МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИКА

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОЙ НАДЕЖНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

РД 39-1-44-78

г. Бугульма, ТатНИПИнефть
1977 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ОРДЕНА ЛЕНИНА ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ "ТАТНЕФТЬ"

им. В.Д.ШАШИНА

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности (ТатНИПИнефть)

"УТВЕРЖДАЮ"

Первый заместитель министра

_____ Б.Н.Кремнев

"19" января 1978 г.

М Е Т О Д И К А

оценки технической надежности обсадных колонн нефтяных скважин для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки

РД-39- 1-44-78

Бугульма, 1977

А Н Н О Т А Ц И Я

Методика посвящена оценке технической надежности обсадных колонн и эффективности защитных мероприятий для месторождений, находящихся на средней и поздней стадиях разработки.

В ней отражены вопросы сбора, обработки промысловой информации по нарушениям герметичности обсадных колонн, оценки агрессивности пластовых и сточных вод, дана методика прогноза надежности обсадных колонн и оценки эффективности защитных мероприятий, когда основной причиной высокой аварийности является коррозионное разрушение.

Методика составлена на основе результатов исследований, выполненных институтом ТатНИПИнефть.

Составители: Р.Т. Булгаков (объединение "Татнефть"), М.М. Загиров, Ф.И. Даутов, Р.А. Максутов, В.А. Рогова (ТатНИПИнефть).

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

оценки технической надежности обсадных колонн нефтяных скважин для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки

РД 39-I-44-78

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 60 от 25.I.78
Срок введения с I.07.78
Срок действия до _____

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Потеря герметичности обсадных колонн нефтяных и нагнетательных скважин в процессе длительной эксплуатации, в основном, обусловлена их коррозионным разрушением, хотя не исключаются и случайные отказы, связанные с нарушением технологии крепления и эксплуатации скважин.

I.2. Обсадные колонны нефтяных скважин, в продукции которых отсутствует сероводород, разрушаются, как правило, с внешней стороны из-за коррозии их в контакте с агрессивными пластовыми водами разреза месторождений.

I.3. Обсадные колонны нагнетательных скважин подвержены двухсторонней коррозии и в них наблюдается высокая аварийность. Внутренняя коррозия вызывается контактом обсадных труб с закачиваемыми пресными и сточными водами, агрессивность которых обусловлена наличием растворенного кислорода. Кроме того высокие давления нагнетания обусловливают разрушение обсадных труб при достижении критической остаточной толщины стенок в пределах 2-3 мм.

I.4. С целью снижения аварийности и повышения надежности обсадных колонн нагнетательных скважин необходимо исключить контакт закачиваемых вод с внутренней поверхностью обсадных труб сразу же после сдачи скважины в эксплуатацию. Для чего закачку производить только по насосно-компрессорным трубам (НКТ), пространство между эксплуатационной колонной и НКТ заполнить ингибированной жидкостью, снятием нагрузки на колонну с помощью пакерующих устройств.

I.5. Общими требованиями к повышению надежности обсадных колонн нефтяных и нагнетательных скважин и выполнению условий охраны недр и окружающей среды от загрязнения являются:

- изоляция всех вскрытых водоносных пластов в процессе бурения или крепления скважин;

- подъем тампонажного материала за всеми спущенными колоннами до устья скважины;

- герметизация резьбовых соединений эксплуатационных колонн с применением уплотнительных составов.

I.6. Не рекомендуется переводить нефтяные скважины в категорию нагнетательных, если конструкция их не отвечает требованиям п.I.5.

2. СБОР, ОБРАБОТКА ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ О ТЕХНИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ СКВАЖИН

2.I. Сбор, обработка и анализ промысловой информации.

2.I.I. Основой оценки коррозионного состояния прогнозирования надежности является сбор, обработка и анализ промысловой информации по нарушениям колонн, состоянию заколонного пространства и установлению связи между нарушениями колонн и агрессивностью пластовых вод, по эффективности ремонтно-восстановитель-

ных работ и данных по последующим отказам.

2.I.2. Сбор промысловой информации включает сбор данных по нарушениям колонн, об интервале нарушения, данные о дате нарушения и вводе скважины в эксплуатацию, по конструкции скважины, о состоянии заколонного пространства, выполненных в скважине работах и затратах на их проведение (форма сбора промысловой информации в приложении I).

2.I.3. Информация по ремонтно-восстановительным работам берется из отчетных данных Управлений по капитальному ремонту скважин и повышению нефтеотдачи пластов (УКПН и КРС), или по актам на выполнение работ в цехах по капитальному ремонту скважин (ЦКРС).

2.I.4. Информацию по техническому состоянию скважины, о сроках бурения и начале эксплуатации и о конструкции скважины можно получить в паспортах на скважину, находящихся в геологических отделах или ЦНИПРах НГДУ.

2.I.5. Обработка промыслогой информации включает систематизацию промысловых данных по категориям скважин, по дате окончания бурения, установление функциональной зависимости между количеством отказов и сроком эксплуатации.

2.I.6. Определяется распределение частоты нарушения колонн по глубине скважины.

2.I.7. Определяется распределение нарушений колонн в интервале подъема цементного раствора и приуроченность нарушений к отдельным интервалам.

2.I.8. Устанавливается распределение высоты подъема цементного раствора в заколонном пространстве по площадям или месторождениям в целом.

2.I.9. Обрабатывается информация о водоносных горизонтах, вскрытых при бурении скважины, (составы вод, газов, пластовое давление), а также от устья и возможных перетоках вод в верт - кальном направлении по заколонному пространству.

2.I.I0. Обрабатывается информация по технологии ремонтно-восстановительных работ, прогнозируется объем и продолжительность этих работ с учетом технического прогресса.

2.I.II. Обрабатывается информация об остаточных запасах нефти, подлежащих извлечению через данную скважину и определяются сроки разработки площади (залежи).

2.I.I2. Анализ результатов обработки промысловой информации включает установление объективных причин потери герметичности обсадных колонн, определение затрат на проведение ремонтно-восстановительных работ и принятие решения об эффективности и долговечности принятой конструкции скважины, необходимости ее изменения, о рентабельности дальнейшего использования скважины и проведения профилактических мероприятий.

2.2. Оценка технического состояния скважины

2.2.I. Техническое состояние скважины определяет долговечность скважины как сооружения, предназначенного для долговременной эксплуатации.

2.2.2. Техническое состояние скважины характеризуется состоянием ствола скважины, обсадных колонн и цементного кольца.

2.2.2.I. Техническое состояние ствола скважины характеризуется наличием в разрезе поглощающих и водопроявляющих горизонтов и перетоков между ними, агрессивностью пластовых флюидов по отношению к металлу и цементному камню, устойчивостью ствола и расположением его в пространстве.

2.2.2.2. Под техническим состоянием обсадных колонн подразумевается толщина стенок и внутренний диаметр обсадных труб и герметичность самой колонны.

2.2.2.3. Состояние цементного камня характеризуется удельным весом тампонажного материала в затрубном пространстве, сцеплением его с обсадными трубами, наличием каналов, дефектов и неоднородностей в цементном камне.

2.2.2.4. Параметры, характеризующие техническое состояние скважины, необходимо периодически контролировать с тем, чтобы при изменении их принять конкретные профилактические меры и учитывать при производстве различных работ в скважинах.

2.2.3. К техническому состоянию скважины в зависимости от назначения, сроков разработки предъявляются ряд требований, основными из которых являются:

- обеспечение длительной безаварийной эксплуатации объекта на весь срок разработки месторождения,

- обеспечение условий охраны недр и окружающей среды от загрязнения.

2.2.4. Если применяемые конструкции скважин не гарантируют выполнения требований п. 2.2.3, то должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия по повышению надежности и долговечности скважины путем планирования защитных и ремонтно-восстановительных работ.

2.2.5. Работы по оценке технического состояния скважины производятся существующими методами и включают:

- определение герметичности эксплуатационной колонны и интервала нарушения,

- определение высоты подъема и качества цементного кольца

в заколонном пространстве.

- определение наличия перетоков, их направления движения и источник (горизонт) в заколонном пространстве,

- анализ промысловых данных по нарушениям колонн, по технологии проводки и крепления скважины,

- оценка опасности коррозионного разрушения внутренней и наружной поверхности обсадных колонн.

2.2.6. Герметичность обсадных колонн является одним из основных показателей технического состояния колонн и определяет необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ, защитных мероприятий и в зависимости от срока службы возможность дальнейшей эксплуатации скважины в целом.

2.2.7. Технологически герметичность обсадной колонны определяется опрессовкой ее давлением или анализом состава жидкости, поступающей из скважины.

2.2.8. Интервал негерметичности обсадной колонны определяется расходометрией, термометрией, либо последовательной опрессовкой колонны с помощью пакеров.

2.2.9. Высота подъема цемента в заколонном пространстве является одним из основных факторов, обеспечивающих долговечность сооружения, т.к. качественное цементное кольцо исключает непосредственный контакт агрессивных сред с обсадными трубами, движение вод в заколонном пространстве и повышает прочность системы, обсадная труба - цементный камень - стенка скважины в целом.

2.2.10. Качество и долговечность цементного кольца в заколонном пространстве определяется исследованиями комплексом геофизических методов, включающих цементомеры СГДТ-2, АКЦ.

2.2.11. Движение пластовых вод в вертикальном направлении

является решающим фактором, значительно ускоряющим скорость коррозии обсадных труб по наружной поверхности за счет постоянного обновления агрессивной среды и поражением значительных участков по длине колонны, что следует учитывать при определении скорости коррозии.

2.2.I2. Направление движения пластовых вод и проявляющие горизонты в заколонном пространстве определяются в основном термометрией, а при изливе пластовых вод через устье направление определяется визуально, источник - термометрией.

2.2.I3. Агрессивность пластовых вод определяется лабораторными исследованиями на скорость коррозии и промысловым обследованием состояния обсадных труб.

3. ОЦЕНКА КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ ПЛАСТОВЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД

3.I. Оценка агрессивности пластовых вод

3.I.I. Коррозионная активность пластовых вод определяется содержанием в них окислителей и стимуляторов коррозии (H^+, O_2, H_2S и CO_2).

3.I.2. В большинстве пластовых вод содержанием свободного кислорода можно пренебречь.

3.I.3. Величина pH пластовых вод редко выходит за пределы 5-8, в которых скорость коррозии существенно не зависит от pH.

3.I.4. При данных концентрациях окислителей и стимуляторов скорость коррозии стали повышается с увеличением температуры.

3.I.5. Высокую коррозионную активность пластовых вод обусловливает наличие таких сильных стимуляторов коррозии, как сероводо-

род и, возможно, углекислота, которые облегчают анодную, катодную реакцию или обе эти реакции одновременно.

3.I.6. Коррозионный процесс в пластовых водах контролируется, в основном, диффузией стимуляторов коррозии к поверхности металла.

3.I.7. В соответствии с п. 3.I6, наличие движения пластовых вод в заколонном пространстве скважин значительно усиливает коррозию стали.

3.I.8. Минерализация пластовых вод по разному влияет на интенсивность коррозии стали, в частности в сероводородной коррозии ее влияние незначительно:

3.I.9. Действительную картину и интенсивность коррозии обсадных труб достоверно можно установить обследованием извлеченных обсадных труб, прослуживших не менее 3 лет. Фактическая скорость коррозии определяется как отношение максимальной глубины каверны к сроку службы колонны до ее извлечения.

3.I.I0. Если наличие коррозии установлено достоверно, то скорость коррозии в каждой конкретной скважине определяется по сроку службы колонны до первого сквозного проржавления и толщине стенки труб.

3.I.II. Максимальная фактическая скорость коррозии в каждой скважине является случайной величиной, поэтому на основе скоростей коррозии вышедших из строя обсадных колонн нельзя прогнозировать сроки службы всех скважин.

3.I.I2. Ориентировочно скорость коррозии обсадных труб можно оценить в лаборатории путем определения скорости коррозии образцов трубной стали в наиболее агрессивных пластовых водах разреза месторождения.

3.I.I3. В лабораторных исследованиях используют либо пробы воды, отбираемые из интересующих горизонтов, либо синтетические модели пластовых вод.

3.I.I4. При использовании синтетической модели исходную воду тщательно деаэрируют барбатированием чистым инертным газом (гелием, аргоном), водородом или азотом. Содержание кислорода после барбатирования не должно превышать 0,5 мг/л или естественного содержания в пласте, если оно больше 0,5 мг/л.

3.I.I5. После доведения ионного состава и концентраций агрессивных газов (H_2S и CO_2) до необходимого уровня создают требуемую величину pH добавкой кислоты (HCl или H_2SO_4) или щелочи (NaOH или KOH).

3.I.I6. Если температура в пласте отличается от комнатной температуры более чем на 5°, то опыты проводят в термостатируемой ванне.

3.I.I7. Коррозионные исследования в пластовых водах ведут в герметичной ячейке.

3.I.I8. В случае сероводородной коррозии ($[H_2S] > [CO_2]$) в ячейке поддерживается атмосферное давление. Если преобладает углекислотная коррозия ($[CO_2] >> [H_2S]$), то в ячейке создается такое давление, которое обеспечивает необходимую концентрацию растворенной углекислоты.

3.I.I9. При сероводородной и углекислотной коррозии скорость коррозии может быть определена двумя способами: гравиметрически и снятием анодной и катодной поляризационных кривых в полулогарифмических координатах.

3.I.20. С целью определения установившейся скорости в условиях образования твердых продуктов коррозии длительность выдержки

образцов в коррозионной среде должна составить не менее 500 часов, по истечении которых извлекаются образцы для взвешивания и снимаются поляризационные кривые. Коррозионные потери за первые I00–I20 часов выдержки должны исключаться из общих потерь путем использования контрольных образцов, извлекаемых через I00–I20 часов выдержки.

3.I.2I. Количество параллельных образцов в каждой серии опытов должно составить не менее трех.

3.I.22. В процессе опытов периодически контролируются и доводятся до первоначального уровня концентрация стимулятора и величина pH. Снижение концентраций H_2S и CO_2 и величины pH более чем на 20% недопустимо.

3.I.23. Если имеются сведения о вертикальном движении пластовых вод в заколонном пространстве скважин, то определение скорости коррозии производят в динамических условиях (применение мешалки, круговая циркуляция воды). При этом скорость движения электролита относительно образцов должна соответствовать скорости движения пластовой воды относительно труб в скважине.

3.I.24. В случае, если обсадные колонны находятся в зоне влияния посторонних электрических полей (электрифицированных железных дорог на постоянном токе, рабочих заземлений системы передачи постоянного тока на расстояния, установок катодной защиты близкорасположенных сооружений и т.п.), то увеличение скорости коррозии, вызванное блуждающими токами, определяется снятием кривой распределения падения напряжения вдоль обсадной колонны двухконтактным зондом (например, И-I0, И-3I, К-3 и т.д.) и расчетом по формуле:

$$\Delta K_a = 0{,}37 \frac{\Delta U_1 - \Delta U_2}{\Delta \ell_3 \, \ell \, r_c \, D_c} \qquad (I)$$

где ΔK_a – увеличение скорости коррозии труб в интервале утечки блуждающих токов (в анодной зоне), мм/год;

$\Delta U_1, \Delta U_2$ – величины падения напряжения на концах исследуемого участка анодной зоны, измеренные двухконтактным зондом, в;

ℓ – длина этого участка, м; $\Delta \ell_3$ – расстояние между контактами зонда, м; r_c – продольное сопротивление I м обсадной трубы, Ω м/м; D_c – диаметр обсадной трубы, м.

3.I.25. Общая скорость коррозии обсадных труб определяется суммированием скоростей коррозии, вызванных действием коррозионной среды и блуждающих токов. Если достоверно установлено, что анодные зоны во всех скважинах находятся на значительном расстоянии от агрессивных горизонтов скважины, то скорости коррозии не суммируются, а применяется максимальная из них.

3.I.26. Если экспериментально определенная скорость коррозии больше $\delta / T_п \cdot K_н$, где δ – толщина стенки труб, мм; $T_п$ – планируемый срок разработки месторождения, год; $K_н$ – коэффициент неравномерности коррозии ($K_н$ = I при определении скорости по каверн ам на извлеченных трубах; $K_н$ = I0 при лабораторном определении гравиметрическими и поляризационными измерениями), то необходимо применение защитных мероприятий.

3.2. Оценка агрессивности сточных вод, закачиваемых в пласты

3.2.I. Промысловые сточные воды, закачиваемые в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления, вызывают коррозионное разрушение внутренней поверхности обсадных колонн.

3.2.2. Коррозионная активность сточных вод определяется содержанием в них агрессивных газов (O_2, CO_2, H_2S) играющих роль окислителей и (или) стимуляторов, депассирующих анионов (Cl^-, SO_4^{2-}), скоростью движения и температурой.

3.2.3. Основным окислителем стали в сточных водах является растворенный кислород, диффузия которого к кородирующей поверхности контролирует катодный процесс коррозии.

3.2.4. Существенное влияние на кинетику коррозии стали в сточных водах оказывают продукты коррозии и солевые отложения, затрудняющие диффузию кислорода к поверхности металла.

3.2.5. Наиболее достоверные сведения об интенсивности коррозии внутренней поверхности обсадных труб можно получить обследованием извлеченных обсадных и насосно-компрессорных труб НКТ, по которым происходит закачка сточных вод. Скорость коррозии в каверных, язвах в этом случае определяется так же, как и в п.п. 3.I9 и 3.I.I0.

3.2.6. Для визуального обследования состояния внутренней поверхности обсадной колонны по всей ее длине необходимо использовать скважинные фотоаппарат и телевизионное устройство, спускаемые в скважину после тщательной промывки и заполнения скважины чистой водой.

3.2.7. С целью оперативного определения скорости коррозии в реальных условиях скважины используют контрольные образцы стали, спускаемые в скважину в специальной кассете до требуемой глубины. Время выдержки кассеты в работающей скважине должно составлять не менее I года.

3.2.8. Кассеты с образцами спускают в скважину на скребковой проволоке через устьевой лубрикатор или на конец НКТ.

3.2.9. Ориентировочно скорость коррозии металла труб в сточных водах можно определить в лабораторных условиях весовым методом с точным воспроизведением таких факторов, как ионный и газовый состав, содержание органических, минеральных и механических примесей, температура, величина pH и скорость движения сточной воды. Время выдержки образцов в среде должно составлять не менее 240 часов. Причем при определении установившейся скорости коррозии коррозионные потери, имевшие место в течение первых 40-50 часов выдержки, должны исключаться из общих потерь так же, как и в п.3.I.20.

3.3. Оценка стойкости тампонажных материалов

3.3.I. Оценка стойкости тампонажных материалов предусматривает выполнение лабораторных и промысловых исследований.

3.3.2. Лабораторные исследования по оценке стойкости тампонажных материалов в пластовых водах разреза включают:

- определение изменения плотности цементного камня во времени;

- определение изменения состава цемента во времени,;

3.3.2. Промысловые исследования включают:

- изучение геофизических материалов по качеству цементирования скважин,

- целевые исследования по оценке изменения основных физических свойств тампонажных материалов в заколонном пространстве в процессе длительной эксплуатации.

3.3.3. Изучение и обработка промысловых данных по качеству цементирования скважин и оценка изменения основных свойств тампонажного камня во времени производится по материалам цементограмм.

3.3.4. При этом определяется:

- изменение плотности цементного камня во времени;

- изменение состояния контактных зон цементного камня с обсадными трубами и стенкой скважины.

3.3.5. Для определения изменения плотности цементного камня во времени выбираются скважины, пробуренные в разные годы, снимаются диаграммам цементограмм и сопоставлением с исходными цементограммами, снятыми сразу же после окончания бурения, отмечаются изменения в качестве цементного камня. Обработка цементограмм производится по методике института, ВНИИпромнефтегеофизика и инструкции на прибор СГДТ-2.

При отсутствии исходных цементограмм в старых скважинах, изменения плотности цементного камня определяются по сопоставлению плотности материала напротив водоносных и непроницаемых горизонтов по диаграммам, снятым в процессе эксплуатации.

3.3.6. Изменение состояния контактных зон цементного камня во времени производится путем периодических замеров в скважине с помощью акустических цементомеров.

3.3.7. Исследования по изменению основных физических свойств тампонажных материалов прямыми методами включают отбор проб цементного камня из заколонного пространства специальными приборами типа СКУ-М.

При этом исследуется состояние контактных зон обсадная труба - цементный камень и определяются основные физико-химические свойства цементного камня (минералогический состав, плотность).

3.3.8. Результаты прямых и косвенных геофизических и промысловых исследований могут быть существенно дополнены лабораторными ускоренными испытаниями тампонажных материалов в агрессивных средах нефтяных месторождений.

3.3.9. Метод ускорения лабораторных испытаний коррозии цементного камня дает возможность определить изменение физико-химических свойств испытуемого материала при непрерывном контакте его с агрессивной средой в течение 5-I0 суток.

3.3.I0. Ускорение процесса взаимодействия твердой и жидкой фаз достигается за счет увеличения скорости химического процесса в результате непрерывного отвода продуктов реакции потоком жидкости, охватывающей образец в замкнутой системе.

3.3.II. О стойкости испытуемого материала судят по изменению плотности, содержанию CaO, MgO, SiO_2, Al_2O_3, Fe_2O_3, $CaO_{св}$, $MgO_{св}$, а также при необходимости проводят петрографические, микроскопические, рентгеноструктурные и др. исследования образцов.

3.3.I2. Удельный вес определяется путем погружения точной, высушенной до постоянного веса, навески испытуемого материала в прибор Ле-Шателье и по увеличению вытесненного объема раствора (безводные керосин, бензин, бензол) расчитывают плотность.

Содержание CaO, MgO, SiO_2, Al_2O_3, Fe_2O_3, $CaO_{св}$ определено по общепринятым методикам согласно ГОСТа 5382-73.

4. МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ СКВАЖИН

4.I. Прогнозирование отказов скважин

4.4.I. Целью прогноза отказов скважин является оценка объема отказов и, следовательно, связанных с ними ремонтно-восстановительных работ на скважинах на ряд лет вперед. Результаты такого прогноза используются для обоснования тех или иных профилактических или защитных мероприятий с целью повышения технической надежности скважин.

4.I.2. Прогнозирование отказов ведется для скважин одной

и той же категории и конструкции.

4.I.3. Для статистического анализа определяется группа скважин данной категории и конструкции, прослуживших не менее некоторого заданного срока, в течение которого должен быть накоплен достаточный для прогноза объем отказов. От величины указанного срока и объема отказов зависят длительность и точность прогнозирования. Анализ статистического материала ведется по форме, приведенной в приложении 2.

4.I.4. В качестве прогнозируемого признака удобно использовать функцию потока отказов, статистически определенную как

$$\bar{F}_c(t) = \sum_{i=0}^{t} n(i)/N, \qquad (2)$$

где $n(i)$ – ежегодное количество всех отказов скважин данной группы в i -ом году эксплуатации; N – фонд скважин в группе; t – срок эксплуатации скважин, год.

4.I.5. Для прогнозирования статистическую (эмпирическую) функцию потока отказов аппроксимируют аналитической зависимостью. (См. приложение 2).

4.I.6. Вид теоретической функции определяется нанесением значений эмпирической функции на различные функциональные координаты. В большинстве случаев это достигается использованием билогарифмических и логарифмических координат. Если статистические данные лучше всего образуют прямую линию в билогарифмических координатах, то выбирается степенная функция, а в противном случае – экспоненциальная. При неудовлетворительном соответствии обеих функций задача наиболее точно решается использованием полинома Чебышева.

4.I.7. Постоянные коэффициенты аппроксимирующей функции

находятся методом наименьших квадратов, или что менее точно, графическим методом.

4.I.8. С целью наиболее объективного выбора вида аппроксимирующей функции используется количественный критерий – величина среднеквадратической ошибки, вычисляемой для каждой функции по формуле

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} [F_c(i) - \bar{F}(i)]^2}{n - p - 1}} \qquad (3)$$

где $\bar{F}(i)$ – значение теоретической функции потока отказов в i-том году; n – число уровней (данных) в динамическом ряду функции $\bar{F}_c(t)$; p – число коэффициентов в изучаемых функциях.

4.I.9. Доверительная прогнозная область для прогнозируемого признака определяется по формуле:

$$\hat{y}(t) = \bar{F}(t) \pm S\, z^{t/k} \qquad (4)$$

где k – длительность прогнозируемого периода; год; z – коэффициент корреляции, рассчитываемый по формуле:

$$z = \frac{\delta_k \cdot \bar{F}(k)}{S \cdot 100} \qquad (5)$$

где $\delta_k = 5 \div 15\%$, надежность допуска.

4.I.I0. Для прогнозирования абсолютного количества отказов скважины одной категории и конструкции группируются по годам бурения и для каждой группы определяются сроки эксплуатации соответствующие прогнозным годам. Количество накопленных отказов находят умножением функции потока отказов на фонд скважин данной группы (приложение 3).

4.2. Определение закона распределения первичных отказов

4.2.I. Закон распределения первичных отказов характеризует

вероятность безотказной работы скважин, не имевших ранее коррозионных отказов.

4.2.2. Анализ статистических данных по первичным отказам ведется аналогично п. 4.I.3 с той лишь разницей, что рассматриваются не все отказы, а только первичные (приложение 2). Количество отказавших скважин должно быть равно или более I5-20% рассматриваемого фонда.

4.2.3. Вид закона распределения отказов выбирается на основании эмпирической (статистической) функции распределения.

4.2.4. Наиболее общим законом распределения при различных интенсивностях отказов является распределение Вейбулла-Гнеденко

$$F(t) = 1 - \exp\left[-(t/\sigma_м)^{\eta_м}\right]; \qquad (6)$$

$$f(t) = \frac{\eta_ф}{\sigma_м}\left(\frac{t}{\sigma_м}\right)^{\eta_ф - 1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{t}{\sigma_м}\right)^{\eta_ф}\right]; \qquad (7)$$

$$t \geq 0, \quad \sigma_м > 0, \quad \eta_ф > 0;$$

где $F(t)$ – интегральная функция распределения первичных отказов;

$f(t)$ – плотность распределения вероятностей отказов; $\sigma_м$ – параметр масштаба; $\eta_ф$ – параметр формы распределения.

4.2.5. Поскольку эмпирическая функция распределения, определенная по п. 4.2.2, соответствует обычно только части выборки (в случае; если не все скважины данной группы отказали к дате анализа), то параметры распределения определяются графически, путем нанесения эмпирической функции распределения на вероятностную бумагу для распределения Вейбулла-Гнеденко (рис. 2). Через статистические точки проводится прямая линия

$$W = a + bx, \quad W = \ln\ln\left[1/(1 - F_c(t))\right], \quad x = \ln t \qquad (8)$$

и определяются параметры теоретического распределения из соотношений:

где a - отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат w

4.2.6. Распределение первичных отказов в некоторых случаях может подчиняться нормальному закону (как, например, на Ромашкинском месторождении). При этом существование $f(t)$ при $t < 0$ не вносит серьезной ошибки, т.е. при коррозионных отказах $F(t) \approx 0$ при $t < 0$.

Нормальный закон распределения имеет вид

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t-\bar{t})^2}{2\sigma^2}\right]; \qquad (9)$$

$$F(t) = \int_{-\infty}^{t} f(t)\,dt, \qquad (10)$$

где σ - среднеквадратическое отклонение; $\bar{t}$ - математическое ожидание времени безотказной работы.

4.2.7. Соответствие эмпирической функции нормальному закону и его параметры определяются графически с использованием нормальной вероятностной бумаги (см.приложение 4, табл. 4.5, рис. I). Определение параметров теоретического распределения производится по соотношениям

$$F(\bar{t}) = 0{,}5; \qquad \sigma \approx \frac{t_{0,8} - \bar{t}}{0{,}84}, \qquad (11)$$

где $t_{0,8}$ - 80% квантиль.

4.2.8. Если к дате анализа количество отказавшихся скважин в рассматриваемой группе составляет более 80% от общего числа скважин группы, то возможна количественная проверка соответствия выбранной модели распределения эмпирическому по критерию χ^2 Пирсона. В этом случае недостающая часть выборки определяется экстраполированием кривой эмпирического распределения до I.

4.2.9. Критерий χ^2 рассчитывается по формуле:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{\kappa} \frac{(n_i - n_i')^2}{n_i'}, \qquad (12)$$

где n_i – фактические (эмпирические) частоты (частоты, полученные экстраполированием также считаются фактическими);

n_i' – теоретические частоты, определяемые по теоретическому распределению; κ – число интервалов, на которые разбивается вся выборка.

Вычисленные значения χ^2 сравниваются с табличными при уровне значимости q (q = 0,05–0,I) и степени свободы $\ell = \kappa - m - 1$,

где m – число параметров распределения (для законов нормального и Вейбуллы-Гнеденко $m = 2$). Если $\chi^2 > \chi^2_q$, то гипотеза принимается, а в противном случае отбрасывается (приложение 4, табл. 6).

4.3. Оценка надежности восстановленных скважин

4.3.I. В результате проведения ремонтно-восстановительных работ, влияющих на коррозионные условий в затрубном пространстве скважины (вторичное цементирование колонны до устья, тампонирование интервала нарушения колонны, спуск новой колонны меньшего диаметра с последующим цементированием пространства между колоннами и т.п.), надежность восстановленных скважин, как правило, значительно отличается от надежности невосстановленных и в основном определяется качеством восстановления.

4.3.2. Для оценки качества ремонтно-восстановительных работ и надежности скважин, восстановленных способами по п. 4.2.I, может быть найден закон распределения срока безотказной работы τ, если большие промежутки времени между отказами маловероятны, т.е. плотность распределения вероятностей с увеличением τ

быстро уменьшается.

4.3.3. Для определения закона составляется выборка значений времени между отказами τ для скважин, эксплуатируемых не менее τ_m лет после последнего отказа.

4.3.4. Закон распределения срока безотказной службы восстановленных скважин в большинстве случаев описывается экспоненциальным распределением вида

$$\varphi'(t)=\lambda e^{-\lambda t};\quad \Phi'(\tau)=\int_0^{\tau}\varphi'(\tau)\,d\tau=1-e^{-\lambda\tau} \qquad (13)$$

где $\varphi'(\tau)$ и $\Phi'(\tau)$ – соответственно дифференциальная и интегральная функции распределения.

4.3.5. Иногда с целью оценки качество ремонтно-восстановительных работ удобнее ввести функцию

$$\varphi(\tau)=\frac{\Delta n(\tau+\Delta\tau)}{N_H\cdot\Delta\tau}=p\lambda e^{-\lambda\tau}=\lambda' e^{-\lambda\tau} \qquad (14)$$

где $\Delta n(\tau+\Delta\tau)$ – число повторных отказов, происходящих через период времени от τ до $\tau+\Delta\tau$ после предыдущего отказа;

N_H – общее количество отказавших к дате анализа скважин в группе; $p=\frac{N_n}{N_H}$, N_n общее количество повторных отказов.

Пример определения функции $\varphi(\tau)$ приведен в приложении 5.

5. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

5.I. Определение эффективности катодной защиты обсадных колонн

5.I.I. Катодная защита применяется для снижения скорости коррозии наружной поверхности обсадных колонн.

5.I.2. Катодная защита осуществляется согласно "Инструкции

по применению катодной защиты обсадных колонн скважин в нефтяной промышленности", разработанной ТатНИПИнефть, утвержденной управлением нефтегазодобычи Миннефтепрома I7 декабря I975г.

5.I.3. Степень защищенности определяется величиной катодной поляризации обсадных труб в наиболее агрессивном интервале скважины.

5.I.4. Величина катодной поляризации определяется по плотности поляризующего тока в наиболее агрессивном интервале скважины, измеренной двухконтактным зондом (U - I0, U - 3I, K - 3 и т.п.), и стационарной катодной поляризационной кривой стали в пластовой воде этого интервала. Образцы для исследований из трубной стали предварительно в течение I0 суток выдерживаются в пластовой воде с сероводородом с целью получения на них сульфидов. Время выдержки при каждом значении плотности тока в процессе снятия поляризационной кривой должно составлять не менее 5 суток.

5.I.5. Степень защищенности обсадных труб рассчитывается по одной из формул

$$P = I - \exp\left(\frac{2{,}3}{b_a}\Delta\varphi\right) \quad \text{при } \eta > 0{,}I\ b; \qquad (I5)$$

$$P = I - \frac{sh\left[\frac{2{,}3}{b_a}(\eta+\Delta\varphi)\right]}{sh\left(2{,}3\,\eta/b_a\right)} \quad \text{при } \eta < 0{,}I\ b, \qquad (I6)$$

где $\eta = \varphi_{cm} - \varphi_p$ - перенапряжение анодного процесса коррозии, в; φ_{cm} - стационарный потенциал стали по электроду сравнивания; φ_p - равновесный потенциал железа в данной среде относительно того же электрода сравнения, b ; $\Delta\varphi$ - поляризация (при катодной поляризации $\Delta\varphi \leq 0$), b ; b_a - угловой коэффициент прямолинейного участка анодной поляризационной кривой.

Равновесный потенциал железа в сероводород содержащей пластовой воде при pH > 5 рассчитывается по формуле

$$\varphi_p = -0{,}44 + 10^{-4}T(2{,}8 - 2pH - \lg [H_2S]) \qquad (17)$$

где $[H_2S]$ – концентрация сероводорода, моль/л; T-абсолютная температура, °К.

Равновесный потенциал железа в средах, где растворение сопровождается образованием гидрата закиси железа, рассчитывается по формуле

$$\varphi_p = -0{,}44 - 2.10^{-4}T\,(pH - 6{,}5), \qquad (18)$$

где величина pH в приэлектродном слое изменяется в пределах 8,3 – 9,6.

Равновесный потенциал железа в средах, где теоретический расчет активности (или концентрации) ионов железа затруднен например, случай углекислотной коррозии), рассчитывается по формуле

$$\varphi_p = -0{,}44 + 10^{-4}T \lg a_{Fe^{2+}}, \qquad (19)$$

где активность ионов железа $a_{Fe^{2+}}$ определяется методами химического анализа.

5.I.6. Катодная защита повышает конструктивную (техническую) надежность обсадных колонн (или скважин). Если известен закон распределения коррозионных отказов скважин без применения защитных мероприятий, то дифференциальная и интегральная функции распределения отказов после внедрения катодной защиты определяются из соотношений:

$$f_3(t') = (1-P) f[t'(1-P) + t_3]; \qquad (20)$$

$$F_3(t') = F[t'(1-P) + t_3], \qquad (21)$$

где $f(t)$ и $F(t)$ – соответственно дифференциальная и интегральная функции распределения отказов без мероприятий; t' – время эксплуатации скважин с момента внедрения катодной защиты, год; $t_з$ – период времени с момента бурения скважин до даты внедрения защиты, год; Р – степень защищенности по п. 5.I.5.

5.I.7. В соответствии с п. 5.I.6 катодная защита снижает частоту коррозионных отказов. Если известны дифференциальная и интегральная функции потока отказов по п. 4.I.4, то после внедрения катодной защиты будет иметь место:

$$f_з(t') = (I-P)\, \bar{f}\, [t'(I-P) + t_з] \quad \text{и} \qquad (22)$$

$$\bar{F}_з = \bar{F}\, [t'(I-P) + t_з] \qquad (23)$$

По этим уравнениям можно прогнозировать коррозионные отказы скважин после внедрения катодной защиты на ряд лет вперед.

Пример определения эффективности катодной защиты в приложении 6.

5.2. Определение эффективности цементирования обсадной колонны

5.2.I. Сплошное качественное цементирование всей обсадной колонны длительное время предохраняет ее от наружной коррозии.

5.2.2. Коррозионное разрушение обсадных колонн происходит в местах дефектов и несплошностей цементной оболочки, которые неизбежны в реальных условиях.

5.2.3. Скорость коррозии труб в дефектах цементной оболочки значительно ниже скорости коррозии при отсутствии цемента.

5.2.4. Защитное действие реальной цементной оболочки обусловлено в основном двумя факторами: повышением величины pH в дефекте за счет диффузии из окружающего цементного камня и ликви-

дацией вертикального движения пластовых вод. Причем последний фактор является доминирующим.

5.2.5. Степень защищенности обсадной колонны при применении цементирования определяется из выражения

$$P = I - \frac{K_C + K_B}{K} = I - \frac{K_C}{K} - \frac{K_B}{K} \qquad (24)$$

где K_C - скорость коррозии стали в пластовой воде в статистических условиях; K_B - скорость внутренней коррозии обсадных труб; K - скорость коррозии стали в пластовой воде в реальных динамических условиях.

5.2.6. Показатели надежности и частота коррозионных отказов после применения полного цементирования скважин определяются так же как и в пп. 5.I.6 и 5.I.7.

5.2.7. Скорость коррозии K_C и K_B определяются в соответствии с разделом 3 настоящей Методики.

Пример определения эффективности цементирования приводится в приложении 7.

Приложение I

С В Е Д Е Н И Я

по скважинам НГДУ с нарушенными эксплуатационными колоннами

Таблица I

№ № п.п.	№№ скважин (категория нагнетательная эксплуатационная	Дата		Конструкция скважины			Интервалы цементирования колонны		Все предыдущие КРС	
		окончания бурения	ввода в эксплуатацию	Марка стали и толщина на стенки колонны, глубина спуска	Высота подъема цемента от устья (м)	Интервал некачественного цементирования	цементом	гельцементом	Дата	Метод ремонта

по изоляции колонн				Состояние скважины на дату сбора	Дебит, т/с	% воды	Характер воды	Причина простоя	Наличие неизолированных нарушений, м	Время эксплуатации с нарушением месяц	Предложения по дальнейшему использованию скважины: продолжительность эксплуатации, ликвидировать повторно стремонтировать	Примечание. Остаточные извлекаемые запасы ориентировочный срок дальнейшей эксплуатации скважин
Давление опрессовки	Продолжительность ремонта часы	Стоимость ремонта руб.	Средн. межремонтн. период, м-ц									

Приложение 2

Определение функции потока отказов эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения, пробуренных в 1950 - 1960 гг.

$N = 2350$

Таблица 2

Время t, лет	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16
Количество отказов, n_i	6	19	24	31	31	54	68	80
n_i / N	0,0026	0,0081	0,0102	0,0132	0,0132	0,023	0,289	0,034
$\bar{F}_э = \sum n_i / N$	0,0026	0,0107	0,0209	0,0341	0,0473	0,0703	0,0992	0,1332
$\bar{F}(t)$	0,0095	0,0142	0,021	0,031	0,044	0,068	0,099	0,14
$\lvert \bar{F}_э - \bar{F} \rvert$	0,007	0,003	0	0,003	0,003	0,002	0	0,007

$\bar{F} = 0{,}0068\ exp\ (0{,}19\ t)$ - теоретическая функция потока отказов

Приложение 3

Пример прогнозирования абсолютного количества накопленных отказов эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения

$\bar{F} = 0{,}0068\ exp\ (\ 0{,}19t)$

Таблица 3

Годы бурения, количество скважин	Годы / Показатели	1976-1977	1978-1979	1980-1981	1982-1983	1984-1985	1986-1987	1988-1989	1990-1991
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1950-1956	t	22	24	26	28	30	32	34	36
	$\bar{F}(t)$	0,453	0,676	0,913	1,362	2,032	2,032	4,093	6,105
610	n	277	412	557	831	1240	1849	2496	3724
1957-1962	t	18	20	22	24	26	28	30	32
	$\bar{F}(t)$	0,208	0,304	0,453	0,677	0,913	1,362	2,032	3,032
1150	n	239	350	521	778	1050	1967	2337	3487
1960-1962	t	16	18	20	22	24	26	28	30
	$\bar{F}(t)$	0,142	0,208	0,304	0,453	0,677	0,913	1,362	2,032
1180	n	168	245	359	535	798	1038	1608	2398

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I963–I965	t	I2	I4	I6	I8	20	22	24	26
	$\bar{F}(t)$	0,067	0,097	0,I42	0,208	0,304	0,453	0,677	0,9I3
690	n	45	67	98	I43	2I0	3I2	467	630
I966–I968	t	I0	I2	I4	I6	I8	20	22	24
	$\bar{F}(t)$	0,046	0,067	0,097	0,I42	0,208	0,304	0,453	0,677
930	n	42	62	90	I32	I93	283	422	629
I969–I970	t	7	9	II	I3	I5	I7	I9	2I
	$\bar{F}(t)$	0,026	0,040	0,055	0,080	0,II8	0,I72	0,25I	0,368
5I0	n	I3	2I	28	4I	60	88	I28	I87
Общее накопленное количество скважин	n_c	784	II57	I684	2460	355I	5I77	7458	II055

Приложение 4

Пример определения закона распределения первичных отказов

Таблица 4

Распределение первичных отказов эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения, пробуренных в I950-I960 гг.

$N = 2350$

Время эксплуатации, t	Количество отказов, n_i	n_i/N	$F_э = \sum n_i/N$	$F(t)$	$\lvert F(t) - F_э \rvert$
I	2	3	4	5	6
0-2	8	0,003	0,003	0,005	0,002
2-4	I7	0,007	0,0I	0,0I5	0,005
4-6	25	0,0II	0,02I	0,02I	0
6-8	29	0,0I2	0,034	0,035	0,00I
8-I0	34	0,0I5	0,049	0,048	0,00I
I0-I2	44	0,0I9	0,068	0,065	0,003
I2-I4	63	0,027	0,095	0,093	0,002
I4-I6	74	0,032	0,I27	0,I26	0,00I

Из рис. I $\bar{t} = 29,2$; $t_{0,8} = 38,8$;

$$\sigma = \frac{38,8-29,2}{0,84} = II,4,$$

$F_э$ – эмпирическая функция распределения;

$F(t)$ – теоретическая функция распределения.

Таблица 5

Распределение первичных отказов нагнетательных скважин Миннибаевской площади, пробуренных в I950-I955 гг.

$N = 43$

Время эксплуатации, t	Количество отказов, n_i	n_i/N	$F_э = \Sigma n_i/N$	$F(t)$	$\lvert F(t) - F_э \rvert$
I	2	3	4	5	6
0-2	I	0,023	0,023	0,04	0,02
2-4	3	0,070	0,093	0,09	0,003
4-6	4	0,093	0,I86	0,I5	0,036
6-8	I	0,023	0,209	0,2I	0,00I
8-I0	2	0,047	0,256	0,257	0,00I
I0-I2	4	0,093	0,349	0,35	0,00I
I2-I4	7	0,I63	0,5I2	0,5I	0,002
I4-I6	3	0,070	0,58I	0,58	0,00I
I6-I8	4	0,093	0,674	0,67	0,004
I8-20	5	0,II6	0,79I	0,79	0,00I

Из рис. I $\bar{t} = I4,2$; $t_{0,8} = 20,2$;

$$\sigma = \frac{20,2 - I4,2}{0,84} = 7,5$$

Проверка гипотезы о нормальном законе распределения первичных отказов нагнетательных скважин Миннибаевской площади, пробуренных в I950-I955 гг.

$N = 43$

t	$y = \frac{t - \bar{t}}{\sigma}$	$\varphi(y)$	n_j'	n_j
2	-I,62	0,I07	I	I
4	-I,36	0,I56	2	3
6	-I,09	0,220	3	4
8	-0,82	0,285	3	I
I0	-0,56	0,335	4	2
I2	-0,29	0,383	4	4
I4	-0,027	0,399	5	7
I6	0,29	0,383	4	3
I8	0,56	0,335	4	4
20	0,82	0,285	3	5
22	I,09	0,220	3	3
24	I,36	0,I56	2	2
26	I,62	0,I07	I	I

где $\varphi(y) = \frac{I}{2\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{y^2}{4}}$ берется из таблицы для $0 \leq y \leq 4{,}29$, при этом $\varphi(-y) = \varphi(y)$;

$n_i' = \frac{N \Delta t}{\sigma} \varphi(y)$ - теоретическая частота отказов, $\Delta t = 2$ года

$$\chi^2 = \sum_{j=1}^{5} \frac{(n_j - n_j')}{n_j'} = 3{,}0I$$

Значения n_j, n_j' объединены в 5 интервалов: I) с 2 до 6 лет, 2) с 8 до I2, 3) I4, 4) с I6 до 20, 5) с 22 до 26 лет. Число степеней свободы $\ell = 5-2-I=3$.

Допустимое табличное значение χ^2 при этом, равно 6. $\chi^2 < \chi_{\text{д}}^2$ т.е. проверяемая гипотеза может быть оставлена как неопровергнутая.

Приложение 5

Пример определения закона распределения срока безотказной работы восстановленных скважин (нагнетательные скважины Ромашкинского месторождения)

$N_1 = 350$

Таблица 7

Срок службы между отказами,	Частота n_i	n_i / N_1	Эмпирическая функция $\varphi_э(\tau)$	Теоретическая функция распределения $\varphi(\tau)$	$\lvert \varphi(\tau) - \varphi_э(\tau) \rvert$
1	2	3	4	5	6
0-2	I4I	0,403	0,403	0,40I	0,002
2-4	49	0,I4	0,543	0,568	0,025
4-6	20	0,057	0,6	0,634	0,034
6-8	9	0,026	0,626	0,662	0,036
8-I0	7	0,02	0,646	0,673	0,027
I0-I2	5	0,0I4	0,66	0,677	0,0I7
I2-I4	4	0,0II	0,67I	0,678	0,007
I4-I8	I	0,003	0,674	0,679	0,005
I8-22	I	0,003	0,677	0,68	0,003

$$\varphi(\tau) = 1 - \exp(-\lambda\tau),$$

где $$\lambda = \sum_{i=0}^{K} n_i \Big/ \sum_{i=0}^{K} \bar{\tau}_i n_i = 0{,}4;$$

$\bar{\tau}_i$ – средний срок службы между отказами

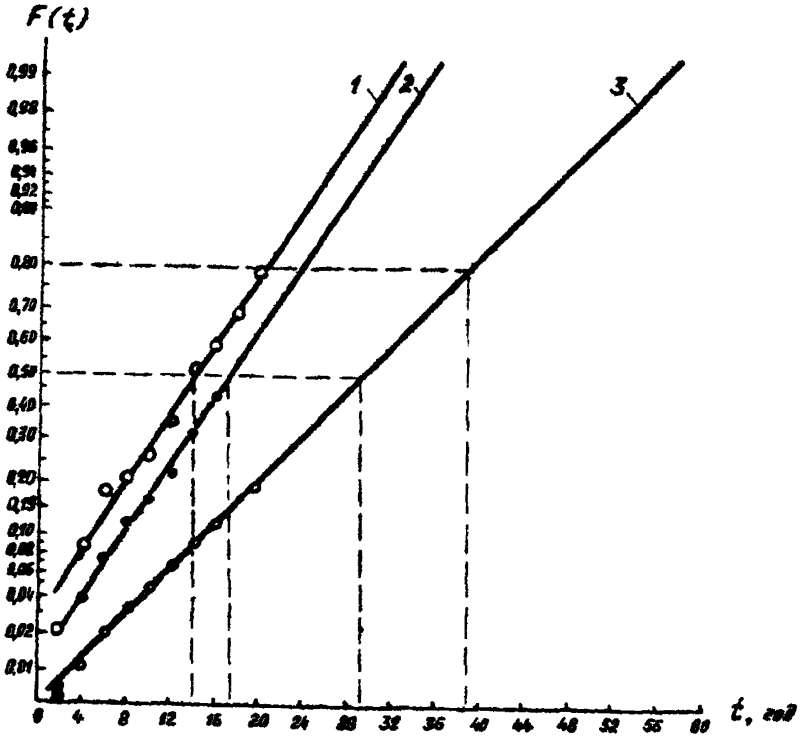

рис. I. Распределение первичных отказов скважин:
I-для нагнетательных скважин Миннибаевской площади; 2-3- для нагнетательных и эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения, соответственно.

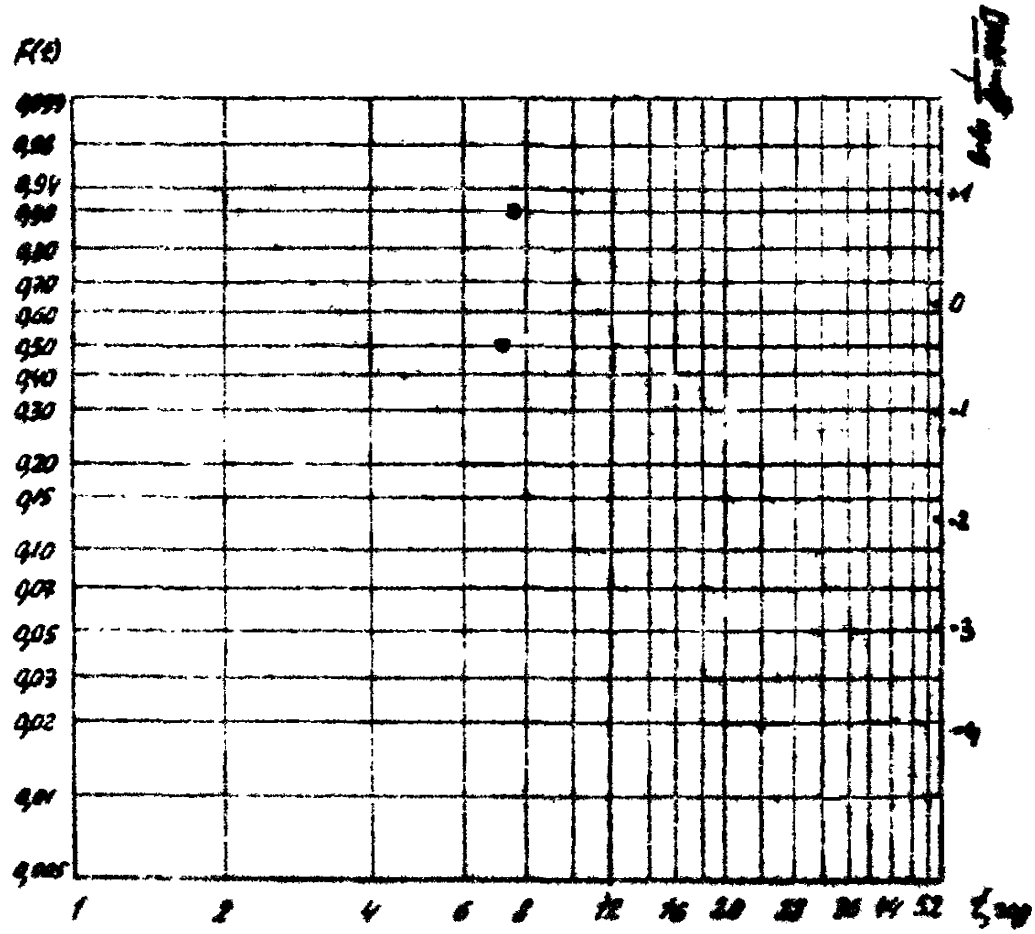

Рис. 2. Образец вероятностной бумаги для распределения Вейбулла-Гнеденко.

Приложение 6

Пример определения эффективности катодной защиты

Определить эффективность катодной защиты при следующих исходных данных: Величина поляризующего тока J = I0A; наиболее агрессивный интервал колонны 800–900 м; концентрация сероводорода в этом интервале $\Gamma H_2 S \Gamma$ = 300 мг/л = 8,8 · $I0^{-3}$ моль/г, температура 25°С, движение среды отсутствует, величина pH пластовой воды pH = 6,5. Без внедрения катодной защиты скважины характеризовались следующими параметрами надежности:

– закон распределения первичных отказов

$$f(t) = \frac{I}{II,4 \cdot \sqrt{2\pi}} \exp - \frac{(t - 29,2)^2}{260}$$

– функция потока отказов

$$\bar{F}(t) = 0,0068 \cdot e^{0,I9t}$$

По данным измерений с помощью двухконтактного зонда плотность поляризующего тока при J = I0A в интервале 800–900 м в среднем составляет I5 $мА/м^2$.

Из стационарной поляризационной кривой $\Delta\varphi = \Delta\varphi(j)$ снятой в пластовой воде с соблюдением всех приведенных условий, определяем величину катодной поляризации, соответствующую плотности тока I5 $мА/м^2$, $-\Delta\varphi$ = 0,033 В. Стационарный потенциал стали в пластовой воде составляет – 0,8I0 В по медносульфатному электроду сравнения. Угловой коэффициент анодной поляризационной кривой b_a = 0,09В. Рассчитываем равновесный потенциал железа в пластовой воде.

φ_p = –0,44+298·$I0^{-4}$(2,8–2,6,5– $\lg$ 8,8.$I0^{-3}$) = –0,806В

по водородному электроду сравнения или

φ_p = -0,806 - 0,316 = -I,I2 В по медносульфатному электроду.

Перенапряжение анодной реакции $\eta_a = \varphi_{cm} - \varphi_p$ = η_a = -0,8I + I,I2 = 0,3I В, т.е. $\eta_a > 0{,}1$ В. Тогда степень защищенности обсадных труб в интервале 800-900 м будет равна

$$P = I - e^{\lambda\rho}\left(-\frac{2{,}3}{0{,}09}\cdot 0{,}333\right) = 0{,}57$$

Дифференциальная функция распределения первичных отказов с катодной защитой будет равна (внедрение катодной защиты через I0 лет эксплуатации скважин), т.е. $t_з$ = I0 лет.

$$f_з(t') = (I-0{,}57)\cdot\frac{I}{II{,}4\sqrt{2\pi}}\left\{\frac{\left[(I-0{,}57)t'+I0\right]-29{,}2}{260}\right\}^2 =$$

$$= \frac{I}{26{,}5\sqrt{2\pi}}\exp\left\{-\frac{(t'-44{,}7)^2}{I405}\right\}$$

Таким образом, катодная защита не меняет вида закона распределения отказов, а только увеличивает математическое ожидание срока службы $\bar{t}$ и дисперсию σ. Причем максимальное увеличение срока службы скважин в I/I-P раз имеет место при $t_з$ = 0, т.е. когда защита внедряется сразу после бурения скважин. Средний срок службы скважин с катодной защитой определяется по формуле:

$$t_з = \frac{\bar{t} - t_з}{I-P} = \frac{29{,}2 - I0}{0{,}43} = 44{,}7 \text{ лет}$$

Функция потока отказов после внедрения катодной защиты находим аналогично:

$$\bar{F}_з(t') = 0{,}0068\exp\left\{0{,}I9\left[(I-0{,}57)t'+I0\right]\right\} = 0{,}0068\cdot$$

$$\exp(0{,}08\,t' + I{,}9) = 0{,}045\exp(0{,}08\,t').$$

Таким образом, показатель экспоненты функции потока отказов уменьшился в $\frac{I}{I-P}$ = 2,33 раза.

Приложение 7

Пример определения эффективности цементирования обсадных колонн

Определить эффективность цементирования обсадных колонн эксплуатационных и нагнетательных скважин при следующих исходных данных: скорость коррозии обсадных труб в реальных условиях скважины без цементного покрытия (скорость движения среды относительно труб 0,5 м/сек) К = 0,8 мм/год; скорость коррозии в той же среде в статических условиях (движение среды отсутствует) $К_с$ = 0,25 мм/год ; скорость коррозии внутренней поверхности труб при закачке сточных вод $К_в$ = 0,I5 мм/год. Скоростью коррозии внутренней поверхности обсадных труб эксплуатационных скважин можно пренебречь.

Степень защиты обсадных колонн эксплуатационных скважин равна

$$P = I - \frac{0,25}{0,8} = 0,69$$

Степень защиты обсадных колонн нагнетательных скважин

$$P = I - \frac{0,25}{0,8} - \frac{0,I5}{0,8} = 0,5$$

Параметры надежности скважин определяются так же, как и в приложении 6, где вместо t_y , подставляется срок службы скважины до цементирования, если цементирование вторичное, и $t_y = 0$ в случае, если полное цементирование производится в процессе бурения скважины.

ЛИТЕРАТУРА

I. "Унифицированная методика определения и оценки защитного действия ингибиторов коррозии в сточных водах промыслов". Уфа, 1976г.

2. "Унифицированные методы анализа вод". М., "Химия", 1973г.

3. Козлов Б.А., Ушаков И.А. "Справочник по расчету надежности аппаратуры радиоэлектроники и автоматики". М., "Советское радио", 1975г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

I. Общие положения 3

2. Сбор, обработка промысловой информации о техническом состоянии скважин 4

2.I. Сбор, обработка и анализ промысловой информации 4

2.2. Оценка технического состояния скважины 6

3. Оценка коррозионной агрессивности пластовых и промысловых сточных вод 9

3.I. Оценка агрессивности пластовых вод 9

3.2. Оценка агрессивности сточных вод, закачиваемых в пласты 13

3.3. Оценка стойкости тампонажных материалов 15

4. Методика прогнозирования надежности скважин 17

4.I. Прогнозирование отказов скважин 17

4.2. Определение закона распределения первичных отказов 19

4.3. Оценка надежности восстановленных скважин 22

5. Оценка эффективности защитных мероприятий 23

5.I. Определение эффективности катодной защиты обсадных колонн 23

5.2. Определение эффективности цементирования обсадной колонны 26

Приложения 28

Литература 42

gost.e-ecolog.ru

Репроприят. „Тайшинкерть" зак 307
Т.200 апрель 1978