{-3}, \text{ м}^{-1};$$

$$\alpha_m = \sqrt{162 \cdot 10^{-6} / 167} = 0,97 \cdot 10^{-3}, \text{ м}^{-1}.$$

2.6. Рассчитываем сумму в формуле (3.3), пользуясь данными табл. 3.1:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{10} H_i \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - \bar{Z}_i) \right] / \rho_i = & \frac{200 \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 100) \right]}{30} + \\ & + \frac{70 \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 235) \right]}{470} + \frac{400 \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 470) \right]}{324} + \\ & + \frac{40 \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 690) \right]}{130} + \frac{90 \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 755) \right]}{45} + \\ & + \frac{220 \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 910) \right]}{202} + \frac{200 \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 1120) \right]}{90} + \\ & + \frac{100 \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 1270) \right]}{330} + \frac{260 \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 1450) \right]}{141} + \\ & + \frac{120 \operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 1640) \right]}{60} = 23,6. \end{aligned}$$

2.7. Рассчитываем плотности тока по формуле (3.3) в интервалах № 4, 5 и 6, в пределах которых расположены агрессивные горизонты (при $I_0 = 8$ А):

$$j_4 = I_0 \frac{\operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 690) \right]}{3,14 \cdot 0,146 \cdot 130 \cdot 23,6} = 0,009 \cdot I_0 = 0,009 \cdot 8 = 0,072 \text{ А/м}^2 ;$$

$$j_5 = I_0 \frac{\operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 755) \right]}{3,14 \cdot 0,146 \cdot 45 \cdot 23,6} = 0,0025 \cdot I_0 = 0,0025 \cdot 8 = 0,02 \text{ А/м}^2 ;$$

$$j_6 = I_0 \frac{\operatorname{ch} \left[0,68 \cdot 10^{-3} (1700 - 910) \right]}{3,14 \cdot 0,146 \cdot 202 \cdot 23,6} = 0,00053 \cdot I_0 = 0,00053 \cdot 8 = 0,004 \text{ А/м}^2 .$$

2.8. Поскольку первый агрессивный горизонт (600 – 700 м) полностью расположен в четвертом интервале, то для него

$$j(I_0) = 0,072 \text{ А/м}^2 .$$

2.9. Вторым агрессивным горизонтом (700 – 820 м) расположен в пятом и шестом интервалах, поэтому для него определяем средневзвешенное значение плотности тока:

$$j(I_0) = \frac{0,0025 \cdot 100 + 0,00053 \cdot 20}{120} \cdot I_0 = 0,0022 \cdot I_0 = 0,0022 \cdot 8 = 0,0176 \text{ А/м}^2 .$$

2.10. В практике катодной защиты защитный ток обсадной колонны не выходит обычно за предел $I_0 = 0 \div 30$ А, которому

соответствуют плотности тока в первом и втором горизонтах $0 - 0,04$ и $0 - 0,07 \text{ А/м}^2$. В этих пределах поляризационные кривые на рис. 3.2 можно аппроксимировать следующими функциями:

– для первой кривой $\Delta\varphi = -1,3 \cdot j^{0,7}$;

– для второй кривой $\Delta\varphi = -1,8 \cdot j$.

2.11. Определяем зависимости поляризации в исследуемых горизонтах от силы поляризующего тока, подставляя значения плотностей тока из п. 2.4 в выражения п. 2.10:

– для первого горизонта $\Delta\varphi = -1,3 \cdot (0,00125 \cdot \bar{i}_0)^{0,7} = -0,012 \cdot \bar{i}_0^{0,7}$;

– для второго горизонта $\Delta\varphi = -1,8 \cdot (0,00245 \cdot \bar{i}_0)^{0,7} = -0,0044 \cdot \bar{i}_0$.

2.12. Величина катодной поляризации [формула (3.5)] при степени защищенности обсадных труб 0,8 в контролируемом интервале колонны равна

$$\Delta\varphi_k = 0,08 \cdot \lg(1 - P) = -0,056 \text{ В}.$$

2.13. Определяем коэффициент, учитывающий влияние удаления АЗ от скважины на величину защитного тока при $L_1 = 760 \text{ м}$ (координата середины наиболее агрессивного горизонта $(700 + 820) / 2 = 760 \text{ м}$) и $l_a = 35 \text{ м}$ (для вертикального АЗ справедливо выражение 3.7):

$$K_a = 0,23 \cdot 760^{0,31} \cdot \ell_a^{-0,1} = 1,8 \cdot 35^{-0,1} = 1,26.$$

2.14. Рассчитываем среднее удельное сопротивление пород разреза скважин по формуле (3.16):

$$\rho_n = \frac{1700}{\sum \frac{H_l}{\rho_l}} = \frac{1700}{200/30 + 70/470 + 400/324 + 40/130 + 90/45 + 220/202 + 200/90 + 100/330 + 260/141 + 120/60} = 95 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2.15. Рассчитываем среднее переходное сопротивление обсадных колонн по формуле (3.15) методом последовательных приближений (в первом приближении принимаем $R_k = \rho_n = 95 \text{ Ом} \cdot \text{м}$):

$$R_k = \frac{95}{2 \cdot 3,14} \ln \frac{2}{0,146 \sqrt{69,6 \cdot 10^{-6} / 95}} = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Во втором приближении подставляем полученное значение:

$$R_k = \frac{95}{2 \cdot 3,14} \ln \frac{2}{0,146 \sqrt{69,6 \cdot 10^{-6} / 150}} = 151 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Поскольку последнее значение мало отличается от предыдущего, расчеты можно закончить.

2.16. Аналогичным образом рассчитываем среднее переходное сопротивление выкидных линий по формуле (3.14), принимая в первом приближении $R_m = R_u + \rho_z = 20 + 40 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

$$R_m = \frac{20}{3,14 \cdot 0,1} + \frac{40}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln \frac{60 \cdot 10^6}{0,1 \cdot 1 \cdot 162} = 161 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$R_m = \frac{20}{3,14 \cdot 0,1} + \frac{40}{2 \cdot 3,14} \ln \frac{161 \cdot 10^6}{0,1 \cdot 1 \cdot 162} = 166 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$R_m = \frac{20}{3,14 \cdot 0,1} + \frac{40}{2 \cdot 3,14} \ln \frac{166 \cdot 10^6}{0,1 \cdot 1 \cdot 162} = 167 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2.17. Рассчитываем коэффициент, учитывающий потребление тока СКЗ ВЛ или РВ, по формуле (3.11):

$$K_m = \frac{69,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,97 \cdot 10^{-3} \operatorname{cth}(0,68 \cdot 10^{-3} \cdot 1700)}{162 \cdot 10^{-6} \cdot 0,68 \cdot 10^{-3} \operatorname{cth}(0,97 \cdot 10^{-3} \cdot 800)} + 1 = 1,486 .$$

3. Определение оптимальной величины защитного тока. Определяем силу тока СКЗ в расчете на защиту одной скважины I с учетом проектного значения l_a и расхода части тока на защиту ВЛ или РВ (при совместной защите) по формуле (3.10):

$$I = 1,486 \cdot 1,26 \cdot 8 = 14,98 \text{ А} \approx 15 \text{ А}.$$

3.2. Расчет и проектирование анодного заземлителя [10]

Тип анодного заземлителя (вертикальный, горизонтальный, глубинный, заглубленный) выбирается исходя из грунтовых условий (уровень грунтовых вод, распределение удельного сопротивления грунта на глубине), наличия свободных площадок в районе защищаемых скважин и близости соседних подземных сооружений, которые могут подвергаться вредному влиянию блуждающих токов, создаваемых АЗ.

При густой сети подземных коммуникаций в районе скважины рекомендуется применение вертикальных АЗ длиной 20 – 50 м, оснащенных малорастворимыми электродами (углеграфитовыми, ферросилидовыми). В случае защиты одной катодной установкой нескольких скважин, при высоком удельном сопротивлении верхних слоев земли и низком сопротивлении нижних слоев целесообразно сооружение глубинных или заглубленных АЗ длиной до 100 м. У глубинного АЗ определяемая расчетом суммарная длина электродов

меньше глубины шурфа на глубину промерзания грунта, т.е. на 2 – 3 м. У заглубленного АЗ глубина шурфа определяется только грунтовыми условиями или требованием устранения вредного влияния блуждающих токов, а суммарная длина электродов рассчитывается.

При отсутствии посторонних сооружений (ВЛ или РВ защищаемой скважины не является посторонним сооружением) в районе скважин радиусом менее 70 м и низком уровне грунтовых вод (ниже 20 – 30 м) экономически рационально сооружение подпочвенных (вертикальных глубиной до 10 м, горизонтальных, смешанных) АЗ.

Требуемое общее сопротивление анодного заземлителя или контура нескольких заземлителей определяется по формуле

$$R_3^{об} = \frac{U_m}{I_{об} K_3} - R_{np}, \text{ Ом}, \quad (3.17)$$

где U_m – максимальное номинальное напряжение на выходе СКЗ, В (указывается в паспорте СКЗ, выбирается в пределах 24 – 48 В); K_3 – коэффициент запаса по напряжению, принимают $K_3 = 2$; $I_{об}$ – общий ток СКЗ, А

$$I_{об} = K_{ин} \sum_{i=1}^k I_i, \quad (3.18)$$

где k – количество скважин, защищаемых одной УКЗ; I_i – ток УКЗ для защиты одной скважины, рассчитываемый по формуле (3.10); R_{np} – сопротивление дренажных кабелей, Ом; $K_{ин}$ – коэффициент интерференции (при индивидуальной схеме $K_{ин} = 1$, при кустовой схеме $K_{ин} = 1,2$).

Требуемое сопротивление одного заземлителя при сооружении нескольких АЗ, соединенных в единый контур, находят из формулы

$$R'_3 = N_3 K_э R_3^{об}, \text{ Ом}, \quad (3.19)$$

где N_3 – количество заземлителей в контуре; $K_э$ – коэффициент экранирования, определяемый из прил. 3.

Расстояние между отдельными заземлителями в контуре b выбирается проектировщиком, при этом минимальное значение b должно быть не менее половины длины одного заземлителя в контуре, т.е. $b \geq \ell/2$.

Сопротивление одного заземлителя, установленного вертикально в грунте, рассчитывают по формуле

$$R_3 = \frac{\bar{\rho}_z}{2\pi l_3} \left(\ln \frac{2l_3}{d} + 0,5 \ln \frac{4t_3 + 3l_3}{4t_3 + l_3} \right), \text{ Ом}, \quad (3.20)$$

$$l_3 = l - l_n; \quad (3.21)$$

$$t_3 = t + l_n, \quad (3.22)$$

где $\bar{\rho}_z$ – среднее удельное сопротивление грунта в районе заземлителя, Ом·м; l_3 – эффективная (рабочая) длина заземлителя, м; l – общая длина электродов заземлителя, м; d – наружный диаметр электродов заземлителя, м; t_3 – эффективное заглубление заземлителя, м; t – конструктивное (проектное) заглубление заземлителя (расстояние от поверхности земли до верхнего торца заземлителя), м; принимают не менее глубины промерзания грунта (1,8 – 2 м); l_n – длина неработающей части заземлителя, обусловленная снижением уровня заполняющей шурф субстанции в процессе работы. Для вертикальных заземлителей глубиной 20 – 40 м и при уровне грунтовых вод $h_{зв} = 5 \div 15$ м можно ориентировочно принимать следующие значения l_n :

$l_n = 0$ м – при использовании твердой электропроводной сыпучей засыпки (коксовая мелочь) для заполнения шурфа;

$l_n = 2$ м – при использовании в качестве заполнителя загущенного глинопорошком глинистого раствора, приготовленного централизованно;

$l_n = 4$ м – при использовании загущенного глинопорошком глинистого раствора, приготовленного при бурении шурфа;

$l_n = 6$ м – при заполнении шурфа глинистым раствором (без добавления глинопорошка).

При всех видах заполнителя $l_n \leq h_{зв}$ (например, в случае заполнения шурфа глинистым раствором при $h_{зв} = 5$ м принимают $l_n = 5$ м, а при $h_{зв} = 10$ м принимают $l_n = 6$ м).

Сопротивление одного горизонтального заземлителя определяют по формуле

$$R_3 = \frac{\bar{\rho}_z}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \ln \frac{l + \sqrt{l^2 + 16h_3^2}}{4h_3} \right), \text{ Ом}, \quad (3.23)$$

где h_3 – глубина залегания электродов заземлителя (расстояние от поверхности земли до середины электрода), м принимается не меньше глубины промерзания грунта.

В случае проектирования электродов заземлителей в углеродистой (коксовой) засыпке вместо d подставляют диаметр засыпки (сопротивлением самой углеродистой засыпки можно пренебречь).

Формулы (3.19) – (3.23) используют для решения обратной задачи: по требуемому общему сопротивлению $R_3^{об}$ рассчитывают параметры заземлителей l и их количество N_3 . При проектировании АЗ рекомендуется следующий алгоритм расчетов:

- 1) Задаются сначала $N_3 = 1$, тогда $K_э = 1$ и $R'_3 = R_3^{об}$.
- 2) Задаются $l = 20$ м и по формуле (3.20) или (3.23) рассчитывают R_3 .
- 3) Если $R_3 < 1,2R'_3$ (*), то заданные значения N_3 и l принимают.
- 4) Если $R_3 > 1,2R'_3$, то, постепенно увеличивая (с шагом 20 %) l , продолжают расчеты R_3 , пока не будет выполняться условие (*).
- 5) Если условие (*) не выполняется при увеличении l до 50 м, принимают $N_3 = 2$.
- 6) Задаются максимально возможным расстоянием между двумя заземлителями b с учетом плана местности вокруг скважины радиусом 30 – 50 м.
- 7) Задаются $l = 30$ м, рассчитывают b / l , из таблицы определяют $K_э$ (если b / l получится дробным, то $K_э$ находят интерполяцией значений $K_э$ для двух ближайших целочисленных значений b / l).
- 8) Рассчитывают R'_3 по формуле 3.19.
- 9) Рассчитывают R_3 по формулам (3.20) или (3.23); если условие (*) выполняется, то значение N_3 и l принимают.
- 10) Если условие (*) не выполняется, то увеличивают l до 50 м и расчеты R'_3 и R_3 повторяют до выполнения условия (*).

Если в результате таких приближений получатся значения N_3 и l , неприемлемые по условиям местности, то выбирают более высокое напряжение на выходе СКЗ ($U_m = 48 - 96$ В) и расчеты повторяют.

Кроме расчета анодного заземлителя по сопротивлению растекания, производится расчет суммарной массы электродов M (со сроком службы не меньше срока службы всей системы) по формуле

$$M = m_o \ell N_3, \text{ кг}, \quad (3.24)$$

где

$$m_o = \frac{I_{об} T_3 q K_n}{\ell_3 N_3 K_u}, \text{ кг}, \quad (3.25)$$

где m_0 – требуемая масса 1 м погонной длины электрода, кг/м; q – скорость анодного растворения материала электродов, кг / А·год (прил. 4); T_3 – проектный срок службы заземлителя, год; K_u – коэффициент использования массы электродов, принимают $K_u = 0,75$; K_n – коэффициент неравномерности стекания тока по длине заземлителя; принимают $K_n = 1,5$.

В случае, если m_0 больше фактической массы 1 м погонной длины применяемых электродов (для ферросилидовых электродов ЗЖК-1500, ГАЗ-М и углеграфитовых электродов ЭГТ равна 19,5, 22,9 и 7 кг/м соответственно), то увеличивают l (ведет к увеличению l_3) и/или N_3 до получения необходимого результата (m_0 меньше или равно фактической массе 1 м погонной длины применяемых электродов).

Требуемая мощность на выходе СКЗ определяется по формуле

$$N = I_{об} U_m K_{зм}, \text{ Вт}, \quad (3.26)$$

где $K_{зм}$ – коэффициент запаса мощности, принимают $K_{зм} = 1,5 \div 2$.

По мощности и максимальному номинальному напряжению на выходе выбирается тип СКЗ.

Для предотвращения вредного влияния токов катодной защиты на посторонние сооружения рационально применение технологических мероприятий: выбор типа и конструкции АЗ, соблюдение безопасного расстояния между АЗ и посторонним сооружением. Выбор безопасного расстояния между АЗ и посторонним сооружением в зависимости от параметров системы катодной защиты и типа и размеров АЗ при $\rho_2 \sim 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ производится по кривым на рис. 3.4 и 3.5.

При сопротивлении изоляции $R_u = 0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и токе 10 А безопасные расстояния берутся из соответствующей кривой для тока 20 А. Линейное сопротивление изоляции трубопровода ($\text{Ом}\cdot\text{м}$) определяют делением поверхностного сопротивления ($\text{Ом}\cdot\text{м}^2$) на πD_m .

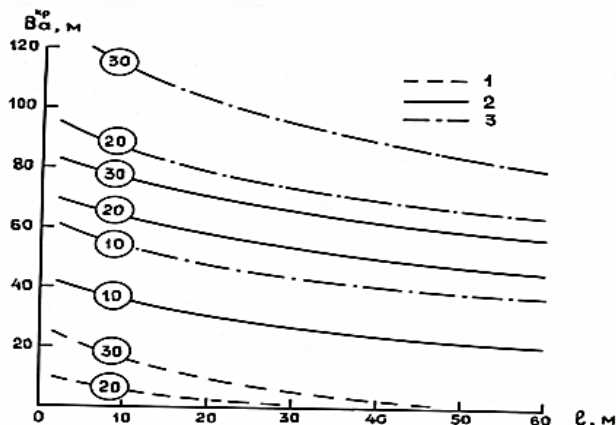
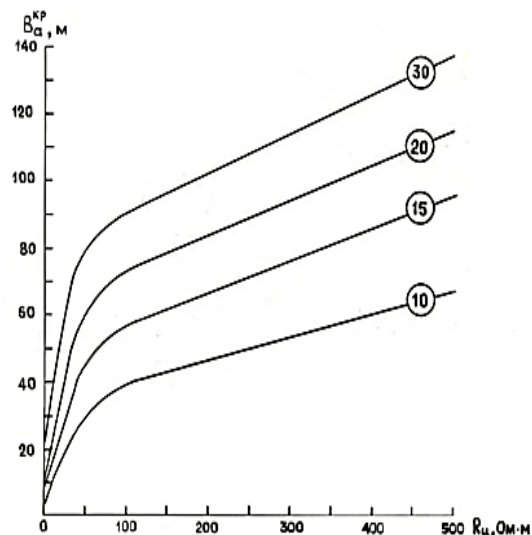


Рис. 3.4. Безопасные расстояния для вертикальных АЗ в зависимости от длины АЗ l , тока (указан в кружочках) и линейного сопротивления изоляции трубопровода R_u :
 1 – $R_u = 0$; 2 – $R_u = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
 3 – $R_u = 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

Рис. 3.5. Безопасные расстояния для горизонтальных АЗ в зависимости от тока (указаны в кружочках) и линейного сопротивления изоляции трубопровода R_u



Безопасное расстояние отсчитывается от середины горизонтального заземлителя до ближайшей точки трубопровода и практически не зависит от длины заземлителя и его ориентации относительно трубопровода.

Рассмотрим пример расчета параметров кустовой катодной установки.

1. Исходные данные.

1.1. Количество скважин в кусте $K = 10$.

1.2. Средние характеристики обсадных колонн всех скважин куста примерно одинаковые и совпадают с примером в предыдущем расчете.

1.3. Все скважины куста работают на одну общую выкидную линию – коллектор со следующими характеристиками: $L_m = 10000$ м, $D_m = 0,3$ м, $\delta_m = 7$ мм, $R_u = 500$ Ом·м, $h_m = 1,2$ м.

1.4. Среднее удельное сопротивление грунта по трассе выкидной линии $\rho_2 = 60$ Ом·м, среднее сопротивление пластов в разрезе скважины $\rho_n = 95$ Ом·м. Распределение удельного сопротивления грунта до глубины 50 м в районе куста приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Распределение удельного сопротивления грунта

Интервалы, м	0 – 10	10 – 25	25 – 40	40 – 50
№ слоя	1	2	3	4
Толщина слоя $h_i, \text{м}$	10	15	15	10
$\rho_{2i}, \text{Ом}\cdot\text{м}$	40	30	20	85

1.5. Величина защитного тока обсадной колонны составляет $I_0 = 8$ А.

2. Расчет параметров КУ.

2.1. Рассчитываем электрические параметры обсадных колонн куста (см. раздел 3.1, пункты 2.1, 2.5, 2.15):

$$r_k = 69,6 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м}; \alpha_k = 0,68 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}; R_k = 151 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2.2. Рассчитываем эквивалентные электрические параметры обсадных колонн куста:

$$r_k^{\text{э}} = \frac{r_k}{K} = \frac{69,6 \cdot 10^{-6}}{10} = 7 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м};$$

$$\alpha_k^{\text{э}} = \alpha_k = 0,68 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}.$$

2.3. Рассчитываем электрические параметры выкидной линии по формулам (3.12) – (3.14):

$$r_m = \frac{0,32 \cdot 0,24}{7(300 - 7)} = 37,4 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Ом}}{\text{м}};$$

$$R_m = \frac{500}{3,14 \cdot 0,3} + \frac{60}{2 \cdot 3,14} \ln \frac{500 + 60}{0,3 \cdot 1,2 \cdot 37,4 \cdot 10^{-6}} = 698 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_m = \frac{500}{3,14 \cdot 0,3} + \frac{60}{2 \cdot 3,14} \ln \frac{698}{0,3 \cdot 1,2 \cdot 37,4 \cdot 10^{-6}} = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\alpha_m = \sqrt{37,4 \cdot 10^{-6} / 700} = 0,23 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}.$$

2.4. Рассчитываем коэффициент, учитывающий потребление тока СКЗ, по формуле (3.11):

$$K_m = \frac{7 \cdot 10^{-6} \cdot 0,23 \cdot 10^{-3} \text{cth}(1700 \cdot 0,68 \cdot 10^{-3})}{37,4 \cdot 10^{-6} \cdot 0,68 \cdot 10^{-3} \text{cth}(10000 \cdot 0,23 \cdot 10^{-3})} + 1 = 1,08.$$

2.5. Удаление анодных заземлителей от устьев ближайших скважин выбираем $l_a = 30$ м ($L_1 = 760$ м). При этом коэффициент согласно (3.7) составляет:

$$K_a = 0,23 \cdot 760^{0,31} \cdot 30^{-0,1} = 1,28.$$

2.6. Находим общий ток КУ по формуле (3.18):

$$I_{\text{об}} = K \cdot K_{\text{ун}} \cdot K_m \cdot K_a \cdot I_0 = 10 \cdot 1,2 \cdot 1,28 \cdot 1,08 \cdot 8 = 133 \text{ А}.$$

2.7. По формуле (3.17) рассчитываем общее сопротивление АЗ ($U_M = 48 \text{ В}, R_{np} = 0,05 \text{ Ом}$):

$$R_3^{об} = \frac{48}{133 \cdot 2} - 0,05 = 0,13 \text{ Ом.}$$

2.8. Рассчитываем среднее удельное сопротивление верхних слоев грунта в районе заземлителя по данным табл. 3.2:

$$\rho_z = \frac{\sum_I^n h_i}{\sum_I^n h_i / \rho_{zi}} = \frac{10 + 15 + 15 + 10}{\frac{10}{40} + \frac{15}{30} + \frac{15}{20} + \frac{10}{85}} = 31 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

2.9. АЗ выбираем вертикальные с длиной электродов $l = 40 \text{ м}$ диаметром $d_3 = 0,114 \text{ м}$ (электроды типа ЭГТ – 2500, материал электродов – графитопласт, масса 1 пог. м. $m^{\phi}_0 = 7 \text{ кг/м}$). При этом для рассматриваемого случая $l_n = 2 \text{ м}, t = 2 \text{ м}$. Соответственно эффективная длина заземлителя и заглубление заземлителя согласно (3.21) и (3.22) составят:

$$l_3 = 40 - 2 = 38 \text{ м}, \quad t_3 = 2 + 2 = 4 \text{ м.}$$

Сопротивление одного АЗ рассчитываем по формуле 3.20:

$$R_3 = \frac{31}{2 \cdot 3,14 \cdot 38} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 38}{0,114} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 4 + 3 \cdot 38}{4 \cdot 4 + 38} \right) = 0,902 \text{ Ом.}$$

2.10. Определяем ориентировочно количество АЗ без учета коэффициента экранирования:

$$N'_3 = R_3 / R_3^{об} = 0,902 / 0,13 = 6,94 \approx 7.$$

2.11. Располагаем АЗ равномерно по периметру куста. Среднее расстояние между предполагаемыми точками размещения АЗ принимаем равным $b = 70 \text{ м}$. Отношение b к l равно

$$b / l = 70 / 40 = 1,75.$$

Из прил. 3 определяем коэффициент экранирования для $b / l = 2$, $N_3 = 10$; $K_3 = 0,75$.

2.12. Уточняем количество АЗ по формуле (3.19):

$$N_3 = 0,902 / 0,75 \cdot 0,13 \approx 9.$$

2.13. Уточняем с учетом полученного количества АЗ места их размещения.

2.14. По формуле (3.25) рассчитываем требуемую массу 1 пог м

электродов без применения засыпки ($T_3 = 10$ лет, слой грунта с минимальным сопротивлением сложен суглинком, поэтому согласно прил. 4, для графитопласта $q = 1,1$ кг/А·год):

$$m_0 = \frac{133 \cdot 10 \cdot 1,1 \cdot 1,5}{38 \cdot 9 \cdot 0,75} = 8,6 \text{ кг/м} .$$

Полученная величина больше фактической массы выбранных электродов (7 кг/м). Это значит, что рассчитанный срок службы АЗ не будет достигнут. Поэтому применяем коксовую засыпку электродов путем заполнения скважин АЗ после спуска электродов коксовой мелочью. Тогда $q = 0,3$ кг/А·год. В этом случае

$$m_0 = \frac{133 \cdot 10 \cdot 0,3 \cdot 1,5}{38 \cdot 9 \cdot 0,75} = 2,3 \text{ кг/м} ,$$

что меньше фактической массы 1 пог м электродов.

2.15. По формуле (3.21) рассчитываем суммарную массу электродов по сроку службы, который должен быть не меньше срока службы всей системы:

$$M = 2,3 \cdot 40 \cdot 9 = 828 \text{ кг} .$$

2.16. По формуле (3.26) определяем мощность на выходе СКЗ катодной установки куста:

$$N = 133 \cdot 48 \cdot 1,7 = 10852,8 \text{ Вт} = 10,8 \text{ кВт} .$$

Контрольные вопросы

1. Необходимые исходные данные для проектирования и расчета катодной защиты обсадных колонн.
2. Методика снятия катодных поляризационных кривых.
3. Методика снятия профиля падения напряжения по глубине обсадной колонны.
4. Алгоритм расчета анодного заземлителя.

Глава 4. ТИПОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ [16]

В настоящее время согласно РД в ПАО «Татнефть» катодной защите подлежит любая скважина с предполагаемым сроком эксплуатации не менее 10 лет, расположенная в радиусе не менее 100 м от катоднозащищенных скважин. А также, если на кусте имеется хотя бы одна скважина, подлежащая катодной защите, то защите подлежат все остальные скважины куста независимо от того, нуждаются они в ней или нет.

Для выполнения проекта катодной защиты необходимы следующие исходные данные:

- задание на проектирование;
- топосъемка расположения надземных и подземных сооружений в радиусе 200 м от защищаемой скважины или куста скважин в масштабе 1:500;
- результаты измерения удельного электрического сопротивления грунта на всю глубину заложения в месте сооружения анодного заземлителя.

4.1. Общие положения

Выбор СКЗ выполняется по расчетной мощности с учетом запаса по напряжению согласно действующему РД. Устанавливаются станции катодной защиты строго вертикально (допустимое отклонение не более 2,0 %) на постаменте возле источника электроснабжения (КТП) с высотой установки 0,8 – 1,2 м от поверхности земли (рис. 4.1). Станция катодной защиты должна иметь защитное заземление, используемое для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции, и может быть подключена в общий контур заземления в КТП полосой 5х30 мм или иметь собственный контур заземления (рис. 4.2). При этом сопротивление растекания контура заземления должно быть не более 4 Ом.

Электроснабжение СКЗ предусматривается от сети переменного тока через отдельный автоматический выключатель низковольтного щитка комплектной трансформаторной подстанции. В случае отсутствия на площадке защищаемых скважин КТП 6/0,4 кВ питание СКЗ предусматривается:

а) при расположении защищаемой скважины от КТП на расстоянии до 200 м – от низковольтного щитка этой КТП;

б) проектируемой ВЛ 6(10) кВ протяженностью 1000 м с установкой проектируемой КТП 6(10)/0,4 кВ;

в) проектируемой двухпроводной ВЛ 0,22 кВ протяженностью 500 м от существующей КТП 6 (10)/0,4 кВ.

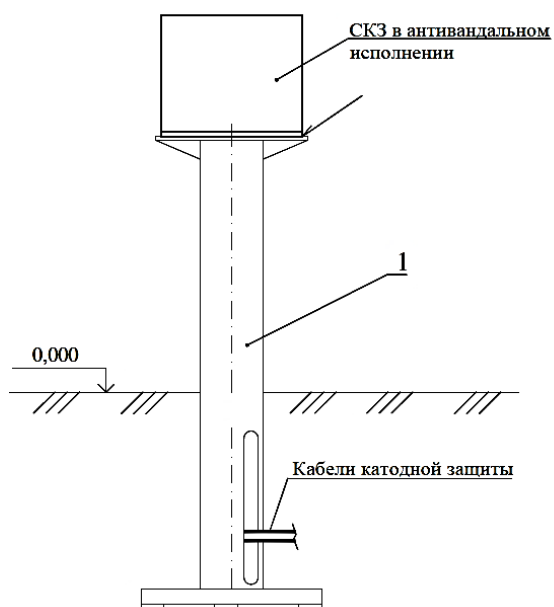


Рис. 4.1. Установка СКЗ

в антивандальном исполнении:

1 – постамент для СКЗ

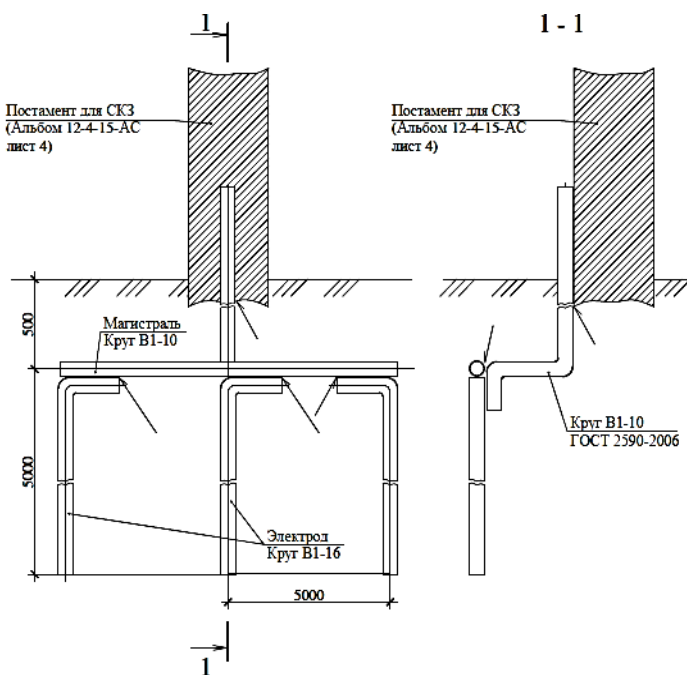


Рис. 4.2. Защитное заземление

Ввод силовых кабелей в КТП, а также ввод кабелей (силовых и электрохимической защиты) в постамент СКЗ во избежание их повреждения выполняют с защитой от механических повреждений. В качестве кабелей электрохимической защиты (катодные и анодные) используют кабель сечением 16 мм^2 с медной жилой в двойной полиэтиленовой или полипропиленовой изоляции. Силовой кабель и кабели электрохимической защиты прокладываются в траншее на глубине не менее 1 м и с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций самого кабеля. Для предотвращения механических повреждений кабель дополнительно защищают сигнальной лентой, которая укладывается в траншее над кабелями на расстоянии 250 мм от их наружных покровов.

При пересечении проектного кабеля с другими кабелями они разделяются слоем земли толщиной не менее 0,5 м. В случае пересечения кабелями автомобильных дорог, они прокладываются через трубы БНТ 100 – 2950 на глубине не менее 1 м от полотна дороги.

Варианты присоединения катодного дренажного кабеля, прокладываемого от станции катодной защиты к точке дренажа обсадной колонны (направление), представлены на рис. 4.3.

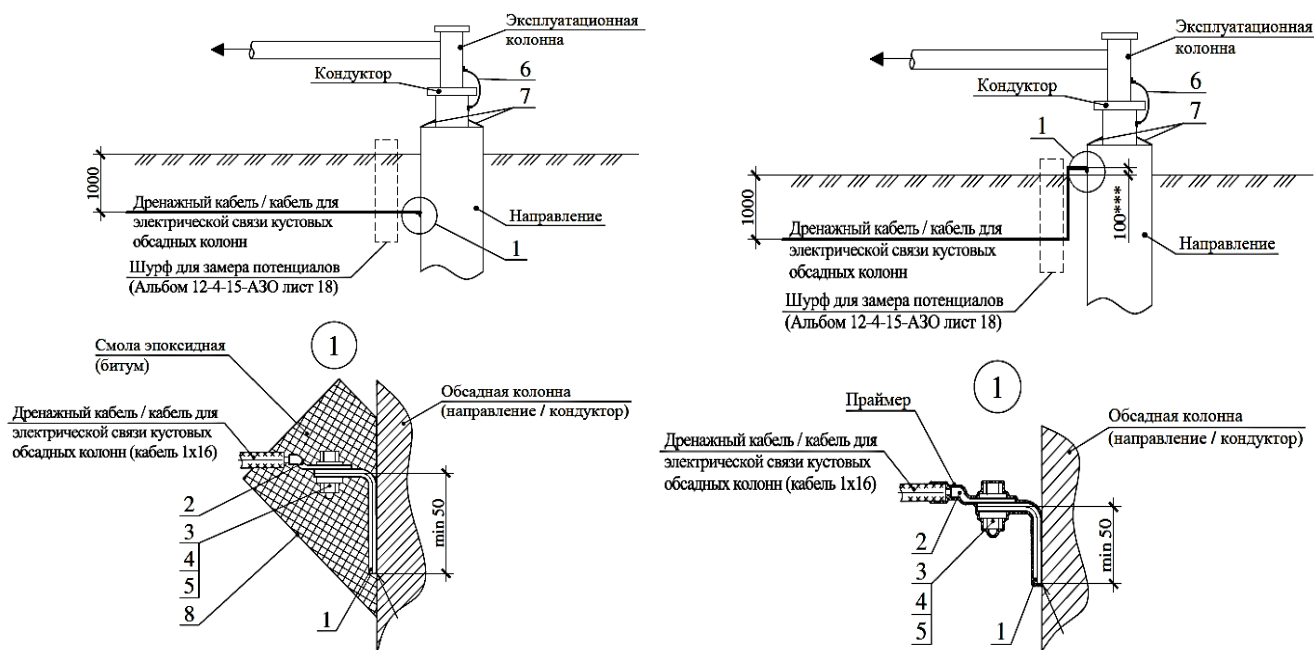


Рис. 4.3. Узел присоединения кабеля к обсадной колонне в земле (слева), над уровнем земли (справа): 1 – полоса В-4x30; 2 – кабельный наконечник; 3 – болт; 4 – гайка; 5 – шайба; 6 – перемычка колонна-кондуктор; 7 – полоса ОН-4x40; 8 – труба ПЭ80; 8 – герметичный металлорукав в ПВХ-оболочке

Дренажный кабель присоединяется к направлению эксплуатационной колонны на глубине 1 м (рис. 4.3, слева). На место соединения устанавливается форма для заливки, которая заливается пластифицированной битумной мастикой. Направление соединяется с кондуктором двумя отрезками полосы размером 4x40. Соединение кондуктора с эксплуатационной колонной выполняется перемычкой из стального каната. Полоса и стальной канат присоединяются с помощью электродуговой сварки. Если направление эксплуатационной колонны находится глубже 1 м от поверхности земли, присоединение дренажного кабеля выполняют к кондуктору.

Во втором варианте (рис. 4.3, справа) присоединение кабеля к направлению эксплуатационной колонны выполняется на высоте 0,1 м от планировочной отметки земли с противоположной стороны от места размещения муфты. Место соединения покрывается праймером (раствором битума на бензине в соотношении 1:3).

При кустовом расположении скважины катодный дренажный кабель, прокладываемый от СКЗ к точке дренажа, присоединяется к одной из скважин этого куста. Электрическая связь всех скважин куста выполняется кабелем, идентичным дренажному. Присоединение анодного дренажного кабеля к выводу от анодного заземлителя производится в зажимах на контрольно-измерительном пункте.

Тип анодного заземлителя (глубинный, вертикальный подпочвенный или горизонтальный), его длина (глубина) выбираются, исходя из грунтовых условий (уровень грунтовых вод, распределение УЭС грунта по глубине, наличие высокопроницаемых поглощающих пластов), наличия свободных площадок в районе защищаемых скважин и близости соседних подземных сооружений (которые могут подвергаться вредному влиянию блуждающих токов, создаваемых анодным заземлением), а именно:

а) в грунтах с уровнем грунтовых вод не более 20 м и при отсутствии высокопроницаемых поглощающих пластов до глубины от 20 до 50 м применяют преимущественно глубинные АЗ с жидким наполнителем;

б) в грунтах с уровнем грунтовых вод не более 5 м (поймы рек) при отсутствии до глубины 50 м поглощающих пластов применяют преимущественно глубинные АЗ без специальной засыпки или наполнителя (в скважине используется в качестве наполнителя глинистый раствор);

в) в грунтах с уровнем грунтовых вод не более 5 м (поймы рек) при наличии ниже глубины 10 м поглощающих пластов применяют преимущественно подпочвенные вертикальные АЗ с наполнителем из загущенного глинистого раствора или без специального наполнителя (при уровне грунтовых вод менее 2 м);

г) в грунтах с уровнем грунтовых вод более 20 м, а также при наличии высокопроницаемых поглощающих пластов до глубины 50 м применяют преимущественно глубинные или подпочвенные вертикальные АЗ с сухой засыпкой;

д) при отсутствии в предполагаемом месте сооружения АЗ свободной от подземных коммуникаций площадки достаточных

размеров, значительно превышающих проектную длину АЗ, выбирают только глубинный АЗ;

е) если УЭС верхних слоев грунта (до 5 м) существенно, как минимум в два раза ниже среднего УЭС нижних слоев (5 – 50 м), то применяют преимущественно горизонтальные АЗ (средние значения УЭС верхних и нижних слоев грунта определяют путем измерения УЭС четырехэлектродным зондом при расстояниях между электродами 2 и 20 м).

При отсутствии специальной информации качественную оценку уровня грунтовых вод проводят по характеру рельефа местности: при спокойном рельефе в радиусе не менее 1 км вокруг точки сооружения АЗ уровень грунтовых вод обычно выше 20 м; на возвышенностях с крутыми склонами, начинающимися на расстоянии менее 1 км от АЗ, – ниже 20 м; в поймах рек и заболоченных местах – выше 5 м.

Расчет параметров АЗ следует вести с учетом геометрических параметров и материала выбранных электродов. Оптимальные расстояния между АЗ и устьем защищаемой скважины выбирается в пределах 30 – 80 м в зависимости от глубины этой скважины. При размещении на площадке скважин нескольких АЗ расстояние между ними принимается согласно расчету, выполненному по действующему РД.

Индивидуальная совместная катодная защита обсадной колонны и выкидной линии (разводящего водовода) осуществляется без установки ЭИС на устье скважины. ЭИС устанавливается на другом конце выкидной линии (разводящего водовода). Совместная катодная защита обсадной колонны и выкидной линии (разводящего водовода) применяется в том случае, если трубопровод не имеет собственной электрохимической защиты.

Изменением силы тока станции катодной защиты добиваются устранения анодных зон на трубопроводе. При этом ток, ответвляемый к обсадной колонне, не должен уменьшаться по сравнению с проектной величиной более чем на 20 %. В случае, если при совместной катодной защите обсадной колонны и соединенного с ней трубопровода не обеспечивается полной защиты трубопровода по всей его длине (при потенциале трубопровода на устье скважины, не превышающем нормативного защитного потенциала), то трубопровод дополнительно оснащают катодной или протекторной защитой.

ЭИС на конце трубопровода, расположенном на площадке ГЗУ (КНС), можно не устанавливать при одновременном соблюдении трех условий:

- трубопровод не имеет наружной изоляции или имеет битумную изоляцию (сопротивление наружной изоляции менее $200 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$);
- длина трубопровода превышает 1000 м;
- необходимость ЭХЗ трубопровода от наружной коррозии не доказана.


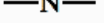
В данных типовых решениях рассматривается катодная защита от коррозии:

- а) обсадной колонны одиночной скважины;
- б) обсадной колонны куста из двух скважин;
- в) обсадной колонны куста из трех скважин;
- г) обсадной колонны куста из четырех скважин;
- д) обсадной колонны куста из пяти скважин.

Условные обозначения, принятые на представляемых далее схемах, находим в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Условные обозначения типовых проектных решений

Обозначение	Наименование
	Станция катодной защиты (СКЗ)
	Анодный заземлитель (АЗ)
	Кабель электрохимзащиты
	Шина для создания электрической связи скважин
	Кабель электропитания
	Контрольно-измерительная колонка (КИК)
ЭИС	Электроизолирующее соединение

При катодной защите куста скважин из шести и более скважин используют комбинации из рассмотренных вариантов.

Ток защиты скважины (группы скважин) принимается согласно расчетам, описанным в главе 5. Контроль эффективности катодной защиты выполняется на устье скважины с помощью переносного медно-сульфатного электрода сравнения (рис. 4.4). Шурф для узла замера потенциалов располагают с противоположной стороны от места размещения муфты (поблизости от места размещения точки дренажа катодного кабеля). На скважинах, где выполняется

бетонирование приустьевых площадок, шурф располагается с внешней стороны бетонированной площадки в непосредственной близости от бордюрного камня. Внутренняя полость трубы заполняется песком для возможности выполнения замеров поляризационных потенциалов с помощью переносного медно-сульфатного электрода сравнения.

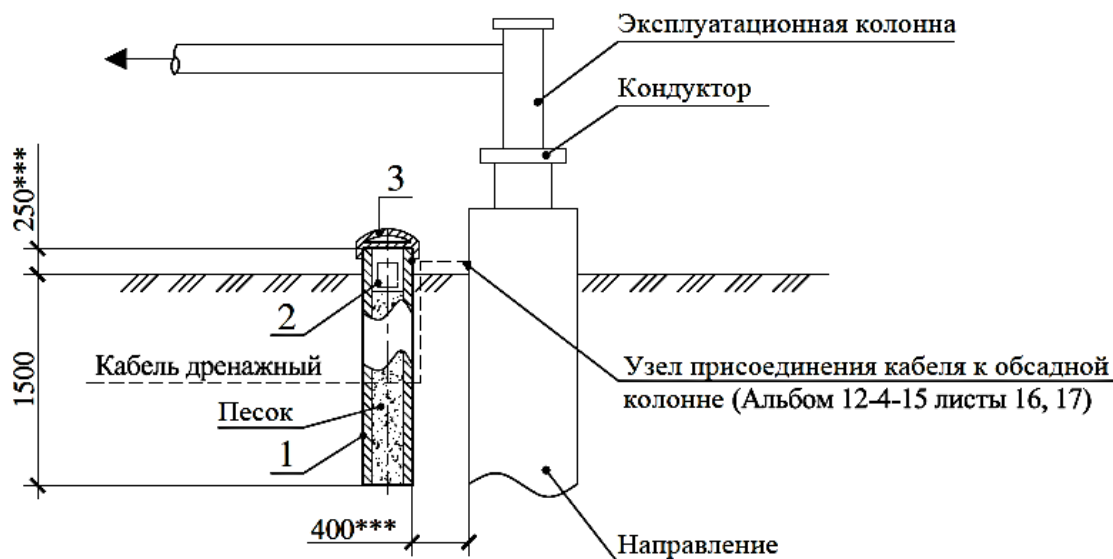


Рис. 4.4. Шурф для замера потенциалов: 1 – труба ПЭ80; 2 – медно-сульфатный электрод сравнения; 3 – колпак

4.2. Технологические схемы установок катодной защиты

На рис. 4.5 представлен план размещения средств катодной защиты на одиночной скважине. АЗ размещают по возможности (с учетом ситуационного плана) с противоположной стороны площадки скважины относительно выкидного трубопровода.

При обезвоживании засыпки и окружающего АЗ грунта в результате электроосмоса можно полностью восстановить работоспособность АЗ путем закачки с шурфа через ковер воды либо загущенного глинистого раствора. В качестве электропроводной засыпки для АЗ могут быть использованы засыпки из глины, бентонита, смеси глины и бентонита или коксовой мелочи (коксо-минерального активатора – КМА).

На рис. 4.6 – 4.9 представлены различные планы размещения средств катодной защиты в зависимости от количества скважин на кусте и числа анодных заземлителей. В качестве примера на рис. 4.9

представлена одна из схем подключения станции катодной защиты к пяти обсадным колоннам.

Варианты вертикального и горизонтального анодных заземлителей, используемых при электрохимической защите обсадных колонн нефтяных скважин, показаны на рис. 4.11 и 4.12. Для отвода газов, образующихся при работе АЗ, к нему по всей длине крепится полиэтиленовая перфорированная трубка, верхний конец которой выводится в ковер.

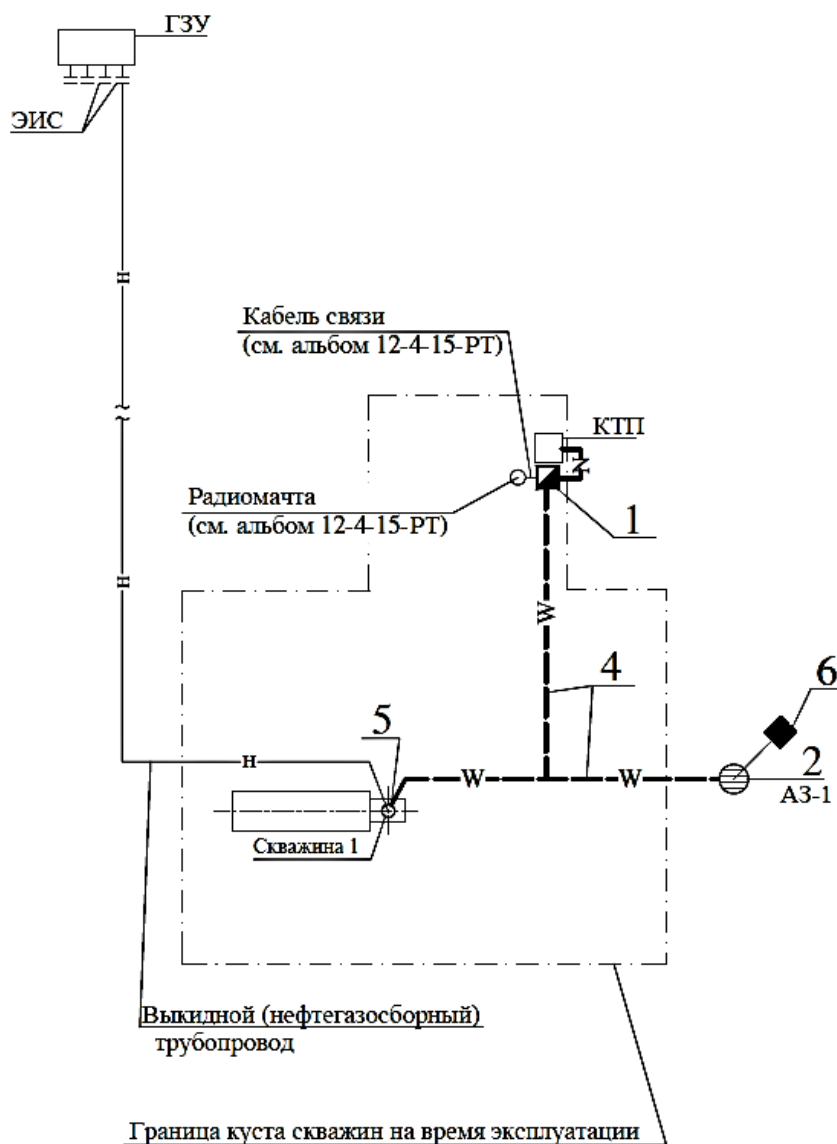


Рис. 4.5. План размещения средств катодной защиты на одиночной скважине: 1 – станция катодной защиты; 2 – анодный заземлитель; 3 – электропроводная засыпка для АЗ; 4 – кабель 1x16; 5 – узел присоединения кабеля к ОК; 6 – контрольно-измерительный пункт; 7 – ограждение КИП

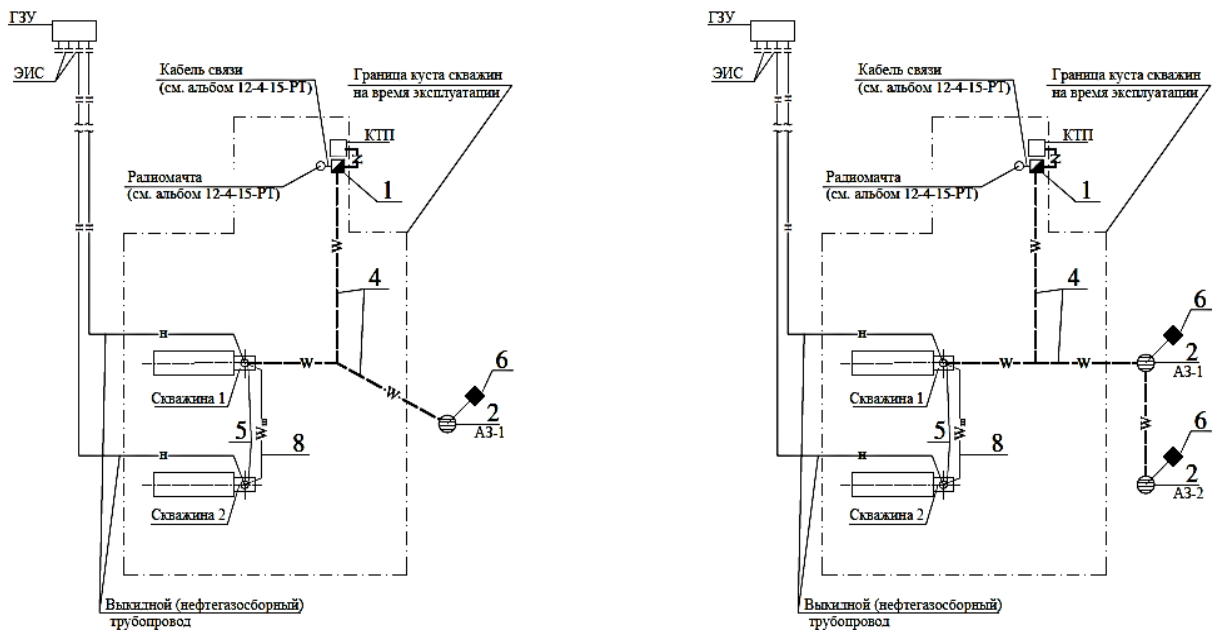


Рис. 4.6. План размещения средств катодной защиты на кусте из двух скважин с одним (слева) и двумя (справа) АЗ:
 1 – станция катодной защиты; 2 – анодный заземлитель;
 3 – электропроводная засыпка; 4 – кабель 1х16; 5 – узел присоединения кабеля к ОК; 6 – КИП; 7 – ограждение КИП;
 8 – кабель 1х16

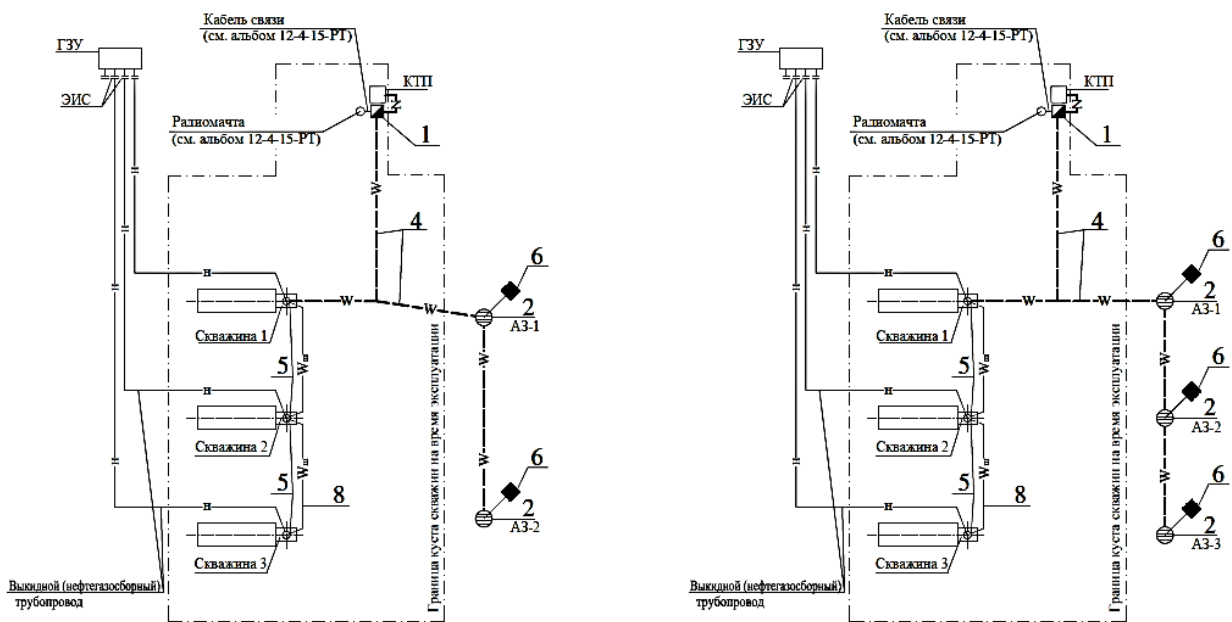


Рис. 4.7. План размещения средств катодной защиты на кусте из трех скважин с двумя (слева) и тремя (справа) АЗ:
 1 – станция катодной защиты; 2 – анодный заземлитель;
 3 – электропроводная засыпка; 4 – кабель 1х16; 5 – узел присоединения кабеля к ОК; 6 – КИП; 7 – ограждение КИП;
 8 – кабель 1х16

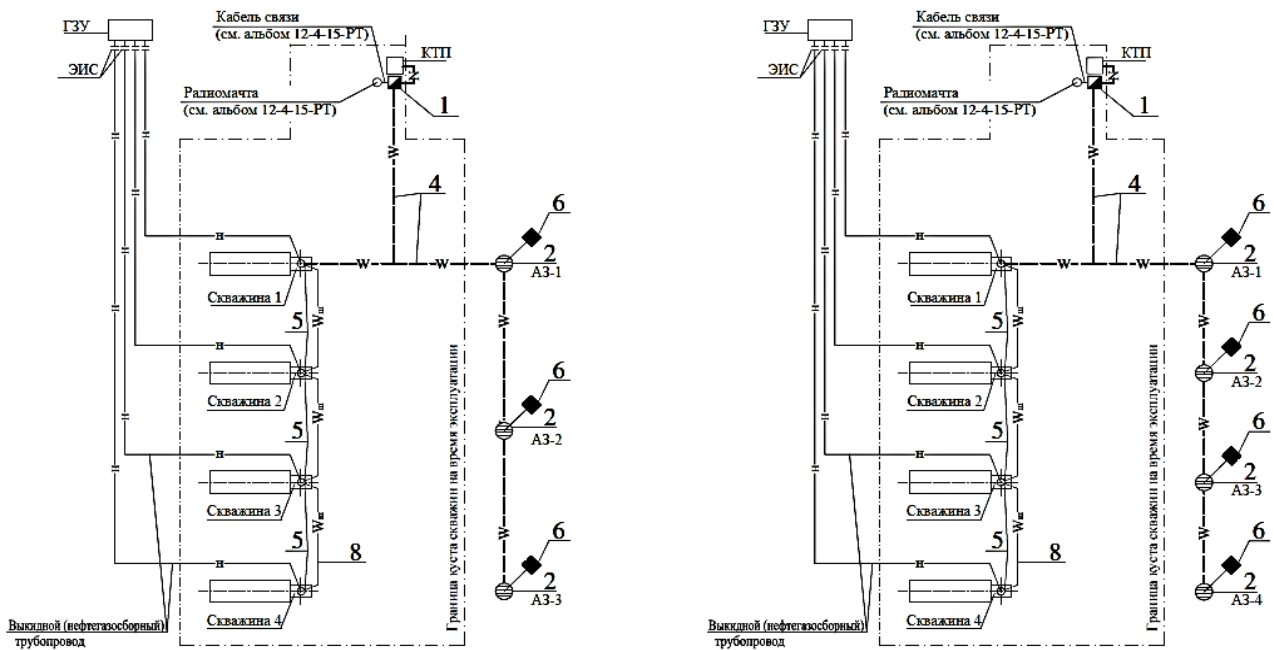


Рис. 4.8. План размещения средств катодной защиты на кусте из четырех скважин с тремя (слева) и четырьмя (справа) АЗ:
 1 – станция катодной защиты; 2 – анодный заземлитель;
 3 – электропроводная засыпка; 4 – кабель 1x16; 5 – узел присоединения кабеля к ОК; 6 – КИП; 7 – ограждение КИП;
 8 – кабель 1x16

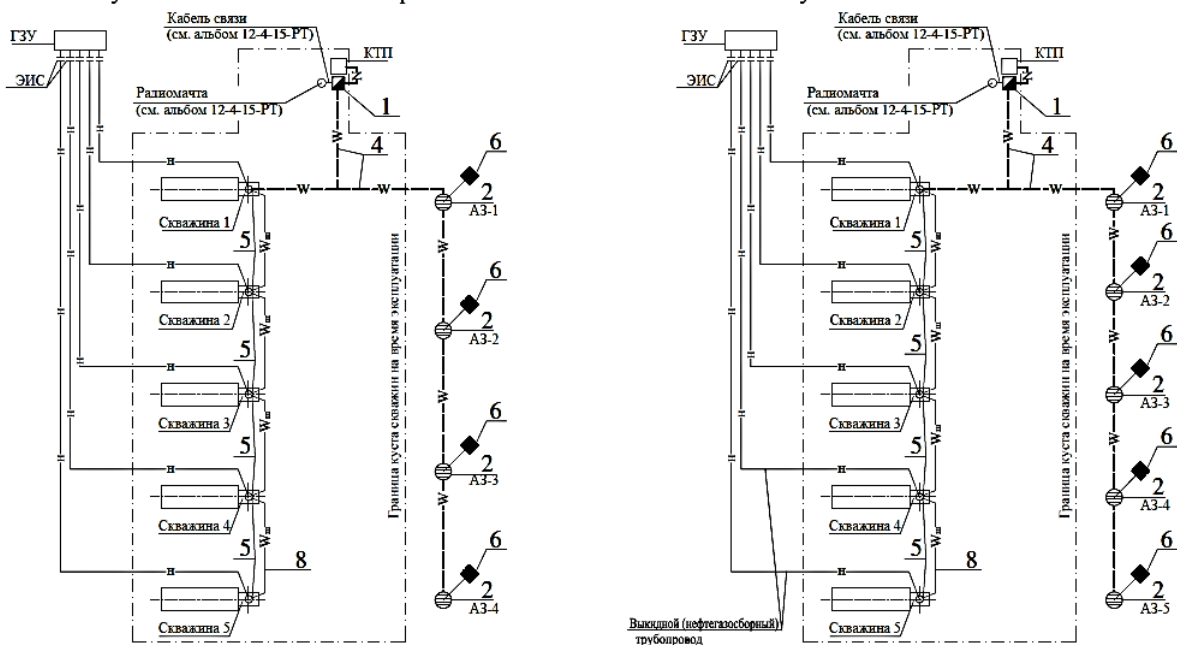


Рис. 4.9. План размещения средств катодной защиты на кусте из пяти скважин с четырьмя (слева), пятью (справа) АЗ: 1 – станция катодной защиты; 2 – анодный заземлитель; 3 – электропроводная засыпка; 4 – кабель 1x16; 5 – узел присоединения кабеля к ОК; 6 – КИП; 7 – ограждение КИП; 8 – кабель 1x16

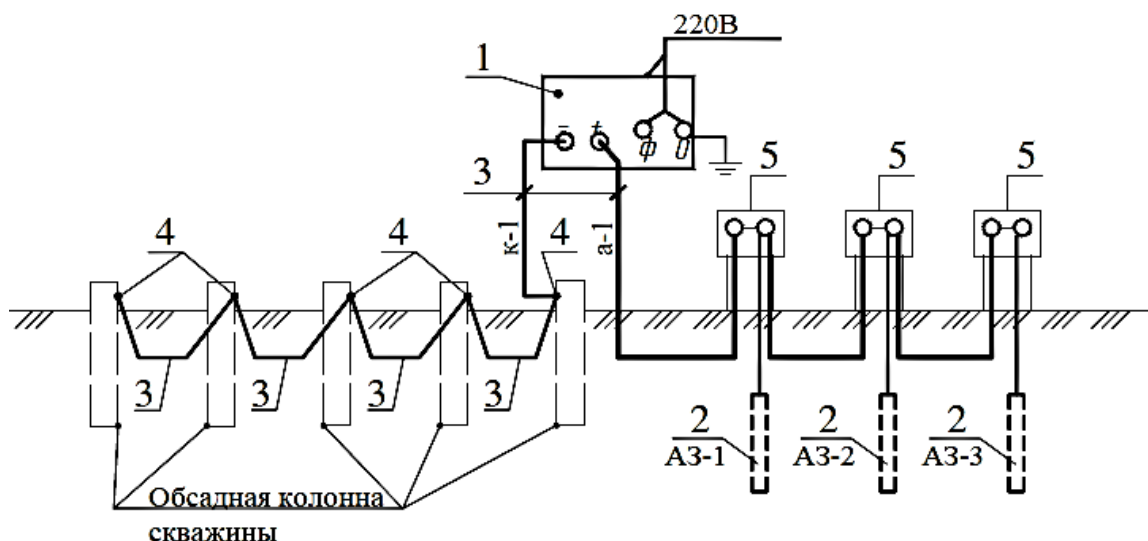


Рис. 4.10. Схема подключения станции катодной защиты к пяти обсадным колоннам: 1 – станция катодной защиты; 2 – анодный заземлитель; 3 – кабель 1x16; 4 – узел присоединения кабеля к ОК; 5 – КИП; 6 – ограждение КИП

Для снижения сопротивления растеканию тока и повышения сезонной стабильности, а также для снижения скорости анодного растворения электродов могут использоваться сухие и жидкие (в исходном состоянии) активные и неактивные засыпки (заполнители), окружающие электроды. Если по проекту предусмотрено использование сухой засыпки (КМА), скважину засыпают сухим составом до нижнего конца обсаживающей полиэтиленовой трубы ковера. КМА сыпается по желобу в ковер шурфа АЗ партиями по 100 – 150 кг. Каждая партия КМА заливается 40 – 50 л пресной воды, при этом необходимо исключать образование пробок. С учетом уплотнения (усадки) засыпки заполнение шурфа выполняется до уровня установки ковера.

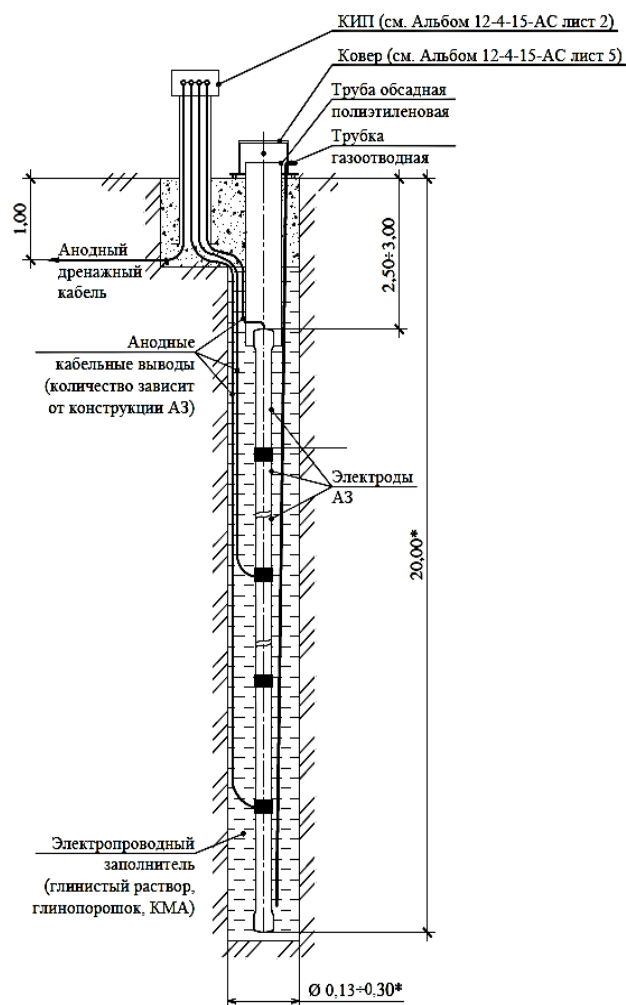


Рис. 4.11. Вертикальный анодный заземлитель

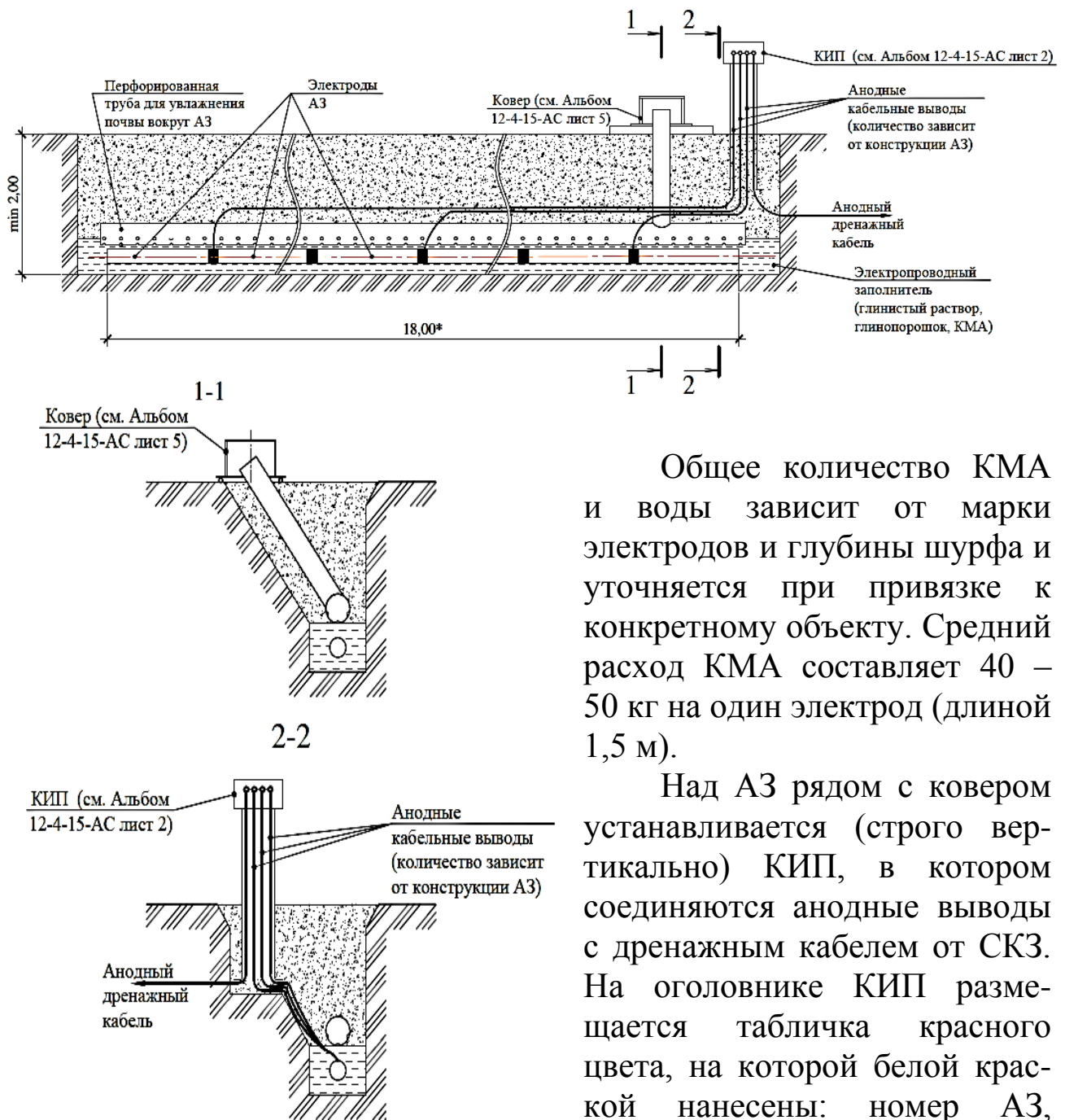


Рис. 4.12. Горизонтальный анодный заземлитель

Общее количество КМА и воды зависит от марки электродов и глубины шурфа и уточняется при привязке к конкретному объекту. Средний расход КМА составляет 40 – 50 кг на один электрод (длиной 1,5 м).

Над АЗ рядом с ковром устанавливается (строго вертикально) КИП, в котором соединяются анодные выводы с дренажным кабелем от СКЗ. На оголовнике КИП размещается табличка красного цвета, на которой белой краской нанесены: номер АЗ, номер СКЗ, номер скважины, контактный телефон (рис. 4.13).

КИП и ковер устанавливаются в общем защитном ограждении. Флажок ограждения окрашивается в красный цвет, направление флажка соответствует направлению анодного дренажного кабеля. КИП, ковер и ограждение для них окрашиваются в желтый цвет.

Глубина скважины для установки глубинного АЗ на 2,5 – 3 м (заглубление АЗ) больше проектной. Скважина в интервале заглубления АЗ разбурируется диаметром 295 мм для установки ковра с полиэтиленовой обсаживающей трубой.

Шурф для АЗ соответствует диаметру в интервалах:

- 130 – 190 мм при заполнении шурфа глинистым раствором;
- 190 – 300 мм при заполнении шурфа сухими засыпками.

По окончании бурения, непосредственно перед спуском электродов, скважину заполняют обычным глинистым раствором или специальным глинопорошком ПБМВ, загущенным до сметанообразного состояния. В расширенную часть скважины (заглубление) под АЗ устанавливается ковер прикрепленной полиэтиленовой трубой (диаметром 250 мм), которая обсаживает стенку скважины в интервале заглубления. Спуск электродов при монтаже АЗ осуществляется с помощью бурового станка или специальных приспособлений, прошедших испытание и допущенных для спускоподъемных операций.

Перед началом монтажа элементы АЗ проходят входной контроль на соответствие требованиям проектной и нормативной документации. При контроле проверяется:

- фактическое количество, марка электродов и других элементов заземлителя, их целостность и соответствие проектной документации;
- марка, сечение, длина кабелей анодных выводов и соответствие их проектной документации (кабельные выводы должны иметь запас по длине от 2 до 3 м);
- наличие вспомогательных материалов и инструментов.

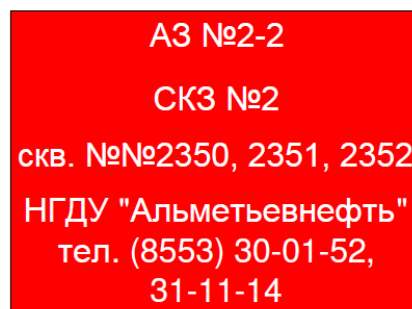


Рис. 4.13. Пример оформления информационной таблички для КИП АЗ

Контрольные вопросы

1. Используя типовые проектные решения, опишите катодную защиту обсадной колонны одиночной скважины и куста из двух и более скважин.
2. Приведите условные обозначения типовых проектных решений.
3. Какие условия следует учитывать при выборе типа анодного заземления?

Глава 5. ПРИМЕРЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОКА ЗАЩИТЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ [17, 18]

Основным параметром катодной защиты является величина защитного тока. Для обсадных конструкций защитный ток считается достаточным в том случае, если результаты измерений показывают, что электрический ток, направленный на обсадную колонну, устранил все анодные участки [6]. Существует ряд методов, позволяющих определить величину требуемого тока катодной защиты [6, 7]:

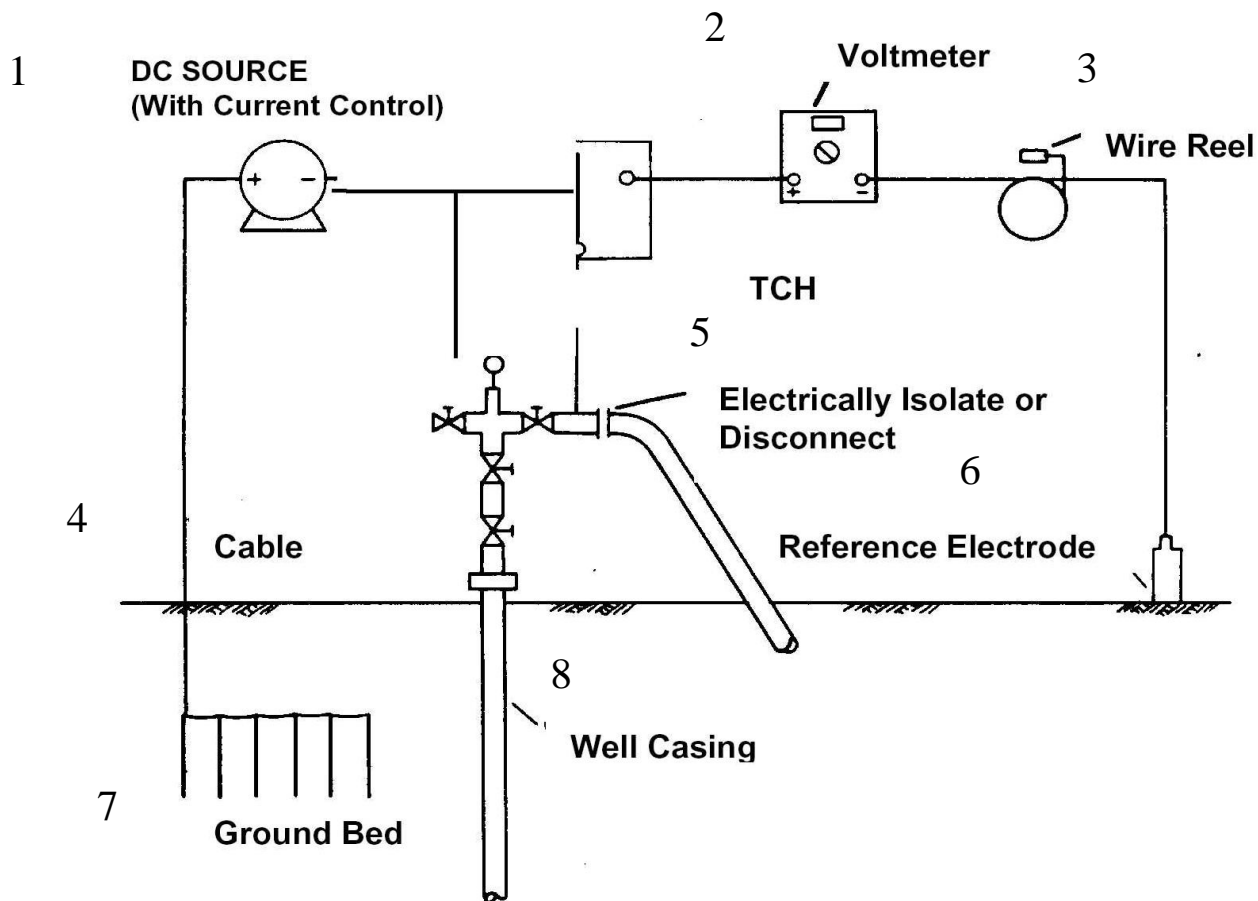
- метод поляризационных кривых (электрического каротажа);
- метод определения профиля падения напряжения на эксплуатационной колонне;
- метод расчета сдвига потенциала в стволе скважины и величины сопротивления в системе скважина / грунт;
- метод моделирования катодной защиты скважины.

5.1. Метод поляризационных кривых

Метод поляризационных кривых прост в исполнении, его достоверность подтверждается лабораторными исследованиями. Основан на том, что при подаче тока через землю на металлическую скважинную обсадную конструкцию происходит изменение разности потенциалов между обсадной конструкцией и электродом сравнения. Сдвиг потенциала для данной силы тока зависит от продолжительности поляризации и плотности тока. По мере увеличения силы тока происходит усиление поляризации поверхности обсадной колонны. Минимальную необходимую величину защитного тока определяют, используя зависимость $E - \log I$.

Метод электрического каротажа реализуется следующим образом. Необходимое оборудование для выполнения исследования компонуют согласно рис. 5.1. После подготовки необходимого оборудования измеряют и записывают потенциал «естественного состояния». Затем через анодный заземлитель на обсадную колонну подают ток (обычно 0,1 А) в течение определенного времени (2 – 3 мин), по истечении которого ток прерывают и измеряют потенциал. В течение доли секунды потенциал резко падает, а затем плавно снижается. Представляет интерес значение, которое достигается после резкого падения (до начала постепенного снижения).

Это значение называют потенциалом при мгновенном отключении тока. Прерывание тока длится не более 2 с. Затем на обсадную колонну подается ток большей величины (приращения составляют 0,1 – 2,0 А).



*Рис. 5.1. Схема испытания методом электрического каротажа:
 1 – источник постоянного тока; 2 – вольтметр; 3 – барабан для провода; 4 – кабель; 5 – электроизолирующее соединение;
 6 – электрод сравнения; 7 – анодный заземлитель; 8 – обсадная колонна*

На рис. 5.2 представлены результаты определения тока катодной защиты (для одной из обсадных колонн ПАО «Татнефть») методом электрического каротажа. Кривая имеет два отчетливых линейных участка – 1 и 2, экстраполяция которых до точки пересечения позволяет определить минимальную величину защитного тока, обеспечивающую удовлетворительную катодную защиту от коррозии. В данном случае эта величина составила 4,8 А.

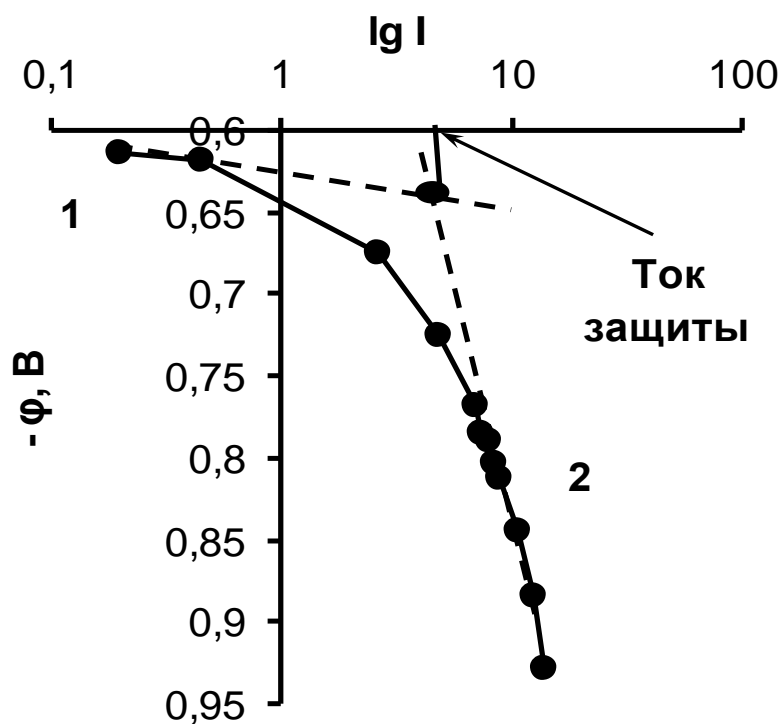


Рис. 5.2. Поляризационная кривая обсадной колонны скважины № 22505 НГДУ «Бавлынефть»

5.2. Расчет сдвига потенциала в стволе скважины и сопротивления в системе скважина / грунт

Зная величину защитного тока и смещение потенциала на устье скважины, используя метод расчета сдвига потенциала в стволе скважины и сопротивления в системе скважина/грунт, можно рассчитать сдвиг потенциала на забое скважины [7]. Далее приведен пример расчета для обсадной колонны скважины № 22505 НГДУ «Бавлынефть», состоящей из трех участков: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна (рис. 5.3). Расчеты проводятся для каждого участка обсадной колонны от забоя до устья.

Первый этап расчета включает определение геометрических и электрических параметров конструкции в соответствии с типом и характеристиками скважины. Для рассматриваемого случая поперечное сечение металлической конструкции определяется согласно схеме [7], представленной на рис. 5.4.

Формула определения общей площади поперечного сечения участков имеет вид

$$S_k = \sum \pi \cdot d \cdot e, \text{ м}^2, \quad (5.1)$$

где d – наружный диаметр трубы; e – толщина стенки трубы.

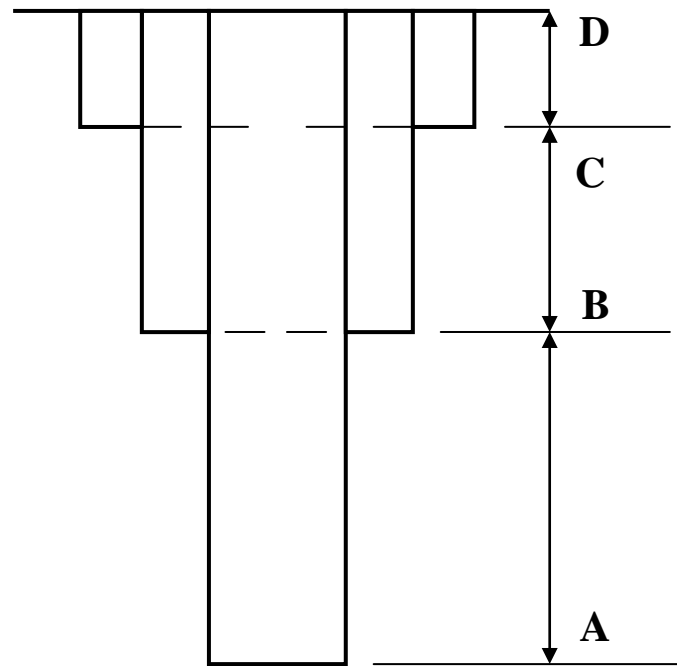


Рис. 5.3. Трехступенчатая обсадная колонна: *AB* – эксплуатационная колонна; *BC* – кондуктор; *CD* – направление

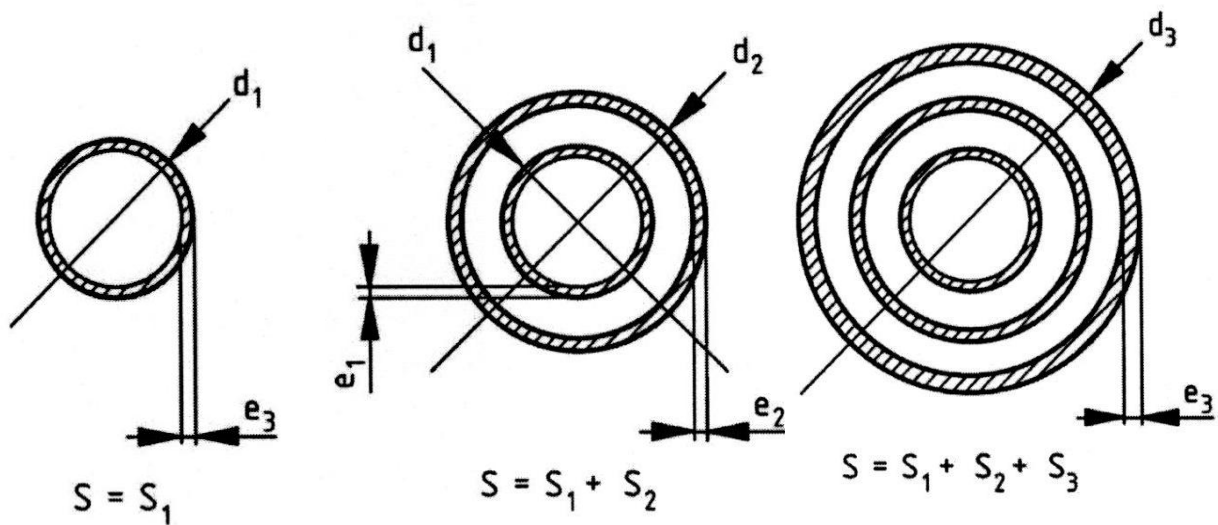


Рис. 5.4. Схема определения поперечного сечения обсадной колонны, состоящей из трех участков (слева направо): эксплуатационной колонны; эксплуатационной колонны и кондуктора; эксплуатационной колонны, кондуктора и направления

Площади поперечного сечения участков рассматриваемой обсадной колонны с учетом их изменения по высоте составили:

- участок 1 (эксплуатационная колонна): $AB = 1757$ м; $d_1 = 146$ мм; $e_1 = 7,7$ мм; $S_1 = \pi \cdot d_1 \cdot e_1 = 35,3 \cdot 10^{-4}$ м²;
- участок 2 (кондуктор): $BC = 274$ м; $d_2 = 245$ мм и $d_1 = 146$ мм;

$e_2 = 8,9$ мм и $e_1 = 7,7$ мм; $S_2 = \pi \cdot (d_1 \cdot e_1 + d_2 \cdot e_2) = 103,7 \cdot 10^{-4}$ м²;

– участок 3 (направление): $CD = 32$ м; $d_3 = 324$ мм, $d_2 = 245$ мм и $d_1 = 146$ мм; $e_3 = 9,5$ мм, $e_2 = 8,9$ мм и $e_1 = 7,7$ мм; $S_3 = \pi \cdot (d_1 \cdot e_1 + d_2 \cdot e_2 + d_3 \cdot e_3) = 200,4 \cdot 10^{-4}$ м².

Продольное омическое сопротивление определяется по формуле

$$r_k = \frac{\rho \cdot l}{S_k}, \text{ Ом} \cdot \text{м}^{-1}, \quad (5.2)$$

где $\rho = 18 \cdot 10^{-8}$ Ом·м – сопротивление стали; l (единица) – длина участка. Для трех рассматриваемых участков они составили: $r_1 = 51 \cdot 10^{-6}$ Ом·м⁻¹; $r_2 = 7,3 \cdot 10^{-6}$ Ом·м⁻¹; $r_3 = 9 \cdot 10^{-6}$ Ом·м⁻¹ соответственно.

В систему электрических параметров при расчетах входят коэффициент затухания α_k и характеристическое сопротивление γ_k , определяемые по соответствующим формулам:

$$\alpha_k = \sqrt{\frac{r_k}{r_{co}}} = \sqrt{r_k \cdot \frac{\pi \cdot d_k}{r_{co}}}, [\text{м}^{-1}], \quad (5.3)$$

$$\gamma_k = \sqrt{\frac{r_{co}}{\pi \cdot d_k}} \cdot r_k, \text{ Ом}, \quad (5.4)$$

где r_k – продольное омическое сопротивление; r_{co} – удельное сопротивление покрытия; d_k – наружный диаметр участка обсадной колонны.

На первом этапе расчетов параметры α_k и γ_k неизвестны, так как они зависят от величины r_{co} . На втором этапе проводятся испытания с подачей тока, при которых измеряют силу тока I_n и сдвиг потенциала на устье скважины U_n и рассчитывают соотношение U_n/I_n .

В рассматриваемом случае потенциал на устье скважины до подачи тока составлял 0,650 В (МСЭ), а после отключения тока (3 А) – (-0,760) В (МСЭ), что соответствует сдвигу потенциала 0,110 В. Рассчитанное соотношение составило

$$\frac{U_n}{I_n} = \frac{0,110}{3} = 0,037 \text{ В} / \text{А}. \quad (5.5)$$

На третьем этапе методом последовательного приближения определяют величину r_{co} . Расчеты проводят начиная с нижнего участка, принимая произвольное смещение потенциала на забое U_0 (например, $U_0 = 1$).

Для рассматриваемой колонны, состоящей из трех участков, используют три системы уравнений. Для первого участка (забой)

$$A \begin{cases} U_1 = U_0 \cdot \cosh(b_1) \\ I_1 = \frac{U_0}{\gamma_1} \cdot \sinh(b_1) \end{cases} \quad (5.6)$$

Для второго участка

$$B \begin{cases} U_2 = U_1 \cdot \cosh(b_2) + \gamma_2 \cdot I_1 \cdot \sinh(b_2) \\ I_2 = \frac{U_1}{\gamma_2} \cdot \sinh(b_2) + I_1 \cdot \cosh(b_2) \end{cases} \quad (5.7)$$

Для третьего участка

$$C \begin{cases} U_3 = U_2 \cdot \cosh(b_3) + \gamma_3 \cdot I_2 \cdot \sinh(b_3) \\ I_3 = \frac{U_2}{\gamma_3} \cdot \sinh(b_3) + I_2 \cdot \cosh(b_3) \end{cases} \quad (5.8)$$

В этих уравнениях

$$b_k = \alpha_k \cdot L_k, \quad (5.9)$$

где α_k – коэффициент затухания; L_k – длина участка.

В данной методике предполагается, что величина r_{co} , выражающая удельное сопротивление покрытия, неизменна по всей поверхности скважины для всех участков.

Для решения системы уравнений выражения для U_1 и I_1 системы А подставляют в систему В и соответственно выражения U_2 и I_2 , полученные в системе В, – в систему С. В результате подстановок получаем систему С':

$$U_3 = U_0 \cdot \left[\begin{aligned} & \cosh(b_1) \cdot \cosh(b_2) \cdot \cosh(b_3) + \frac{\gamma_2}{\gamma_1} \cdot \sinh(b_1) \cdot \sinh(b_2) \times \\ & \times \cosh(b_3) + \frac{\gamma_3}{\gamma_2} \cdot \cosh(b_1) \cdot \sinh(b_2) \cdot \sinh(b_3) + \\ & + \frac{\gamma_3}{\gamma_1} \cdot \sinh(b_1) \cdot \cosh(b_2) \cdot \sinh(b_3) \end{aligned} \right] \quad (5.10)$$

$$I_3 = U_0 \cdot \left[\begin{aligned} & \frac{1}{\gamma_3} \cosh(b_1) \cdot \cosh(b_2) \cdot \sinh(b_3) + \frac{\gamma_2}{\gamma_1 \cdot \gamma_3} \cdot \sinh(b_1) \cdot \sinh(b_2) \times \\ & \times \sinh(b_3) + \frac{1}{\gamma_2} \cdot \cosh(b_1) \cdot \sinh(b_2) \cdot \cosh(b_3) + \frac{1}{\gamma_1} \cdot \sinh(b_1) \times \\ & \times \cosh(b_2) \cdot \cosh(b_3) \end{aligned} \right] \quad (5.11)$$

Значение соотношения U_3 / I_3 не зависит от величины U_0 , а зависит только от значений параметров $b_1, b_2, b_3, \gamma_1, \gamma_2, \gamma_3$, которые

являются функциями r_{co} . Подставляя параметр r_{co} в выражение для U_3 и I_3 и приравнявая соотношение U_3/I_3 к полученному экспериментально значению этого соотношения, равному 0,037 В/А, методом последовательных приближений рассчитываем значение r_{co} .

В рассматриваемом случае расчеты проводились при следующих значениях r_{co} (Ом·м²): 100, 50, 25, 20. Значение r_{co} для рассматриваемого случая оказалось в интервале 25–20 и принято равным 23 Ом·м².

На последнем этапе подставляем значение r_{co} во все выражения для $b_1, b_2, b_3, \gamma_1, \gamma_2$ и γ_3 . В результате систему C' представляем в виде

$$C' \begin{cases} U_3 = U_0 \cdot 3,26 \\ I_3 = U_0 \cdot 79,78 \end{cases} \quad (5.12)$$

Полученные уравнения связывают значения смещения потенциала на устье скважины U_3 со смещением потенциала на забое U_0 и величину смещения потенциала на забое U_0 с величиной тока защиты I_3 .

Используя систему уравнений C' , можно рассчитать смещение потенциала на устье и забое скважины при любой заданной силе тока. В частности, подставляя результаты определения тока защиты методом электрического каротажа (4,8 А) в систему уравнений C' , получим, что значение смещения потенциала на забое составит

$$I_3 = U_0 \cdot 79,78 \text{ (A)} \rightarrow U_0 = 0,060 \text{ В.}$$

При этом расчетное значение смещения потенциала на устье скважины будет

$$U_3 = U_0 \cdot 3,26 \text{ (В)} \rightarrow U_3 = 0,196 \text{ В.}$$

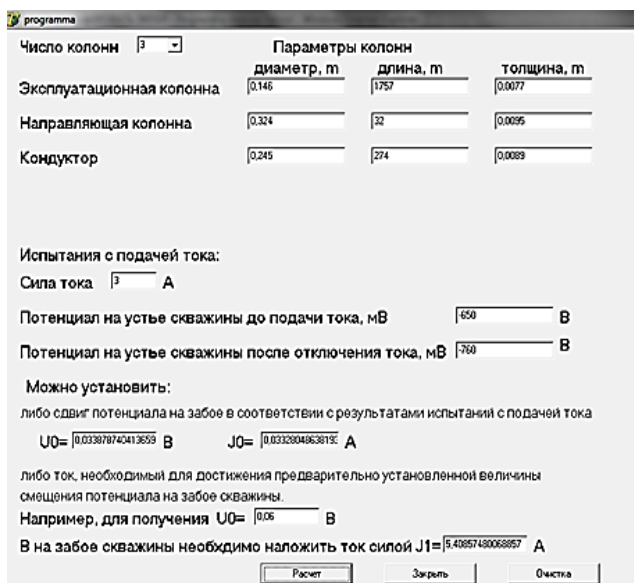


Рис. 5.5. Среда разработки Delphi 7 и программное обеспечение

Для расчета сдвига потенциала в стволе скважины и сопротивления в системе скважина / грунт разработано программное обеспечение для Windows – императивный, структурированный, объектно-ориентированный язык программирования Delphi 7 (рис. 5.5).

5.3. Определение профиля падения напряжения на эксплуатационной колонне

Метод измерения потенциальных профилей известен относительно давно, первая публикация появилась в 1948 году. Предлагаемая методика расчета распределения плотности тока по глубине обсадной колонны основана на материалах РД 153-39.0-531-07 «Инструкция по катодной защите обсадных колонн скважин и выкидных линий (разводящих водоводов) от наружной коррозии». В этой методике дополнительно учитывается изменение площади поперечного сечения металла и изменение площади наружной поверхности участков колонны по ее высоте. Расчет распределения плотности тока катодной защиты по глубине обсадной колонны базируется на результатах измерения падения напряжения, полученных с помощью двухконтактного зонда (рис. 5.6).

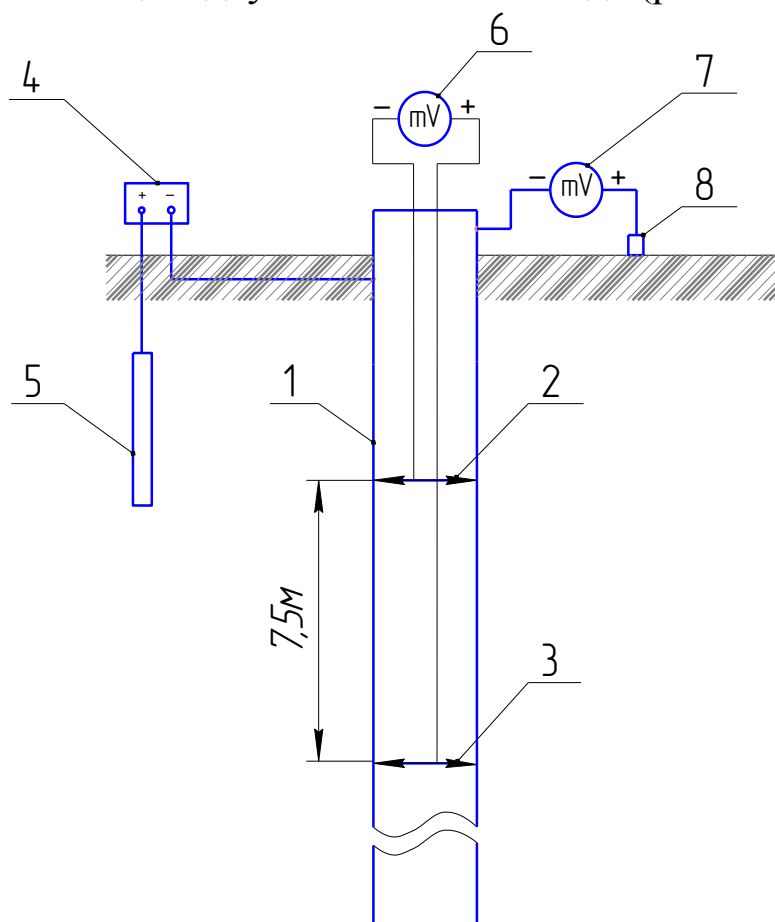


Рис. 5.6. Схема измерения падения напряжения на обсадной колонне скважины: 1 – обсадная колонна; 2 – верхний контактный узел зонда; 3 – нижний контактный узел зонда; 4 – регулируемый источник постоянного тока; 5 – анодный заземлитель; 6 – милли(микро)вольтметр; 7 – милливольтметр; 8 – МЭС

Измерение падения напряжения на колонне двухконтактным зондом производят через каждые 50 м в пределах исследуемого интервала по истечении 30 с после остановки зонда. Для измерения падения напряжения применяют измерительные приборы (милливольтметры, микровольтметры), входное сопротивление которых должно быть не менее 1 МОм.

В качестве примера на рис. 5.7 представлено распределение падения напряжения между контактами зонда по глубине обсадной колонны скважины № 22505 НГДУ «Бавлынефть» при отключенной катодной защите (естественное состояние колонны) и двух значениях силы тока защиты – 6 и 12 А.

Анализ экспериментальных данных о распределении падения напряжения по глубине обсадной колонны показал, что на глубинах 50, 100, 150, 250, 300, 350, 850 м наблюдаются скачкообразные изменения. Наблюдаемые изменения могут быть связаны либо с изменением сопротивления металла обсадной колонны на рассматриваемом участке либо с особенностями протекания тока по обсадной колонне.

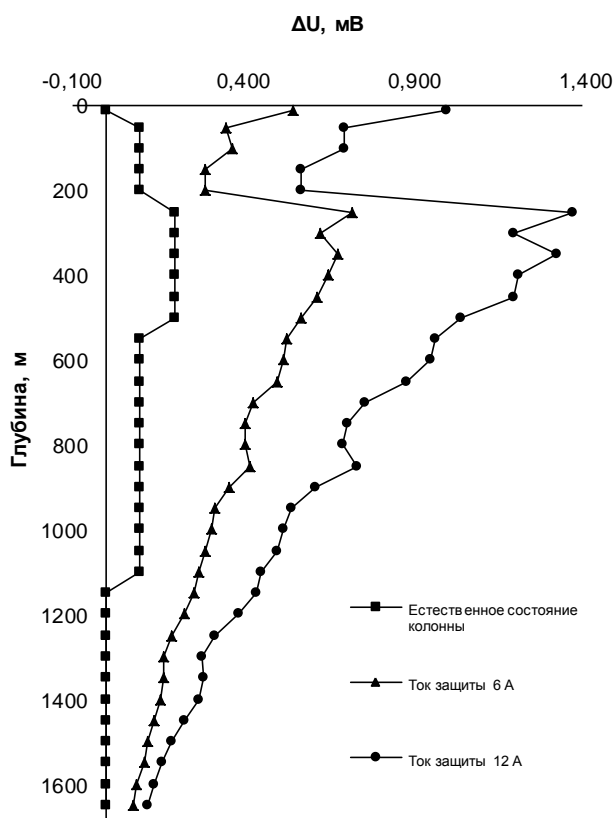


Рис. 5.7. Распределение падения напряжения между контактами зонда по глубине обсадной колонны скважины № 22505 НГДУ «Бавлынефть»

При расчете значений силы тока, протекающего через соответствующие участки обсадной колонны, на основании данных рис. 5.6 учитывали, что обсадная колонна состоит из трех участков (рис. 5.3), различающихся площадью поперечного сечения.

Площадь поперечного сечения обсадной колонны на разных ее участках рассчитывали по известным формулам:

- эксплуатационная колонна $S_1 = \pi \cdot d_1 \cdot e_1$;
- кондуктор $S_2 = \pi \cdot (d_1 \cdot e_1 + d_2 \cdot e_2)$;
- направление $S_3 = \pi \cdot (d_1 \cdot e_1 + d_2 \cdot e_2 + d_3 \cdot e_3)$;

где d_{1-3} – диаметры наружной поверхности труб; e_{1-3} – толщина труб;

Площади поперечного сечения участков рассматриваемой обсадной колонны с учетом их изменения по высоте составили:

– участок 1 (эксплуатационная колонна): $AB = 1757$ м; $d_1 = 146$ мм; $e_1 = 7,7$ мм; $S_1 = \pi \cdot d_1 \cdot e_1 = 35,3 \cdot 10^{-4}$ м²;

– участок 2 (кондуктор): $BC = 274$ м; $d_2 = 245$ мм; $d_1 = 146$ мм; $e_2 = 8,9$ мм; $e_1 = 7,7$ мм; $S_2 = \pi \cdot (d_1 \cdot e_1 + d_2 \cdot e_2) = 103,7 \cdot 10^{-4}$ м²;

– участок 3 (направление): $CD = 32$ м; $d_3 = 324$ мм; $d_2 = 245$ мм и $d_1 = 146$ мм; $e_3 = 9,5$ мм; $e_2 = 8,9$ мм и $e_1 = 7,7$ мм; $S_3 = \pi \cdot (d_1 \cdot e_1 + d_2 \cdot e_2 + d_3 \cdot e_3) = 200,4 \cdot 10^{-4}$ м².

Сопrotивление участков обсадной колонны между контактами зонда определяли по формуле

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S} \text{ (Ом)},$$

где ρ – удельное сопротивление стали, равное $18 \cdot 10^{-8}$ Ом·м; l – длина участка, равная 7,5 м; S – площадь поперечного участка, м².

Для рассматриваемой обсадной колонны сопротивление участков между контактами зонда составили:

$$R_1 = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{18 \cdot 10^{-8} \cdot 7,5}{35,3 \cdot 10^{-4}} = 3,8 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}; \quad R_2 = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{18 \cdot 10^{-8} \cdot 7,5}{103,3 \cdot 10^{-4}} = 1,3 \cdot 10^{-4} \text{ Ом};$$

$$R_3 = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{18 \cdot 10^{-8} \cdot 7,5}{200,4 \cdot 10^{-4}} = 6,7 \cdot 10^{-5} \text{ Ом}.$$

Ток, протекающий через контролируемые участки обсадной колонны, рассчитывается по формуле

$$I = \frac{\Delta U}{R}, \text{ А},$$

где ΔU – падение напряжения между контактами зонда; R – сопротивление участка колонны между контактами зонда.

Распределение токов по длине обсадной колонны для рассматриваемого примера представлено на рис. 5.8.

Результаты расчета распределения токов по глубине обсадной колонны с использованием ее геометрических характеристик (рис. 5.7, кривые 1 и 1*) показали, что на глубине 250 м наблюдается резкий рост силы тока (5,53 А и 10,54 А при токах защиты 6 и 12 А соответственно), за которым следует такой же резкий спад. Вероятной причиной этого скачка тока является несовпадение начала очередного участка (кондуктора) с положением точки металлического контакта между эксплуатационной колонной и кондуктором (положение центриатора). Вследствие этого в расчетах силы тока, соответствующей глубине 250 м, использовали сопротивление эксплуатационной колонны. Скорректированные зависимости, отражающие изменение силы тока по глубине обсадной колонны, представлены, кривыми 2 и 2*.

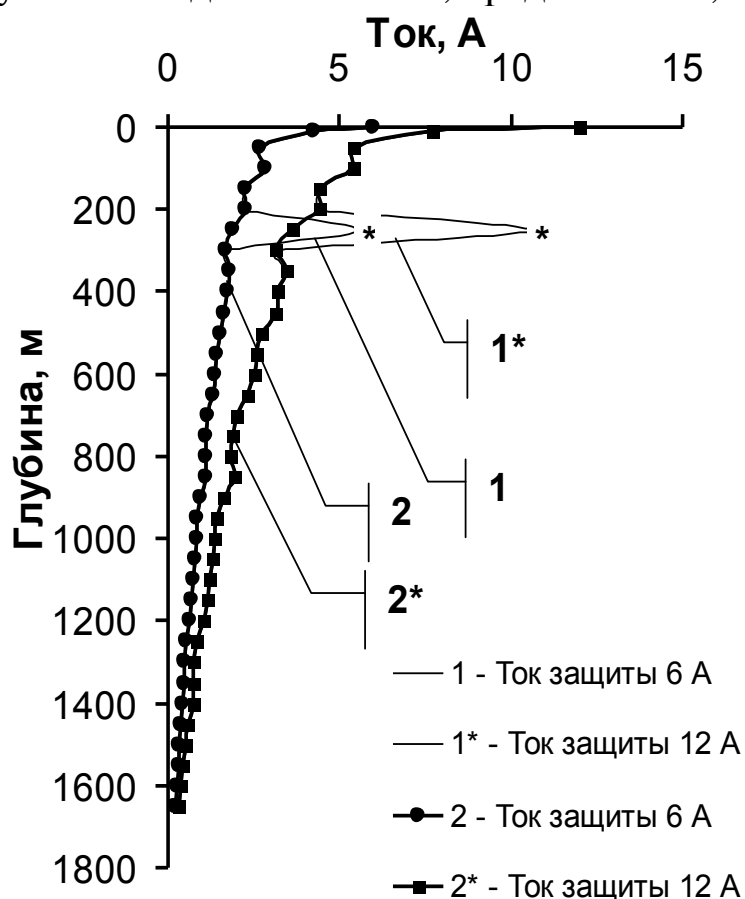


Рис. 5.8. Распределение токов по глубине обсадной колонны скважины № 22505 НГДУ «Бавлынефть» при токе защиты 6 и 12 А:
 1 – расчет по геометрическим характеристикам обсадной колонны;
 2 – расчет с учетом положения металлического контакта между участками

Наблюдаемое снижение силы тока, протекающего через эксплуатационную колонну, на глубине между 350 и 300 м объясняется, по нашему мнению, появлением блуждающего тока, стекающего с эксплуатационной колонны на кондуктор. На глубине между 100 и 50 м наблюдается аналогичное снижение силы тока, объясняемое стеканием тока с кондуктора на направление.

Ток, натекающий на обсадную колонну в каждом интервале (по 50 м), рассчитывали по формуле

$$I = I_1 - I_2,$$

где I_1 – значение тока в начальной точке интервала (расположенной выше) А; I_2 – значение тока в конечной точке интервала.

Часть результатов расчета силы тока, натекающего на эксплуатационную колонну между участками (включая участок, где ток стекает с колонны), приведена в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Результаты расчета силы тока (А), натекающего на эксплуатационную колонну

Интервал м		...	200 – 250	250 – 300	300 – 350	350 – 400	...
Ток, защиты	6		0,34	0,24	-0,13	0,08	
	12		0,8	0,46	-0,33	0,29	

Площадь наружной поверхности, соответствующую разным интервалам глубины обсадной колонны, рассчитывали по формуле

$$S = \pi \cdot D_i \cdot l,$$

где D_i – диаметр i -го участка колонны, м; l – расстояние, через которое осуществляются замеры, равное 50 м.

С учетом диаметров направления, кондуктора и эксплуатационной колонны ($D_1 = 146$ мм; $D_2 = 245$ мм; $D_3 = 324$ мм) площадь поверхности i -го участка составила

$$S_1 = 3,14 \cdot 0,146 \cdot 50 = 22,92 \text{ м}^2;$$

$$S_2 = 3,14 \cdot 0,245 \cdot 50 = 38,47 \text{ м}^2;$$

$$S_3 = 3,14 \cdot 0,324 \cdot 50 = 50,87 \text{ м}^2.$$

Расчет распределения плотности тока катодной защиты по глубине обсадной колонны проводили по формуле

$$i = \frac{I_1 - I_2}{\pi \cdot D_i \cdot l}, \text{ А/м}^2,$$

где I_1 – значение тока в начальной точке интервала, А; I_2 – значение тока в конечной точке интервала, А; D_i – диаметр i -го участка колонны, м; l – расстояние, через которое осуществляются замеры.

Анализ результатов расчета (рис. 5.9) свидетельствует о том, что эксплуатационная колонна по всей глубине находится под катодной защитой за исключением анодных участков в интервале глубин 300 – 350 и 800 – 850 м. Плотность анодного тока для первого интервала составила 0,0057 и 0,014 А/м², для второго – 0,0011 и 0,0049 А/м² для токов защиты 6 и 12 А соответственно.

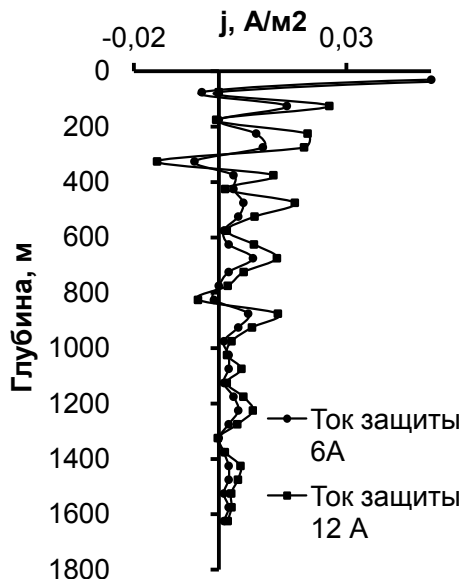


Рис. 5.9. Распределение плотностей токов по длине обсадной колонны скважины № 22505 НГДУ «Бавлынефть» при силе тока защиты 6 и 12 А

Контрольные вопросы

1. Определение защитного тока с использованием метода поляризационных кривых (электрического каротажа).
2. Определение защитного тока с использованием метода определения профиля падения напряжения на эксплуатационной колонне.
3. Определение защитного тока с использованием метода расчета сдвига потенциала в стволе скважины и величины сопротивления в системе скважина / грунт.

Глава 6. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

6.1. Особенности телеметрической системы контроля

Для повышения надежности эксплуатации системы ЭХЗ необходимо обеспечивать высокий уровень контроля ее электрохимических параметров.

Начиная с 2010 года, на территории ПАО «Татнефть» для контроля и оперативного управления средствами ЭХЗ с центральных диспетчерских пунктов используется телемеханизация выпрямителей для катодной защиты, которая осуществляется путем установки элементов телемеханики в станции катодной защиты [19 – 21]. Система может быть установлена непосредственно в одном шкафу с выпрямителем либо в отдельном рядом стоящем шкафу (рис. 6.1).



Рис. 6.1. Станции катодной защиты НГДУ «Лениногорскнефть» с расположением системы телемеханизации внутри СКЗ (слева) и в отдельном шкафу (справа)

Устройства телемеханизации для СКЗ в настоящее время широко применяются для контроля эффективности ЭХЗ нефтепроводов в ПАО «Транснефть» и газопроводов в ПАО «Газпром». Данные по оснащению СКЗ системой телемеханизации по различным НГДУ ПАО «Татнефть» на 21.11. 2017 г. представлены в табл. 6.1.

Динамика внедрения системы телемеханизации
в ПАО «Татнефть» на 21.11.2017 г.

НГДУ	Количество СКЗ, шт.	Количество СКЗ с телеметрией, шт.	% охвата
БН	526	526	100
АН	959	959	100
ПрН	283	283	100
АзН	938	78	8,3
ЕН	601	218	36
ЛН	953	345	36,2
НН	719	0	0
НН (СВН)	222	0	0
ЯН	334	127	38,0
ЯН (СВН)	59	0	0
ДжН	1212	279	23
Итого по ПАО «Татнефть»	6806	2815	41,4

Основными функциями шкафа телемеханики являются сбор аналоговых и дискретных сигналов и передача информации на верхний уровень. Проводимые телеизмерения системы: ток на выходе СКЗ, напряжение на выходе СКЗ, потенциал трубопровода, регулирование напряжения («уставка»).

Система мониторинга обеспечивает выполнение следующих основных задач:

- оперативный и непрерывный контроль основных (потенциал, напряжение и ток) и дополнительных (режим работы, охранная сигнализация и т.д.) аналоговых и дискретных параметров СКЗ (рис. 6.2);

- дистанционное управление системой катодной защиты;

- диагностика оборудования систем СКЗ и ТМ (телемеханики).

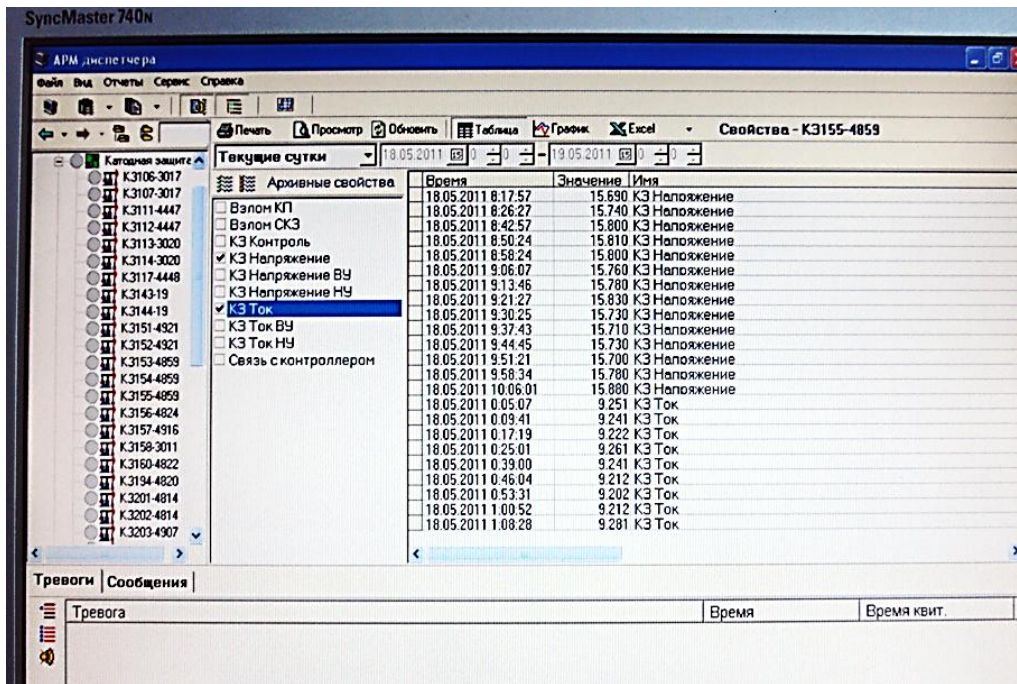


Рис. 6.2. Визуализация параметров станции катодной защиты на мониторе персонального компьютера

Передача информации на верхний уровень осуществляется по инициативе нижнего уровня – по изменению дискретных сигналов или при превышении аналогового значения заданного «порога чувствительности», либо по инициативе «сверху» – при приеме с верхнего уровня команды обновления базы данных. Такой подход позволяет эффективно использовать низкоскоростные каналы связи (радиоканалы) при передаче информации.

Вся информация с нижнего уровня передается в контроллер верхнего уровня к оператору службы ЭХЗ. Через контроллер верхнего уровня производятся дистанционная загрузка нижнего уровня, удаленная диагностика и отладка. Различают следующие виды информации системы телемеханизации: телесигнализации, телеизмерений и телеуправления (рис. 6.3).

Информация со станции катодной защиты необходима службам ЭХЗ, находящимся на расстоянии несколько сотен километров друг от друга.

К требованиям, которые должна выполнять телеметрическая система контроля (ТСК), относятся [21]:

- ТСК состоит из телеметрического модуля контроля эффективности катодной защиты (далее модуль), данные с которого через контроллер скважины передаются на верхний уровень – АРМ диспетчера ЦДНГ (ЦППД) и рабочее место инженера-коррозиониста;

– ТСК должна обеспечивать передачу показаний (сила тока, напряжение, несанкционированный доступ) от СКЗ через модуль и существующий контроллер, расположенный на скважине, с учетом различных вариантов каналов связи на АРМ диспетчера ЦДНГ (ЦППД) и рабочее место инженера-коррозиониста, оповещение о несанкционированном доступе, архивацию показаний, просмотр данных за отчетный период времени;

– оповещение «аварийным» сигналом об отклонении (в большую или меньшую сторону) более чем на 20 % силы тока от значения, установленного при пусконаладочных работах, на АРМ диспетчера и рабочем месте инженера-коррозиониста;

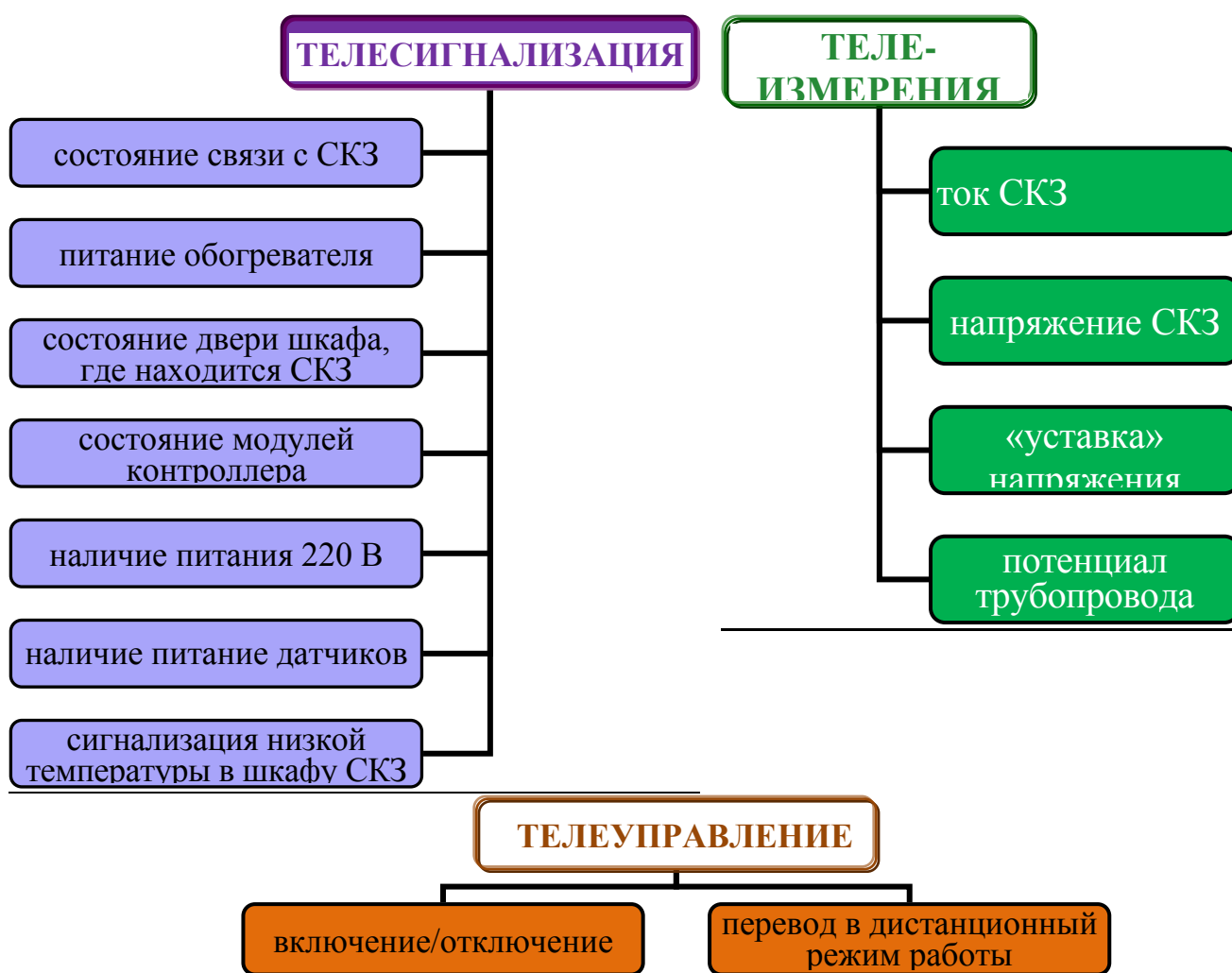


Рис. 6.3. Информация, передаваемая системой телемеханизации

– архивирование значений силы тока и напряжения СКЗ не менее одного раза в неделю при нормальном режиме работы и немедленное архивирование при отклонении силы тока, установленного при пусконаладочных работах (далее архивирование

в этом режиме должно происходить не менее одного раза в сутки). Архивная информация должна храниться в течение срока работы СКЗ у инженера-коррозиониста и в течение 6 мес в диспетчерском пункте ЦДНГ (ЦППД);

– просмотр значений силы тока и напряжения СКЗ за любой промежуток времени в табличном и графическом виде. На рис. 6.4 в качестве примера представлены в графическом виде динамика значений силы тока и напряжения, фиксированные в течение 3 мес помощью ТСК. Получаемые таким образом графики позволяют проследить изменение параметров во времени и наблюдать явные колебания (отклонения) от задаваемых величин, которые могут быть связаны с рядом причин: сезонной составляющей, спецификой работы станции катодной защиты, перебоями в энергоснабжении и т.д.

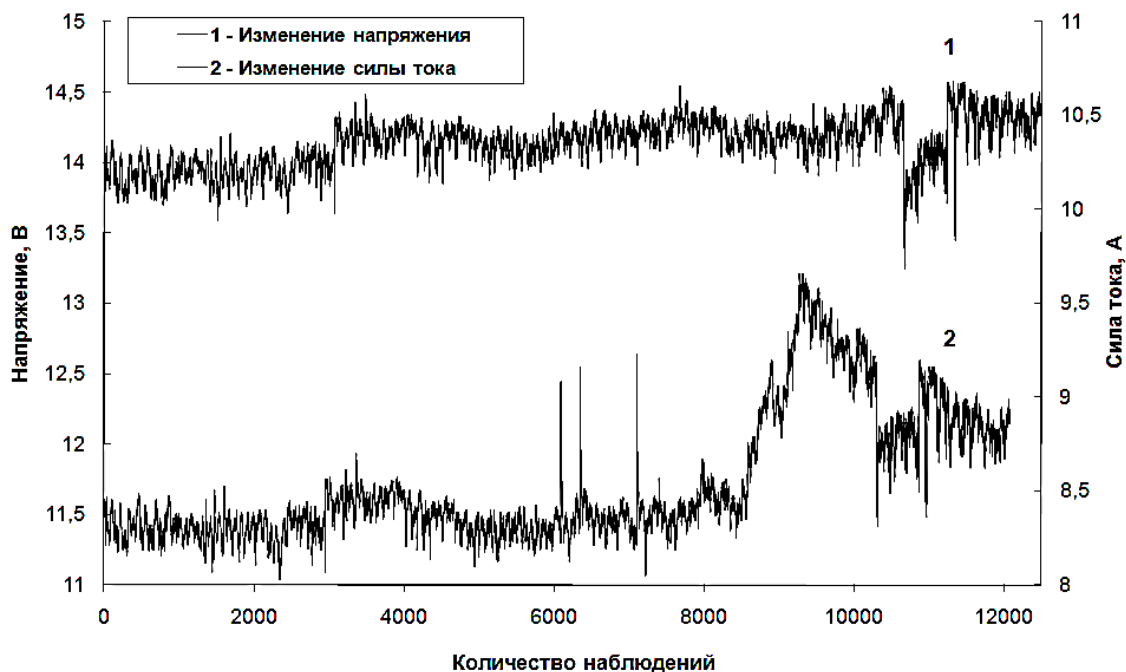


Рис. 6.4. Значения силы тока и напряжения скважины № 172 НГДУ «Бавлынефть», полученные с помощью ТСК

6.2. Модули контроля параметров станции катодной защиты

К системе контроля параметров СКЗ может быть подключена любая скважина с катодной защитой. Измерение параметров СКЗ, преобразование аналоговых сигналов в цифровой сигнал (при необходимости) и передача сигнала производится с помощью модуля. В соответствии с техническими требованиями в ПАО «Татнефть»

могут использоваться 6 вариантов модуля в зависимости от наличия около СКЗ контроллера телемеханизации скважины и расстояния между СКЗ и контроллером, существующего канала связи для передачи информации через модем [20]:

- вариант 1 – измерение параметров и проводная передача аналоговых сигналов 4 – 20 mA на аналоговые входы контроллера скважины;

- вариант 2 – преобразование аналоговых сигналов в дискретный, проводная передача дискретного сигнала на вход RS 485 контроллера скважины;

- вариант 3 – преобразование аналоговых сигналов в дискретный, передача сигнала через модем по радиоканалу FM 433;

- вариант 4 – преобразование аналоговых сигналов в дискретный, передача сигнала через модем по радиоканалу FM 160;

- вариант 5 – преобразование аналоговых сигналов в дискретный, передача сигнала через модем по каналу сотовой связи GSM;

- вариант 6 – преобразование аналоговых сигналов в дискретный, передача сигнала через модем по каналу ШБД.

Выбор варианта модуля осуществляется в соответствии с условиями, приведенными в табл. 6.2.

При наличии возможности передачи данных по нескольким каналам связи предпочтение отдают варианту модуля с меньшей стоимостью. После выбора варианта модуль подключается к СКЗ и к контроллеру телемеханизации скважины (при необходимости) в соответствии с инструкцией по эксплуатации конкретного модуля.

После монтажа производится проверка работоспособности модуля и калибровка измерительных каналов следующим образом:

- проводится проверка соответствия величины тока СКЗ проектному значению, в случае необходимости производится корректировка величины тока;

- открывается дверка шкафа СКЗ, на АРМ диспетчера фиксируется наличие аварийного сигнала открытия дверки;

- производится измерение тока и напряжения на выходе СКЗ (потенциала при наличии канала измерения потенциала) контрольным прибором, имеющим отметку о проведении поверки, и фиксируются значения этих же параметров на АРМ диспетчера. Измерения проводятся при трех значениях силы тока: при соответствующем

проектному значению (рабочее значение), на 20 % выше и на 20 % ниже рабочего значения. Измерение силы тока должно производиться по падению напряжения на шунте СКЗ (к этому же шунту должен быть подключен модуль);

Таблица 6.2

Функциональные ограничения при выборе вариантов модуля

Вариант модуля	Ограничения по применению модуля
Вариант 1	<ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие около СКЗ контроллера телемеханизации скважины с необходимым количеством аналоговых входов 2. Расстояние от СКЗ (модуля) до контроллера телемеханизации не более 10 м
Вариант 2	<ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие около СКЗ контроллера телемеханизации скважины со свободным входом RS 485 и протоколом Modbus 2. Расстояние от СКЗ (модуля) до контроллера телемеханизации не более 1000 м 3. Возможность прокладки витой пары от модуля до контроллера
Вариант 3	<ol style="list-style-type: none"> 1. Контроллер телемеханизации около СКЗ отсутствует. 2. Имеется возможность передачи данных через радиомодем в диапазоне 433 МГц 3. Максимальная дальность передачи данных составляет 400 м в условиях прямой видимости до приемника сигнала
Вариант 4	<ol style="list-style-type: none"> 1. Контроллер телемеханизации около СКЗ отсутствует 2. Имеется возможность передачи данных через радиомодем в диапазоне 160 МГц 3. Максимальная дальность передачи данных составляет 20 км
Вариант 5	<ol style="list-style-type: none"> 1. Контроллер телемеханизации около СКЗ отсутствует 2. Имеется возможность передачи данных через GSM/GPRS модем
Вариант 6	<ol style="list-style-type: none"> 1. Контроллер телемеханизации около СКЗ отсутствует 2. Имеется возможность передачи данных через канал ШБД. 3. Должна быть прямая видимость до приемника сигнала

– при отличии показаний контрольного прибора и на АРМ диспетчера более чем на 10 % в программе АСУТП вводятся поправочные коэффициенты так, чтобы показания на АРМ соответствовали показаниям контрольного прибора;

– на АРМ диспетчера устанавливаются значения нижнего и верхнего предела силы тока, при которых должно происходить срабатывание аварийной сигнализации. Нижний предел должен быть на 20 % ниже рабочей величины тока, верхний – на 20 % выше. Пределы должны устанавливаться с точностью до 0,1 А;

– производится проверка срабатывания аварийной сигнализации при отклонении силы тока от рабочего значения; для чего силу тока на объекте увеличивают (уменьшают) более чем на 20 %.

В процессе всего периода работы установки катодной защиты параметры должны быть фиксированы в АСУТП и в программе «Учет и анализ работы системы трубопроводов». Частота архивирования параметров в АСУТП в рабочем режиме (если значение тока изменяется не более чем на 20 % от проектного значения) – не менее одного раза в два часа; в «аварийном» режиме (при отклонении силы тока более чем на 20 % от проектного значения) – немедленно после достижения предельного значения, далее не менее одного раза в час, в программе «Учет и анализ работы системы трубопроводов» измеренные значения в рабочем режиме – не менее одного раза в неделю.

В случае отклонения параметров работы СКЗ от рабочего значения на скважину направляются специалисты службы ЭХЗ для выяснения причин отклонения. При возможности причина отклонения устраняется на месте либо подается заявка на ремонт СКЗ или УКЗ.

Контрольные вопросы

1. Система телемеханизации, ее назначение.
2. Выбор модуля системы телемеханизации.

Глава 7. МЕТОДЫ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО И КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

7.1. Основные задачи мониторинга

Эксплуатационная надежность и экологическая безопасность скважины как сложного инженерного сооружения во многом определяются техническим и коррозионным состоянием обсадных колонн, являющихся основным элементом крепи. Под техническим состоянием понимается совокупность свойств объекта, подверженных изменению в процессе эксплуатации, и характеризуемых в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на объект либо подлежащими определению с заданной периодичностью [22].

Основными задачами контроля являются:

- получение фоновых кривых, характеризующих первоначальное техническое состояние обсадных колонн и цементного кольца с целью формирования «паспорта» технического состояния крепи скважин;
- определение зон износа обсадных колонн, остаточной толщины труб и их остаточной прочности;
- обнаружение порывов и трещин по телу обсадных труб и их характера (продольных, поперечных, направленных под углом к оси обсадной колонны);
- обнаружение интервалов интенсивной коррозии и сквозных проржавлений обсадных колонн;
- обнаружение негерметичных муфтовых соединений и иных мест негерметичности обсадных колонн;
- определение состояния цементного кольца и обнаружение интервалов заколонных перетоков.

Исследование технического состояния скважин геофизическими методами проводится на всех этапах их существования: строительство, эксплуатация, капитальный ремонт и ликвидация. Полнота и объективность полученных данных определяются конструкцией скважины (наличие насосно-компрессорных труб, подземного оборудования, многоколонность, и пр.), скважинными условиями, технологией проведения исследований, применяемым комплексом ГИС и техническими возможностями скважинной геофизической аппаратуры, системностью подхода к измерениям.

7.2. Методы геофизических исследований

В настоящее время для изучения технического состояния обсадных колонн существует и успешно применяется целый ряд методов геофизических исследований (рис. 7.1), и работы в области их совершенствования продолжают [23].

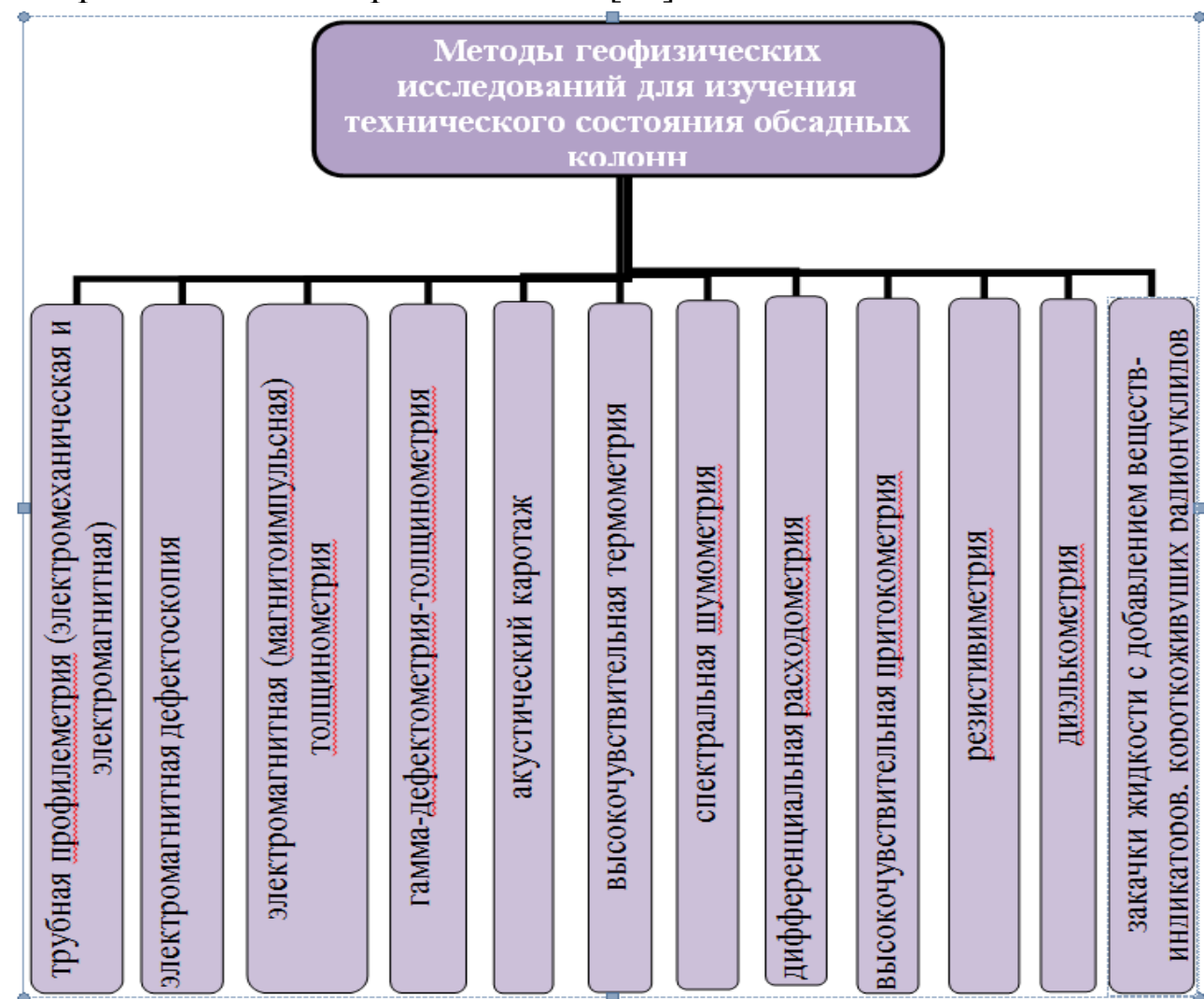


Рис. 7.1. Методы геофизических исследований для изучения технического состояния обсадных колонн

Геофизические исследования в скважинах проводятся с помощью специальных установок, которые включают наземную и глубинную аппаратуру, соединенную между собой каналом связи – геофизическим кабелем, а также спуско-подъемный механизм, обеспечивающий перемещение глубинных приборов по стволу скважины.

Далее рассматривается ряд методов, которые применимы непосредственно к оценке коррозионного состояния обсадных колонн.

7.3. Электромагнитная дефектоскопия

7.3.1. Электромагнитные дефектоскопы ряда ЭМДС–ТМ, ЭМД–С [24]

Аппаратурное и программное обеспечение комплекса электромагнитной дефектоскопии и толщинометрии (ЭМДС–ТМ), основанное на анализе электромагнитного поля в нестационарном режиме, позволяет решать задачи качественного и количественного обследования обсадных колонн (например, производить измерения толщины стенки с точностью до 0,5 мм) через насосно-компрессорные трубы эксплуатационных и нагнетательных скважин без остановки процесса добычи нефти. Аппаратурные средства различаются по количеству и размерам зондов, временному диапазону регистрации сигнала и соответственно по своим разрешающим возможностям.

На рис. 7.2 приведена схема конструкции скважинного прибора ЭМДС–ТМ–42. Одно из преимуществ такого комплекса зондов – наличие малого C и большого A осевых зондов, что позволяет совершенно однозначно производить привязку выявленных дефектов к первой (внутренней) или ко второй (внешней) колонне.

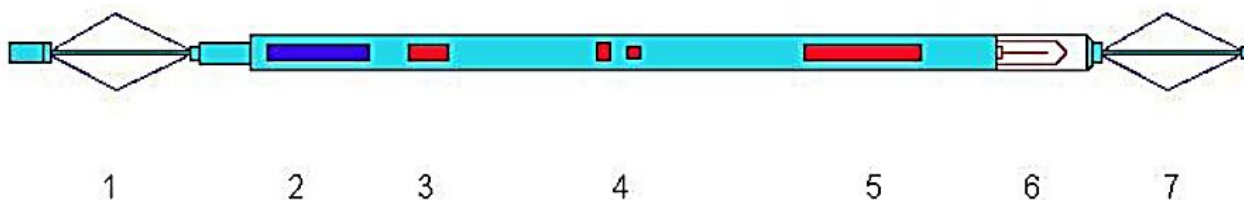


Рис. 7.2. Схема расположения зондов малогабаритного электромагнитного дефектоскопа ряда ЭМДС-ТМ-42: 1 – верхний центратор; 2 – блок-гамма; 3 – короткий осевой зонд C ; 4 – поперечные зонды B и BB ; 5 – длинный осевой зонд A ; 6 – термометр; 7 – нижний центратор

Дефекты стальной колонны типа продольных трещин и близких к продольным фиксируются относительно просто по интенсивным аномалиям осевого зонда, который преимущественно используется при толщинометрии. Для улучшения вертикальной характеристики зонда (снижения зависимости от неоднородности электромагнитных параметров колонны) длину его целесообразно сократить до размера порядка 5 см. С увеличением длины щели амплитуда аномалии растет, ширина щели значения не имеет, так как щель прерывает вихревые

токи по окружности трубы. Использование нестационарного режима измерений позволило совместить генераторную и приемную катушки и создать малогабаритный поперечный зонд, измеряющий радиальную составляющую электромагнитного поля.

Основные технические характеристики аппаратуры электромагнитной дефектоскопии ЭМДС-ТМ-42:

- максимальный диаметр внешней трубы – 426 мм;
- минимальный внутренний диаметр внутренней трубы – 60 мм;
- максимальная толщина стенки одной трубы – 12 мм;
- минимальная толщина стенки одной трубы – 3 мм;
- максимальная толщина стенки двух труб – 25 мм;
- пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения: относительного изменения толщины стенки одиночной трубы – не более 5 %; толщины относительного изменения стенки внешней трубы в двухколонных конструкциях – не более 15 %;
- минимальная протяженность дефекта типа «трещина» вдоль оси трубы, доступная для обнаружения, должна быть, мм: при исследовании одиночной трубы диаметром 50 мм – от 50 до 225 мм; при исследовании внутренней трубы двух- и трехколонных конструкций – 75, мм; при исследовании внешней трубы из двух соосных труб, мм: для диаметра 146 мм – 100, для диаметра 168 мм – 150, для диаметра 245 мм – 175, для диаметра 324 мм – 200;
- максимально допустимая скорость перемещения скважинного прибора по скважине для достижения детальности (не менее одного измерения на каждые 5 см): при основных наблюдениях – 0,166 м/с (400 м/ч); при детальных наблюдениях – 0,055 м/с (200 м/ч).

На основании теоретических и модельных исследований созданы основные конструктивы зондовых систем для решения задач измерения толщины стенки колонны и для решения задач поиска малых локальных дефектов (ряд ЭМДС-С, рис. 7.3).

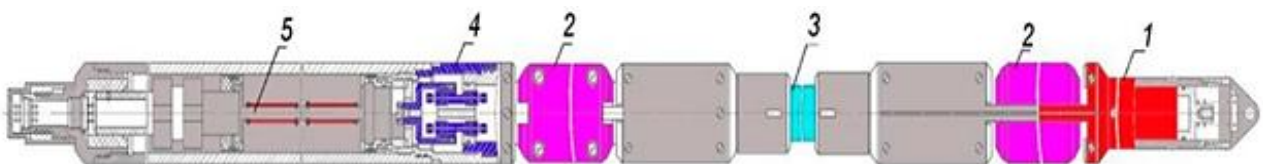


Рис. 7.3. Схема электромагнитного дефектоскопа с элементами сканирования ЭМДС-С: 1 – модуль гидрозащиты; 2 – модуль датчиков; 3 – модуль генератора; 4 – модуль коммутатора; 5 – модуль электроники

ЭМДС–С предназначен для решения следующих задач:

- детальное обследование колонны по нескольким образующим, выявления дефектов, определение их формы и размеров;
- определение толщины стенки колонны по нескольким образующим и осредненной по окружности;
- выявление и определение местоположения перфорационных отверстий сверлящей и кумулятивной перфорации.

Основной особенностью аппаратуры является размещение зондов для фиксации малых дефектов в специальных прижимных контейнерах, скользящих по стенке скважины. Данная конструкция позволяет существенно улучшить соотношение сигнала от дефекта и колебаний фона, обусловленных неоднородностью электромагнитных свойств колонны. Аномалия от малого дефекта типа отверстия быстро убывает с удалением от стенки (быстрее, чем $1/R^2$), в то время как аномалии от электромагнитных неоднородностей убывают с расстоянием заметно медленнее.

Зондовая часть аппаратуры ограничена четырьмя прижимными зондами, каждый из которых обследует сектор колонны в 90 градусов с небольшим перекрытием. Детальности вполне достаточно для разделения по образующим перфорационных отверстий, созданных перфоратором ПК–105, стреляющим в четырех направлениях.

Четыре зонда для дифференциальных измерений толщины стенки в отдельных секторах были размещены в тех же прижимных контейнерах, что и зонды малых дефектов. Кроме прижимных зондов, дефектоскоп содержит четыре интегральных зонда: два осевых и два поперечных, размещенных на оси прибора. Интегральные зонды позволяют выделить и уверенно опознать тип дефектов: продольные и поперечные трещины, зоны коррозии, а также определить толщину стенки, осредненную по окружности.

При каротаже дефектоскоп представляет собой единую жесткую сборку. При транспортировании модуль электроники может отделяться от остальных модулей. Скважинный прибор содержит теоретически обоснованную группу электромагнитных зондов различных размеров, ориентировки и конфигурации. Переменное электромагнитное поле, создаваемое генераторными

катушками, возбуждает в колонне вихревые токи, а измерительные катушки (датчики) фиксируют вторичное магнитное поле вихревых токов. Амплитуда поля на серии времен зависит от толщины стенок колонны и наличия дефектов колонны.

Для всех четырех дифференциальных датчиков используется одна генераторная катушка, размещенная в модуле генератора, остальные генераторные катушки расположены совместно с соответствующими измерительными катушками. Сигналы из модулей датчиков через герметичные разъемы в модуле коммутации передаются в модуль электроники. Здесь сигналы от всех датчиков усиливаются, проходят предварительную обработку, оцифровываются и передаются на поверхность по телеметрической линии связи. Модуль работает в двух взаимоисключающих режимах: режиме «толщины» и режиме «дефектов».

Основные технические характеристики аппаратуры электромагнитной дефектоскопии ЭМДС-С:

- диапазон измерения толщины стенки колонны – от 3 до 12 мм;
- основная относительная погрешность измерения толщины стенки колонны, осредненной по окружности – 10 %;
- основная относительная погрешность измерения толщины стенки колонны по каждому сектору – 20 %;
- минимальная протяженность дефектов типа трещины и щели – 75 x 0,5 мм;
- минимальные размеры локальных дефектов типа отверстий, доступных для обнаружения – 12 мм;
- внешний диаметр изучаемой колонны – от 146 до 168 мм;
- максимальная температура в скважине – 120 °С;
- максимальное гидростатическое давление – 80 МПа;
- потребляемая мощность – 15 Вт;
- габаритные размеры скважинного прибора: диаметр 112 мм; длина 3100 мм; масса дефектоскопа 110 кг; масса наземного пульта 6 кг.

На рис. 7.4 – 7.7 представлены дефектограммы, полученные в результате исследования обсадных колонн с помощью электромагнитной дефектоскопии.

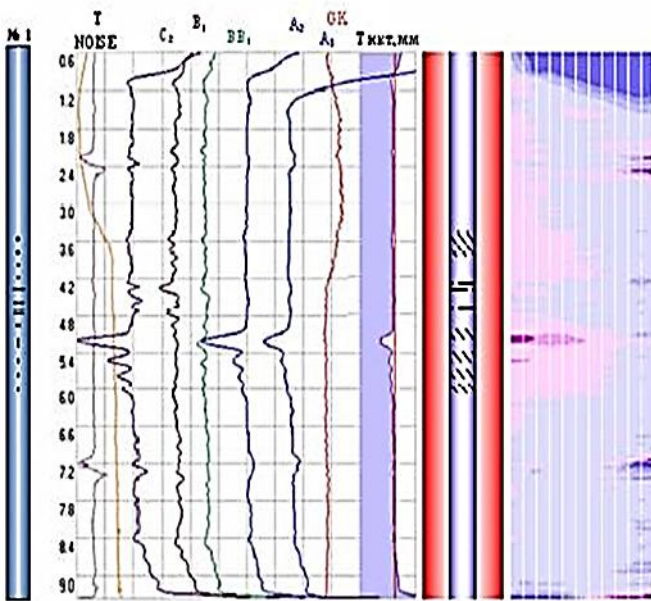


Рис. 7.4. Трещинные нарушения колонны, выявленные в условиях одноколонных и многоколонных конструкций

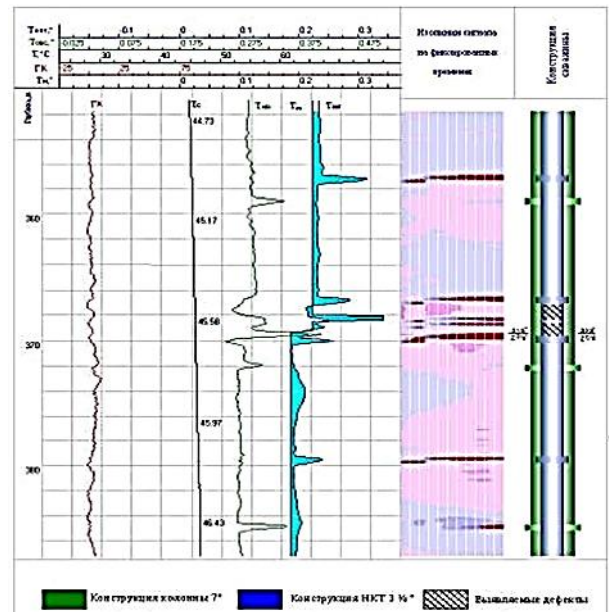


Рис. 7.5. Результаты применения ЭМДС-ТМ-42. Месторождение Fahud-97, Оман

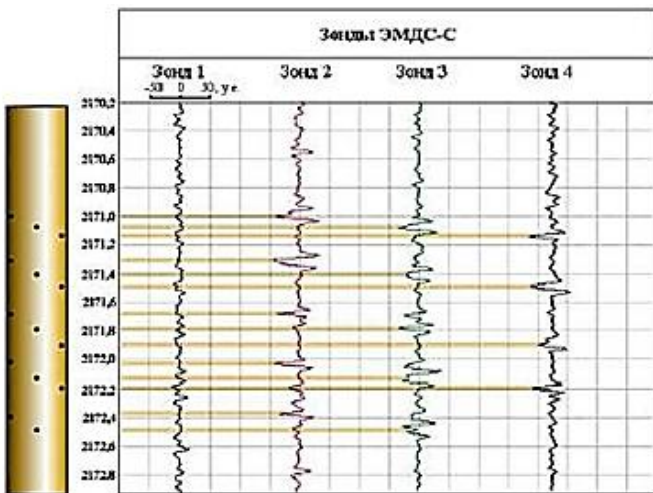


Рис. 7.6. Результаты применения ЭМДС-С для выявления отверстий перфорации ПК-105С.10 отв/м, колонна 168 мм. Нижневартовск, скв. 2

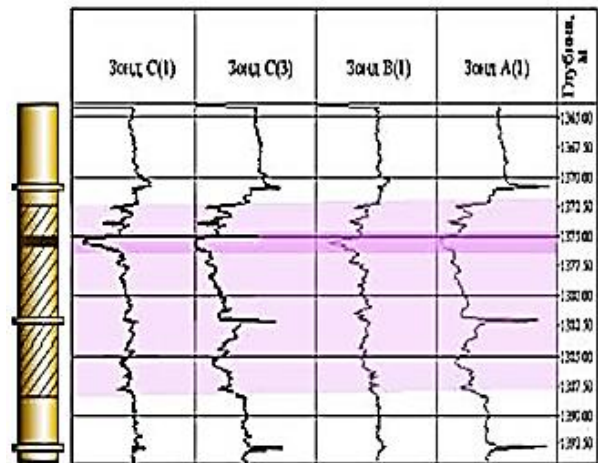


Рис. 7.7. Результаты применения ЭМДС-С для выявления интервалов развития коррозии. Туймазинское месторождение, скв. 704

7.3.2. Технология на основе магнитоимпульсной дефектоскопии [25]

Особую актуальность приобретает разработка технологии решения задач дефектоскопии в незаглушенных скважинах без подъема НКТ в условиях многоколонных конструкций. Аппаратура МИД–К для проведения магнитоимпульсной дефектоскопии–толщинометрии может быть успешно применена для контроля технического состояния обсадных колонн непосредственно в эксплуатирующихся нефтегазовых скважинах, а полученная при этом информация будет важной для принятия дальнейших решений относительно режимов эксплуатации таких скважин (рис. 7.8).

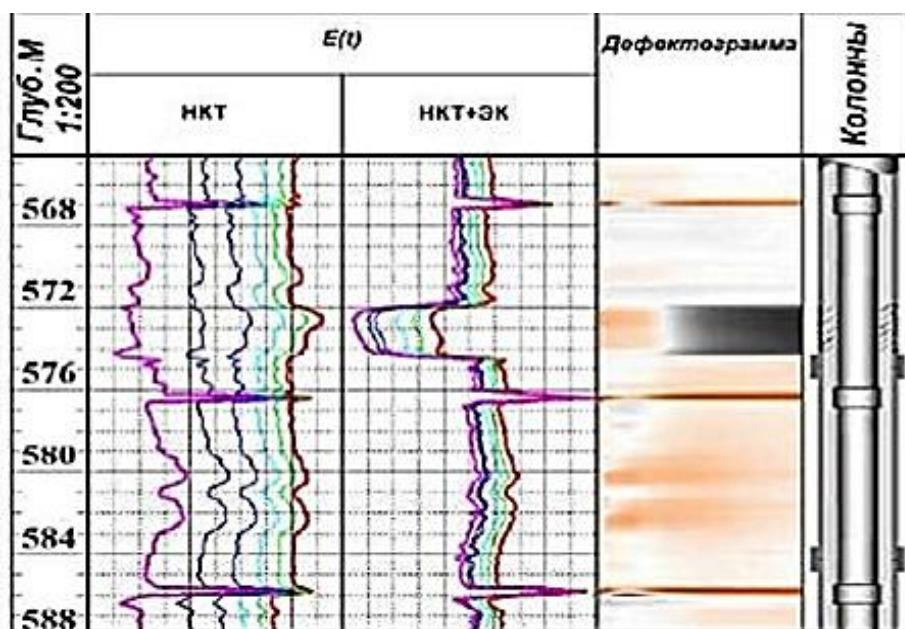


Рис. 7.8. Пример выявления нарушения в эксплуатационной колонне через НКТ

7.3.3. Электромагнитные дефектоскопы серии Pipe analysis logs [26]

Оценка качества обсадной колонны электромагнитными дефектоскопами Pipe analysis logs включает разделение внутренних и внешних дефектов колонны. Этот метод используется прежде всего для выявления небольших отверстий и дефектов. Высокочастотный вихревой ток определяет дефекты на внутренней стенке колонне, а рассеяние магнитного потока отражает толщину всей колонны.

С помощью таких измерений на обсадной колонне выделяются небольшие дефекты и области коррозии, которые могут быть идентифицированы с внутренней или внешней сторон колонны. Прибор регистрирует сигналы с 24 датчиков (12 магнитного потока и 12 высокочастотного вихревого потока) для полного охвата поверхности колонны. Используя данный прибор в комбинации с другими приборами (профилимер, акустический сканер), можно выявить и идентифицировать дефекты на внутренней и внешней колоннах в двухколонных конструкциях.

На рис. 7.9 показана запись прибором PAL для оценки коррозии колонны. Перфорация выполнена в интервалах 1145 – 1160 футов.

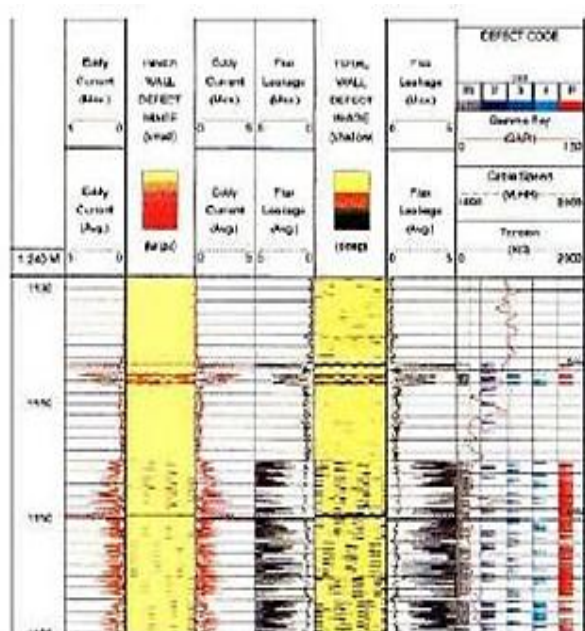


Рис. 7.9. Запись прибором PAL для оценки коррозии колонны.

Перфорация выполнена в интервалах 1145 – 1160 футов

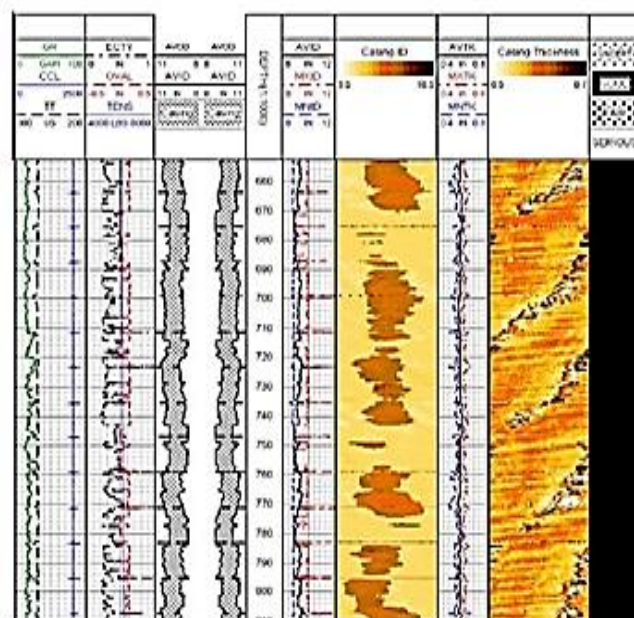


Рис. 7.10. Диаграмма с участками коррозии снаружи и внутри колонны

На рис. 7.10 показаны участки коррозии снаружи и внутри колонны. Развертка внутреннего диаметра колонны (casing ID) показывает овальность колонны: темно-красный – большой диаметр, бледный цвет – меньший диаметр. Развертка толщины колонны (casing thickness) показывает возможные трещины в колонне (рис. 7.10).

7.3.4. Прибор многочастотной электромагнитной толщинометрии METT Schlumberger [27]

Прибор многочастотной электромагнитной толщинометрии METT (рис. 7.11) использует неразрушающие бесконтактные индукционные методы для обнаружения потерь металла и изменений формы обсадной колонны вне зависимости от того, каким типом флюида заполнена колонна. Прибор METT обычно применяется для обнаружения масштабных коррозионных повреждений или трещин, а также может использоваться для обнаружения потерь металла на внешних колоннах в скважинах с несколькими колоннами.



Рис. 7.11. Прибор многочастотной электромагнитной толщинометрии METT

Области применения:

- определение местоположения коррозионных повреждений в компоновках с одной или с несколькими колоннами;
- оценка остаточного ресурса обсадной колонны;
- оценка эффективности систем противокоррозионной защиты.

7.3.5. Приборы для измерения толщины металла (Metal Thickness Tools) Sondex [28]

Степень коррозионных повреждений можно оценить посредством сочетания измерений толщины металла и внешней визуализации с внутренними радиальными измерениями. Компания Sondex предлагает два дополнительных прибора, обеспечивающие совместно с многорычажными профилемерами визуализацию трубы в целом, а также чрезвычайно точные данные о толщине металла.

Ультразвуковой толщиномер диаметром 21/8 дюйма оснащен шестью приемопередатчиками, установленными на башмаки, которые перемещаются по внутренней поверхности исследуемой трубы. Выходной сигнал прибора определяется временем пробега ультразвуковых импульсов, проходящих через оставшийся металл и отражающихся от противоположной стороны.

Магнитный толщиномер (Magnetic Thickness Tool, МТТ) отличается небольшими размерами (его диаметр составляет 1 1/16 дюйма), благодаря которым он проходит через эксплуатационную НКТ для исследования основной обсадной колонны (рис. 7.12). Прибор создает переменное магнитное поле, которое распространяется по внешней поверхности металла. Прибор оснащен 12 датчиками, расположенными по окружности внутри исследуемой обсадной колонны или НКТ. Каждый датчик регистрирует местные отклонения, определяемые толщиной отклонения в переменном магнитном поле при его возвращении в обсадную колонну. Двенадцать выходных сигналов обеспечивают достаточное количество данных для трехмерной визуализации исследуемой толщины.

Сочетание трех описанных выше технологий контроля обеспечивает наилучшую возможную информацию о состоянии скважины, что способствует более точному планированию капитального ремонта скважин.

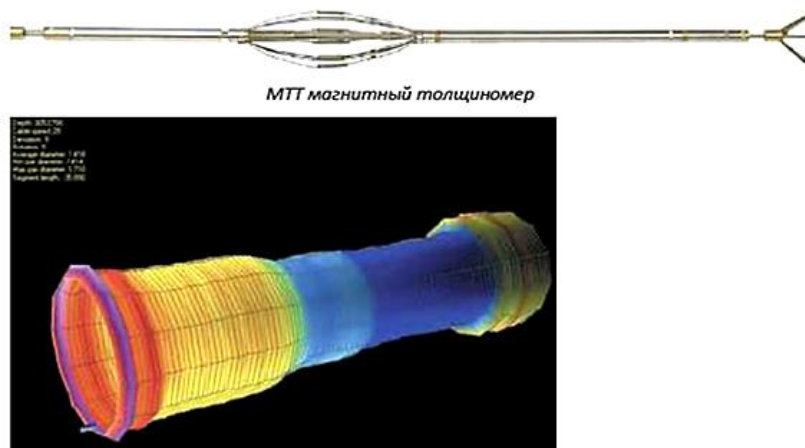


Рис. 7.12. Трехмерное изображение, демонстрирующее уменьшение толщины одной секции обсадной колонны

7.4. Технология диагностики с использованием сканирующих магнитных интроскопов [29]

Используя опыт диагностики и мониторинга состояния трубопроводных конструкций, институт «ТатНИПИнефть» и компания ООО «ЦТД Интроско» разработали технологию диагностики ЭКС с использованием сканирующих магнитных интроскопов [30]. Принцип действия СМИ [31, 32] основан на методе

регистрации утечки магнитного потока (MFL-метод). СМИ содержит (рис. 7.13) намагничивающее устройство и многоэлементную систему из датчиков утечки магнитного потока.

Намагничивающее устройство создает в стенках ЭКС магнитный поток. При его прохождении через область стенки ЭКС с дефектами или иными особенностями у внутренней поверхности стенки ЭКС формируется магнитный рельеф в виде суперпозиции магнитного поля намагничивания и магнитного поля рассеяния от дефектов и особенностей ЭКС. При перемещении СМИ внутри ЭКС осуществляется считывание магнитного рельефа, по величине и характеру распределения которого можно судить о параметрах дефектов и особенностях стенки ЭКС.

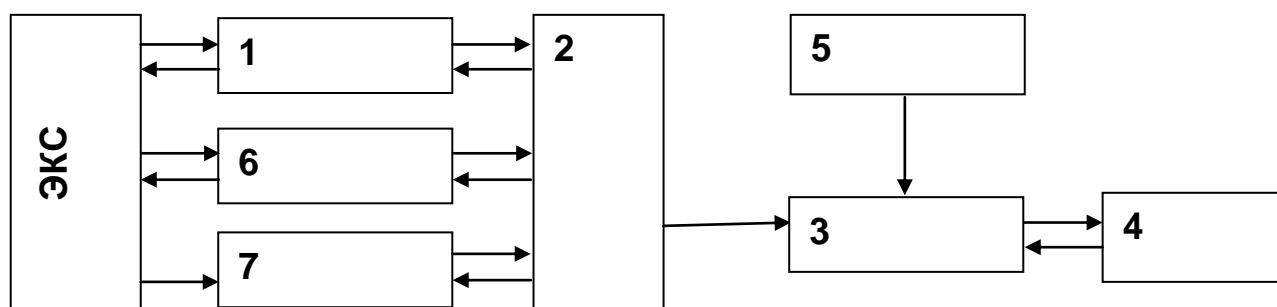


Рис. 7.13. Структурная схема системы сканирующей магнитной интроскопии: 1 – основная магнитоизмерительная система; 2 – бортовой контроллер; 3 – наземный контроллер; 4 – персональный компьютер; 5 – сельсин; 6 – дополнительный модуль; 7 – датчики комплексирования

Преимущества СМИ в решении основных задач обследования скважины с использованием интроскопов серии МИ–5Х сведены в табл. 7.1.

Конструктивно скважинный модуль сканирующего интроскопа МИ–50 состоит из трех блоков (рис. 7.14), размещенных в едином корпусе: блока магнитной интроскопии (сканер интроскопа), блока магнитно-импульсной толщинометрии (толщиномер) и блока гамма-каротажа (ГК). Блок ГК служит для «привязки» к геологическому разрезу всей получаемой информации, а также для выявления радиогеохимических аномалий, которые могут оказаться косвенным признаком ухода жидкости за колонну в интервале ее нарушений, а блок толщинометрии – для определения усредненной по окружности толщины стенки ЭКС.

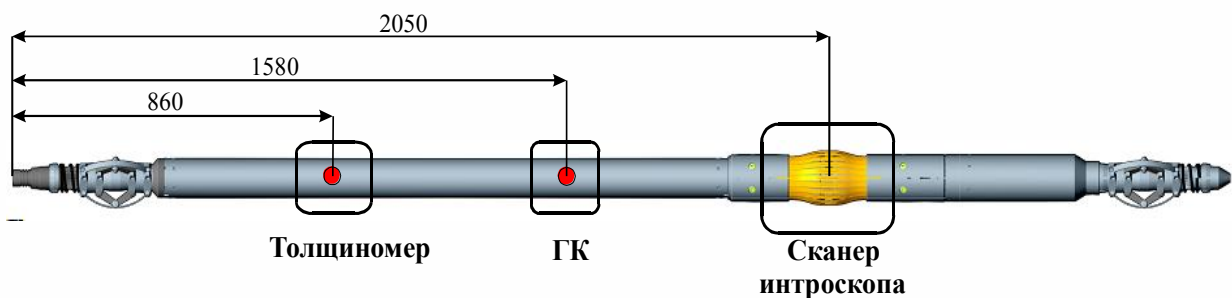


Рис. 7.14. Конструкция скважинного магнитного интроскопа МИ–50

Таблица 7.1

Преимущества использования СМИ при диагностике коррозионного состояния обсадной колонны

№ п/п	Основные задачи обследования скважины	Возможности магнитного интроскопа МИ–5Х
1	Выявление негерметичности колонн	Выявление сквозных отверстий $D > 4$ мм и трещин длиной > 30 мм
2	Определение положения интервалов и качества перфорации	Измерение координат и определение числа перфорационных отверстий, положения и протяженности интервалов перфорации по глубине колонны с точностью измерения ± 1 см
3	Определение качества муфтовых соединений и положения элементов конструкции ЭКС	Выявление и измерение размеров и положения муфт (с определением межтрубного зазора), центраторов, цементировочного башмака и других ферромагнитных элементов конструкции
4	Определение толщины стенки труб	Определение интегральной толщины стенки труб с абсолютной погрешностью 0,4 мм
5	Оценка дефектности труб	Измерение координат дефектов по глубине колонны; точность измерения ± 1 см. Регистрируются координаты, тип, форма, взаимное расположение и ортографические размеры дефектов типа «потеря металла» и «трещина» глубиной более 0,2 от толщины стенки колонны

Установление соответствия показаний всех блоков СМИ и глубины ЭКС осуществляется при использовании одометрического блока (сельсина), устанавливаемого на устье скважины. Информация о выявленных дефектах записывается в стационарный или портативный компьютер каротажной станции. Обнаружение, распознавание и оценка дефектов осуществляется путем анализа магнитограмм, полученных в процессе каротажа. Поставляемое с интроскопом программное обеспечение позволяет проводить расшифровку магнитограмм и интерпретацию данных обследования, подготовку отчетов и архивирование результатов контроля (рис. 7.15).

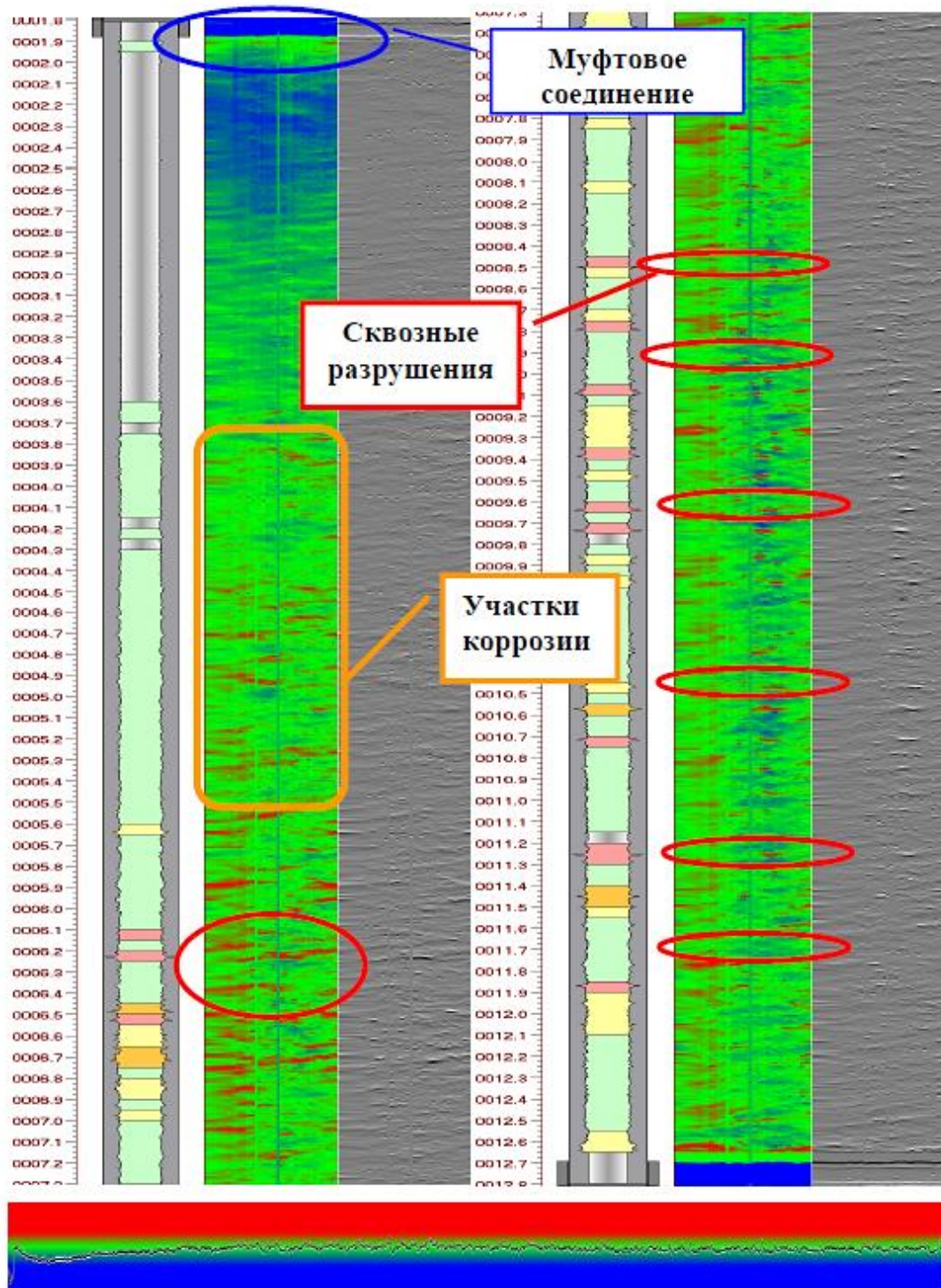
Программное обеспечение (ПО) позволяет проводить обработку данных, получаемую от всех функциональных блоков СМИ: магнитной интроскопии, толщинометрии и гамма-каротажа. Калибровка системы отсчета глубины СМИ осуществляется в лабораторных условиях с использованием специальных эталонных образцов длины. Ее необходимость обусловлена тем, что для определения глубины используется штатное одометрическое оборудование геофизической партии, точность которого не может быть заранее оценена при изготовлении СМИ. Для градуировки показаний СМИ используется образец ЭКС с эталонными дефектами. В процессе градуировки записываются показания от эталонных дефектов. В дальнейшем они используются при интерпретации диагностических данных для определения параметров и особенностей ЭКС. В процессе геофизических работ при обследовании ЭКС запись диагностических данных в память компьютера сопровождается одновременным выводом на его монитор текущей диагностической информации, позволяющая повернуть изображение, убрать помехи, выбрать соответствие цвета и показаний и т.д.

Интерпретация – наиболее ответственный этап обработки диагностической информации. В настоящее время интерпретация может осуществляться в ручном и полуавтоматическом режимах.

Основные характеристики магнитного интроскопа МИ–50:

- максимальная толщина стенки обследуемой обсадной колонны – 11, мм;
- максимальная скорость диагностики – 0,2 км/ч;
- минимальный условный диаметр выявляемого дефекта типа «сквозное отверстие» – 4 мм;
- минимальный размер выявляемого дефекта типа «коррозионная каверна» (длина/ширина) – 10/10 мм;

- минимальный размер выявляемого дефекта типа «поперечная щель» длина/раскрытие – 30/10 мм;
- глубина от толщины стенки – 40 %;
- погрешность определения толщины колонны – 0,4 мм.



а

Рис. 7.15. Магнитограмма участков ЭКС № 2691 НГДУ «Азнакаевскнефть» в интервалах: а – 1,8 – 12,8 м; б – 149,9 – 157,5 м (см. также с. 118)



б

Рис. 7.15. Окончание.

Технические и эксплуатационные параметры магнитного интроскопа МИ–50 за одну операцию спуска–подъема позволяют: регистрировать дефекты и особенности ЭКС; выявлять коррозионные и усталостные трещины, каверны, язвы, потери металла, конструктивные особенности ЭКС (пакер-гильзы, муфты, центраторы, перфорация и т.д.); оценивать результаты воздействия ремонтного, эксплуатационного, бурового оборудования на стенку ЭКС.

Для диагностического обследования с помощью СМИ не требуется очистки стенок ЭКС до металла и обеспечения высоких показателей дисперсности скважинной жидкости. Критерием пригодности ЭКС к проведению обследования является прохождение шаблона.

На рис. 7.16 показаны наиболее характерные дефекты, обнаруженные в результате проведения магнитной интроскопии ЭКС.

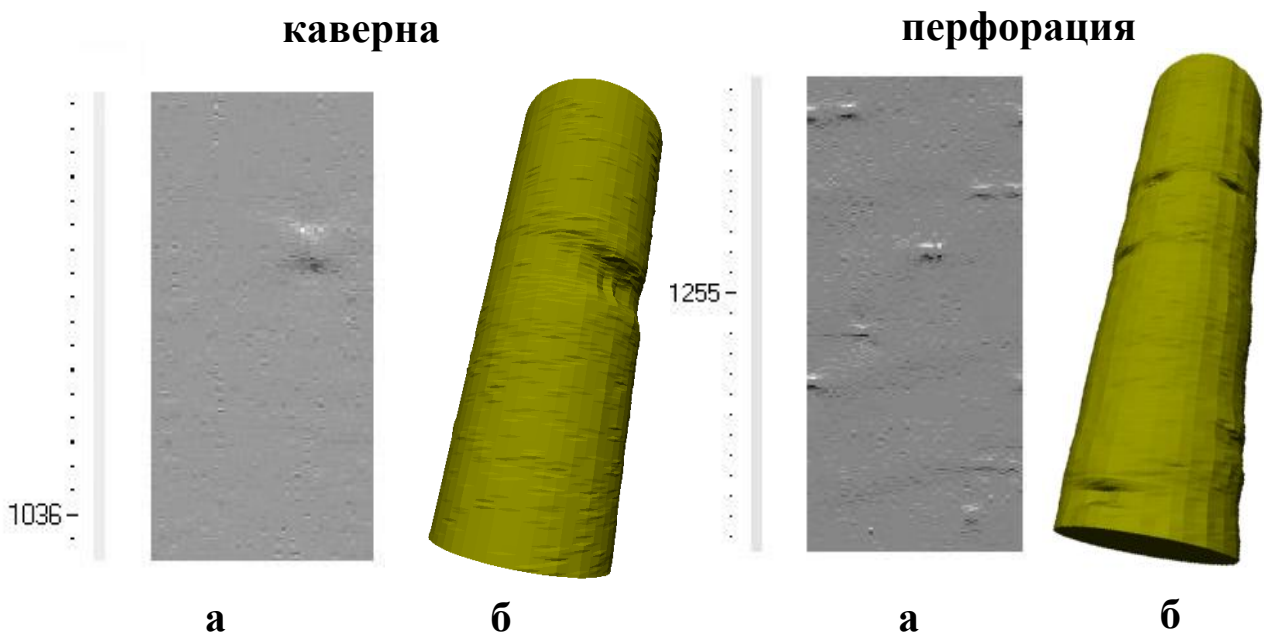


Рис. 7.16. Двухмерные (а) и трехмерные (б) изображения, полученные с помощью интроскопа МИ–50 (скв. 766 НГДУ «Бавлынефть»)

За период с 2007 по 2010 гг. в ПАО «Татнефть» обследовано 146 скважин. По результатам диагностики выявлено и локализовано более тысячи дефектов ЭКС. В табл. 7.2 представлена форма сбора данных по результатам исследований магнитным интроскопом МИ–50.

В настоящее время разработана и введена в действие нормативная документация, регламентирующая использование технологии магнитной интроскопии [31].

Таблица 7.2

Сведения по результатам исследований магнитным интроскопом МИ-50
по скважинам ПАО «Татнефть»

№ п/п	Скважина, площадь	Дата строительства	Дата исследования	Тип скважины	Заказчик, НГДУ	Интервал исследования, м	Характер выявленных нарушений
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1307 Акташская	12.1972	28.12.05	нагн	НГДУ «Заинскнефть», Альметьевское УПНП и КРС	0-830	Многочисленные интервалы коррозионного поражения обсадной колонны; 5 возможно сквозных нарушений.
2	2629 Акташская	01.1964	29.12.05	нагн	НГДУ «Азнакаевскнефть», ЦППД	0-1658	Незначительная коррозия по колонне; 2 сквозных нарушения.
3	4401 Азнакаевская	10.1958	25.01.06	доб	НГДУ "Азнакаевскнефть", ЦДНГ-5	0-600	Незначительная коррозия по колонне; 3 возможно сквозных нарушения.
4	8465 Зеленогорская	01.1969	26.01.06	доб	НГДУ "Азнакаевскнефть" ЦКРС-4	0-600	Незначительная коррозия по колонне; 4 возможно сквозных нарушения.
5	2045 Павловская	07.1956	30.01.06	доб	НГДУ "Азнакаевскнефть" ЦДНГ-5	0-600	Незначительная коррозия по колонне; имеются многочисленные нарушения, возможно сквозные
6	8169 Березовская	05.1974	03.04.06	нагн	Альметьевский ЦППД	0-409	Коррозия не выявлена; имеется 1 недоворот в муфтовом соединении.
7	10032 Сев.-Альметьевская		05.04.06	нагн	Альметьевский ЦППД	0-319	Незначительная коррозия по колонне; 2 возможно сквозных нарушения.
8	2078 Ново-Елховская	10.1976	13.04.06	доб	НГДУ "Елховнефть" Миннибаевский ЦКРС	0-402	Коррозия не выявлена; 1 недоворот в муфтовом соединении.
9	295Д Бавлинская	05.1989	15.04.06	доб	Ленинское УПНП и КРС, ЦКРС-1	1287.5 -1378	В интервале исследования колонна сильно корродирована; 2 возможно сквозных нарушения; 2 недоворота в муфтовом соединении.

7.5. Акустический каротаж

Одним из эффективных способов контроля внутренней поверхности обсадных колонн является акустический метод на отраженных волнах [33]. Акустический телевизор малого диаметра АВК–42М позволяет получать видеоизображение внутренней поверхности стенки скважины в двух параметрах: в амплитудном и временном (рис. 7.17). Используется принцип регистрации изменения отражающей способности внутренней поверхности при сканировании колонны ультразвуковыми импульсами, при этом регистрируется и изменение времени прихода отраженных эхоимпульсов. На этих принципах построены аппаратура USI фирмы Schlumberger, отечественные акустические телевизоры АРКЦ–Т–1, САТ–4 НПФ «Геофизика», АВК–42 НПП «ВНИИГИС», АКЦ СВ НПП «Геометр», сканеры Schlumberger – СЕТ–СЕ/Г/Ј, СЕТ–В В/Н/Ғ, Computalog–РЕТ, Baker Atlas–СВТ.

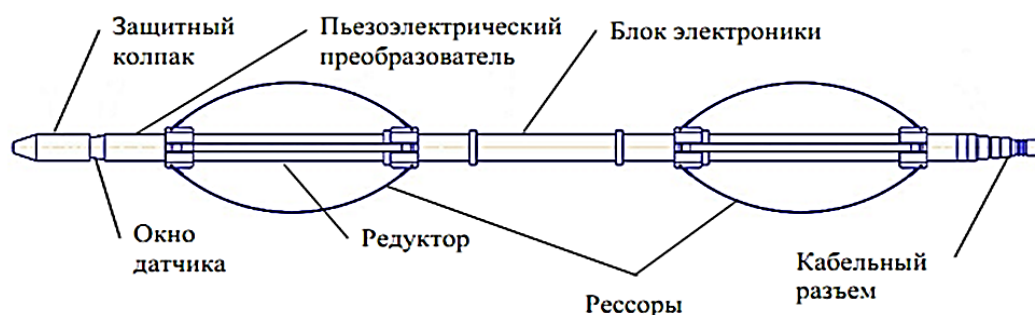


Рис. 7.17. Схема прибора акустического телевизора АВК–42М

Малый диаметр аппаратуры АВК–42М позволяет исследовать скважины диаметром от 75 до 250 мм, а ее малый вес и жесткие центраторы обеспечивают хорошую центровку и прохождение в наклонно направленных скважинах, в том числе и в горизонтальных скважинах.

При исследованиях старого фонда скважин хорошо зарекомендовал себя комплекс двух сканирующих методов – акустического и электромагнитного, который позволяет хорошо различать интервалы с внутренней и внешней коррозией обсадной колонны. На рис. 7.18 показан пример выделения интервала внутренней и внешней площадной коррозии обсадной колонны, по данным электромагнитной дефектоскопии, прибором ЭМДС–С и АВК–42М. На глубине 1832 м и ниже в колонне появляются

множественные язвы, самые крупные из них отмечены в интервале 1836 – 1839 м прибором ЭМДС–С, а АВК–42М фиксирует интенсивную внутреннюю площадную коррозию. Зонды толщины прибора ЭМДС–С фиксируют здесь существенное уменьшение толщины стенки скважины, а на видеограмме АВК–42М – потемнение цветовой окраски, связанное с падением интенсивности отраженного сигнала. С глубины 1838 м и ниже по видеограмме АВК–42М дефектов внутренней поверхности не наблюдается, а по данным ЭМДС–С отмечаются дефекты до глубины 1839 м, что говорит о наличии дефектов с внешней стороны колонны.

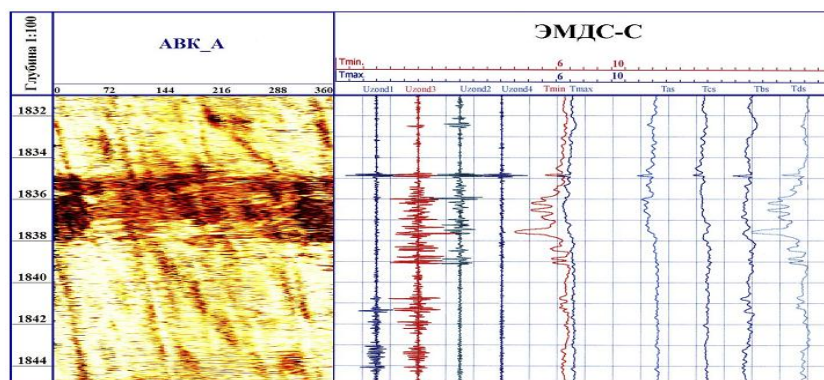


Рис. 7.18. Пример выделения интервала внутренней и внешней площадной коррозии обсадной колонны

На рис. 7.19 на видеограмме показано проявление коррозионной язвы на глубине 1184,8 м, которое подтверждается трехэкстремальной аномалией кривых U2 и U4 электромагнитной дефектоскопии прибором ЭМДС–С, справа – данные акустической цементометрии с прибором ЗАС–ТШ–36, показывающие плохое качество цементирования в интервале 1184 – 1187 м.

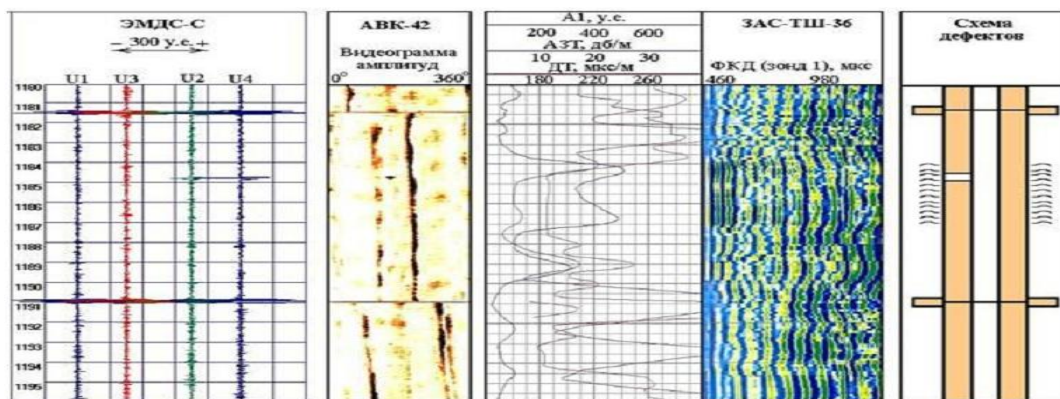


Рис. 7.19. Пример выделения отдельной коррозионной язвы и нарушения цементного кольца

7.6. Гамма-гамма толщинометрия

Гамма-гамма толщинометрия – радиоактивный метод регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего источник среднеэнергетического γ -излучения и детектор рассеянного гамма-излучения. Длина зонда выбирается порядка 9 – 12 см, чтобы исключить влияние на результаты измерений плотности среды за обсадной колонной и обеспечить максимальную чувствительность метода к изменению толщины стенки колонны.

Метод используется для определения средней по периметру толщины обсадной колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей, пакеров и других элементов конструкции скважины, оценки степени механического и коррозионного износа труб. Прибор центрируется в скважине.

Для количественной интерпретации результатов используются калибровочные зависимости, связывающих скорость счета датчика (импульсов/мин) с толщиной стальной колонны. При интерпретации вносятся поправки на фон естественного гамма-излучения, а также на влияние плотности заполнителя ствола скважины и заколонного пространства. В качестве средства калибровки используется набор труб с различными диаметрами и толщиной стенок [34].

Контрольные вопросы

1. Основные задачи мониторинга технического и коррозионного состояния обсадных колонн.
2. Методы исследования, применяемые для мониторинга коррозионного состояния обсадных колонн.
3. Технология магнитной интроскопии при диагностике состояния эксплуатационных колонн скважин.

Глава 8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ [35–41]

В настоящее время в ПАО «Татнефть» катодной защитой охвачено более 11 тысяч обсадных колонн и свыше 11 тыс км выкидных линий добывающих и разводящих водоводов нагнетательных скважин [36–39]. Для технико-экономического обоснования применения катодной защиты проанализирована динамика нарушений обсадных колонн добывающих и нагнетательных скважин по причине коррозии с возрастом до 30 лет, соответствующим проектному сроку эксплуатации установки катодной защиты, на примере сравнительной оценки работы скважин НГДУ «Джалильнефть» без катодной защиты, находящихся в эксплуатации с 1985 года и оснащенных электрохимической защитой с 2003 года – время активного внедрения катодной защиты.

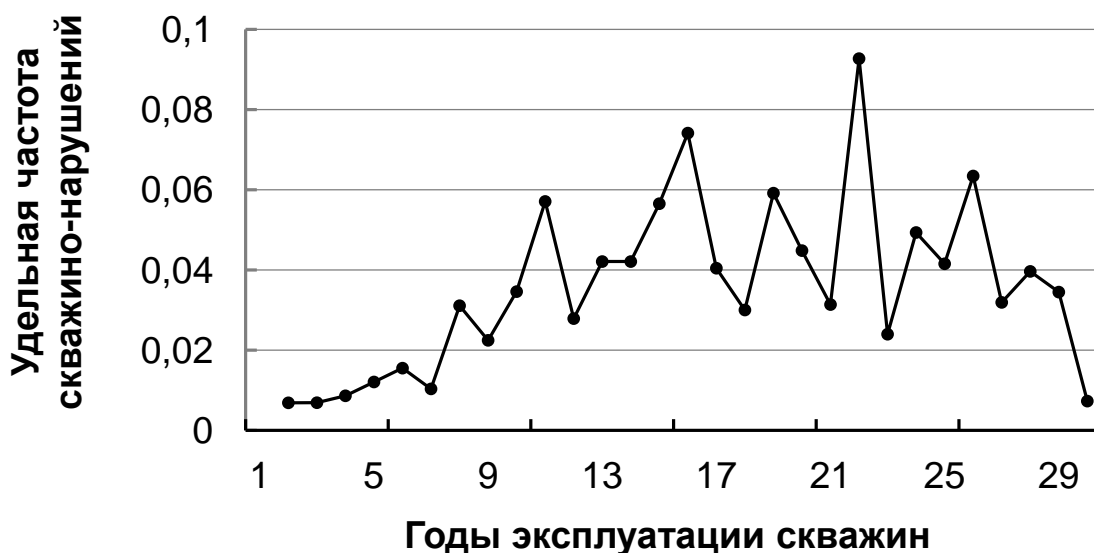
На начальном этапе была собрана сводная информация о количестве скважино-нарушений обсадных колонн (шт.), приходящихся на порядковый номер года эксплуатации скважин (1 – 30). Нарушения в первый год эксплуатации классифицировались как брак при строительстве и в расчёт не принимались.

Для определения удельной величины скважино-нарушений добывающих и нагнетательных скважин, приходящихся на различные сроки эксплуатации скважин, было введено понятие удельной частоты скважино-нарушений, которая определялась как частное от деления количества скважино-нарушений, произошедших в N-й год эксплуатации, на общий фонд скважин, по которым имеется статистика эксплуатации в N-й год. Как видно из рис. 8.1, УЧС находится в диапазонах 0–0,0272 и 0,007–0,093 (нарушения происходили ежегодно) для добывающих и нагнетательных скважин соответственно.

Опыт эксплуатации добывающих скважин, оснащенных катодной защитой с момента их ввода в эксплуатацию, показал, что за 14-летний период (2003 – 2016 гг. – период обязательного оснащения катодной защитой всех вновь вводимых в эксплуатацию скважин) фактов скважино-нарушений по причине коррозии не зафиксировано, т.е. УЧС для последующих расчетов принята равной нулю.



а



б

Рис. 8.1. Динамика удельной частоты скважино-нарушений добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин без катодной защиты

На нагнетательных скважинах с катодной защитой нарушения по причине коррозии за исследуемый период были зафиксированы на 5-й, 8-й и 10-й годы эксплуатации (рис. 8.2), что вызвано локализацией коррозионных процессов на внутренней поверхности колонны. Решением данной проблемы в настоящее время является использование (закачка) антикоррозионной жидкости и установка пакеров внутри колонны для снижения давления на колонну.

С целью возможности прогнозирования значений УЧС для разработки методики оценки эффективности катодной защиты предлагается использовать ее среднее значение по НГДУ за рассматриваемый период.

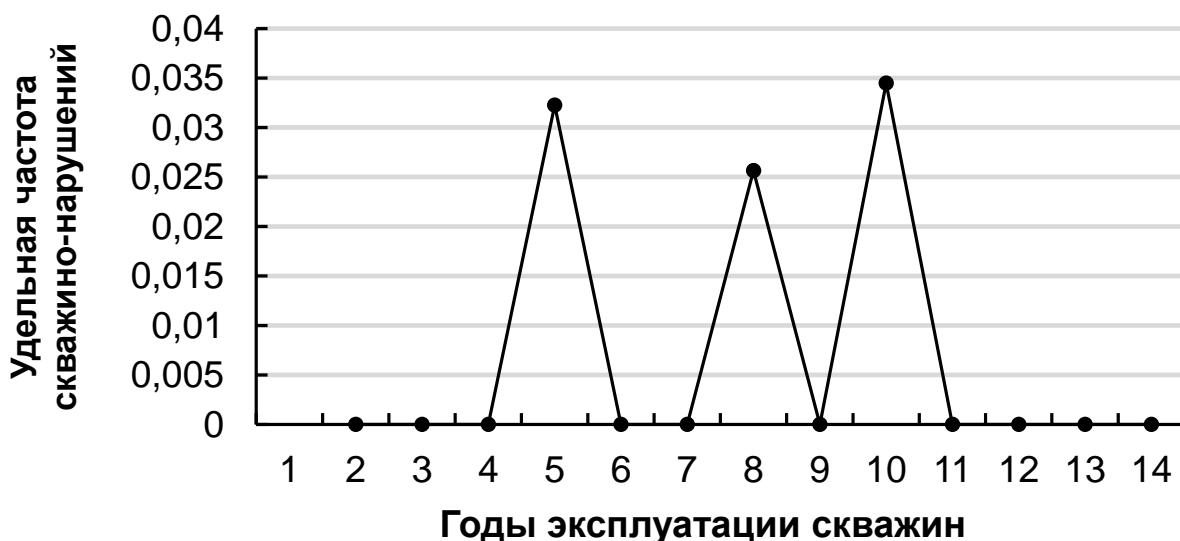


Рис. 8.2. Динамика удельной частоты скважино-нарушений нагнетательных скважин с катодной защитой

Наблюдаемое снижение УЧС при использовании активного способа защиты позволяет снизить продолжительность простоя скважины в ожидании капитального ремонта скважины и в ходе ее капитального ремонта, в результате чего обеспечивается выполнение дебитных норм в полном объеме.

На следующем этапе исследований для более детального изучения возможности зависимости простоя скважины в ОКРС, зафиксированного до появления проблем, связанных с нарушением эксплуатационной колонны, от дебита скважины был выполнен корреляционно-регрессионный анализ (рис. 8.3). Для скважин с дебитом 8–11 т/сут. время ОКРС составило 30–35 сут, для дебита скважин 1–2 т/сут. – 80–110 сут, т.е. высокодебитные скважины ремонтируются быстрее, а по скважинам с малым дебитом решение о проведении КРС откладывается. Характер построенной линии тренда (рис. 8.3) свидетельствует об отрицательной корреляции между рассматриваемыми параметрами, т.е. прослеживается обратная зависимость между дебитом и ОКРС.

Индекс детерминации R^2 , или степень достоверности аппроксимации, полученного уравнения регрессии в виде степенной функции (рис. 8.3) показывает, что в большинстве случаев (62 %) изменения ОКРС зависят от изменения дебита, а меньшая часть приходится на другие факторы, не учтенные в данной модели. Для оценки качества модели, статистической надежности полученного уравнения регрессии использован F-критерий Фишера F_R , фактическое

значение которого составило 20,94. Табличное значение F_k определяется по таблицам распределения Фишера. При уровне значимости $\alpha=0,05$ (вероятность отвергнуть правильную гипотезу при условии, что она верна) и степенях свободы $k_1=2-1$ и $k_2=15-2$ табличная величина $F_k=4,67$. Следовательно, $F_R > F_k$, поэтому полученное уравнение регрессии считается статистически надежным. Оценка индекса корреляции ($R=0,785$) по шкале Чеддока свидетельствует о высокой силе связи между рассматриваемыми переменными.

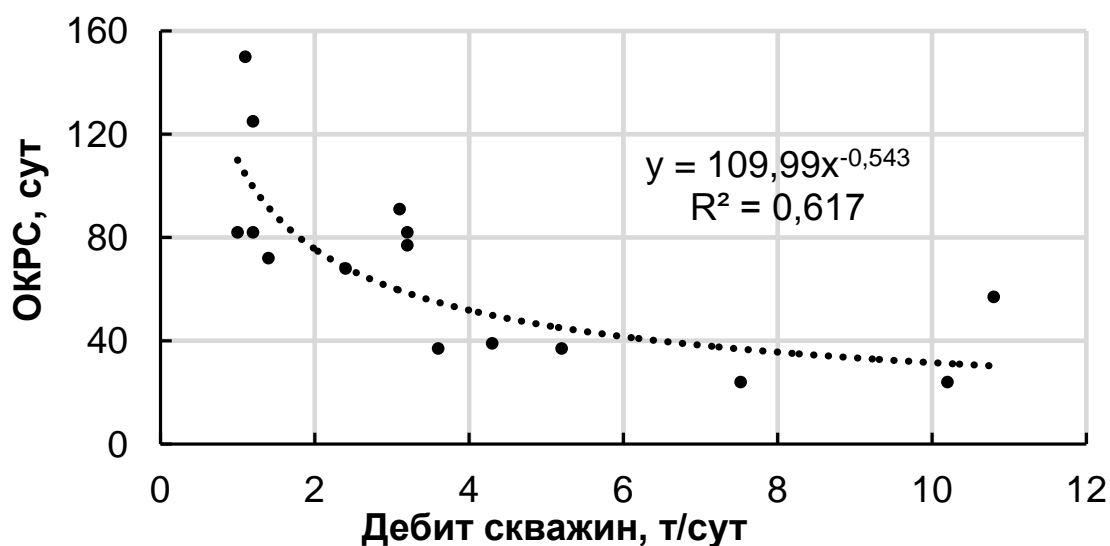


Рис. 8.3. Зависимость продолжительности ОКРС добывающих скважин от их дебита

Для нагнетательных скважин по группе реагирующих добывающих скважин с дебитом 1–5 т/сут время ОКРС составляет 75–85 сут, с дебитом 7–10 т/сут – 60–65 сут и для дебита более 15 т/сут – 45–50 сут, т.е. также прослеживается наличие отрицательной корреляции между рассматриваемыми параметрами (рис. 8.4).

Однако в отличие от рассмотренной выше зависимости для добывающих скважин степень достоверности аппроксимации полученного уравнения экспоненциальной функции менее 25 % (рис. 8.4), индекс корреляции менее 50 %, что свидетельствует о слабой (по шкале Чеддока) силе связи между рассматриваемыми переменными. Для построенной модели фактическая величина F_R составила 4,23, табличная величина $F_k=4,67$. Следовательно, $F_R < F_k$, и синтезированная при таких условиях

математическая модель практического значения не имеет. Другими словами, по условиям рассмотренного НГДУ функциональной зависимости времени простоя нагнетательной скважины в ОКРС от дебита нефти по группе реагирующих скважин не выявлено. В данном случае рекомендуется в расчётах для любых значений дебитов по группе реагирующих скважин применять среднее значение ОКРС нагнетательной скважины.

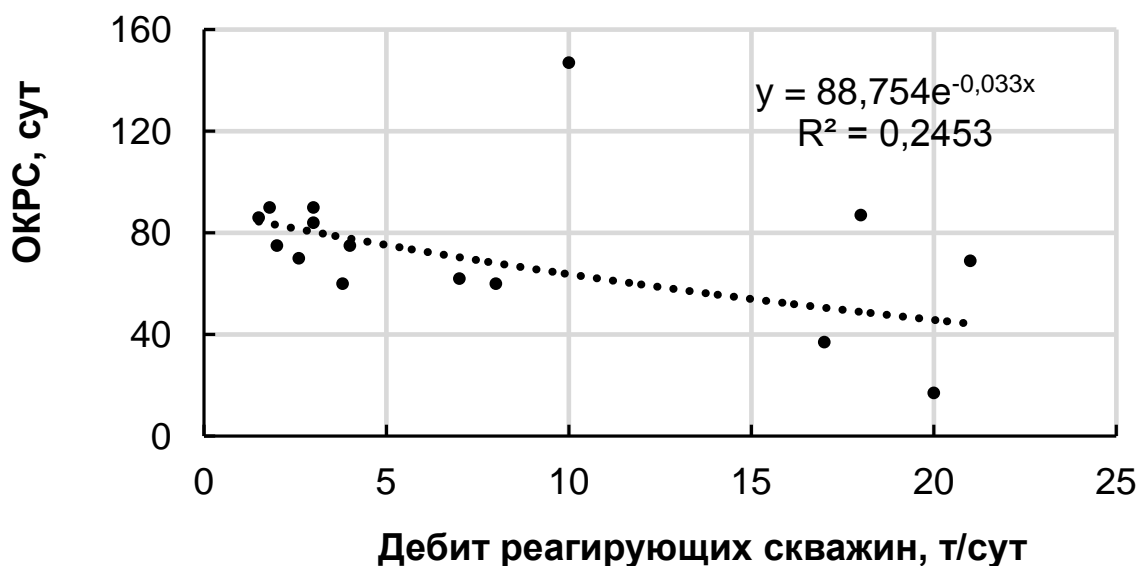


Рис. 8.4. Зависимость продолжительности ОКРС нагнетательных скважин от дебита по группе реагирующих скважин

Начиная с 2015 года (РД 153–39.0–935–15) на территории ПАО «Татнефть» под единый объект катодной защиты попадают (кроме добывающих и нагнетательных скважин) и выкидные линии (разводящие водоводы), для которых ранее была предусмотрена технология защиты с помощью протекторов. Причиной послужили недостатки технологии – ограниченная токоотдача, необходимость замены протекторов каждые 5 лет. Преимуществом технологии совместной катодной защиты обсадных колонн и выкидных линий (разводящих водоводов) скважин является возможность управления технологией катодной защиты, т.е. с помощью станции катодной защиты можно получить практически любую величину силы тока, необходимую для защиты обсадной колонны и трубопровода. При этом замена анодного заземлителя проводится один раз в 15 лет.

Далее на основе фактической статистики количества ремонтов по скважинам НГДУ «Джалильнефть», введённым в эксплуатацию в период 1985–2016 гг., и согласно нормативным документам ПАО

«Татнефть» предлагается методика расчёта экономической эффективности катодной защиты обсадных колонн скважин, которая может послужить технико-экономическим обоснованием применения катодной защиты.

За базу сравнения принимаются показатели работы скважин без КЗ обсадных колонн и с протекторной защитой трубопроводов. В рассмотренном примере УЧС скважин с КЗ сравниваются с УЧС скважин без КЗ по скважинам, введённым в эксплуатацию в НГДУ «Джалильнефть» за исследуемый период 1985–2016 гг.

Экономический эффект от применения катодной защиты обсадных колонн и трубопроводов скважин рассчитывается согласно основным требованиям «Положения по определению экономической эффективности внедрения результатов интеллектуальной деятельности» РД 153–39.0–620–09 по формуле

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T,$$

где P_T – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия; Z_T – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия.

Стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия формируется за счёт:

- экономии эксплуатационных затрат на КРС;
- увеличения выручки от реализации нефти, так как благодаря сокращению продолжительности простоя скважины в ожидании КРС снижаются недоборы нефти;
- исключения затрат на протекторную защиту выкидных линий (разводящих водоводов) скважин.

Экономия эксплуатационных затрат на КРС в N-й год эксплуатации скважины определяется путём умножения средней стоимости КРС на изменение УЧС в N -й год эксплуатации скважины. При определении стоимости КРС выбран ремонт с установкой дополнительной колонны как гарантированно более надёжный по сравнению с таким способом ликвидации нарушения эксплуатационной колонны как цементные заливки. Установка дополнительной колонны является относительно дорогим ремонтом, однако с учётом отказа от повторных заливок цемента при неуспешном первичном цементировании выбранный способ оказывается в итоге менее затратным по сравнению с цементированием. Изменение УЧС представляет собой разницу между УЧС по новому и базовому вариантам.

Увеличение выручки от реализации нефти в N-й год эксплуатации скважины представляет собой произведение

средневзвешенной цены реализации нефти (без НДС, экспортной пошлины и коммерческих расходов) и удельного сокращения недоборов нефти в N-й год эксплуатации скважины. Удельное сокращение недоборов нефти в N-й год эксплуатации скважины рассчитывается путем умножения суточного дебита нефти в N-й год эксплуатации скважины на удельное сокращение простоя скважины в ОКРС и КРС в N-й год эксплуатации скважины.

Динамика суточного дебита нефти по годам эксплуатации скважины определяется следующим образом: в первый год используется средний начальный дебит нефти; в последующие годы к дебиту предыдущего года применяется коэффициент падения добычи нефти, устанавливаемый технологическим управлением по разработке нефтяных месторождений и геологическим месторождением ПАО «Татнефть» для каждого НГДУ. Удельное сокращение простоя скважины в ОКРС и КРС в N-й год эксплуатации скважины рассчитывается путём умножения продолжительности простоя скважины по причине одного скважино-нарушения в N-й год эксплуатации скважины на изменение УЧС в N-й год эксплуатации скважины.

В свою очередь, продолжительность простоя скважины по причине одного скважино-нарушения в N-й год эксплуатации скважины складывается из продолжительности ОКРС в N-й год эксплуатации скважины и средней продолжительности КРС на ликвидацию нарушения обсадной колонны скважины. Для определения продолжительности ОКРС необходимо проведение корреляционно-регрессионного анализа статистических данных по НГДУ. По результатам анализа должна быть получена и оценена математическая модель, описывающая функциональную зависимость продолжительности ОКРС и дебита. Далее при определении продолжительности ОКРС в N-й год эксплуатации скважины используется:

а) значение ОКРС, рассчитанное по уравнению регрессии, – в случае, если полученное в результате анализа уравнение регрессии оценено как статистически надежное, выявлена высокая связь между рассматриваемыми параметрами, а построенная трендовая линия свидетельствует о наличии отрицательной корреляции продолжительности ОКРС от дебита скважины, зафиксированного до появления проблем, связанных с нарушением эксплуатационной колонны;

б) средняя продолжительность ОКРС, сложившаяся по НГДУ, – в обратном случае.

Затраты на протекторную защиту выкидных линий (разводящих водоводов) скважин складываются из инвестиционных затрат, связанных с внедрением установки протекторной защиты трубопровода скважины, удельных текущих затрат на обслуживание УПЗ и последующих эксплуатационных затрат на капитальный ремонт ПЗ, заключающийся в периодической замене изношенных элементов ПЗ. ПЗ включает в себя протекторную группу, контрольно-измерительную колонку с ограждением и по 2 шт. электроизолирующих соединений по концам каждого из защищаемых трубопроводов. Исходя из опыта протекторы меняют каждые 5 лет, КИК меняется через 10 лет, ЭИС и ограждение меняют через 15 лет.

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия складывается из удельных (приходящихся на одну скважину) единовременных затрат на внедрение установки катодной защиты и последующий капитальный ремонт КЗ, заключающийся в замене изношенных элементов КЗ, удельных текущих затрат на электроэнергию и обслуживание УКЗ, также учитывается увеличение условно-переменных затрат на добычу нефти, НДС и налога на прибыль. КЗ включает в себя станцию катодной защиты, анодные заземлители, КИК с ограждением и по 1 шт. ЭИС на конце каждого из защищаемых трубопроводов.

Удельные затраты, приходящиеся на одну скважину, определяются путём деления затрат на одну УКЗ на количество скважин, защищаемых этой установкой. Увеличение условно-переменных затрат на добычу нефти в N-й год эксплуатации скважины рассчитывается умножением норматива условно-переменных расходов на добычу 1 т нефти, ежегодно доводимого до НГДУ экономическим управлением ПАО «Татнефть», на удельное сокращение недоборов нефти в N-й год эксплуатации скважины. Увеличение НДС в N-й год эксплуатации скважины рассчитывается умножением ставки НДС, рассчитанной с учётом налоговых льгот, предоставляемых на добычу нефти данного участка недр, на удельное сокращение недоборов нефти в N-й год эксплуатации скважины.

В разработанной методике не учитываются возможные сопутствующие эффекты от внедрения КЗ: увеличение срока службы скважины, экологические эффекты.

Предварительный анализ данных НГДУ «Джалильнефть» показал следующее:

– зафиксированы единичные случаи ликвидации нагнетательной и добывающей скважин на 12-й и 14-й годы эксплуатации по причине коррозии эксплуатационной колонны, что позволило констатировать

незначительность эффекта от увеличения срока службы скважины в НГДУ;

– экологические эффекты не поддаются оценке из-за сложности их фактического учёта.

Для рассматриваемого в статье НГДУ «Джалильнефть» по состоянию на апрель 2017 г. при условии внедрения одной УКЗ для двух новых скважин чистый дисконтированный доход за расчётный период на одну добывающую скважину составил 144,4 тыс. руб./скв., на одну нагнетательную скважину – 825,2 тыс. руб./скв. Инвестиции на КЗ по добывающей скважине окупаются за 14,2 года, для нагнетательной скважины срок окупаемости составляет 9,2 года. Индекс доходности дисконтированных затрат по добывающей скважине составляет 1,9 доли ед., по нагнетательной скважине – 3,5 доли ед.

При расчете эффективности рекомендуется использовать статистические данные и исходные показатели не столько по НГДУ в целом, сколько по участкам (месторождениям) с идентичными условиями разработки, что позволит определить эффективные области применения катодной защиты в НГДУ. При отсутствии или недостаточности тех или иных показателей по скважинам 2003–2016 гг. (например, отсутствуют скважины без катодной защиты или их недостаточное количество для проведения анализа) необходимо использовать выборку скважин, внедренных ранее 2003 г., как это было продемонстрировано в разработанной методике. В случае, если срок дальнейшей эксплуатации скважины с учётом перевода добывающей скважины под нагнетание, устанавливаемый руководителем службы по разработке нефтяных и газовых месторождений НГДУ, составляет менее 30 лет, то за расчётный период принимается данный срок [41].

Контрольные вопросы

1. Методика расчёта экономического эффекта совместной катодной защиты.
2. Продолжительность ожидания капитального ремонта добывающих и нагнетательных скважин в зависимости от их дебита на надёжность.
3. Окупаемость инвестиций на катодную защиту по добывающей и нагнетательной скважинам.

Глава 9. ЗАДАНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА

9.1. Выбор скважин для подключения катодной защиты

В эксплуатации находится добывающая (нагнетательная) скважина, возраст которой X_2 лет. Планируемый срок дальнейшей эксплуатации данной скважины X_3 лет. Качество цементирования X_4 . За время эксплуатации проведено X_5 капитальных ремонтов скважины. Диаметр колонны равен X_6 . Дебит нефти в расчете на чистую нефть равен X_7 . Определить, будет ли использование катодной защиты в данном случае целесообразным или необходимо провести капитальный ремонт скважины. Исходные данные для расчета приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Значения параметров X_i

Вариант п/п	X_1	X_2 , годы	X_3 , годы	X_4	X_5	X_6 , мм	X_7 , т/сут ($X_1=1$) м ³ /сут ($X_1=2$)	X_8 , км
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	15	15	1	2	146	5	—
2	1	20	15	1	3	146	5	—
3	1	25	5	2	2	168	4	—
4	1	10	25	1	1	178	6	—
5	1	5	30	1	0	140	5	—
6	1	30	10	2	3	168	6	—
7	1	35	10	1	1	140	6	—
8	1	20	20	3	2	178	2	—
9	1	25	10	3	3	194	3	—
10	1	40	10	3	4	146	4	—
11	2	15	15	1	2	146	45	0
12	2	20	15	1	3	146	100	0,04
13	2	25	5	2	2	168	200	0,03
14	2	10	25	1	1	178	200	1
15	2	5	30	1	0	140	150	0,02
16	2	30	10	2	3	168	70	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	2	35	10	1	1	140	200	0
18	2	20	20	3	2	178	160	0
19	2	25	10	3	3	194	40	0
20	2	40	10	3	4	146	100	0

9.2. Расчет защитного тока обсадной колонны

Рассчитать защитный ток обсадной колонны нефтяной скважины. Средние характеристики обсадных колонн всех скважин примерно одинаковые и совпадают с примером, описанным в разд. 3.1.1 ($L_k=1000$ м). Распределение кажущегося удельного электросопротивления пластов в сводном геологическом разрезе скважин приведено в табл. 9.2. В сводном гидрогеологическом разрезе скважин выделяются два агрессивных водоносных горизонта: первый горизонт с концентрацией сероводорода в пластовой воде 100 мг/л в интервале 600 – 700 м, второй горизонт с концентрацией H_2S 300 мг/л в интервале 700 – 820 м. Стационарные катодные поляризационные кривые для пластовых вод двух агрессивных горизонтов представлены на рис. 3.2. Кривые распределения падения напряжения на эксплуатационной колонне, снятые двухконтактным зондом, при токах защиты 6, 9 и 12 А приведены на рис. 9.1.

Таблица 9.2

Распределение кажущегося удельного электросопротивления пластов в сводном геологическом разрезе скважин

1	Интервалы глубин, м	0 – 280,4	280,4–289,4	289,4–295,6	295,6–305,6	305,6–307,7	307,7–310,4	310,4–313	313–317,5	317,5–328,4
2	№ интервала	1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ρ_i , Ом·м	89,7	31,9	30,6	78,6	65,9	52,8	64,5	48,07	83,2
4	Толщина слоя H_i , м	280,4	9	6,2	10	2,1	2,7	2,6	4,5	10,9

Продолжение табл. 9.2

1	328,4–331,4	331,4–337,5	337,5–339,6	339,6–341,1	341,1–345,1	345,1–347,1	347,1–349,7	349,7–353,6	353,6–362,1	362,1–364	364–366,5	366,5–369,7	369,7–374,1	374,1–375,8
2	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
3	19,0	83,0	53,3	9,9	82,0	19,6	41,2	23,8	59,8	18,0	32,1	6,2	30	51,4
4	3	6,1	2,1	1,5	4	2	2,6	3,9	8,5	1,9	2,5	3,2	4,4	1,7

Продолжение табл. 9.2

1	375,8–378,2	378,2–390,5	390,5–395,8	395,8–397,4	397,4–400,8	400,8–408,9	408,9–412	412–417,7	417,7–422,6	422,6–424,5	424,5–426,8	426,8–429,6	429,6–432,1	432,1–462,2
2	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
3	98,9	45,5	18,2	32,8	73,1	81,0	31,2	73,0	96,2	78,5	113,	74,8	113,	79,6
4	2,4	12,3	5,3	1,6	3,4	8,1	3,1	5,7	4,9	1,9	2,3	2,8	2,5	30,1

Продолжение табл. 9.2

1	462,2–466,8	466,8–470,2	470,2–474,1	474,1–488	488–494,3	494,3–499,6	499,6–509,9	509,9–518,3	518,3–521,2	521,2–527,4	527,4–529,2	529,2–538,5	538,5–542,3	542,3–554,9
2	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
3	56,1	38,4	61,4	45,8	27,9	52,1	98,6	72,3	39,6	49,4	77,4	46,2	53,3	72,1
4	4,6	3,4	3,9	13,9	6,3	5,3	10,3	8,4	2,9	6,2	1,8	9,3	3,8	12,6

Продолжение табл. 9.2

1	554,9–556,8	556,8–560,7	560,7–567,9	567,9–569,1	569,1–573,1	573,1–575,3	575,3–577,3	577,3–583,3	583,3–591,6	591,6–596	596–620,2	620,2–623,6	623,6–630,6	630,6–634,4
2	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
3	78,0	49,1	70,1	48,3	99,2	54,0	73,8	42,1	56,4	81,7	55,9	89,2	53,0	80,1
4	1,9	3,9	7,2	1,2	4	4,2	2	6	8,3	4,4	24,2	3,4	7	3,8

Продолжение табл. 9.2

1	634,4–641,5	641,5–651,2	651,2–653,3	653,3–655,7	655,7–663,8	663,8–666,8	666,8–677,1	677,1–678,5	678,5–684,6	684,6–689,6	689,6–691,9	691,9–693,7	693,7–697,8	697,8–699,2
2	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79
3	48,9	76,7	45,2	82,0	47,4	80,3	79,2	45,0	72,0	43,7	64,3	43,3	101,4	46,2
4	7,1	9,7	2,1	2,4	8,1	3	10,3	1,4	6,1	5	2,3	1,8	4,1	1,4

Продолжение табл. 9.2

1	699,2–718,9	718,9–720,3	720,3–723,3	723,3–727,9	727,9–738,9	738,9–742,9	742,9–771,1	771,1–777,2	777,2–781	781–784,5	784,5–790	790–802,8	802,8–808,4	808,4–814,1
2	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
3	51,1	35,6	58,3	108	66,3	107	58,6	86,3	50,1	72,5	51,2	89,7	52,5	37,7
4	19,7	1,4	3	4,6	11	4	28,2	6,1	3,8	3,5	5,5	12,8	5,6	5,7

Продолжение табл. 9.2

1	814,1–816,2	816,2–823,2	823,2–828,4	828,4–834,2	834,2–852,7	852,7–855,1	855,1–861,4	861,4–887,8	887,8–891,9	891,9–900	900–911,3	911,3–915,9	915,9–926	926–952,2
2	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107
3	50,7	82,8	36,6	27,0	98,7	53,1	98,9	75,5	16,9	41,7	57,9	91,8	73,7	97,3
4	2,1	7	5,2	5,8	18,5	2,4	6,3	26,4	4,1	8,1	11,3	4,6	10,1	26,2

Окончание табл. 9.2

1	952,2–956,5	956,5–962,2	962,2–970,5	970,5–981,5	981,5–989,4	989,4–995,7	995,7–1000,4
2	108	109	110	111	112	113	114
3	81,8	27,2	100,4	85,0	79,5	80,8	97,2
4	4,3	5,7	8,3	11	7,9	6,3	4,7

Среднее удельное электросопротивление верхних слоев грунта на месторождении (до глубины 10 м) $\rho_i = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

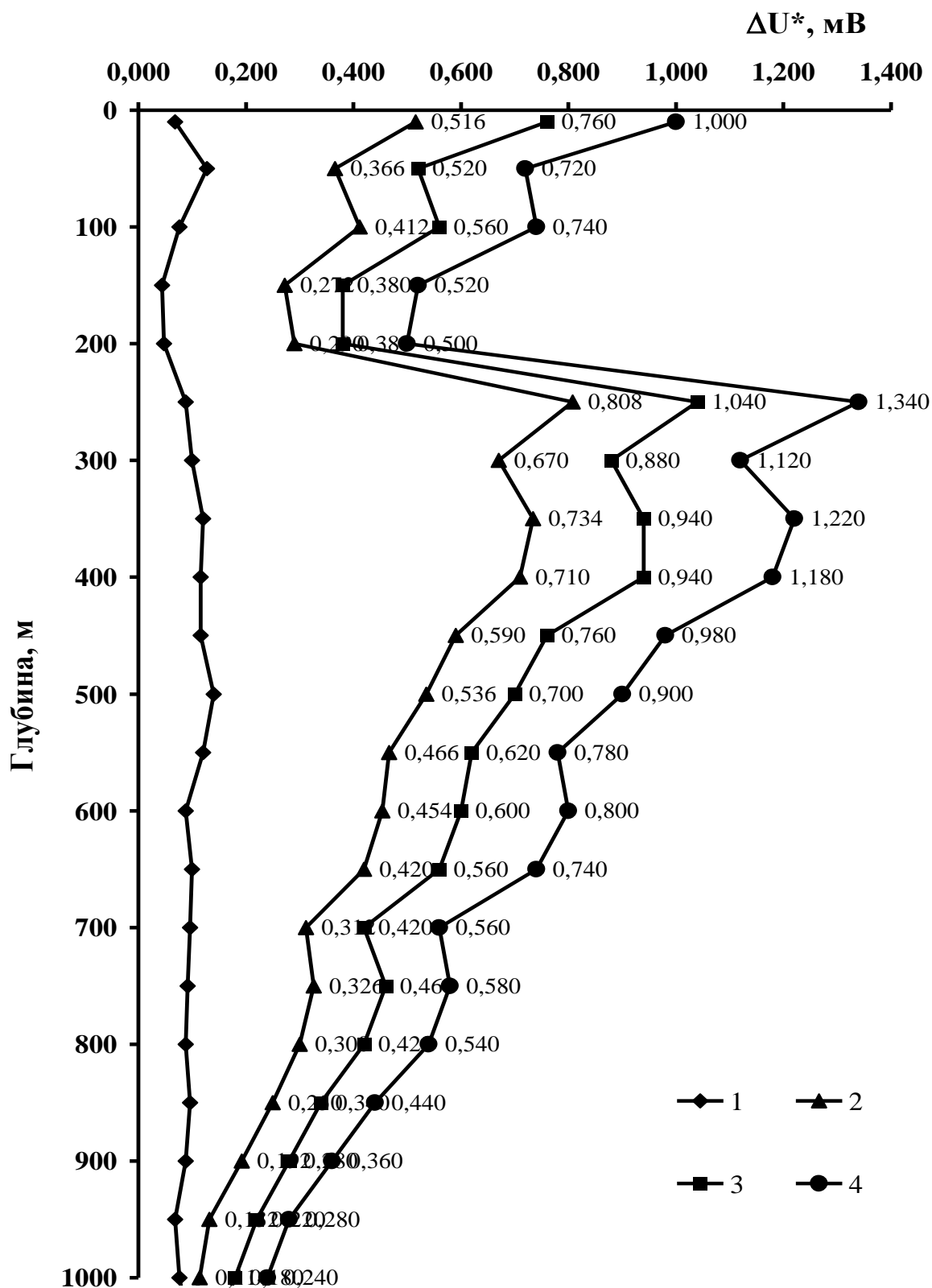


Рис. 9.1. Кривые распределения падения напряжения на обсадной колонне ΔU по глубине скважины: 1 – в естественном состоянии; 2 – ток защиты 6 А; 3 – ток защиты 9 А; 4 – ток защиты 12 А

*Экспериментально полученные результаты падения напряжения получены с использованием усилителя в 500 раз

9.3. Расчет тока защиты с применением метода расчета сдвига потенциала в стволе скважины и величины сопротивления в системе скважина / грунт

Рассчитать необходимый ток защиты для достижения потенциала на забое обсадной колонны скважины 0,1 В (см. рис. 5.2). Геометрические характеристики обсадных труб приведены в табл. 9.3. При испытаниях с подачей тока, равным 3 А, сдвиг потенциала составил 0,1 В.

Таблица 9.3

Геометрические характеристики обсадных труб

Вариант	Наружный диаметр колонн, мм			Толщина стенки труб, мм			Длина участка, м		
	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
1	193,7	168,3	114,3	9	8	7	20	200	1700
2	193,7	168,3	127,0	9	8	7	20	200	1700
3	219,1	193,7	139,7	10	9	8	25	220	1750
4	273,1	244,5	168,3	10	9	8	25	230	1800
5	273,1	244,5	177,8	11	10	9	30	240	2000
6	298,5	273,1	193,7	11	10	9	30	250	2000
7	323,9	298,5	219,1	12	10	9	30	255	2100
8	193,7	177,8	127,0	10	9	8	30	260	2200
9	244,5	219,1	139,7	11	10	9	30	270	2300
10	273,1	244,5	168,3	12	10	9	30	270	2400

9.4. Расчет распределения плотности тока по глубине обсадной колонны с использованием метода определения профиля падения напряжения

Рассчитать распределение плотности тока по глубине обсадной колонны нефтяной скважины (см. рис. 5.2) по результатам измерения падения напряжения двухконтактным зондом (табл. 9.4). Средние геометрические характеристики участков обсадных колонн всех скважин примерно одинаковые и совпадают с примером, описанным в разд. 5.3.

Таблица 9.4

Результаты измерения падения напряжения по глубине обсадной колонны двухконтактным зондом

Вариант	1	2	3	4	5	6
Ток защиты, А	3	6	9	12	6	6
Глубина, м	ΔU^* , мВ					
10	0,304	0,516	0,760	1,000	0,055	0,315
50	0,206	0,366	0,520	0,720	0,038	0,05
100	0,242	0,412	0,560	0,740	0,045	0,038
150	0,194	0,272	0,380	0,520	0,046	0,037
200	0,200	0,290	0,380	0,500	0,124	0,04
250	0,548	0,808	1,040	1,340	0,046	0,043
300	0,458	0,670	0,880	1,120	0,045	0,039
350	0,500	0,734	0,940	1,220	0,027	0,038
400	0,486	0,710	0,940	1,180	0,072	0,039
450	0,394	0,590	0,760	0,980	0,02	0,029
500	0,350	0,536	0,700	0,900	0,014	0,03
550	0,312	0,466	0,620	0,780	0,036	0,025
600	0,316	0,454	0,600	0,800	0,03	0,022
650	0,284	0,420	0,560	0,740	0,03	0,021
700	0,228	0,312	0,420	0,560	0,048	0,019
750	0,234	0,326	0,460	0,580	0,039	0,026
800	0,210	0,300	0,420	0,540	0,018	0,031

Окончание табл. 9.4

Вариант	1	2	3	4	5	6
Ток защиты, А	3	6	9	12	6	6
Глубина, м	ΔU^* , мВ					
850	0,164	0,250	0,340	0,440	0,033	0,027
900	0,134	0,192	0,280	0,360	0,056	0,027
950	0,104	0,132	0,220	0,280	0,054	0,028
1000	0,092	0,114	0,180	0,240	0,015	0,029
1050	0,060	0,086	0,140	0,200	0,052	0,028
1100	0,048	0,076	0,120	0,160	0,029	0,027
1150	0,030	0,032	0,060	0,100	0,023	0,023
1200	0,026	0,020	0,040	0,060	0,024	0,021
1250	0,006	0,010	0,000	-0,020	0,022	0,012

*Экспериментально полученные результаты падения напряжения получены с использованием усилителя в 500 раз

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Как добывают нефть [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://biz.liga.net/faq/fq000007.html>, свободный.
2. Справочник по добыче нефти / под ред. К. Р. Уразакова. – СПб.: Недра, 2006. – 372 с.
3. Справочная книга по добыче нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – 704 с.
4. Гиматутдинов, Ш. К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Ш. К. Гиматутдинов. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
5. Амиров, А. Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А. Д. Амиров. – М.: Недра, 1979. – 312 с.
6. EN 12954, Cathodic protection of buried or immersed metallic structures. General principles and application for pipelines, 2001.
7. EN 15112, Äußerer kathodischer Korrosionsschutz von Bohrlochverrohrungen; Deutsche Fassung EN 15112:2006.
8. Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов / Е. О. Антонова [и др.]. — М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 307 с.
9. Трубы нефтяного сортамента: справочное руководство / под ред. А. Е. Сарояна. – М.: Недра, 1976. – 504 с.
10. Инструкция по катодной защите обсадных колонн скважин и выкидных линий (разводящих водоводов) от наружной коррозии: РД 153-39.0-531-07: утв. приказом ОАО «Татнефть» № 363 от 19.09.07: введ. в действие с 20.09.07. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2007.
11. Положение о порядке регистрации и обследования порывов нефтепромысловых трубопроводов: РД 153-39.0-361-04. – Альметьевск, Бугульма: ТатНИПИнефть, 2004.
12. Анализ факторов, влияющих на интенсивность отказов эксплуатационных колонн скважин, и разработка рекомендаций по снижению их влияния: отчет о НИР // ОАО «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти; рук. Ф. И. Даутов; исполн.: Ф. И. Даутов [и др.]. – Бугульма, 2004. – 63 с.
13. Анализ технического состояния эксплуатационных колонн скважин, выявление причин потери герметичности и разработка мероприятий по их устранению: отчет о НИР // ОАО «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти; рук. Даутов Ф. И.; исполн.: Ф. И. Даутов [и др.]. – Бугульма, 2003. – 82 с.

14. Даутов, Ф. И. Состояние и развитие методов повышения технической надежности нефтепромысловых сооружений в ОАО «Татнефть» // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 50-летию ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть». - Бугульма, 2006.

15. Анализ эффективности и совершенствование технологии и технических средств катодной защиты обсадных колонн скважин и выкидных линий (разводящих водоводов). Разработка РД по технологии катодной защиты обособленных трубопроводов от грунтовой коррозии: информационный отчет по заказ-наряду № 10.3715.11 // ОАО «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, Бугульма.

16. Альбом типовых технологических схем установок катодной защиты обсадных колонн скважин и выкидных линий: альбом 12-4-15. Утв. первым зам. ген. дир. по производству, гл. инж. ПАО «Татнефть» от 2015 г.

17. Расчет распределения плотности тока защиты по глубине обсадной колонны нефтяной скважины / С. А. Долгих [и др.] // Вестник Казан. технол. ун-та. – 2012. – № 20. – С. 191–193.

18. Определение тока защиты и расчет смещения потенциала на забое обсадной колонны нефтяной скважины / С. А. Долгих, [и др.] // Вестник Казан. технол. ун-та. – 2012. – № 22. – С. 66 – 68.

19. Технология контроля станций катодной защиты обсадных колонн скважин с использованием телеметрических систем: программа и методика приемочных испытаний: утв. ОАО «Татнефть» 07.12.10. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2010. – 9 с.

20. Типовая инструкция по использованию системы контроля параметров СКЗ: утв. ОАО «Татнефть». – Альметьевск: ТатНИПИнефть, 2010. – 8 с.

21. Технология контроля станций катодной защиты обсадных колонн скважин с использованием телеметрических систем: ТЗ: утв. ОАО «Татнефть» 07.12.10. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2010. – 6 с.

22. Методические указания по контролю технического состояния крепи скважин: метод указ. // ИОО «ИРЦ ГАЗПРОМ», филиал ООО «КубаньГазпром»-науч.-технич. центр. – вторая редакция. – М., 2002.

23. Масленников, В. И. Развитие геофизических технологий диагностирования технического состояния эксплуатационных скважин / В. И. Масленников, О. В. Иванов // Геология, Бурение, Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 2008. – № 3. – С. 36 – 41.

24. Теплухин, В. К. Аппаратурно-методическое развитие скважинной электромагнитной дефектоскопии нефтяных и газовых скважин: автореф. ... д-ра техн. наук / В. К. Теплухин. – Дубна: Изд-во ГОУ МО «Международный университет природы, общества и человека», 2011. – 37 с.

25. Даниленко, В. В. Технология оценки технического состояния обсадных колонн и НКТ на основе магнитоимпульсной дефектоскопии / В. В. Даниленко, В. Н. Даниленко, А. П. Потапов // Методи та прилади контролю якості. – 2008. – № 21. – С. 52 – 54.

26. Crain's petrophysical handbook [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.spec2000.net>, доступ свободный.

27. Wireline Services Catalog / Produced by Schlumberger Educational Services. All rights reserved, 2004.

28. Magnetic thickness tool / Sondex Wireline Ltd.. User Guide. V1.0 November 2003.

29. Диагностика обсадных колонн с использованием технологии магнитной интроскопии / С. А. Долгих [и др.] // Вестник Казан. технол. ун-та. – 2011. – № 9. – С. 241–244.

30. Абакумов, А. А. Магнитная диагностика газонефтепродуктопроводов / А. А. Абакумов, А. А. Абакумов (мл.). – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 440 с.

31. Методика обследования технического состояния обсадных колонн скважин с применением магнитного интроскопа: РД 153-39.0-430-05: утв. ПАО «Татнефть». – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2005.

32. Новые системы сканирующей магнитной интроскопии эксплуатационных колонн скважин / В. Г. Фадеев [и др.] // Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. – 2009. – С. 443 – 458.

33. Гильманова, А. М. Исследование и разработка конструктивных основ создания параметрического ряда комплексной малогабаритной аппаратуры акустических методов каротажа нефтегазовых скважин: автореф. ... канд. техн. наук / А. М. Гильманова. – М: Изд-во ВНИИГеосистем, 2002.– 21 с.

34. Николаев, Н. А. Малогабаритный аппаратно-программный комплекс импульсно-нейтронного гамма-каротажа газонефтяных скважин: автореф. ... канд. техн. наук / Н. А. Николаев. – Уфа: Изд-во УГАТУ, 2005. – 20 с.

35. Долгих, С. А. Техничко-экономическая эффективность применения катодной защиты обсадных колонн и выкидных линий / С. А. Долгих // Вестник технол. ун-та. – 2018. – № 3.– С. 51–55.

36. Долгих С. А. Катодная защита обсадных колонн скважин: оценка эффективности и оптимизация параметров: дис. ... канд. техн. наук / Казан. нац. исслед. технол. ун-т; С.А. Долгих. – Казань, 2014. – 144 с.

37. Ткачева, В. Э. Проблемы внешней коррозии обсадной колонны и катодная защита / В. Э. Ткачева, С. А. Долгих, Ф. Ш. Шакиров // Вестник технол. ун-та. – 2015. – № 12. – С. 44–47.

38. Оценка характеристик надежности системы катодной защиты обсадных колонн нефтяных скважин / В. Э. Ткачева [и др.] // Вестник технол. ун-та. – 2017. – № 9. – Т. 20. – С. 51–53.

39. Опыт эксплуатации системы катодной защиты обсадных колонн скважин на территории ПАО «Татнефть» // Н. Г. Ибрагимов [и др.] // Сб. науч. трудов ТатНИПИНефть. Выпуск LXXXV, 2017. – С. 467–473.

40. Коррозия и защита металлов / Р. А. Кайдриков [и др.]. – Казань: Изд-во КГТУ, 2007. – 200 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 [справочное]

Размеры обсадных труб нефтяного сортамента
с нормальной длиной резьбы

Условный диаметр, мм	Размер трубы, мм			Дюйм
	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	
1	2	3	4	5
114	114,3	6	102,3	4 ^{1/2}
		7	100,3	
		8	98,3	
127	127,0	6	115	5
		7	113	
		8	111	
		9	109	
140	139,7	6	127,7	5 ^{1/2}
		7	125,7	
		8	123,7	
		9	121,7	
		10	119,7	
		11	117,7	
146	146	6,5	133	5 ^{3/4}
		7	132	
		8	130	
		9	128	
		10	126	
		11	124	
168	168,3	6	155,3	6 ^{3/4}
		7	154,3	
		8	152,3	
		9	150,3	
		10	148,3	
		11	146,3	
		12	144,33	

Продолжение прил. 1

1	2	3	4	5
178	177,8	7	163,8	7
		8	161,8	
		9	159,8	
		10	157,8	
		11	155,8	
		12	153,8	
194	193,7	7	179,7	6 ^{3/4}
		8	177,7	
		9	175,7	
		10	173,7	
		12	169,7	
219	219,1	7	205,1	8 ^{3/4}
		8	203,1	
		9	201,1	
		10	199,1	
		12	195,1	
245	245,0	8	228,5	9 ^{3/4}
		9	226,5	
		10	224,5	
		12	220,5	
273	273,1	8	257,1	10 ^{3/4}
		9	255,1	
		10	253,1	
		12	249,1	
299	298,5	8	282,5	11 ^T
		9	280,5	
		10	278,5	
		11	276,5	
		12	274,5	
324	323,9	9	305,9	12 ^{3/4}
		10	303,9	
		11	301,9	
		12	299,9	

1	2	3	4	5
340	339,7	9	321,7	13 ^{3/4}
		10	319,7	
		11	317,7	
		12	315,7	
		9	333	
351	351	10	331	
		11	329	
		12	327	
		9	359	
377	377	10	357	
		11	355	
		12	353	
		9	388,4	
407	406,4	10	386,4	
		11	384,4	
		12	382,4	
		10	406	
426	426	11	404	16 ^{3/4}
		12	402	
		11	486	
508	508			

Приложение 2

Таблица П 2.1

Функции принадлежности μ_i для добывающих скважин

Параметр X_i	Катодная защита		Капитальный ремонт	
	Значение X_i	Значение μ_i	Значение X_i	Значение μ_i
1	2	3	4	5
Категория скважины X_I	$X_I = 1$	$\mu_1 = 0,9$	$X_I = 1$	$\mu_1 = 0,9$

1	2	3	4	5
Возраст скважины X_2	$X_2 \leq 30$ $30 < X_2 < 46$ $X_2 \geq 46$	$\mu_2 = 0,9$ $\mu_2 = 2,4 -$ $-0,05X_2$ $\mu_2 = 0,1$	$X_2 \leq 30$ $X_2 > 30$	$\mu_2 = 0,9$ $\mu_2 = 1,7 -$ $-0,0267X_2$
Срок дальнейшей эксплуатации X_3	$X_3 \leq 10$ $10 < X_3 < 20$ $X_3 \geq 20$	$\mu_3 = 0,1$ $\mu_3 =$ $0,08X_3 -$ $-0,7$ $\mu_3 = 0,9$	$X_3 > 0$	$\mu_3 = 0,9$
Качество (полнота) цементирования X_4	$X_4 = 1$ $X_4 = 2$ $X_4 = 3$	$\mu_4 = 0,75$ $\mu_4 = 0,9$ $\mu_4 = 0,7$	$X_4 = 1$ $X_4 = 2$ $X_4 = 3$	$\mu_4 = 0,9$ $\mu_4 = 0,9$ $\mu_4 = 0,9$
Число ремонтв X_5	$X_5 < 3$ $X_5 \geq 3$	$\mu_5 = 0,9 -$ $-0,266X_5$ $\mu_5 = 0,1$	$X_5 < 4$ $X_5 \geq 4$	$\mu_5 = 0,9 -$ $-0,2X_5$ $\mu_5 = 0,1$
Диаметр эксплуатационной колонны X_6	$X_6 > 0$	$\mu_6 = 0,9$	$X_6 \geq 146$ $X_6 < 146$	$\mu_6 = 0,9$ $\mu_6 = 0,4$
Дебит нефти X_7	$X_7 \leq 0,5$ $0,5 < X_7 < 5$ $X_7 \geq 5$	$\mu_7 = 0,1$ $\mu_7 =$ $0,011 +$ $+0,178X_7$ $\mu_7 = 0,9$	$X_7 \leq 2$ $2 < X_7 < 5$ $X_7 \geq 5$	$\mu_7 = 0,9$ $\mu_7 =$ $1,434 -$ $-0,267X_7$ $\mu_7 = 0,1$

Таблица П 2.2

Функции принадлежности μ_i для нагнетательных скважин

Параметр X_i	Катодная защита		Капитальный ремонт	
	Значение X_i	Значение μ_i	Значение X_i	Значение μ_i
1	2	3	4	5
Категория скважины X_1	$X_1 = 2$	$\mu_1 = 0,85$	$X_1 = 2$	$\mu_1 = 0,9$

1	2	3	4	5
Возраст скважины X_2	$X_2 \leq 30$ $30 < X_2 < 46$ $X_2 \geq 46$	$\mu_2 = 0,9$ $\mu_2 = 2,4 - 0,05X_2$ $\mu_2 = 0,1$	$X_2 \leq 30$ $X_2 > 30$	$\mu_2 = 0,9$ $\mu_2 = 1,7 - 0,0267X_2$
Срок дальнейшей эксплуатации X_3	$X_3 \leq 10$ $10 < X_3 < 20$ $X_3 \geq 20$	$\mu_3 = 0,1$ $\mu_3 = 0,08X_3 - 0,7$ $\mu_3 = 0,9$	$X_3 > 0$	$\mu_3 = 0,9$
Качество (полнота) цементирования X_4	$X_4 = 1$ $X_4 = 2$ $X_4 = 3$	$\mu_4 = 0,75$ $\mu_4 = 0,9$ $\mu_4 = 0,7$	$X_4 = 1$ $X_4 = 2$ $X_4 = 3$	$\mu_4 = 0,9$ $\mu_4 = 0,9$ $\mu_4 = 0,9$
Число ремонтов X_5	$X_5 < 3$ $X_5 \geq 3$	$\mu_5 = 0,9 - 0,266X_5$ $\mu_5 = 0,1$	$X_5 < 4$ $X_5 \geq 4$	$\mu_5 = 0,9 - 0,2X_5$ $\mu_5 = 0,1$
Диаметр эксплуатационной колонны X_6	$X_6 > 0$	$\mu_6 = 0,9$	$X_6 \geq 146$ $X_6 < 146$	$\mu_6 = 0,9$ $\mu_6 = 0,4$
Приемистость X_7	$X_7 \leq 50$ $50 < X_7 < 200$ $X_7 \geq 200$	$\mu_7 = 0,1$ $\mu_7 = -0,165 + 0,053X_7$ $\mu_7 = 0,9$	$X_7 \leq 50$ $50 < X_7 < 200$ $X_7 \geq 200$	$\mu_7 = 0,9$ $\mu_7 = 1,165 - 0,0053X_7$ $\mu_7 = 0,1$
Протяженность ЛЭП X_8	$X_8 \leq 0,05$ $0,05 < X_8 < 2$ $X_8 \geq 2$	$\mu_8 = 0,9$ $\mu_8 = 1 / (0,883 + 4,558 X_8)$ $\mu_8 = 0,1$	$X_8 \geq 0$	$\mu_8 = 0,9$

Приложение 3

Коэффициенты экранирования для анодных заземлителей

Отношение расстояния между заземлителями к длине одного заземлителя b/l	Количество заземлителей в контуре N_3	Коэффициент экранирования заземлителей K_3
Для вертикальных заземлителей		
1	2	0,84 – 0,87
2	2	0,90 – 0,92
3	2	0,93 – 0,95
1	3	0,76 – 0,80
2	3	0,85 – 0,88
3	3	0,90 – 0,92
1	5	0,67 – 0,72
2	5	0,79 – 0,83
3	5	0,85 – 0,88
1	10	0,56 – 0,62
2	10	0,72 – 0,77
3	10	0,79 – 0,83
Для горизонтальных заземлителей		
1	2	0,85 – 0,87
2	2	0,92 – 0,94
3	2	0,95 – 0,97
1	3	0,79 – 0,81
2	3	0,89 – 0,91
3	3	0,93 – 0,94
1	5	0,72 – 0,74
2	5	0,84 – 0,86
3	5	0,88 – 0,90

Приложение 4

Скорости анодного растворения материалов электродов, кг/А·год

Материал электрода	Среда или засыпка				
	Глина	Суглинок	Песок	Коксовая мелочь	
				в маловлажном грунте	в высоковлажном грунте
Сталь	10	10	10	2–4	4–7
Чугун	5–7	5–7	5–7	1–3	3–5
Ферросилид	0,25–0,35	0,25–0,35	0,25–0,35	0,1–0,2	0,2–0,3
Графит и графитопласт	1,3–1,4	1,1–1,2	0,9–1,0	0,20–0,25	0,25–0,30

Приложение 5

ФОНД ТЕСТОВЫХ ЗАДАНИЙ ТЕКУЩЕГО И ПРОМЕЖУТОЧНОГО КОНТРОЛЯ [40]

Представленные ниже вопросы предназначены для самостоятельной работы студентов и тестового контроля знаний в области защиты металлов от коррозии. Наряду с контрольными вопросами раздел содержит справочный материал, в сжатой форме отражающий основное содержание изучаемых вопросов противокоррозионной защиты, что не только позволит студентам самостоятельно оценивать свои знания при подготовке к зачетам и/или экзаменам, но и даст возможность их корректировки.

Общая характеристика коррозионных процессов

1. Какое выражение соответствует определению термина «коррозия»?

- а) разрушение металлов и сплавов вследствие механических повреждений;
- б) самопроизвольное разрушение металлов и сплавов под воздействием окружающей среды;
- в) разрушение металлов в растворах кислот;
- г) разрушение металлов в щелочах;
- д) разрушение металлов в морской воде.

*Коррозия происходит от латинского слова *corrodere* – «разъедать». Коррозией металлов называют самопроизвольное разрушение металлов и сплавов вследствие их взаимодействия с окружающей средой.*

2. К какому типу процессов относятся коррозионные процессы?

- а) гетерогенные процессы;
- б) гомогенные процессы.

Коррозионный процесс протекает на границе фаз металл – окружающая среда, т.е. является гетерогенным процессом.

3. Какое из выражений соответствует определению коррозионного процесса, протекающего по химическому механизму?

- а) коррозия, при которой процессы окисления и восстановления протекают в одном акте;
- б) коррозия, при которой процессы окисления и восстановления протекают не в одном акте;
- в) коррозия металлов в газовой среде;
- г) коррозия металлов в неэлектролитах;
- д) коррозия металлов в атмосферных условиях.

По механизму процесса различают химическую и электрохимическую коррозию металлов. Химическая коррозия – это процесс взаимодействия металла с коррозионной средой, при котором окисление металла и восстановление окислительного компонента среды протекают одновременно в одном акте. Продукты взаимодействия пространственно не разделены.

4. Какое из выражений соответствует определению коррозионного процесса, протекающего по электрохимическому механизму?

- а) коррозия, при которой процессы окисления и восстановления протекают в одном акте;
- б) коррозия, при которой ионизация атомов металла и восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекают не в одном акте и их скорости зависят от электродного потенциала;
- в) коррозия металлов в условиях воздействия электрического тока;
- г) коррозия металлов в щелочах;
- д) коррозия металлов в кислотах.

Электрохимическая коррозия – это процесс взаимодействия металла с коррозионной средой (раствором электролита), при котором ионизация атомов металла и восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекают не в одном акте и их скорости зависят от электродного потенциала.

Процессы электрохимической коррозии протекают по законам электрохимической кинетики, когда общая реакция взаимодействия может быть разделена на два, в значительной степени самостоятельных, электродных процесса: анодный процесс – переход металла в раствор в виде ионов с оставлением эквивалентного количества электронов в металле; катодный процесс – ассимиляция появившихся в металле избыточных электронов окислителями.

5. Какие определения коррозионного процесса относятся к классификации коррозии по виду коррозионной среды?

- | | |
|-----------------|------------------------|
| а) атмосферная; | г) подземная; |
| б) контактная; | д) жидкостная; |
| в) газовая; | е) микробиологическая. |

По виду коррозионной среды различают следующие случаи коррозии: газовую, атмосферную, подземную, микробиологическую, жидкостную.

Газовая коррозия – это коррозия металлов в газовой среде, протекающая по химическому механизму.

Атмосферная коррозия – это коррозия металлов в атмосфере воздуха или любого влажного газа, которая наблюдается под конденсационными видимыми слоями влаги на поверхности металла (мокрая атмосферная коррозия) или под тончайшими невидимыми адсорбционными слоями влаги (влажная атмосферная коррозия).

Подземная (почвенная, грунтовая) коррозия – это коррозия, вызванная воздействием на металл почвы или грунта, которые в коррозионном отношении представляют собой своеобразный электролит.

Микробиологическая коррозия – это коррозия, протекающая под влиянием жизнедеятельности микроорганизмов.

Жидкостная коррозия – это коррозия металлов в жидких средах. Различают солевую, щелочную, морскую, пресноводную коррозию металлов.

По условиям воздействия жидкой среды на металл этот тип коррозии также подразделяется на следующие виды: коррозия при полном погружении, при неполном погружении, при переменном погружении.

6. Какие признаки относятся к классификации коррозии по видам дополнительных воздействий?

- | | |
|----------------------------|----------------------------|
| а) контактная коррозия; | г) коррозия внешним током; |
| б) радиационная; | д) коррозия в условиях |
| в) коррозионная кавитация; | механического воздействия. |

По видам дополнительных воздействий различают: контактную коррозию, радиационную коррозию, коррозию внешним током, коррозию под напряжением, коррозионную кавитацию и фреттинг-коррозию.

Контактная коррозия – это коррозионные процессы в системе из нескольких металлов, находящихся в одной электропроводящей коррозионной среде и электрически связанных между собой.

Радиационная коррозия – это коррозионные процессы в условиях радиоактивного облучения.

Коррозия внешним током – это коррозионные процессы в условиях протекания через металлическую поверхность электрического тока.

Коррозия в условиях механического воздействия. Наиболее типичными видами подобного разрушения являются:

а) коррозионное растрескивание, возникающее при одновременном воздействии на металл агрессивной среды и механических напряжений. При этом характерно образование трещин;

б) коррозионная усталость, вызываемая воздействием коррозионной среды и знакопеременных или пульсирующих механических напряжений. Этот вид разрушения также характерен образованием меж- и транскристаллитных трещин;

в) коррозионная кавитация, является обычно следствием энергичного механического воздействия коррозионной среды на поверхность металла. Подобное коррозионно-механическое воздействие может приводить к весьма сильным местным разрушениям металлических конструкций (например, для гребных винтов морских судов);

г) коррозионная эрозия, вызываемая механическим истирающим воздействием другого твердого тела при наличии коррозионной среды или непосредственным истирающим действием самой коррозионной среды;

д) фреттинг-коррозия, вызываемая одновременно вибрацией и воздействием коррозионной среды.

7. Какие определения относятся к классификации коррозии по характеру изменения поверхности металла?

- | | |
|-------------------------|----------------------------|
| а) фреттинг-коррозия; | в) сплошная; |
| б) локальная (местная); | г) коррозионная кавитация. |

По характеру изменения поверхности металла или сплава различают несколько видов коррозионных разрушений.

Коррозия называется сплошной, если она охватывает всю поверхность металла. Сплошная коррозия может быть равномерной и неравномерной. При избирательной коррозии разрушается одна структурная составляющая или один компонент сплава.

Местная (локальная) коррозия охватывает отдельные участки поверхности металла. Местная коррозия может быть в виде отдельных пятен, язв или точек, глубоко проникающих в металл. Подповерхностная коррозия начинается на поверхности, но затем распространяется в глубине металла.

Межкристаллитная коррозия характеризуется разрушением металла по границам зерен.

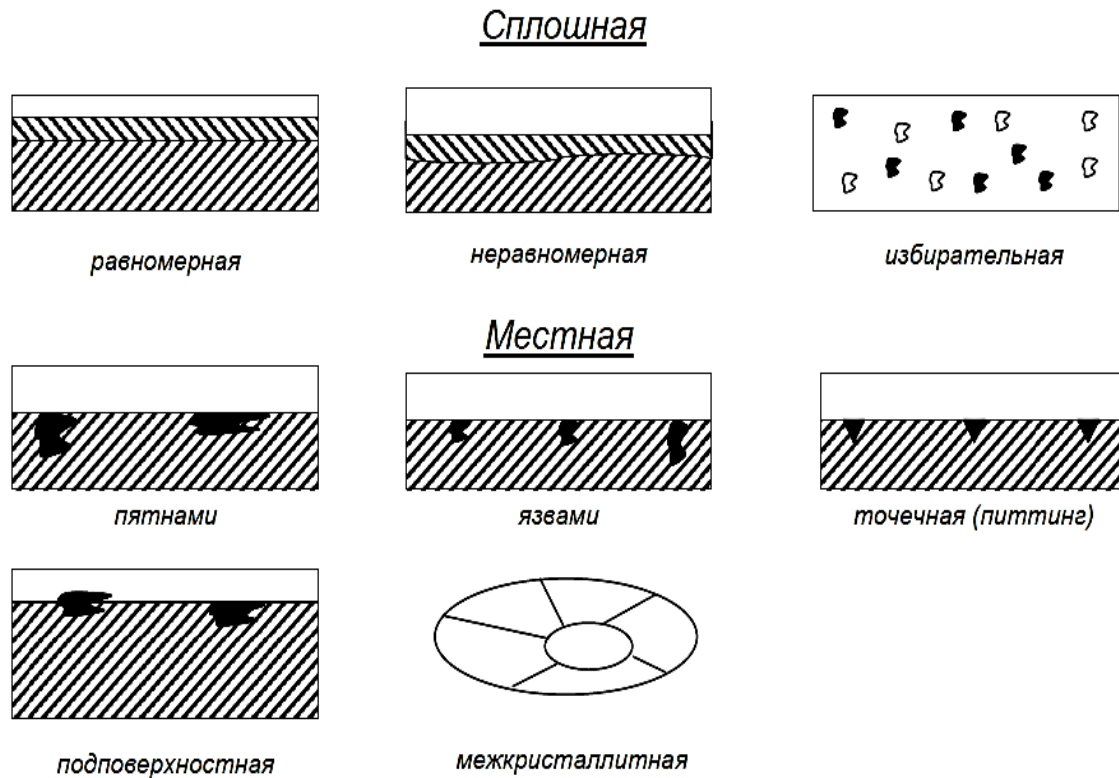


Рис. П 5.1. Виды коррозионных разрушений

8. Какие параметры используются для расчета допустимого времени эксплуатации проектируемых конструкций $t_{\text{доп}}$?

- а) максимально допустимая скорость коррозии;
- б) максимальная скорость коррозии;
- в) глубина коррозии;
- г) техническая (или максимально допустимая) глубина коррозии.

Глубина коррозии (h) – нормальная координата некоторой точки фронта коррозии, отсчитываемая от исходной поверхности металла.

Техническая (или максимально допустимая) глубина коррозии (h_t) – наибольшая глубина коррозии, допустимая в условиях данной технической задачи.

Скорость коррозии (v) – скорость воображаемого непрерывного движения, при которой наблюдаемая точка фронта коррозии за время наблюдения продвинулась бы в металл на глубину, равную фактически наблюдаемой.

Техническая или максимально допустимая скорость коррозии (v_t) – наибольшая скорость коррозии, допустимая для данной конструкции.

Максимальная скорость коррозии (v_{max}) – наибольшая ожидаемая скорость коррозии.

Коррозионный расход (K) – масса металла, перешедшего в соединение на единице поверхности его соприкосновения с коррозионной средой в единицу времени.

Указанные выше величины h , v и K в случае равномерной коррозии являются взаимосвязанными; поэтому найдя одну из них, можно определить две другие величины.

Располагая указанными величинами, можно определить расчетное допустимое время эксплуатации проектируемых конструкций:

$$t_{\text{доп}} = \frac{h_t}{v_{\text{max}}}.$$

9. Скорость коррозии (мм/год), определенная на основании металлографических исследований характеризует:

- а) среднюю скорость коррозии металла за время испытаний
- б) истинную скорость коррозии металла в момент окончания испытаний
- в) максимальную скорость коррозии металла за время испытаний
- г) минимальную скорость коррозии металла за время испытаний

Скорость коррозии металла, определенная на основании металлографических исследований, является средней скоростью за время испытания. Истинная скорость коррозии металла в заданный момент времени может быть определена графическим дифференцированием (по тангенсу угла наклона касательной к кривой коррозия – время).

10. Металл, скорость равномерной коррозии которого составляет 0,0005 мм/год, согласно десятибалльной шкале коррозионной стойкости металлов, относится:

- а) к весьма стойким;
 б) нестойким;

- в) малостойким;
 г) совершенно стойким.

Для качественной и количественной оценки коррозионной стойкости металлов и средств защиты в определенных условиях предназначен ряд шкал коррозионной стойкости. Наиболее распространенной является десятибалльная шкала коррозионной стойкости металлов (табл. П 5.1). При грубой оценке коррозионной стойкости металлов надлежит руководствоваться группами стойкости, а при более точной оценке – баллами.

Таблица П 5.1

Десятибалльная шкала коррозионной стойкости металлов

Группа стойкости	Скорость коррозии металла, мм/год	Балл
Совершенно стойкие	Менее 0,001	1
Весьма стойкие	Свыше 0,001 до 0,005	2
	Свыше 0,005 до 0,01	3
Стойкие	Свыше 0,01 до 0,05	4
	Свыше 0,05 до 0,1	5
Пониженно-стойкие	Свыше 0,1 до 0,5	6
	Свыше 0,5 до 1,0	7
Малостойкие	Свыше 1,0 до 1,5	8
	Свыше 5,0 до 10,0	9
Нестойкие	Свыше 10,0	10

11. Металл, скорость равномерной коррозии которого составляет 0,05 мм в год, относится:

- а) к весьма стойким;
 в) пониженно-стойким;

- б) стойким;
 г) малостойким.

См. ответ к вопросу 10.

12. Металл, скорость равномерной коррозии которого составляет 5 мм в год, относится:

- а) к стойким;
 б) пониженно-стойким;

- в) малостойким;
 г) нестойким.

См. ответ к вопросу 10.

Коррозия металлов в растворах электролитов

13. Укажите условия, при которых протекает электрохимическая коррозия металлов:

- а) пресная, морская вода;
- б) атмосферные условия;
- в) почва;
- г) сухой газ;
- д) влажный газ.

Преобладающее большинство металлических конструкций подвергается разрушению в растворах электролитов. Это разрушение металлических изделий в пресной и морской воде, в атмосфере, в почве, разрушение машин и аппаратов в химической промышленности, потери металлов при удалении с них окислов в травильных растворах и др.

14. Термодинамика дает сведения:

- а) о возможности или невозможности самопроизвольного протекания коррозионного процесса;
- б) о скорости коррозионного процесса;
- в) все перечисленные.

Термодинамика дает исчерпывающие сведения о возможности или невозможности самопроизвольного протекания коррозионного процесса в рассматриваемых условиях. Процесс будет самопроизвольно протекать ($\Delta G < 0$), если в данных условиях разность равновесных потенциалов анодной реакции окисления металла (E_a) и катодной реакции – восстановления окислителя (E_k) будет отрицательной величиной. Однако термодинамика не дает ответа на вопрос: с какой скоростью будет протекать термодинамически возможный коррозионный процесс.

15. На сколько групп делят все металлы по термодинамической стабильности в зависимости от величины стандартного электродного потенциала?

- а) 4 ; б) 5 ; в) 6 ; г) 7 ; д) 8.

По термодинамической стабильности все металлы в зависимости от величины стандартного электродного потенциала делят на пять групп. Группы разделены между собой равновесными

потенциалами возможных катодных реакций. В данном случае – это равновесные потенциалы водородного и кислородного электродов в нейтральных и кислых средах (табл. П 5.2).

Таблица П 5.2

Потенциалы водородного и кислородного электродов в нейтральных и кислых средах

E_{H^+/H_2}		E_{OH^-/O_2}	
Среда			
Нейтральная	Кислая	Нейтральная	Кислая
-0,415	0,000	0,815	1,23

1 группа:

Металлы повышенной термодинамической нестабильности (Na, Mg, Be, Al, Zn и др.). Их стандартные потенциалы отрицательнее, чем равновесный потенциал водородного электрода в нейтральных средах (-0,415В). Поэтому они корродируют даже в нейтральных водных средах, не содержащих кислорода.

2 группа:

Металлы термодинамически нестабильные (Cd, Mn, Ni, Sn, Pb и др.). Их стандартные потенциалы находятся между значениями равновесных потенциалов водородного электрода в нейтральных (-0,415В) и кислых (0,000В) средах. При отсутствии кислорода они устойчивы в нейтральных и корродируют в кислых средах.

3 группа:

Металлы промежуточной термодинамической стабильности (Bi, Re, Cu, Rh, Ag и др.). Их стандартные потенциалы находятся между значениями равновесных потенциалов водородного электрода в кислых средах (0,000В) и кислородного электрода в нейтральных средах (0,815В). Они устойчивы в кислых средах в отсутствие кислорода и корродируют в нейтральных средах при его наличии.

4 группа:

Металлы высокой стабильности (Ir, Pt). Их стандартные потенциалы находятся между значениями равновесных потенциалов кислородного электрода в нейтральных (0,815В) и кислых (1,23В) средах. Они устойчивы в нейтральных средах и в присутствии кислорода, но корродируют в кислых при его наличии.

5 группа:

Металлы полной стабильности (Au). Их стандартные потенциалы положительнее равновесного потенциала кислородного электрода в кислых средах (1,23В). Они устойчивы в нейтральных и кислых средах и в присутствии кислорода.

16. Какие металлы относят к группе повышенной термодинамической нестабильности?

- а) Cd, Mn, Ni, Sn, Pb;
- б) Na, Mg, Be, Al, Zn;
- в) Bi, Re, Cu, Rh, Ag;
- г) Ir, Pt;
- д) Au.

См. ответ к вопросу 15.

17. Какие металлы являются термодинамически нестабильными?

- а) Cd, Mn, Ni, Sn, Pb;
- б) Na, Mg, Be, Al, Zn;
- в) Bi, Re, Cu, Rh, Ag;
- г) Ir, Pt;
- д) Au.

См. ответ к вопросу 15.

18. Диаграммы Пурбе позволяют определить:

- а) границы термодинамической возможности коррозионного процесса;
- б) термодинамически возможный катодный процесс;
- в) скорость коррозионного процесса;
- г) ожидаемые продукты коррозии.

Диаграммы Пурбе (диаграммы состояния системы металл – вода) могут быть использованы для установления границ термодинамической возможности электрохимической коррозии металлов, термодинамически возможного катодного процесса и ожидаемых продуктов коррозии.

19. Из каких основных стадий состоит коррозионный процесс?

- а) перенос реагирующих веществ
- б) гетерогенная реакция;
- в) отвод продуктов реакции;
- г) все перечисленные.

Обычно коррозионный процесс состоит, по меньшей мере, из трех основных стадий: 1) переноса реагирующих веществ к поверхности раздела фаз – к реакционной зоне; 2) собственно гетерогенной реакции; 3) отвода продуктов реакции из реакционной зоны. Каждая из этих основных стадий может в свою очередь состоять из элементарных стадий, протекающих последовательно.

20. В каких пределах обычно изменяется коэффициент шероховатости, представляющий собой отношение истинной поверхности металла к видимой поверхности?

а) 1–1,5 ; б) 2 – 4 ; в) 4 – 6.

Отношение истинной поверхности к геометрической характеризуется коэффициентом шероховатости: $K_{ш} = S_{ист}/S$, значения которого обычно находятся в пределах от 2 до 4.

21. Какое из уравнений описывает частную анодную реакцию:
 $Me \rightarrow Me^{z+} + ze$?

а) $\vec{i} = k_1 \exp \left[+ \frac{a(E_p + \Delta E)zF}{RT} \right]$; б) $\vec{i} = k_2 c^1 \exp \left[- \frac{\beta(E_p + \Delta E)zF}{RT} \right]$.

Уравнение частных поляризационных кривых анодной и катодной реакций, протекающих на поверхности металла, погруженного в раствор его соли, в случае замедленной стадии процесса переноса заряда имеет следующий вид:

– для анодной реакции $Me \rightarrow Me^{z+} + ze$

$$\vec{i} = k_1 \exp \left[+ \frac{a(E_p + \Delta E)zF}{RT} \right]$$

– для катодной реакции $Me^{z+} + ze \rightarrow Me$

$$\vec{i} = k_2 c^1 \exp \left[- \frac{\beta(E_p + \Delta E)zF}{RT} \right].$$

22. Верно ли утверждение, что изменение значения равновесного потенциала приводит к возникновению концентрационной поляризации (разности потенциалов, обусловленной различием равновесных потенциалов)?

а) да, верно; б) нет, не верно.

Замедленность диффузионной стадии электрохимического процесса приводит к различию в концентрациях участников реакции в объеме раствора и на поверхности металла, что, в свою очередь, изменяет равновесный потенциал реакции, рассчитываемый по уравнению Нернста. Изменение значения равновесного потенциала приводит к возникновению концентрационной поляризации (разности потенциалов, обусловленной различием равновесных потенциалов), значение которой можно представить уравнением

$$\Delta E_{\text{конц}} = E_p - E_{p0} = 2,3 \left(\frac{RT}{zF} \right) \times \lg \left(\frac{c}{c_0} \right),$$

где E_p – равновесный потенциал, соответствующий концентрации ионов у поверхности металла; E_{p0} – равновесный потенциал реакции, соответствующий концентрации ионов в растворе; c – концентрация диффундирующего вещества вблизи поверхности корродирующего металла; c_0 – то же, в объеме раствора.

23. В какой последовательности в общем случае изменяется состояние поверхности металла при смещении потенциала от равновесного значения в положительную область?

- а) нарушение пассивности, переходная область, пассивное состояние, активное растворение;
- б) активное состояние, переходная область, пассивное состояние;
- в) активное состояние, переходная область, пассивное состояние, нарушение пассивности;
- г) пассивное состояние, переходная область, активное состояние, нарушение пассивности;
- д) переходная область, нарушение пассивности, активное растворение, пассивное состояние.

Зависимость скорости анодного растворения от потенциала для большинства металлов имеет характерную форму (рис. П 5.2). На этой зависимости различают несколько участков, соответствующих разным состояниям поверхности металла. Различают активное состояние, переходную область, пассивное состояние, область нарушения пассивности.

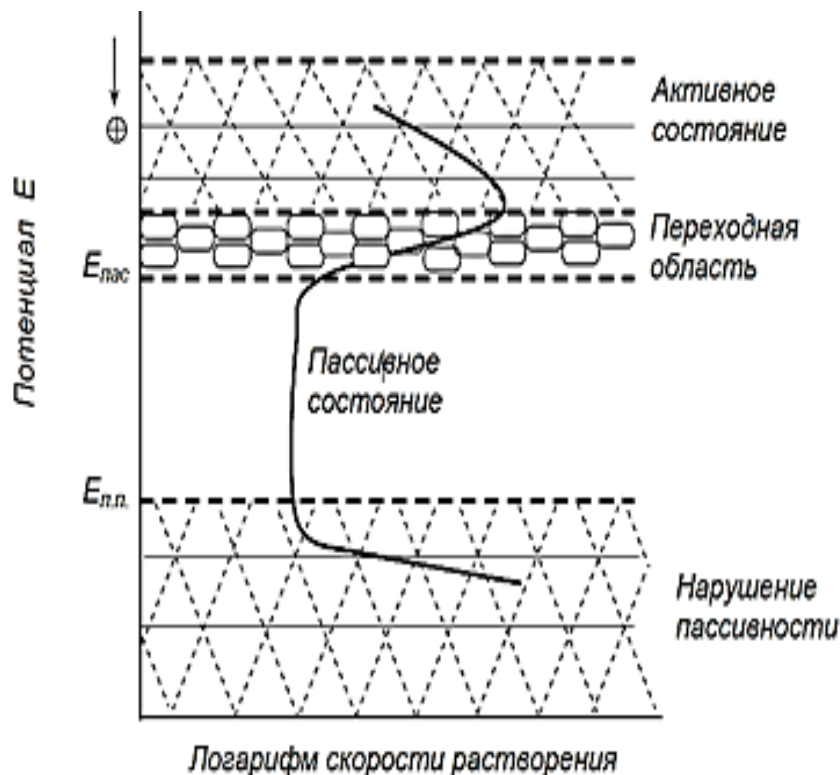


Рис. П 5.2. Зависимость скорости растворения металла от потенциала

24. При переходе металла в пассивное состояние при анодном растворении наблюдается:

- а) резкое уменьшение скорости анодного растворения металлов в потенциодинамических условиях поляризации;
- б) значительное смещение потенциала в положительную сторону в гальванодинамических условиях.

Наступление пассивного состояния металлов характеризуется следующими явлениями:

- а) резким уменьшением скорости анодного растворения металла при потенциодинамических условиях поляризации;*
- б) значительным смещением потенциала металла в положительную сторону при гальванодинамических условиях поляризации.*

25. Пассиваторами, переводящими металл в пассивное состояние, являются:

- а) окислители NaNO_3 , HNO_3 , K_2CrO_4 , NaNO_2 , Na_2WO_4 ;
- б) ионы Cl^- , Br^- , I^- ;
- в) восстановители Na_2SO_3 , $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$.

Пассивное состояние металлов вызывается окислителями или анодной поляризацией. Вещества или процессы, вызывающие в определенных условиях наступление пассивного состояния металлов, называют пассивирующими факторами или пассиваторами.

Пассиваторами являются: 1) окислители, например, HNO_3 , NaNO_3 , NaNO_2 , Na_2WO_4 , K_2CrO_4 ; 2) анодная поляризация от внешнего источника постоянного электрического тока или при работе металла в качестве анода в паре с другим металлом, являющимся катодом.

Вещества или процессы, нарушающие пассивное состояние металлов или затрудняющие наступление пассивности, называют активаторами. Активаторами являются:

- 1) восстановители, например водород, Na_2SO_3 , $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ и др.;*
- 2) катодная поляризация;*
- 3) некоторые ионы, например H^+ , галоидные ионы (Cl^- , Br^- , I^-), SO_4^{2-} и др.;*
- 4) повышение температуры;*
- 5) механическое нарушение пассивной поверхности металла.*

26. Активаторами, переводящими металл из пассивного состояния в активное, являются:

- а) восстановители, например, водород, Na_2SO_3 , $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ и др.;
- б) катодная поляризация;
- в) некоторые ионы, например, H^+ , галоидные ионы (Cl^- , Br^- , I^-), SO_4^{2-} и др.;
- г) повышение температуры;
- д) механическое нарушение пассивной поверхности металла.

См. ответ к вопросу 25.

27. Что представляет собой стационарный (коррозионный) потенциал металла?

- а) неравновесный электродный потенциал;
- б) равновесный электродный потенциал;
- в) значение неравновесного электродного потенциала, соответствующее равенству сумм скоростей анодных и катодных процессов.

Потенциалы металлов, у которых в процессе обмена участвуют не только собственные ионы, но и другие ионы или молекулы, называются неравновесными электродными потенциалами.

Значение неравновесного электродного потенциала, соответствующее равенству сумм скоростей анодных и катодных процессов, называется стационарным потенциалом. Частный случай стационарного потенциала – потенциал коррозии (коррозионный потенциал).

28. Какое утверждение о диаграмме Эванса является справедливым?

- а) диаграмма, на которой значение потенциала откладывается по оси абсцисс, а значения токов – по оси ординат;
- б) диаграмма, на которой вверх по ординате откладываются отрицательные значения потенциала, а по оси абсцисс – величины анодного и катодного токов;
- в) диаграмма, на которой вверх по ординате откладываются положительные значения потенциала, а по оси абсцисс – величины анодного и катодного токов.

Анализ коррозионных систем принято проводить с помощью диаграмм Эванса, на которых графически отражена кинетика анодной и катодной реакций. На этих диаграммах отрицательные значения потенциала откладываются по ординате вверх, а по оси абсцисс откладывают абсолютные значения анодного и катодного токов.

29. Какие виды контроля коррозионного процесса вам известны?

- а) анодный; б) катодный; в) смешанный; г) омический.

Коррозия протекает с анодным торможением, если смещение коррозионного потенциала от равновесного потенциала анодной реакции значительно превышает его смещение от равновесного потенциала катодной реакции. Коррозия протекает с катодным контролем, если смещение коррозионного потенциала от равновесного потенциала катодной реакции значительно превышает его смещение от равновесного потенциала анодной реакции. Если смещение коррозионного потенциала от равновесных потенциалов анодной и катодной реакции сопоставимо, то имеет место смешанный контроль. Если сопротивление коррозионной среды велико, то процесс протекает с омическим контролем.

30. Какие утверждения являются справедливыми для процессов коррозии в нейтральных средах?

- а) скорость коррозии зависит от природы электролита;
- б) скорость коррозии не зависит от концентрации растворенных солей;
- в) скорость коррозии возрастает при перемешивании;
- г) скорость коррозии не зависит от перемешивания.

Особенности протекания катодной реакции ионизации кислорода оказывают большое влияние на скорость коррозии металла. Вследствие незначительной растворимости кислорода в водных средах, как правило, замедленной стадией является перенос кислорода к поверхности металла в пределах диффузионного слоя. В этом случае максимальная скорость реакции ионизации кислорода в условиях естественной конвекции соответствует предельному току диффузии. Растворимость кислорода зависит от природы электролита и уменьшается при повышении концентрации растворенных солей. Кроме того, концентрация растворенного кислорода уменьшается при повышении температуры раствора и снижении парциального давления кислорода в газовой фазе. Низкая растворимость кислорода в водных растворах определяет малые значения предельного диффузионного тока в условиях естественной конвекции. Одним из факторов, изменяющих эффективную толщину диффузионного слоя, является перемешивание раствора. Скорость движения электролита сильно влияет на коррозию металлов в нейтральных средах, протекающую с кислородной деполяризацией.

31. Каковы причины возникновения электрохимической гетерогенности поверхности раздела металл–электролит?

- а) неоднородность металлической фазы;
- б) неоднородность жидкой фазы;
- в) неоднородность физических условий;
- г) неоднородность поверхности металла;
- д) неоднородность внутренних напряжений в металле;
- е) субмикроскопическая (атомарная) неоднородность поверхности металла;
- ж) неоднородность защитных пленок на поверхности металла.

Поверхность корродирующего металла представляет собой обычно многоэлектродный, т.е. состоящий из нескольких

отличающихся друг от друга электродов, гальванический элемент. Причины возникновения электрохимической гетерогенности (неоднородности) поверхности раздела металл – электролит при электрохимической коррозии металлов приведены в табл. 3.

32. Неоднородность металлической фазы, приводящая к электрохимической гетерогенности поверхности раздела металл – электролит, вызвана

- а) макро- и микровключениями; в) наличием границ блоков и зерен
- б) неоднородностью сплава; кристаллов;
- г) выходом дислокаций на поверхность металла.

См. ответ к вопросу 31.

Таблица П 5.3

Причины возникновения электрохимической гетерогенности поверхности раздела металл – электролит

Общая причина возникновения гетерогенности	Конкретная причина гетерогенности	Полярность участков
1	2	3
Неоднородность металлической фазы	Макро- и микровключения	Включения с более положительным потенциалом – катоды
	Неоднородность сплава	Участки, обогащённые компонентом с более положительным потенциалом, – катоды
Неоднородность поверхности металла	Границы блоков и зерен кристаллов	Границы могут быть и катодами, и анодами
	Выход дислокаций на поверхность металла	Область выхода – анод
	Анизотропность металлического кристалла	Различные грани монокристаллов могут быть и анодами, и катодами
Субмикроскопическая (атомарная) неоднородность поверхности металла	Наличие разнородных атомов в твердом растворе	Атомы или группы атомов с более отрицательным потенциалом

1	2	3
Неоднородность защитных пленок на поверхности металла	Макро- и микропоры в окисной пленке	Металл в порах – анод
	Неравномерное распределение на поверхности металла вторичных продуктов коррозии	Участки под продуктами коррозии, как правило аноды
Неоднородность внутренних напряжений в металле	Неравномерная деформация	Деформированный участок – анод
	Неравномерность внешних нагрузок	Напряженные участки – аноды
Неоднородность жидкой фазы	Различие в концентрации собственных ионов металла в электролите	Участки, соприкасающиеся с более разбавленным раствором, – аноды
	Различие в концентрации нейтральных солей	Участки, соприкасающиеся с более концентрированными растворами солей с активным анионом, – аноды, а с растворами пассивирующих солей – катоды
	Различие в рН	Участки, где рН ниже, – аноды
	Различие в концентрации кислорода или другого окислителя	Участки, где концентрация окислителя выше, – катоды
	Различие температуры	Нагретые участки – аноды
Неоднородность физических условий	Неравномерное распределение лучистой энергии	Интенсивно облучаемые участки – аноды
	Неравномерное внешнее электрическое поле	Участки, где положительные заряды входят в электролит, – аноды

33. В коррозионной системе включения в металлической фазе, имеющие более положительный электродный потенциал, являются
а) анодами; б) катодами; в) могут быть и анодами, и катодами.

См. ответ к вопросу 31.

34. В коррозионной системе участки металла под продуктами коррозии, как правило, являются
а) анодами; б) катодами; в) могут быть и анодами, и катодами.

См. ответ к вопросу 31.

35. При повышении температуры скорость коррозии, как правило:
а) повышается; б) понижается.

При повышении температуры скорость коррозии, как правило, возрастает. Это вызывается следующими основными причинами:

- а) увеличением скорости диффузии окислителя к поверхности металла и продуктов коррозии от поверхности;*
- б) снижением перенапряжения и увеличением скорости электрохимических реакций;*
- в) увеличением скорости промежуточных реакций;*
- г) ростом растворимости продуктов коррозии.*

Повышение температуры может и снижать скорость коррозии. Например, при коррозии металла в нейтральных средах, когда окислителем является кислород, поскольку его растворимость в воде с ростом температуры снижается.

36. С ростом давления скорость коррозии, как правило:
а) повышается; б) понижается.

С ростом давления скорость коррозии обычно увеличивается, поскольку повышается растворимость кислорода и увеличиваются механические напряжения в металле.

37. Протекание через поверхность металла переменного тока:
а) повышает скорость коррозии; б) понижает скорость коррозии.

Внешний анодный ток ускоряет коррозию, катодный – замедляет. Поляризация внешним переменным током усиливает коррозию. Это происходит потому, что во время анодного полупериода скорость анодного процесса (ионизация металла) возрастает, в то время как при катодном периоде разряд ионов металла не происходит.

38. Наличие в коррозионной среде аэробных или анаэробных бактерий:

а) повышает скорость коррозии; б) понижает скорость коррозии.

Аэробные бактерии, способствующие коррозии, могут быть окисляющими серу и осаждающими железо. Сущность первых состоит в том, что они могут окислять серу до серной кислоты, местная концентрация которой может достигать до 10 %.

Железобактерии поглощают железо в ионном состоянии и выделяют его в виде нерастворимых соединений. Неравномерное отложение этих соединений на различных участках поверхности металла приводит к тому, что значения их потенциалов становятся неодинаковыми. Возникающая электрохимическая гетерогенность поверхности усиливает коррозию.

Анаэробные бактерии, в основном, бывают сульфат-восстанавливающими. Они восстанавливают ионы сульфатов в ионы сульфидов, которые заметно ускоряют коррозию.

Коррозия металлов в природных и промышленных условиях

39. Какие виды коррозии металлов наблюдаются в природных средах?

а) газовая; в) морская;
б) почвенная; г) атмосферная.

Большинство металлоконструкций эксплуатируется в природных, естественных средах. Значительное количество стальных сооружений эксплуатируется в атмосферных условиях. Магистральные и промысловые трубопроводы, водоводы, обсадные колонные скважин нефтяных и газовых месторождений работают под землей. Металлические конструкции портов, причалов, судов находятся в постоянном контакте с водой и подвержены морской коррозии. Все виды коррозионных процессов в природных условиях протекают по электрохимическому механизму.

40. При наличии на поверхности металла адсорбционного слоя влаги скорость атмосферной коррозии контролируется:

а) анодным процессом; б) катодным процессом.

При наличии на поверхности металла адсорбционного слоя влаги, имеющего небольшую толщину, кислород проникает через неё беспрепятственно и катодный процесс не затруднен. Анодный процесс осложняется тем, что продукты коррозии экранируют поверхность металла.

41. Какие конструктивные особенности изделия способствуют атмосферной коррозии?

- а) полированная поверхность изделия;
- б) щель или зазор в деталях конструкции;
- в) поры в защитном покрытии или оксидной пленке;
- г) неплотности в резьбовых и винтовых соединениях;
- д) шероховатая поверхность изделия.

Наличие узких щелей и зазоров, в которых возможны капиллярная конденсация и застой влаги, способствуют атмосферной коррозии и могут привести к образованию коррозионных язв. Усиливать атмосферную коррозию могут поры в защитном покрытии или в оксидной пленке, неплотности в резьбовых и винтовых соединениях.

42. Какие утверждения о процессах почвенной коррозии справедливы?

- а) зависимость скорости от влажности почвы;
- б) зависимость скорости от рН среды;
- в) зависимость скорости от воздухопроницаемости почвы;
- г) равномерный характер коррозии;
- д) зависимость от минералогического и гранулометрического состава грунта.

С увеличением влажности почвы ее коррозионная активность повышается до тех пор, пока не достигнет некоторого критического уровня. Дальнейшее увеличение влажности снижает активность. Это связывают с уменьшением доступа кислорода.

Для большинства почв $pH = 6,0 - 7,5$. Встречаются также щелочные суглинки и солончаки, имеющие значение $pH - 7,5 - 9,5$, и кислые гумусовые и болотистые почвы с $pH = 3,0 - 6,0$, отличающиеся высокой агрессивностью. Минералогический и гранулометрический состав грунтов влияет на омическое сопротивление.

Большое значение имеет воздухопроницаемость почв. Затруднение доступа кислорода снижает скорость коррозии. В большинстве почв процесс коррозии протекает с катодным торможением из-за трудности транспорта кислорода. В рыхлых, хорошо аэрируемых почвах наблюдается анодное торможение.

При возникновении коррозионных пар, в которых анодные и катодные участки значительно удалены друг от друга, процесс характеризуется омическим торможением.

Помимо равномерной коррозии подземные металлические сооружения подвержены питтинговой коррозии, которая чаще всего возникает на нижней части трубопроводов.

43. С каким контролем чаще всего протекает процесс почвенной коррозии?

- а) анодный контроль; б) катодный контроль; в) омический контроль;
- г) анодно-катодный контроль.

См. ответ к вопросу 42.

44. Как влияют блуждающие токи на коррозию подземных коммуникаций и сооружений?

- а) замедляют скорость коррозии; г) ускоряют коррозионный процесс;
- б) останавливают коррозию;
- в) не влияют на скорость коррозии; д) переменный ток замедляет коррозию.

Блуждающие токи являются причиной серьезных коррозионных разрушений подземных коммуникаций, сооружений и появляются вследствие утечки в грунт постоянного тока, потребляемого наземным и подземным рельсовым транспортом (метро, трамвай, электрифицированная железная дорога), электросварочными агрегатами. Участки, где блуждающие токи входят из земли

в металлическую конструкцию, становятся катодами, а там, где ток стекает с металла в почву – анодами. Интенсивность коррозионных повреждений находится в прямой зависимости от величины блуждающих токов и подчиняется закону Фарадея. Переменный блуждающий ток также опасен, но скорость разрушения им металлов в несколько раз меньше, чем постоянным током.

45. Какие из утверждений справедливы относительно локальной коррозии?

- | | |
|--|--|
| а) разрушение сравнительно небольших участков; | в) высокая скорость продвижения фронта коррозии; |
| б) трудность обнаружения; | г) вероятностный характер. |

Отличительной чертой процессов локальной коррозии является поражение ими малых участков поверхности металлических конструкций, скорость растворения металла в которых существенно превышает скорость растворения основной доли поверхности. Большинство процессов локальной коррозии носит вероятностный характер. Повышенная опасность локальных коррозионных процессов связана с тем, что из-за малых размеров пораженных ими площадей поверхности и высоких скоростей растворения металла в них существование самого очага зачастую обнаруживается только в момент выхода оборудования из строя.

46. Какие утверждения о процессе питтинговой коррозии справедливы?

- а) стимуляторами питтинговой коррозии металлов в водных средах являются ионы Cl^- , Br^- , J^- ;
- б) по эффективности действия анионы-активаторы располагаются в ряд $Br^- > Cl^- > J^-$;
- в) пассиваторами металла могут быть OH^- , NO_3^- , SO_4^{2-} , ClO_4^- ;
- г) пассиватором металла может быть вода;
- д) питтинги образуются на поверхности металлов, находящихся в пассивном состоянии.

Стимуляторами питтинговой коррозии металлов в водных средах являются ионы Cl^- , Br^- , J^- . По относительной эффективности действия анионы активаторы располагаются в ряд Cl^- , Br^- , J^- .

Пассиваторами металла могут быть различные анионы, как правило, содержащие кислород (OH^- , NO_3^- , SO_4^{2-} , ClO_4^-), но наиболее универсальным пассиватором является вода.

47. Какие утверждения о процессах язвенной коррозии справедливы?

- а) язвенная коррозия характерна для металлов, находящихся в активном состоянии;
- б) язвенная коррозия характерна для металлов, находящихся в пассивном состоянии;
- в) сульфидные неметаллические включения повышают стойкость металла к язвенной коррозии;
- г) склонность к язвенной коррозии возрастает при образовании сетки тонкодисперсных перлитных выделений;
- д) включения сульфида марганца в углеродистые стали повышают склонность к язвенной коррозии.

Язвенная коррозия, как правило, протекает на поверхности металлов растворяющихся в активном состоянии. Склонностью к язвенной коррозии обладают углеродистые и низколегированные стали, эксплуатирующиеся в водных хлоридсодержащих средах. Стойкость углеродистых и низколегированных сталей против язвенной коррозии в значительной степени зависит от их структурных и структурно-фазовых составляющих. Резкое снижение стойкости сталей против язвенной коррозии происходит при выделении в их структуре сульфидных неметаллических включений. Для углеродистых сталей опасность представляют включения сульфида марганца. Для сталей с феррито-перлитной структурой склонность к язвенной коррозии возрастает при образовании непрерывной сетки тонкодисперсных перлитных выделений.

48. Какие утверждения о процессах щелевой коррозии справедливы?

- а) к щелевой коррозии приводит наличие в конструкции щелей, зазоров, застойных мест;
- б) к щелевой коррозии приводит наличие технологических дефектов (микрощели, микротрещины) на металле;
- в) щелевой коррозии подвергаются только пассивирующиеся металлы;

- г) склонность к щелевой коррозии снижается с увеличением степени легированности стали;
- д) интенсификации щелевой коррозии способствует изменение свойств раствора в щелях и зазорах.

Щелевая коррозия возникает в тех случаях, когда конструкция содержит узкие щели, зазоры, застойные места или металл обладает технологическими дефектами типа микрощелей или микротрещин. Интенсификации щелевой коррозии способствует изменение свойств раствора в щелях и зазорах – с течением времени он подкисляется, становится более концентрированным по агрессивным анионам. Склонность к щелевой коррозии снижается с увеличением степени легированности сталей.

49. Какие утверждения о процессах контактной коррозии справедливы?

- а) контактная коррозия развивается в растворах электролитов при контакте металлов, отличающихся стационарными потенциалами;
- б) анодом коррозионной пары будет металл, имеющий более отрицательный потенциал;
- в) катодом коррозионной пары будет металл, имеющий более отрицательный потенциал;
- г) опасным является сочетание малой поверхности катода и большой поверхности анода коррозионной пары.

Два металла, находящиеся в контакте друг с другом и имеющие разные электродные потенциалы, образуют в электролите гальванический элемент, работа которого влияет на скорость коррозии каждого из этих металлов: коррозия более электроотрицательного металла обычно в большинстве случаев усиливается, а коррозия более электроположительного металла ослабляется или иногда полностью прекращается.

Контактная коррозия может наблюдаться в конструкции, изготовленной из одного и того же металла, если есть разница в электрохимических потенциалах различных ее частей. Например, в сварных конструкциях потенциал сварного шва может отличаться от потенциала основного металла. Контактная коррозия тем опаснее, чем больше отношение площади катодной поверхности к площади анодной.

50. Какие виды коррозионно-механических разрушений вам известны?

- а) фреттинг-коррозия; б) коррозионная усталость;
в) коррозионное растрескивание; г) коррозионная кавитация.

Различают следующие виды коррозионного разрушения металла под воздействием механических нагрузок:

– коррозионное растрескивание — это разрушение металла вследствие возникновения и развития трещин при одновременном воздействии растягивающих напряжений и коррозионной среды;

– коррозионная усталость — это разрушение металла под влиянием периодической динамической нагрузки при напряжениях значительно меньших, чем предел прочности;

– коррозионная кавитация – это разрушение металла, обусловленное одновременным коррозионным и ударным воздействием коррозионной среды;

– фреттинг-коррозия – это коррозия, вызванная одновременно вибрацией и воздействием коррозионной среды;

– коррозионная эрозия обычно подразумевают разрушение поверхности металла, вызываемое механическим истирающим или абразивным воздействием другого твердого тела при одновременном действии коррозионной среды, или непосредственно истирающим действием самой коррозионной среды.

51. Какие утверждения о коррозионной эрозии являются справедливыми?

а) разрушение поверхности металла, вызываемое механическим истирающим или абразивным воздействием при одновременном действии коррозионной среды;

б) дополнительное истирающее или абразивное воздействие уменьшает скорость коррозии;

в) дополнительное истирающее или абразивное воздействие усиливает скорость коррозии.

Под термином «коррозионная эрозия» обычно подразумевают разрушение поверхности металла, вызываемое механическим истирающим или абразивным воздействием другого твердого тела при одновременном действии коррозионной среды или непосредственно истирающим действием самой коррозионной среды. При постоянном механическом снятии защитных окисных и адсорбционных пленок скорость коррозии может увеличиваться на несколько порядков.

52. Коррозия металлов в условиях кавитационного воздействия:
а) ускоряется; б) замедляется; в) остается без изменений.

Коррозия металлов в условиях кавитационного воздействия ускоряется и приводит к образованию местных глубоких каверн.

Кавитация – это процесс образования и исчезновения пузырьков в нестационарном потоке жидкости, обтекающей твердое тело. Исчезновение пузырьков сопровождается гидравлическим ударом, приводящим к разрушению не только защитных пленок, но и структуры самого металла. При этом скорость коррозии может увеличиться до 75 мм/год. Возникновение пузырьков происходит в области низкого давления, а исчезновение — в области высокого давления.

53. Жаростойкость – это:

- а) способность металла сопротивляться коррозионному воздействию газов при высоких температурах;
- б) способность металла сохранять при высоких температурах достаточно высокие механические свойства.

Жаростойкость характеризует способность металла сопротивляться коррозионному воздействию газов при высокой температуре. Жаропрочностью называют способность металла сохранять при высоких температурах достаточно высокие механические свойства: длительную прочность и сопротивление ползучести.

54. Как влияет на скорость окисления стали введение в её состав хрома, алюминия и кремния?

- а) практически не влияет;
- б) сильно замедляет;
- в) полностью останавливает коррозию;
- г) сильно ускоряет.

Защитные свойства поверхностных пленок зависят от природы и состава сплава. Хром, алюминий и кремний сильно замедляют окисление железа из-за образования прочных защитных оксидных пленок. Эти элементы широко применяют для легирования стали с целью повышения ее жаростойкости.

Хром, введенный в сталь в количестве до 30 %, значительно повышает ее жаростойкость.

Алюминий вводят в сталь в количестве до 10 %, что еще больше повышает ее жаростойкость. Аналогичным свойством обладает кремний при введении его в сталь в количестве до 5 %. Сера, фосфор, никель и марганец, присутствующие в сплаве, практически не влияют на высокотемпературное окисление железа.

Ванадий, вольфрам и молибден сильно ускоряют окисление стали при высокой температуре. Это обусловлено летучестью и легкоплавкостью образуемых ими оксидов.

55. Как влияет на скорость окисления стали введение в её состав серы, фосфора, никеля и марганца?

- а) полностью останавливают коррозию; в) практически не влияет;
б) сильно замедляет; г) сильно ускоряет.

См. ответ к вопросу 54.

56. Как влияет на скорость окисления стали при высокой температуре введение в её состав ванадия, вольфрама и молибдена?

- а) сильно ускоряет; в) полностью останавливает;
б) сильно замедляет; г) практически не влияет.

См. ответ к вопросу 54.

57. При высоких температурах увеличение содержания углерода в стали приводит

- а) к росту скорости окисления; б) к снижению скорости окисления;
в) не влияет на скорость окисления.

При высоких температурах (800 °С и выше) с увеличением содержания углерода в стали скорость ее окисления уменьшается вследствие более интенсивного образования окиси углерода, что приводит к торможению окисления железа, а также вследствие уменьшения растворимости и скорости диффузии железа в окалине, насыщенной окисью углерода, и усиления образования в окалине газовых пузырей.

58. Как влияют на коррозионную активность нефти меркаптаны, сероводород и элементарная сера?

- а) повышают; б) понижают; в) не оказывают влияния.

Высокую коррозионную активность сообщают нефти растворенные в ней сернистые соединения: меркаптаны (тиоспирты $R - S - H$), которые разрушают Co , Ni , Pb , Cu , Ag с образованием соответствующих меркаптидов $[(CH_3S)_2 Pb, (CH_3S)_2 Cu$ и др.], сероводород действующий на Fe , Pb , Cu , Ag с образованием сульфидов (FeS , PbS и др.), элементарная сера, коррозионноактивная по отношению к меди и серебру и также образующая сульфиды.

Коррозионная стойкость важнейших металлов и сплавов

59. Какие утверждения о продуктах коррозии железа справедливы?

- а) нерастворимые продукты коррозии железа – ржавчина;
- б) ржавчина обладает плохим сцеплением с металлической поверхностью;
- в) ржавчина покрывает металл рыхлым слоем;
- г) ржавчина хорошо защищает железо от дальнейшей коррозии;
- д) состав ржавчины выражают общей формулой $nFe(OH)_2 \times mFe(OH)_3 \times qH_2O$, где n , m , q – целые числа.

В большинстве сред, за исключением растворов минеральных кислот, при коррозии железа образуются нерастворимые продукты коррозии – ржавчина. Образование ржавчины происходит в растворе в непосредственной близости от корродирующей поверхности. Ржавчина покрывает металл рыхлым слоем. Она обладает плохим сцеплением с металлической поверхностью и поэтому плохо защищает железо от коррозии. Состав ржавчины может быть переменным, и его выражают общей формулой

$nFe(OH)_2 \times mFe(OH)_3 \times qH_2O$, где n , m , q – целые числа.

60. Граничная концентрация углерода между сталями и чугунами равна (%)

- а) 2,03 ; б) 1,83 ; в) 2,08 ; г) 2,53 ; д) 3,02.

Сплавы системы $Fe-Fe_3C$ подразделяют на стали и чугуны в зависимости от содержания в них углерода. К сталям относятся сплавы, содержание углерода в которых не превышает 2,03 %.

61. Какие утверждения о классификации сталей справедливы?

- а) ферритные – структура сталей, содержит менее 0,1 % С;
- б) ферритные – структура сталей, содержит более 0,1 % С;
- в) ферритно-аустенитные стали – структура содержит 0,1–0,51 % С;
- г) аустенитные стали – структура содержит 0,51–2,03 % С.

Структура сталей определяется содержанием в них углерода. Структура сталей, содержащих менее 0,1 % С, чисто ферритная. Стали с содержанием углерода 0,1–0,51 % имеют ферритно-аустенитную структуру. Сплавы, содержащие 0,51– 2,03 % С, имеют чисто аустенитную структуру.

62. Какие утверждения о коррозионных свойствах железа в органических средах справедливы?

- а) в органических кислотах углеродистые стали подвержены сильной коррозии;
- б) при доступе кислорода скорость коррозии стали в органических кислотах уменьшается;
- в) с ростом температуры скорость коррозии стали в органических кислотах повышается;
- г) углеродистые стали устойчивы в спиртах и бензоле;
- д) углеродистые стали устойчивы в органических растворителях.

В органических кислотах углеродистые стали подвержены сильной коррозии, которая увеличивается при доступе кислорода и с повышением температуры. В спиртах, бензоле и органических растворителях железистые углеродистые стали коррозионноустойчивы.

63. Какие легирующие элементы повышают коррозионную стойкость сталей в растворах электролитов?

- а) хром;
- б) никель, медь;
- в) молибден и вольфрам;
- г) титан и ниобий;
- д) азот.

Введение в сталь никеля облегчает пассивацию и повышает устойчивость пассивного состояния, в том числе в средах, провоцирующих развитие таких локальных коррозионных процессов как питтинговая и щелевая коррозия.

Для большего повышения коррозионной стойкости в состав хромоникелевых нержавеющей сталей вводят молибден, который улучшает пассивируемость сталей в неокислительных средах, сужая область активного растворения, и способствует существенному снижению их склонности к питтинговой и щелевой коррозии.

Вольфрам, подобно молибдену, увеличивает коррозионную стойкость сталей, однако его действие оказывается не столь эффективным.

Углерод является необходимым легирующим элементом в сталях мартенситного класса (стали 30X13, 40X13, 95X18 и др.), где он обеспечивает высокие прочностные характеристики. Азот является сильным аустенитообразующим элементом. Он очень полезен в аустенитных и аустенито-ферритных сталях. Азот упрочняет твердый раствор сильнее, чем углерод, повышает стойкость против питтинговой коррозии, замедляет выделение карбидных и интерметаллидных фаз.

Медь, введенная в стали, повышает их стойкость в минеральных кислотах.

Титан и ниобий образуют карбиды TiC и NbC и тем самым удаляют углерод из твердого раствора. При их введении в сталь повышается стойкость сталей против локальных видов коррозии.

64. Укажите правильные сочетания обозначений.

а) X – Cr ; б) H – Ni ; в) M – Mo ; г) Г – Mn ; д) Ю – W.

Каждому из легирующих элементов присвоена определенная буква русского алфавита: X – Cr; H – Ni; M – Mo; Г – Mn; Ю – Al; Ф – W; C – Si; T – Ti; Д – Cu; Б – Nb; А – N.

65. Как влияет хром на коррозионные свойства сплавов?

- а) увеличивает скорость коррозии в растворах электролитов;
- б) повышает химическое сопротивление к газовой коррозии;
- в) улучшает пассивируемость и увеличивает устойчивость в пассивном состоянии;
- г) повышает устойчивость к питтинговой коррозии;
- д) при увеличении концентрации хрома коррозионная стойкость повышается скачкообразно.

Введение хрома в железо способствует улучшению пассивируемости и увеличению устойчивости пассивного состояния сплавов в растворах электролитов. При достижении концентрации хрома, равной 12 %, происходит смещение критического потенциала пассивации сплавов в отрицательную сторону до значения, равного соответствующему потенциалу чистого хрома. При указанном содержании хрома происходит и резкое скачкообразное уменьшения скорости растворения металла. Хром также увеличивает химическое сопротивление железных сплавов к газовой коррозии.

66. Согласно правилу Таммана скачкообразное повышение устойчивости сплава происходит при доле благородных или коррозионноустойчивых атомов в сплаве, равной
а) $n/4$; б) $n/6$; в) $n/8$; г) $n/10$; д) $n/12$

Правило Таммана гласит, что скачкообразное повышение устойчивости сплава происходит при доле благородных или коррозионноустойчивых атомов в сплаве, равной: $n/8$, где n – целое число.

67. Какие утверждения о коррозионных свойствах алюминиевых сплавов справедливы?
а) дюралюминий обладает высокой коррозионной устойчивостью;
б) силумины имеют хорошую коррозионную стойкость в окислительных средах;
в) магналин обладает высокой коррозионной устойчивостью;
г) сплавы на основе алюминия устойчивы при контакте с медью и ее сплавами;
д) сплавы алюминия неустойчивы при контакте с железом и его сплавами.

Сплавы алюминия – дюралюмины – содержат: (2,0 – 7,0) % Си; (0,4 – 1,8) % Mg; (0,3 – 0,9) % Mn (марки Д1, Д6, Д8, Д16, Д20). Обладают низкой коррозионной устойчивостью.

Сплавы алюминия – силумины – содержат: (0,8–13,0) % Si; (0,2 – 4,5) % Си; (0,5 – 13) % Mg (марки АЛ11, АЛ13, АЛ20, АЛ25). Устойчивы в окислительных средах.

Сплав магналин содержит от 4 до 12 % Mg, до 1 % Mn и иногда 0,1 % Ti (марки Амц и Амг) и сочетают в себе высокие механические и противокоррозионные свойства.

Сплавы на основе алюминия нестойки при контакте со многими металлами и сплавами. Особенно опасен контакт с медью и её сплавами, а также с железом и его сплавами.

68. Какие утверждения о коррозионных свойствах магния справедливы?

- а) способность к пассивации в растворах электролитов в присутствии окислителей;
- б) способность легко окисляться на воздухе при повышенных температурах;
- в) стойкость в плавиковой кислоте;
- г) неустойчивость в большинстве кислот, нейтральных солевых растворах;
- д) стоек в чистой воде.

При повышенных температурах магний легко окисляется на воздухе. В растворах электролитов коррозия магния протекает с водородной деполяризацией. Способность к пассивации у магния ниже, чем у алюминия. Магний неустойчив в кислотах, особенно при повышенных концентрациях. Исключение составляют хромовая и плавиковая кислоты. Магний неустойчив в органических кислотах, в нейтральных солевых растворах и даже в чистой воде.

69. Латунни – это сплавы меди:

- а) с оловом; б) с цинком; в) с магнием и марганцем; г) с кремнием и марганцем.

Латунни – это сплавы меди с цинком (до 45 % Zn). Специальные латунни дополнительно легируются Si, Al, Ni, Cr, Mn и др.

70. Бронзы могут содержать:

- а) оловянистые – не более 13,8 % Sn; б) алюминиевые не более 3 % Al
- в) кремнистые не более 15 % Si

Бронзами называют сплавы меди с оловом, алюминием, кремнием и др. элементами. Оловянистые бронзы содержат не более 13,8 % Sn, чаще – 8 – 10 % Sn. Алюминиевые бронзы содержат до 9 – 10% Al. Кремнистые бронзы могут содержать до 15 % кремния.

71. Какие утверждения о коррозионных свойствах бронзы справедливы?

- а) оловянистые бронзы устойчивы в морской воде;
- б) алюминиевые бронзы стойки в разбавленных растворах соляной и фосфорной кислот;
- в) оловянистые бронзы устойчивы в аммиачных растворах;
- г) алюминиевые бронзы устойчивы в концентрированных растворах соляной и фосфорной кислот;
- д) оловянистые бронзы устойчивы в щелочных растворах.

Оловянистые бронзы имеют хорошую коррозионную устойчивость в разбавленных минеральных неокислительных кислотах, в морской воде, в щелочных растворах (исключая аммиачные). Алюминиевые бронзы стойки в разбавленных растворах кислот, в том числе соляной, фосфорной, уксусной, лимонной и многих других органических кислотах.

72. Какие утверждения о свойствах никелевых сплавов справедливы?

- а) имеют высокую стойкость против локальной и общей коррозии в растворах электролитов;
- б) хорошо свариваются, технологичны при изготовлении различных видов аппаратов;
- в) являются ценным конструкционным материалом.

Никелевые сплавы характеризуются высокой стойкостью против локальной и общей коррозии в растворах электролитов, хорошо свариваются, технологичны при изготовлении различных видов аппаратов. Применение материалов этой группы для сред с высокими параметрами агрессивности позволяет увеличить срок службы и надежность оборудования.

73. Какие утверждения о свойствах титана справедливы?

- а) термодинамически устойчивый металл;
- б) склонен к пассивации;
- в) коррозионно-стойк во многих органических средах;
- г) физико-механические свойства могут улучшаться в результате легирования;
- д) коррозионно-стойк в морской воде и морской атмосфере.

Титан является термодинамически активным металлом. Однако титан склонен к пассивации и вследствие этого инертен во многих средах. Титан обладает высокой коррозионной стойкостью во многих органических средах. Исключительное свойство титана – это его полная коррозионная устойчивость в морской воде и морской атмосфере. Более высокие физико-механические и коррозионные свойства титана могут быть достигнуты при его легировании такими металлами, как Al, Mo, Ta, Nb, Zn, Cu и т.д.

Методы защиты металлов от коррозии

74. Какие процессы используют для получения неорганических защитных пленок?

- а) фосфатирование;
- б) оксидирование;
- в) пассивирование;
- г) анодирование.

Для получения неорганических защитных пленок используется ряд методов химической или электрохимической обработки поверхности металлов.

Фосфатирование применяют для черных и цветных металлов. Суть метода состоит в образовании на поверхности металлов малорастворимых фосфатов железа, марганца или цинка.

Оксидирование – образование оксидных пленок на поверхности металлических изделий.

Пассивирование – обработка металла в растворах хроматов или нитратов.

Анодирование – образование оксидных пленок на поверхности алюминия.

75. Какие из перечисленных покрытий электрохимически защищают сталь?

- а) цинковые ; б) кадмиевые ; в) медные ; г) хромовые.

Если в металлическом покрытии есть дефекты, то характер коррозионного разрушения основного металла определяется электрохимическими характеристиками обоих металлов. По отношению к стали цинковое покрытие является анодным, а медное покрытие – катодным. Поэтому первоначально начинает разрушаться цинк. При этом он защищает от разрушения железо

или сталь, т.е. является протектором. Так как медь имеет более положительный потенциал, то под дефектами покрытия разрушению будет подвергаться железо. Кадмий имеет более близкий потенциал к железу, чем цинк. В присутствии хлорид-ионов потенциал кадмия отрицательнее потенциала железа и кадмий электрохимически защищает его от коррозии. Никель в паре с железом является катодом, так как имеет более положительный потенциал, чем железо. Хром по отношению к стали является катодом, и при их контакте разрушаться будет сталь.

76. Какие из перечисленных покрытий являются катодными по отношению к стали?

а) цинковые; б) кадмиевые; в) никелевые; г) медные.

См. ответ к вопросу 75.

77. Классификация систем лакокрасочных покрытий по механизму защитного действия включает следующие механизмы:

а) адгезионный; б) барьерный; в) смешанный.

Предложена условная классификация систем лакокрасочных покрытий по механизму защитного действия. Выделено три основных механизма: адгезионный, барьерный, смешанный.

Для покрытий с адгезионным механизмом защиты характерно сохранение адгезии в течение длительного времени пребывания образца в агрессивной среде. При барьерном механизме защиты скорость коррозии определяется скоростью массопереноса агрессивной среды и продуктов коррозии через покрытие. Смешанный механизм имеет место, когда в процессе эксплуатации адгезия покрытий медленно снижается (влияют оба фактора: диффузионная проницаемость и адгезия). При барьерном механизме защиты увеличение толщины покрытий способствует повышению его антикоррозионных свойств. При адгезионном механизме толщина покрытия должна быть минимальной, поскольку при этом снижаются внутренние напряжения в пленке, которые могут привести к ее разрушению. При смешанном механизме выбирают оптимальную толщину покрытия.

78. Укажите разновидности метода электрохимической защиты:

- а) катодная защита;
- б) анодная защита;
- в) протекторная защита;
- г) кислородная защита.

Электрохимическая защита является способом противокоррозионной защиты металлических материалов, основанным на снижении скорости их коррозии путем смещения потенциала до значений, соответствующих низким скоростям растворения.

Электрохимическую защиту применяют в том случае, если потенциал свободной коррозии конструкционного материала располагается в области активного растворения, перепассивации или питтингообразования, где материал растворяется с высокой скоростью.

Катодная защита применяется в тех случаях, когда металл не склонен к пассивации. Протекторную защиту, основанную на тех же принципах, применяют тогда, когда получение энергии извне для организации катодной защиты связано с трудностями, а сооружение специальных электролиний экономически невыгодно.

Анодную защиту применяют при эксплуатации оборудования в хорошо электропроводных средах и изготовленного из легко пассивирующихся материалов.

Кислородная защита является разновидностью электрохимической защиты, при которой смещение потенциала защищаемой конструкции в положительную сторону осуществляется путем насыщения коррозионной среды кислородом. В результате этого скорость катодного процесса настолько возрастает, что становится возможным перевод стали из активного в пассивное состояние.

79. В каких случаях используется электрохимическая защита?

- а) если потенциал свободной коррозии лежит в активной области;
- б) если потенциал свободной коррозии лежит в области перепассивации;
- в) если потенциал свободной коррозии лежит в пассивной области;
- г) если потенциал свободной коррозии лежит в области питтингообразования;
- д) во всех перечисленных случаях.

См. ответ к вопросу 78.

80. Какие утверждения о методе протекторной защиты справедливы?

- а) протекторная защита является разновидностью катодной защиты;
- б) протекторная защита является разновидностью анодной защиты;
- в) в качестве протекторов для стали используют сплавы на основе Al, Mg, Zn;
- г) протекторную защиту применяют для борьбы с коррозией в нейтральных средах;
- д) протекторную защиту применяют для борьбы с коррозией в кислых средах.

Протекторная защита является разновидностью катодной защиты. К защищаемой конструкции присоединяют более электроотрицательный металл – протектор, который, растворяясь в окружающей среде, защищает от разрушения основную конструкцию.

Протекторную защиту применяют для борьбы с коррозией металлических конструкций в морской и речной воде, грунте и других нейтральных средах. Использование протекторов в кислых растворах нецелесообразно вследствие высокой скорости саморастворения.

В качестве протекторов можно применять металлы: Al, Fe, Mg, Zn.

81. Какие утверждения о протекторах и областях их применения справедливы?

- а) алюминиевые протекторы применяют для защиты стальных сооружений в проточной морской воде;
- б) магниевые протекторы применяют для защиты стальных сооружений в слабоэлектропроводящих средах;
- в) магниевые протекторы применяют для защиты стальных сооружений в кислых средах.

Алюминиевые протекторы применяют для защиты сооружений, эксплуатирующихся в проточной морской воде, а также для защиты портовых сооружений и конструкций, располагающихся в прибрежном шельфе.

Магниевые протекторы преимущественно применяют для защиты сооружений в слабо электропроводящих средах, где эффективность действия алюминиевых и цинковых протекторов низка, – грунтах, пресных или слабосоленых водах.

82. Как можно понизить агрессивность коррозионной среды по отношению к металлам не склонным к пассивации?

- | | |
|--------------------------------------|------------------------------------|
| а) удалением активаторов коррозии; | в) нейтрализацией раствора; |
| б) введением поглотителей кислорода; | г) введением ингибиторов коррозии. |

Уменьшение потерь от коррозии может быть достигнуто при помощи изменения состава агрессивной среды. Используют два приема: удаление из агрессивной среды веществ, вызывающих коррозию металлов; введение в агрессивную среду ингибиторов коррозии. Удаление из агрессивной среды веществ, вызывающих коррозию металлов достигается: удалением кислорода; нейтрализацией раствора; удалением солей из воды.

83. Какое из определений термина «ингибиторы» стандартизовано?

- а) вещества, уменьшающие скорость коррозии;
- б) вещества, воздействующие на кинетику коррозионных процессов;
- в) вещества, уменьшающие скорость коррозии без значительного изменения концентрации любого коррозионного реагента;
- г) вещества, изменяющие механизм коррозионного процесса;
- д) вещества, изменяющие термодинамическую возможность коррозии.

Согласно стандарту ISO 8044-1986 ингибиторами коррозии называют химические соединения, которые, присутствуя в коррозионной системе в достаточной концентрации, уменьшают скорость коррозии без значительного изменения концентрации любого коррозионного реагента.

84. По механизму своего действия ингибиторы подразделяются:

- а) на анодные; б) катодные; в) смешанные; г) неорганические;
- д) экранирующие.

Ингибиторы подразделяются:

по своей природе – ионные (катионного типа или анионного типа) или молекулярные соединения;

по механизму действия – катодные, анодные, экранирующие (пленкообразователи) и смешанные;

по составу – неорганические и органические.

Катодные ингибиторы замедляют катодные реакции, анодные ингибиторы – анодные. Для предотвращения локальной коррозии более эффективны анодные ингибиторы. Экранирующие ингибиторы, адсорбируясь на металле, образуют хемосорбционный слой или чаще защитную пленку нерастворимых продуктов, взаимодействуя с первичными анодными или катодными продуктами коррозии. Смешанные ингибиторы тормозят протекание обоих электродных процессов.

85. По своей природе ингибиторы подразделяются на:

а) катодные; б) анодные; в) ионные; г) молекулярные соединения.

См. ответ к вопросу 84.

86. По составу ингибиторы подразделяются на:

а) неорганические; б) органические; в) ионные.

См. ответ к вопросу 84.

Методы исследования и контроля коррозионных процессов

87. Какие разновидности стандартных методов испытаний материалов на стойкость против коррозии вам известны?

а) полевые; б) натурные; в) лабораторные; г) производственные; д) технологические.

Все существующие в настоящее время методы испытаний могут быть подразделены на полевые, натурные и лабораторные. Первые два типа испытаний проводят в естественных условиях, они требуют длительного времени (месяцы) и различаются тем, что в первом случае о коррозионной стойкости материала судят по поведению образцов-свидетелей, устанавливаемых в интересующие узлы эксплуатирующегося оборудования, а во втором – испытаниям подвергают опытные образцы аппаратов (или конструкций).

88. Определение скорости коррозии металлов экстраполяцией тафелевских участков поляризионных кривых основано на линейной зависимости между логарифмом плотности тока и потенциалом металла, существующей:

а) при потенциалах, удаленных от потенциала коррозии;
б) при потенциалах, близких к потенциалу коррозии.

При потенциалах, удаленных от потенциала коррозии, связь между плотностью анодного или катодного поляризующего тока и потенциалом металла часто подчиняется уравнению Тафеля $\Delta E = a + b \cdot \lg j$. В полулогарифмических координатах эти зависимости представляют собой прямые линии. Экстраполируя анодный или катодный тафелевские участки поляризационных кривых, на потенциале коррозии $E_{кор}$ определяют скорость коррозии $j_{кор}$.

89. Определение скорости коррозии металлов методом экстраполяции тафелевских участков поляризационных кривых применимо для металлов, корродирующих:

- а) в активном состоянии; б) в пассивном состоянии; в) в транспассивном состоянии

Определение скорости коррозии металлов методом экстраполяции тафелевских участков поляризационных кривых применимо для металлов, корродирующих в активном состоянии.

90. Какие из перечисленных физических методов применяют в коррозионных исследованиях?

- а) рентгеновская флюоресценция; в) эллипсометрия;
б) сканирующая электронная микроскопия; г) дифракция рентгеновских лучей.

При исследовании коррозионных процессов используется ряд физических методов оценки состояния поверхности корродирующих металлов (табл. П 5.4).

Таблица П 5.4

Физические методы оценки состояния поверхности корродирующих металлов

Метод	Используемый принцип	Примечание
1	2	3
Оптическая микроскопия	Поверхность образца исследуют под микроскопом при освещении видимым светом	Увеличение от 10 до 1000

1	2	3
Сканирующая электронная микроскопия (СЭМ)	Изображение поверхности получают с помощью отраженного электронного луча. Испускаемые при этом характеристические рентгеновские лучи делают возможным определение химического состава наблюдаемых участков методом микроанализа, требующим вакуума	Увеличение от 10^2 до 10^4
Электронная микроскопия в проходящем луче	Электронный луч, пропускаемый через тонкий образец (порядка 1 мкм), дает изображение образца на флюоресцирующем экране. Дифракция электронов позволяет идентифицировать фазы. Метод требует вакуума	Увеличение от 10^2 до 10^5
Эллипсометрия	Поверхность образца освещают плоско поляризованным светом. Параметры эллиптической поляризации отраженного света зависят от толщины поверхностного слоя. Метод применим и к образцам, находящимся в жидкости	Может быть использован для толщины покрытия более 1 мкм
Дифракция рентгеновских лучей	Монохроматический рентгеновский луч проходит через образец. Образующаяся дифракционная картина позволяет идентифицировать фазы	Применим для образцов толщиной от 10 до 100 мкм
Рентгеновская флюоресценция	На поверхность образца направляют рентгеновский луч высокой энергии. Эмитируемые рентгеновские лучи дают возможность химического анализа поверхностной зоны	Предел обнаружения: 10 – 100 ppm для элементов с атомным номером более 4
Микрозонд	Поверхность облучают пучком электронов высокой энергии. Возбуждаемое рентгеновское излучение используют для химического анализа поверхности	Предел обнаружения 10 – 150 ppm для элементов с атомным номером более 10

1	2	3
ЭСХА или рентгенофото-электронная спектроскопия (РФЭС)	На поверхность воздействуют рентгеновскими лучами. Эмитируемые фотоэлектроны позволяют определять содержание химических элементов в поверхностной зоне и их валентное состояние. Метод требует вакуума	Анализ захватывает поверхностный слой от 1 до 3 нм. Чувствительность 0,1 % для элементов с атомным номером более 1
Ожеэлектронная спектроскопия	Поверхность облучают электронами. Эмиссию так называемых ожеэлектронов используют для химического анализа поверхностной зоны. Используя травление поверхности пучком ускоренных ионов, можно вести послойный анализ в глубину. Метод требует вакуума	Анализ захватывает слой 0,5–3 нм. Чувствительность 0,1 % для элементов с атомным номером более 2
Поверхностная спектроскопия комбинационного рассеяния	Поверхность облучают монохроматическим светом. Отраженный свет содержит в себе спектр комбинационного рассеяния, позволяющий идентифицировать ионы и связи в тонких покрытиях. Метод применим и для образцов в жидкости	Можно использовать при изучении тонких покрытий (менее 10 нм)
Ионно-микросондовый анализ	Поверхность облучают пучком ионов. Испускаемые частицы анализируют в масс-спектрометре. Профиль по глубине получается автоматически вследствие распыляющего действия ионного луча	Чувствительность миллионные – миллиардные доли. Применим для всех элементов

Основные принципы конструирования коррозионно-стойкого оборудования

91. Какие конструктивные факторы влияют на развитие коррозионных процессов?

- | | |
|--|---|
| а) характер обработки поверхности металла; | г) режим распределения потоков теплоносителя; |
| б) образование застойных зон; | д) контакт элементов из различных материалов. |
| в) наличие щелей и зазоров; | |

Рациональная конструкция металлических сооружений должна обеспечивать не только механическую прочность, но и исключать факторы, снижающие коррозионную стойкость металла.

При конструировании оборудования следует обращать внимание на характер обработки поверхности металла, контакт элементов из различных материалов, режим распределения потоков теплоносителя, наличие щелей и зазоров, возможность образования застойных зон.

Гладкая поверхность металла имеет меньше различных дефектов в виде царапин, неровностей и т.д. На шероховатой поверхности легче скапливается грязь, пыль и другие вещества.

Если в конструируемом аппарате есть детали, выполненные из различных металлических материалов, то возникает опасность проявления контактной коррозии.

При конструировании аппаратов следует предусмотреть равномерное распределение теплового потока, исключить возможность локального перегрева.

В щелях и зазорах может происходить концентрирование раствора, нарушаться аэрация, что неизбежно приведет к развитию местной коррозии.

Опасными в коррозионном отношении являются механически напряженные зоны в аппаратуре.

92. Нерациональное конструирование металлических аппаратов и сооружений может привести:

- | | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| а) к образованию застойных зон; | в) возникновению зазоров; |
| б) появлению механических напряжений; | г) ускорению разрушения конструкций. |

См. ответ к вопросу 91.

93. Что необходимо соблюдать при конструировании оборудования, форма которого не обусловлена какими-либо специфическими требованиями?

- а) избегать неблагоприятных металлических контактов;
- б) устранять напряженные и труднодоступные участки;
- в) устранять локализованное поступление агрессивной среды;
- г) создавать условия для дренажа.

При конструировании оборудования, форма которого не обусловлена какими-либо специфическими требованиями необходимо:

- избегать неблагоприятных металлических контактов или обезвреживать их;*
- ослаблять механические воздействия;*
- устранять напряженные участки, труднодоступные участки и застойные зоны;*
- создавать условия для дренажа;*
- сводить к минимуму число зазоров;*
- уменьшать возможность возникновения неоднородности коррозионной среды;*
- предусмотреть равномерное распределение теплового потока;*
- устранять локализованное поступление агрессивной среды.*

94. Какие утверждения, касающиеся технологии изготовления аппаратуры, справедливы?

- а) в заклепочных швах металл заклепок должен быть электроотрицательнее основного металла;
- б) желательна замена клепки сваркой;
- в) в заклепочных швах металл заклепок должен быть электроположительнее основного металла;
- г) желательна термообработка сварного шва.

При конструировании аппаратуры необходимо учитывать ряд требований. В заклепочных швах металл заклепок должен быть электроположительнее основного металла, зазоры необходимо устранять зачеканкой швов, желательна замена клепки сваркой.

Сваривать конструкцию нужно тем же или более легированным металлом (для уменьшения выгорания и большей коррозионной стойкости), для уменьшения зазоров следует отказаться от точечной сварки, для устранения термических напряжений сваривать детали следует в стык, рекомендуется термообработка сварного шва.

95. Какие утверждения о процессе сварки конструкции в целях большей коррозионной стойкости, справедливы?

- а) коррозионная стойкость конструкции не зависит от способа сварки;
- б) сварка конструкции должна осуществляться тем же металлом;
- в) предпочтительна сварка деталей встык;
- г) сварка конструкции должна осуществляться более легированным металлом;
- д) применение точечной сварки вместо сплошной.

См. ответ к вопросу 94.

96. Какие утверждения о методах защиты справедливы с экономической точки зрения?

- а) при возможности применять дешевые методы – лакокрасочные покрытия и (или) протекторную защиту;
- б) стоимость метода защиты должна находиться в соответствии со стоимостью защищаемой конструкции;
- в) при защите дорогостоящего оборудования допустимо применение многослойных покрытий в качестве метода защиты;
- г) никелирование и хромирование – наиболее дешевые процессы гальванических покрытий.

Существенную роль при выборе метода защиты играет экономика. Стоимость метода защиты должна находиться в соответствии со стоимостью защищаемой конструкции. При защите дорогостоящего механизма возможно применение относительно дорогих способов защиты, например многослойных гальванических покрытий. При противокоррозионной защите железнодорожного моста должны быть использованы более дешевые способы, в частности лакокрасочные покрытия.

Решающее значение имеет экономический эффект применения данного метода защиты.

Наиболее дешевые методы защиты – лакокрасочные покрытия и протекторная защита. Самое дешевое из металлических покрытий – цинковое. Фосфатирование и оксидирование по стоимости близки к нему. Более дорогими металлическими покрытиями являются латунирование, меднение, свинцевание, лужение, а наиболее дорогими – никелирование и хромирование.

ОТВЕТЫ НА ВОПРОСЫ ТЕКУЩЕГО И ПРОМЕЖУТОЧНОГО КОНТРОЛЯ

Номер вопроса	Правильные ответы	Номер вопроса	Правильные ответы	Номер вопроса	Правильные ответы
1	б	33	б	65	б, в, г, д
2	а	34	а	66	в
3	а	35	а	67	б, в, д
4	б	36	а	68	а – г
5	а, в, г, д, е	37	а	69	б
6	а–д	38	а	70	а, в
7	б, в	39	б, в, г	71	а, б, д
8	б, г	40	а	72	а, б, в
9	а	41	б, в, г, д	73	б, в, г, д
10	г	42	а, б, в, д	74	а–г
11	б	43	б	75	а, б
12	в	44	г	76	в, г
13	а, б, в, д	45	а–г	77	а–в
14	а	46	а, в, г, д	78	а–г
15	б	47	а, г, д	79	а, б, г
16	б	48	а, б, г, д	80	а, в, г
17	а	49	а, б	81	а, б
18	а, б, г	50	а–г	82	а–г
19	г	51	а, в	83	в
20	б	52	а	84	а, б, в, д
21	а	53	а	85	в, г
22	а	54	б	86	а, б
23	в	55	в	87	а–в
24	а, б	56	а	88	а
25	а	57	б	89	а
26	а–д	58	а	90	а–г
27	в	59	а, б, в, д	91	а–д
28	б	60	а	92	а–г
29	а–г	61	а, в, г	93	а–г
30	а, в	62	а, в, г, д	94	б, в, г
31	а–ж	63	а–д	95	б, в, г
32	а, б	64	а–г	96	а, б, в

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Сергей Александрович Долгих

Валерия Эдуардовна Ткачева

Фарид Шафкатович Шакиров

Борис Леонидович Журавлев

Олег Викторович Угрюмов

Анна Николаевна Ахметова

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Ответственный за выпуск А. Ф. Дресвянников

Подписано в печать 29.12.2018

Формат 60×84 1/16

Бумага офсетная

Печать ризографическая

11,62 усл. печ. л.

12,5 уч.-изд. л.

Тираж 100 экз.

Заказ

Издательство Казанского национального исследовательского
технологического университета

Отпечатано в офсетной лаборатории Казанского национального
исследовательского технологического университета

420015, Казань, К. Маркса, 68