

Московский ордена Трудового Красного Знамени институт нефти-
химической и газовой промышленности имени И.М. Губкина

На правах рукописи

РЫБАЛЬЧЕНКО Владимир Сергеевич

КОРРОЗИЯ СТАЛЬНЫХ И ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ
ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И СПОСОБЫ ЕЕ
СНИЖЕНИЯ

05.17.14 Химическое сопротивление материалов
и защита от коррозии.

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени кандидата
технических наук

Москва - 1973 г.

Московский ордена Трудового Красного Знамени институт нефте-
химической и газовой промышленности имени И.М. Губкина

На правах рукописи

РЫБАЛЬЧЕНКО Владимир Сергеевич

КОРРОЗИЯ СТАЛЬНЫХ И ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ
ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И СПОСОБЫ ЕЕ
СНИЖЕНИЯ

05.17.14 Химическое сопротивление материалов,
и защита от коррозии.

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени кандидата
технических наук

Москва - 1973 г.

Работа выполнена на кафедре общей и неорганической химии
Московского института нефтехимической и газовой промышленности
имени И.М.Губкина (МИНХ и ГП).

Научный руководитель

доктор технических наук, профессор Л.К.Мухин

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор Г.К.Прейбер

кандидат технических наук А.Н.Яров

Ведущее предприятие — объединение "Белорусьнефть"
(г.Гомель)

Автореферат разослан " 23 " апреля 1973 г.

Защита диссертации состоится " 22 " мая 1973 г. 815⁰⁰
на заседании специализированного Совета по присуждению учёных
степеней в области химического сопротивления материалов и
защите от коррозии.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке МИНХ и ГП.

Ваши отзывы о работе просим направлять в двух экземпля-
рах, заверенных гербовой печатью Вашего учреждения, по адресу:
П17296, г.Москва, Ленинский проспект 65, МИНХ и ГП им.И.М.Губ-
кина, Ученый Совет.

Секретарь Ученого Совета

кандидат технических наук, доцент

Л.С.Саакян

В в е д е н и е

Коррозия бурильного инструмента и, в частности, буриль-
ных труб является одной из важных проблем, возникающих при бу-
рении нефтяных и газовых скважин.

Необходимость бурения все более глубоких скважин, бурение
в солях и вскрытие подсольевых отложений, с применением форси-
рованных режимов, предъявляет повышенные требования к прочност-
ным и эксплуатационным качествам бурильной колонны, от которых
во многом зависит успешная и безаварийная проводка скважин.

В процессе эксплуатации бурильный инструмент находится в
контакте с промывочными жидкостями, которые оказывают значите-
льное влияние на срок службы бурильного инструмента. Состав и
свойства промывочных жидкостей могут меняться в широких преде-
лах. Широко используемые в настоящее время для бурения нефтяных
и газовых скважин промывочные жидкости на водной основе содер-
жат различные коррозионно-активные компоненты и оказывают силь-
ное разрушающее воздействие на материал бурильных труб.

Коррозия бурильных труб в среде промывочных жидкостей,
имеющих в качестве дисперсионной среды водные растворы электро-
литов, носит электрохимический характер, причем процесс разру-
шения может в значительной мере ускориться функционированием
макрогальванических элементов. Такими элементами могут быть
элементы дифференциальной аэрации (неравномерность концентрации
кислорода в системе циркуляции промывочной жидкости), термо-
гальванические элементы (различные температуры верха и низа
бурильной колонны), контакт разнородных металлов (стальной
замок-тело легкосплавной бурильной трубы) и другие.

Помимо погружной коррозии в скважине, бурильные трубы в значительной мере подвержены воздействию атмосферной коррозии при нахождении на подсвечниках, на стеллажах буровой и трубных баз. Значительно большая опасность связана с чередованием погружной и атмосферной коррозии, имеющих место при сравнительно частых спуско-подъемных операциях.

Коррозия бурильных труб ускоряется также эрозионным воздействием промывочной жидкости, особенно содержащей в качестве дисперсной фазы твердые частицы барита, гематита и других утяжелителей.

Однако опасность коррозии бурильных труб заключается не только в том, что прокорродировавшие бурильные трубы необходимо заменять новыми. Коррозия приводит к сломам инструмента, простоям, дорогостоящим дозильным работам, к дополнительному времени бурения, а также к вероятности выхода скважины из строя.

Все это требует разработки и применения мероприятий, способствующих снижению коррозионного разрушения и увеличивающих тем самым срок службы бурильного инструмента.

В настоящее время существует несколько путей борьбы с коррозией бурильного инструмента под действием промывочных жидкостей. Не исключая возможность совершенствования и использования иных методов, наиболее экономичным и эффективным мы считаем путь увеличения срока службы бурильного инструмента, связанный со снижением коррозионной агрессивности самих промывочных жидкостей. Этот путь имеет два направления :

1. Снижение коррозионной агрессивности широко применяемых в настоящее время растворов на водной основе путем применения ингибиторов коррозии.

2. Использование инертных по отношению к материалу бурильных труб растворов на углеводородной основе (РНО).

ГЛАВА I

(Литературный обзор)

Первая глава диссертации содержит анализ литературных данных по вопросам, связанным с причинами и характером коррозии бурильного инструмента под действием промывочных жидкостей, а также данные, обобщающие опыт использования ингибиторов коррозии как органического, так и неорганического характера для борьбы с коррозией бурильного инструмента.

Собранный статистический материал показывает, что более 65% всех аварий с бурильными трубами вызвано коррозией или, так или иначе, связаны с ней.

Фундаментальные работы в области теории коррозии и защиты проведены А.Н.Фрумкиным, Н.А.Изгарышевым, Н.Д.Томашовым, И.Л.Розенфельдом, Н.П.Лук, В.В.Скорчавети, С.А.Балеаниным, И.Н.Путиловой, Г.В.Акимовым, Ю.Р.Эвансом, Г.Улигом, В.Ф.Роджерсом, Ф.Тодтом, а также рядом других советских и зарубежных авторов.

Работами В.Ф.Негреева и его учеников, Г.К.Шрейбера, а также В.Ф.Роджерса, Н.Н.Роллинса, Брегмана, Фатт и др. показана возможность снижения коррозии бурильных труб при применении соответствующих ингибиторов коррозии, добавляемых к промывочным жидкостям.

Анализ литературного материала показал, что несмотря на всю актуальность проблемы, борьба с коррозией бурильного инструмента под действием промывочных жидкостей уделяется недостаточное внимание. В известных работах эта проблема решается

изолированию, в частности, не учитывается влияние добавок ингибиторов коррозии на свойства промывочных жидкостей, от которых во многом зависит успешное бурение скважин. Очень мало работ посвящено защите от коррозии легкосплавных бурильных труб, несмотря на то, что они подвергаются коррозии в значительно большей степени, чем стальные бурильные трубы, особенно при бурении в солях и при бурении на больших глубинах.

Почти нет работ посвященных изучению защитного действия промывочных жидкостей на углеводородной основе.

Поэтому целью настоящей работы является :

1. Исследование коррозионной агрессивности по отношению к стальным и легкосплавным бурильным трубам, широко применяемых в настоящее время буровых растворов.

2. Изучение возможности снижения коррозии бурильных труб путем добавок к промывочным жидкостям некоторых ингибиторов коррозии. Исследование влияния этих добавок на технологические свойства промывочных жидкостей.

3. Разработка реагентов комплексного действия, позволяющих снизить коррозионную агрессивность промывочных жидкостей и одновременно улучшить свойства самих промывочных жидкостей.

4. Изучение защитной эффективности растворов на углеводородной основе по отношению к материалу стальных и легкосплавных бурильных труб.

5. Разработка требований, предъявляемых к растворам на нефтяной основе в отношении их защитной эффективности.

ГЛАВА II

Методика исследований

Для коррозионных исследований была выбрана сталь марки 40 ХН, из которой изготавливаются бурильные трубы прочности Д,

и сплав Д16Т, служащий для изготовления легкосплавных бурильных труб. Образцы для гравиметрических коррозионных испытаний, а также электроды для электрохимических исследований вырезались непосредственно из тела бурильной трубы.

В работе были применены как весовые, так и электрохимические методы коррозионных испытаний. Весовыми методами определялась скорость погружной коррозии как при нормальных условиях, так и при температурах в диапазоне 20-150°C (автоклав с перемешиванием), а также скорость атмосферной коррозии. Для изучения коррозии материала бурильных труб под действием атмосферы была создана специальная установка (колесо периодического омачивания, совершающее один оборот за 10 минут).

Электрохимическими методами определялись величины стационарных электродных потенциалов, кинетика изменения электродных потенциалов во времени, определялись величины поляризационных сопротивлений и снимались поляризационные кривые.

Определение величин стационарных электродных потенциалов стали и сплава Д16Т как в водных растворах электролитов не содержащих твердой фазы, так и в глинистых промывочных жидкостях показало, что сплав Д16Т имеет более электроотрицательный потенциал и при контакте со сталью является анодом, подвергаясь усиленному коррозионному разрушению. Для исследования работы макрогальванического элемента часто возникающего при эксплуатации ЛБТ была использована установка, позволяющая изучать процессы контактной коррозии. Такие макрогальванические элементы возникают при контакте тела ЛБТ со стальным замком, при комбинировании легкосплавных со стальными бурильными трубами, а также при работе колонной бурильных труб из легкого сплава в стальной обсадной колонне.

Вводимые добавки оказывали влияние не только на коррозию материала буровых труб под действием промывочной жидкости, но и на свойства самих промывочных жидкостей. Оценка этого воздействия осуществлялась с помощью стандартных приборов для определения реологических и структурно-механических свойств промывочных жидкостей.

ГЛАВА III

Исследование влияния некоторых факторов на коррозию материала буровых труб.

В этой главе приводятся и обсуждаются результаты экспериментального исследования влияния на коррозию материала буровых труб таких факторов как величина pH среды, температура, минерализация, концентрация глины в буровых промывочных жидкостях. В результате проведенных исследований было показано, что скорость коррозии легкосплавных буровых труб возрастает с ростом температуры более прогрессивно, чем стальных. При повышении температуры с 20° до 100°C скорость коррозии стали 40 ХН в 5% растворе NaCl увеличилась в 5 раз, а сплава Д16Т более чем в 10 раз. Аналогичное возрастание скорости коррозии материала буровых труб с ростом температуры было отмечено при испытаниях в глинистых дисперсиях, подвергнутых различной обработке. Было отмечено, что с ростом температуры до 100°C увеличивается скорость коррозии во всех растворах. При температуре 150°C только для минерализованных растворов, обработанных КССБ наблюдалось некоторое снижение коррозии, что можно объяснить возможной термической деструкцией КССБ с образованием продуктов ингибирующего характера.

Определение величин стационарных электродных потенциалов показало, что при повышенных температурах отмечается разблаживание электродных потенциалов как стали, так и легкого сплава на 60-90 мВ, что позволяет представить колонну буровых труб крупным гальваническим элементом, нижняя, более нагретая часть которой является анодом и подвержена большому коррозионному разрушению.

Большое влияние на скорость коррозии материала буровых труб оказывает величина pH среды промывочных жидкостей. В нейтральной слабощелочной и слабокислой областях отмечалось слабое влияние величины pH на скорость коррозии как стали, так и легкого сплава. При снижении pH скорость коррозии как стали, так и легкого сплава резко возрастала. Некоторое облагораживание электродного потенциала стали 40 ХН в кислой области объясняется облегчением катодных реакций, протекающих с водородной деполаризацией. При повышении щелочности снижение скорости коррозии и облагораживание величин электродных потенциалов говорит о переходе стали в пассивное состояние. При повышении pH > 10 резко увеличивается разрушение материала ЛБТ, что связано с растворимостью окисных пленок, защищающих поверхность металла.

Исследование влияния pH на контактную коррозию с помощью специальной установки, имитирующей данный вид разрушения, более отчетливо показало наличие области малого влияния pH на величину токов контактной коррозии. В то же время при pH больше 10,5-11 и меньше 2,5-3 токи коррозии возрастают примерно в 10 раз. Отсюда следует важный практический вывод, что при работе со стальными буровыми трубами целесообразно поддерживать pH как можно более высоким (где это возможно), а при эксплуатации ЛБТ промывочная жидкость должна иметь нейтральную

реакцию среды.

Было исследовано влияние на коррозию материала бурильных труб хлористых солей щелочных и щелочноземельных металлов, а также солей аммония. В порядке возрастания коррозионной агрессивности при погружной коррозии их можно расположить в следующей последовательности: $MgCl_2$, KCl , $NaCl$, NH_4Cl .

Зависимость скорости коррозии материала бурильных труб от концентрации солей как в водных растворах без твердой фазы, так и в глинистых растворах носит экстремальный характер. Для стали максимальная скорость коррозии отмечалась при концентрации 5-7 %, а для сплава Д16Т ~ 10 %. Определение величин электродных потенциалов и поляризационных сопротивлений позволяет судить об облегчении анодных реакций коррозионного процесса в области максимальной скорости коррозии.

Исследовалось влияние концентрации различных солей на атмосферную коррозию материала бурильных труб. Было показано, что при испытаниях на колесе периодического смачивания в растворах солей K и Mg скорость коррозии растет с ростом концентрации. Возрастание, а затем снижение скорости коррозии с ростом концентрации солей Ca и Na объясняется образованием на поверхности металла плотной и прочной солевой корки, тормозящей коррозию. Нужно отметить, что в реальных условиях эксплуатации бурильных труб образования плотной корки не отмечается вследствие участия в её образовании гидрофильных глинистых частиц. Наличие глинистой корки на поверхности бурильных труб, напротив, способствует активации коррозии под действием атмосферы.

Определение влияния концентрации твердой фазы на скорость погружной коррозии показало, что в глинистом растворе скорость коррозии материала бурильных труб меньше, чем в водном растворе

без твердой фазы. Причем с ростом концентрации глины скорость коррозии снижается. Определение величины электродных потенциалов показало, что это снижение скорости коррозии первоначально вызывается преимущественным торможением катодных реакций (диффузия кислорода), а затем анодных (торможение ионизации и диффузии ионов металлов), что, видимо, связано с изменением структурно-механических свойств глинистых дисперсий.

ГЛАВА IV

Подбор ингибиторов коррозии материала бурильных труб в среде промывочных жидкостей и изучение их механизма действия.

В этой главе приводятся результаты исследования эффективности действия большого числа ингибиторов коррозии как органического, так и неорганического характера.

Поскольку глинистые промывочные жидкости представляют собой сложную физико-химическую дисперсную систему, обладающую большой поверхностью раздела, то защитное действие таких антикоррозионных добавок сильно осложнено процессами адсорбции на самих тонкодисперсных глинистых частицах. Это приводит, во-первых, к снижению эффективности защитного действия добавок, а, во-вторых, может серьезно сказаться на свойствах самой промывочной жидкости. Это особенно характерно для органических добавок, обладающих дифильным характером. В силу высокой адсорбционной способности на глине неомовенные и катионоактивные поверхностно-активные вещества не показали высокой защитной эффективности в глинистых растворах. Кроме того, они отрицательно сказывались на свойствах самих промывочных жидкостей, способствуя её вспениванию и создавая трудности в регулировании структурно-

механических свойств.

Анионоактивные ПАВ и неорганические соединения обладают значительно меньшей адсорбцией на глинистых частицах, что приводит к незначительному снижению эффективной концентрации при добавке их в глинистые растворы.

Среди исследованных неорганических соединений лучшую защитную эффективность по отношению к стали в глинистых промышленных жидкостях проявили тринатрий фосфат и силикат натрия, причем с ростом концентрации их защитная эффективность возрастала.

Было исследовано действие некоторых смесей неорганических соединений. Синергетическим эффектом снижения коррозии стали обладают смеси фосфатов-хроматов, а также фосфатов и цинковых солей.

Лучшие результаты по ингибированию коррозии сплава Д16Т были получены при применении фосфата натрия в концентрации 1,0 %, фтористого калия в концентрации 0,1 % и силиката натрия > 1 %.

При подборе ингибиторов коррозии органического характера было исследовано действие более 30 веществ различных классов. Лучшее защитное действие по отношению к сплаву Д16Т проявили: оксифинолин, анионоактивные ПАВ - ДС-РАС, синтетические жирные кислоты, а также присадки типа водорастворимых масел - эмульсол НГМ-205 и присадка ВНИИ НП-II7. В присутствии этих добавок скорость коррозии замедлялась не менее чем в 10 раз.

Присадка ВНИИ НП-II7 оказалась наиболее эффективной и при защите стальных буровых труб. Эта добавка не только тормозила коррозионное разрушение, но и оказывала положительное

воздействие на свойства самого глинистого раствора, несколько снижая вязкость, водоотдачу и повышая стабильность коллоидной системы.

Силикаты, синтетические жирные кислоты и присадка ВНИИ НП-II7 оказались достаточно эффективными и при испытаниях на атмосферную коррозию. Было показано, что присадка ВНИИ НП-II7 совместима со многими реагентами, применяемыми для обработки промысловых жидкостей.

Определение величин электродных потенциалов, поляризационных сопротивлений и снятие поляризационных кривых позволило разработать механизм действия присадки. Большое влияние углеводородной фазы в буровых промысловых жидкостях на формирование защитных слоев было показано при испытаниях, имитирующих контактную коррозию.

На основании проведенных исследований присадка была рекомендована к промышленным испытаниям.

Для определения коррозионной агрессивности промысловых жидкостей в условиях бурящейся скважины и определения эффективности действия ингибиторов коррозии был усовершенствован и использован метод американской фирмы "Атлас кемикал индустриэ". Метод заключался в следующем. Из тела буровых труб вырезались контрольные кольцеобразные образцы, маркировались, взвешивались и помещались в специальные переводники. Переводники устанавливались в колонне буровых труб на различной глубине. После 5-6 суток испытаний контрольные образцы извлекались из переводников, очищались от продуктов коррозии и по убыли в весе определялась скорость коррозии.

Было показано, что исследованные промысловые жидкости

(пресный глинистый раствор, соленасыщенный глинистый раствор, нефтемulsionный глинистый раствор) являются коррозионно-активными. Скорость коррозии стали 40 ХН имеет величину порядка 2-3 мм/год, а сплава Д16Т до 7 мм/год. Отмечено, что скорость коррозии в зависимости от глубины скважины сначала несколько снижается, а затем интенсивно возрастает. Это явление можно объяснить действием двух факторов: снижением содержания кислорода при движении бурового раствора вниз по скважине, приводящего к уменьшению коррозии, и ростом температуры раствора с глубиной, что вызывает ускорение коррозионных процессов. Видимо, при больших глубинах превалирует второй фактор, в то время как при малых глубинах в большей степени сказывается первый.

Промышленные испытания присадки ВНИИ-НП-II7 были проведены на скважине № 129-Речицкой площади объединения "Белорусь-нефть". Обработка как соленасыщенного глинистого раствора, так и соленасыщенного нефтемulsionного глинистого раствора присадкой ВНИИ НП-II7 в количестве 1,0 % позволила снизить их коррозионную агрессивность в 2-3 раза, несколько снизить водоотдачу и достичь устойчивого пеногашения, что способствовало росту давления на насосах и, вследствие создания лучших условий для работы турбобура, определенному увеличению скорости проходки.

Добавка ингибиторов в промывочную жидкость позволяет снизить скорость коррозии, но не прекратить её. Значительно лучший защитный эффект можно достичь при применении растворов на углеводородной основе.

ГЛАВА V

Применение растворов на углеводородной основе - радикальный путь борьбы с коррозией бурильного инструмента.

В целях борьбы с коррозией бурильного инструмента вполне логичным является путь удаления коррозионно-активных электролитов или перевод электролита в малоактивное состояние. Этот путь реализуется при применении растворов на углеводородной основе. Применение растворов на углеводородной (нефтяной) основе (РНО) началось в Советском Союзе с 1955 года по инициативе профессора К.Ф.Хигача. Большой вклад в дело разработки и внедрения РНО внес доктор технических наук Л.К.Мухин, а также В.Н. Демидов, Н.Н.Гончаров, К.Ф.Паус, А.Н.Яров, Н.М.Касьянов, К.Л. Минихайров, В.И.Леонидов, В.И.Токунов и др.

В настоящее время, центром по разработке и исследованию таких систем является кафедра общей и неорганической химии МИНХ и ГП имени И.М.Губкина.

РНО могут быть практически безводными, а также содержащими определенное количество электролита в качестве дисперсной фазы. Существование электролита в виде дисперсной фазы делает его малоактивным по отношению к бурильным трубам.

Лучшее защитное действие проявляют практически безводные растворы (например, известково-битумный раствор). Защитная же способность буровых промывочных жидкостей на основе эмульсий II рода (типа вода в масле) определяется не столько составом, сколько стабильностью дисперсной системы.

Полное торможение коррозии в известково-битумном растворе позволяло выявить роль чисто эрозивного фактора в процессе

разрушения буровых труб под действием циркулирующей промывочной жидкости. Такие исследования, проведенные на скважине № 7 Красный Кут объединения "Саратовнефтегаз" показали, что разрушение от эрозии невелико и составляет величину 3-5 % от разрушения материала буровых труб, вызванного совместным действием коррозии и эрозии.

Растворы на углеводородной основе, являясь жидкостями практически не проводящими электрический ток, надежно тормозят протекание электрохимических коррозионных процессов. Оставаясь в виде тонкой пленки на поверхности буровых труб после их подъема из скважины, эти растворы способствуют торможению коррозии под действием атмосферы. Кроме того, помещенные в затрубное пространство скважины, практически безводные растворы могут стать эффективным средством борьбы с коррозией обсадных колонн скважины.

Широкое внедрение растворов на углеводородной основе может дать значительный экономический эффект, среди прочего, и вследствие увеличения срока службы бурового инструмента, снижение опасности аварий и ликвидации связанных с этим последствий.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Все промывочные жидкости на водной основе являются коррозионно-активной средой, способствующей преждевременному разрушению буровых труб и бурового оборудования.

2. Ингибиторы коррозии, снижая коррозионную активность промывочных жидкостей, существенно влияют на их коллоидно-химические свойства. Оценка действия ингибиторов только по результатам коррозионных испытаний недостаточна.

3. Эффективность действия ингибиторов коррозии, предназначенных для снижения коррозионной активности промывочных жидкостей, в лабораторных условиях целесообразно определять комплексом весовых и электрохимических методов коррозионного испытания в совокупности с определением коллоидно-химических свойств промывочных жидкостей.

4. С повышением температуры скорость коррозии сплава Д16Т в водных растворах растет более интенсивно, чем для стали 40 ХН. Стационарные электродные потенциалы этих сплавов с повышением температуры разблагораживаются. Колонну буровых труб в скважине можно представить как макрогальванический элемент, анодом в котором служит низ колонны.

5. Скорость коррозионного разрушения материала буровых труб зависит от величины pH промывочной жидкости и концентрации растворенных в ней солей. Коррозионная агрессивность хлоридов щелочноземельных металлов при повышенных температурах выше, чем у хлоридов щелочных металлов.

6. Ионы меди и железа резко усиливают коррозионное разрушение сплава Д16Т. При работе легкосплавными буровыми трубами не рекомендуется применение железистых утяжелителей для утяжеления промывочных жидкостей на водной основе.

7. Исследовано влияние на коррозию сплава Д16Т КМЦ, КССБ, соды, углекислого реагента и некоторых других реагентов, широко применяемых для обработок глинистых растворов.

По отношению к сплаву Д16Т КМЦ и КССБ обладали слабым защитным действием. Сода, щелочной раствор фенола, УЦР, известь, а также НЧК способствуют ускорению коррозионного процесса.

8. Исследована атмосферная коррозия сплава Д16Т и стали 40 ХН, контактирующих с глинистыми растворами и водными растворами реагентов, применяемых для их обработки.

Отмечено ускоряющее влияние на атмосферную коррозию гигроскопичных глинистых корок, образующихся на поверхности металла.

9. Проведены сравнительные исследования эффективности защитного действия ряда ингибиторов коррозии органического и неорганического характера и их влияния на технологические свойства промывочных жидкостей. Из органических ингибиторов лучшими защитными свойствами обладают анионо-активные ПАВ и комплексные добавки типа водорастворимых масел.

10. Для снижения коррозионной активности промывочных жидкостей на водной основе и улучшения их технологических параметров рекомендуется применять комплексную многофункциональную присадку ВНИИ НП-117. Весовые и электрохимические испытания показали, что защитное действие присадки определяется эффективным торможением анодной составляющей коррозионного процесса.

11. Усовершенствована методика оценки коррозионной активности промывочных жидкостей в процессе бурения.

12. Промысловыми испытаниями показано, что скорость разрушения буровых труб под действием промывочных жидкостей изменяется с глубиной скважины по сложному закону. Подтверждена высокая эффективность присадки ВНИИ НП-117 как ингибитора коррозии и стабилизатора промывочной жидкости.

13. Исследовано соотношение коррозионных и эрозийных факторов в процессе разрушения буровых труб.

Показано, что разрушение буровых труб вследствие эрозии

составляет 3-5 % от износа инструмента, вызванного совместным действием коррозии и эрозии.

14. Изучено защитное действие растворов на углеводородной основе. Высокой защитной эффективностью обладают безводные промывочные жидкости. Защитная эффективность эмульсий связана с их стабильностью.

Растворы на углеводородной основе являются надежным средством защиты от коррозии инструмента и обсадных колонн.

Диссертация изложена на 136 страницах машинописного текста, содержит 33 таблицы, 41 рисунок, снабжена 151 ссылкой на отечественных и зарубежных авторов и состоит из 5 глав.

Приложен акт промышленных испытаний.

Основные результаты диссертации опубликованы в следующих работах :

1. Мухин Л.К., Рыбальченко В.С., Лобанова Т.Г.

Коррозия буровых труб под действием промывочных жидкостей. Материалы II Украинской конференции по термостойчивым промывочным жидкостям и тампонажным растворам. Изд. "Наукова думка", Киев, 1971.

2. Мухин Л.К., Рыбальченко В.С., Лобанова Т.Г.

Ингибирующие добавки к промывочным жидкостям, снижающим коррозию легкосплавных буровых труб. РНТС, сер. "Бурение", № 10, 1971.

3. Мухин Л.К., Рыбальченко В.С.

Исследование коррозии буровых труб под действием промывочных жидкостей. РНТС, сер. "Бурение", № 9, 1972.

4. Рыбальченко В.С.

Изучение механизма защитного действия присадки ВНИИ ИП-117, как ингибитора коррозии стальных буровых труб. "Нефть и газ и их продукты", МИНХ и ГП, Москва, 1971.

5. Рыбальченко В.С.

Исследование коррозии буровых труб с помощью контрольных коррозионных образцов. "Нефть и газ", МИНХ и ГП, 1972.