

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)

С. В. Каменских, В. Ю. Близнюков

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
В ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ
И УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ**

Учебное пособие

Ухта, УГТУ, 2016

Учебное издание

Каменских Сергей Владиславович
Близнюков Владимир Юрьевич

**Техника и технология строительства скважин в высокопроницаемых
горных породах и условиях сероводородной агрессии**

Учебное пособие

УДК 622.24 (075.8)

ББК 33.13 я7

К 18

Каменских, С. В.

К 18 Техника и технология строительства скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии [Текст]: учеб. пособие / С. В. Каменских, В. Ю. Близнюков. – Ухта : УГТУ, 2016. – 116 с. : ил.

ISBN 978-5-88179-918-2

Учебное пособие предназначено для подготовки магистров и бакалавров по направлению «Нефтегазовое дело», а также может быть полезно студентам, аспирантам, преподавателям и инженерно-техническим работникам нефтегазовой промышленности.

В настоящей работе проанализирован и представлен опыт строительства нефтяных и газовых скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии.

УДК 622.24 (075.8)

ББК 33.13 я7

Учебное пособие рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом Ухтинского государственного технического университета.

Рецензенты: Ф. А. Агзамов, профессор кафедры бурения Уфимского государственного нефтяного технического университета, профессор, д.т.н.; Н. Г. Деминская, начальник отдела проектирования, строительства и реконструкции скважин Управления ПиМСС филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте, к.т.н.

Корректор: О. В. Мойсеня.

Технический редактор: Л. П. Коровкина.

© Ухтинский государственный технический университет, 2016

© Каменских С. В., Близнюков В. Ю., 2016

ISBN 978-5-88179-918-2

План 2015 г., позиция 006. Подписано в печать 30.11.2015 г. Компьютерный набор.
Гарнитура Times New Roman. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.
Усл. печ. л. 6,7. Уч.-изд. л. 6,1. Тираж 120 экз. Заказ № 301.

Ухтинский государственный технический университет.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.
Типография УГТУ.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Анализ опыта и особенностей строительства скважин в высокопроницаемых горных породах.....	5
1.1. Общая характеристика высокопроницаемых горных пород.....	5
1.2. Поглощение буровых и тампонажных растворов.....	7
1.3. Опыт борьбы с поглощениями в высокопроницаемых горных породах	24
2. Анализ аварийности при бурении в высокопроницаемых горных породах	30
2.1. Анализ аварийности на буровых предприятиях	30
2.2. Прихваты бурильного инструмента	39
2.3. Опыт предупреждения и ликвидации прихватов в высокопроницаемых горных породах.....	57
3. Анализ опыта строительства скважин в условиях сероводородной агрессии	62
3.1. Общая характеристика сероводорода и его влияние на процесс строительства скважин	62
3.2. Содержание сероводорода в пластовых флюидах площадей и месторождений России	67
3.3. Методы и технологии нейтрализации сероводорода в буровых растворах	72
3.4. Применение бактерицидов в бурении для борьбы с биогенным сероводородом	80
3.5. Сульфидная коррозия.....	87
3.6. Цементирование скважин в условиях сероводородной агрессии	96
4. Основные выводы и рекомендации.....	104
Библиографический список	107

СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВПД – аномально высокое пластовое давление;
АКБ – автоматический ключ бурильщика;
АНПД – аномально низкое пластовое давление;
БСС – быстросхватывающиеся смеси;
БУ – буровая установка;
ВИЭР – высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор;
ВОЛ – вулканизированные отходы латексных изделий;
ВУС – вязкоупругая смесь;
ГИВ – гидравлический индикатор веса;
ГНВП – газонефтеводопроявление;
ГПАА – гидролизированный полиакриламид;
ГТН – геолого-технический наряд;
ГЦП – гипаноцементная паста;
ДЗУ – дроссельно-запорное устройство;
ИБР – инвертный буровой раствор;
КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза;
КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
ММП – многолетнемёрзлые породы;
НГВС – нефтегазопроводящая смесь;
ОЭЦ – оксиэтилцеллюлоза;
ПАА – полиакриламид;
ПАЦП – полиакриламид-цементная паста;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ПКР – пневматические клинья ротора;
ПЛА – план ликвидации аварии;
ПОЭ – полиоксиэтилен;
ППД – поддержание пластового давления;
ПУН – пластинчатый упругий наполнитель;
РУО – раствор на углеводородной основе;
СБС – соляробентонитовая смесь;
СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии;
СЦБС – соляроцементно-бентонитовая смесь;
ТРВВ – тампонажный раствор с высокой водоотдачей;
ШМУ – шламометаллоуловитель;
ЦА – цементируемый агрегат;
ЦРТР – цементно-резиновый тампонажный раствор.

1. Анализ опыта и особенностей строительства скважин в высокопроницаемых горных породах

1.1. Общая характеристика высокопроницаемых горных пород

Проницаемостью горных пород принято называть их способность пропускать через себя жидкость или газ под действием перепада давления. Практически все без исключения осадочные породы обладают проницаемостью. Однако такие породы, как глины, доломиты, некоторые известняки, несмотря на сравнительно большую пористость, имеют заметную проницаемость только для газа. Это объясняется малым размером пор, преимущественно субкапиллярного характера, в которых даже движение газа при реально существующих в пластах перепадах давления затруднено. Кроме пористости и размера пор на проницаемость горной породы влияют также свойства фильтрующейся жидкости и условия фильтрации. Так, проницаемость породы для жидкостей, содержащих активные компоненты, которые способны взаимодействовать с пористой средой, будет существенно отличаться от проницаемости той же породы для жидкостей и газов, нейтральных по отношению к ней. При содержании в пористой среде двух и более фаз (нефти, газа, воды) одновременно проницаемость различна для каждой из фаз, более того, зависит от доли объема пор, занимаемой фазами, и от взаимодействия самих фаз. Это привело к необходимости введения понятий абсолютной, фазовой и относительной проницаемостей.

Под абсолютной проницаемостью принято понимать проницаемость горной породы, которая определена по жидкостям или газам, полностью насыщающим пустотное пространство породы и химически инертным по отношению к ней. Абсолютная проницаемость характеризует только свойства самой породы и не должна зависеть от физико-химических свойств фильтрующейся жидкости или газа и от условий фильтрации.

Фазовой (эффективной) проницаемостью называют проницаемость горной породы для одной фазы при наличии или движении в поровом пространстве породы многофазной системы. Фазовая проницаемость зависит не только от свойств породы, но и от условий фильтрации, в основном от насыщенности порового пространства той или иной фазой и от характера межмолекулярного взаимодействия на границах раздела между фазами и на поверхности пор.

Влияние условий фильтрации на проницаемость горной породы характеризует относительная фазовая проницаемость – это отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Проницаемость горных пород характеризуется коэффициентом проницаемости, который определяется из формулы линейного закона фильтрации Дар-

си. По этому закону скорость фильтрации жидкости в пористой среде прямо пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна вязкости:

$$V = \frac{k \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta L}, \quad (1.1)$$

где V – скорость линейной фильтрации, м/с; k – коэффициент проницаемости горной породы, м²; μ – динамическая вязкость флюида, Па·с; ΔP – перепад давления, Па; ΔL – путь течения флюида, м.

Подставляя значения $V = Q/F$ в формулу (1.1) и решая относительно k , получим:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta L}{F \cdot \Delta P}, \quad (1.2)$$

где Q – объёмный расход жидкости через породу, м³/с; F – площадь поверхности фильтрации, м².

По формуле (1.2) определяют коэффициент проницаемости пород.

Закон Дарси используется для определения как абсолютной, так и фазовой проницаемости горных пород. Он справедлив в широком диапазоне условий и нарушается лишь при высоких скоростях фильтрации.

Единицу проницаемости общепризнанно выражают в м² или в Дарси (Д). Проницаемость пород, служащих коллекторами, обычно на практике выражают в миллидарси (мД) или мкм², которые соотносятся между собой следующим образом:

$$1 \text{ Д} = 1,02 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2 = 1,02 \times 10^{-12} \text{ м}^2 = 1000 \text{ мД}.$$

По значению проницаемости породы делятся на следующие категории:

- низкопроницаемые (от 0 до 100 мД);
- среднепроницаемые (от 100 мД до 500 мД);
- высокопроницаемые (более 500 мД).

Анализ опыта строительства скважин в высокопроницаемых горных породах показывает, что при вскрытии таких пластов возможно возникновение поглощений и прихватов под действием перепада давления (дифференциальные прихваты). При снижении противодавления на такие пласты возможны газонефтеводопроявления. Положение усугубляется тем, что возникновение осложнений и аварий, характерных для высокопроницаемых пород, возможно как при бурении (разрушение породы и вынос её на поверхность, СПО), так и креплении скважин (спуск обсадных колонн и их цементирование).

Таким образом, проницаемость, особенно высокая (более 500 мД), характерная практически для всех осадочных пород, способствует возникновению таких осложнений и аварий, как поглощения и дифференциальные прихваты, которые и будут рассмотрены и исследованы в представленной работе.

1.2. Поглощение буровых и тампонажных растворов

В процессе строительства нефтяных и газовых скважин по причине явлений горно-геологического характера возникают нарушения технологии ведения буровых работ, называемые осложнениями. Это поглощения буровых и тампонажных растворов, газонефтеводопроявления, осыпи и обвалы стенок скважины, растепление и обратное промерзание ММП и др. В проектах на строительство буровых скважин предусматриваются возможности и условия появления осложнений, разрабатываются мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Однако эти расчёты не всегда основаны на точной и достоверной информации о горно-геологических условиях бурения. Например, проектирование бурения поисково-разведочных скважин в большинстве случаев осуществляется по информационным данным о горных породах и пластовых флюидах, полученным по соседним площадям и месторождениям. Именно этим объясняется возникновение ситуаций, когда основные технологические параметры становятся несовместимыми с условиями бурения.

Одним из видов осложнений, встречаемых при строительстве скважин в высокопроницаемых горных породах, является поглощение. Поглощение – это потеря некоторого объёма бурового или тампонажного растворов вследствие их фильтрации из ствола скважины в пласт. Является одним из наиболее часто встречающихся видов осложнений, нарушающих технологию ведения буровых работ. Согласно данным Н. И. Рябова, поглощения бурового раствора могут составлять до 80 % общих затрат времени на ликвидацию осложнений, которые занимают достаточно большой процент в общем балансе строительства скважин. Для примера, общие затраты времени на ликвидацию осложнений в общем балансе времени строительства скважин за период 1986–1989 гг. («Нефтяная промышленность СССР») составляли от 4,0 до 12,9 % при эксплуатационном и от 3,7 до 16,4 % при разведочном бурении (табл. 1.1).

По данным С. Н. Гороновича [30], ежегодные затраты календарного времени на ликвидацию поглощений в Оренбургском УБР (ООО «ОБК») на Оренбургском и Карачаганакском месторождениях в период с 2001 по 2005 гг. составляли от 792 до 2376 часов (табл. 1.2). По данным М. Ф. Ахметова в период с 2006 по 2009 гг. вероятность поглощений на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» при глубоком бурении составляла 89 %, а при бурении боковых стволов – 53 %. При этом средний объём поглощений промывочной жидкости находился в диапазоне 270–290 м³/скв., а уже в 2010 г. был отмечен резкий рост потерь раствора до 400 м³/скв.

Таблица 1.1 – Затраты времени на ликвидацию осложнений в балансе времени бурения за период 1986–1989 гг. в %

Объединения	Эксплуатация	Разведка
«Куйбышевнефть»	5,6–8,5	7,9–11,2
«Оренбургнефть»	4,1–6,3	9,3–16,4
«Коминнефть»	4,0–4,8	3,7–10,8
«Татнефть»	12,1–12,9	7,9–11,2
«Башнефть»	9,0–9,7	7,1–8,2
«Нижеволжскнефть»	5,3–5,4	4,3–6,5
«Саратовнефтегаз»	4,2–10,5	7,5–14,5
«Пермнефть»	5,0–6,2	6,0–6,8

Согласно исследованиям В. Н. Полякова, В. Н. Солина, Р. Ю. Кузнецова и др. на месторождениях Восточной Сибири ежегодные затраты на борьбу с поглощениями составляли 8–16 % календарного времени бурения и 5–10 % финансовых затрат.

По данным авторов [66] на Харьягинском и Южно-Харьягинском месторождениях (ТПНГП) на борьбу с поглощениями затрачивалось в среднем около 10–14 % календарного времени строительства скважин.

Таблица 1.2 – Динамика затрат календарного времени на ликвидацию поглощений по Оренбургскому УБР (ООО «ОБК») за 2001–2005 гг.

Наименование	Годы				
	2001	2002	2003	2004	2005
Проходка, м	44007	53109	110211	90808	63270
Календарное время бурения, ст.-мес.	90,6	89,8	153,7	116,5	88,4
Число зон поглощений	3	4	17	15	13
Число зон полных поглощений	3	2	13	7	2
Затраты календарного времени на ликвидацию поглощений, ст.-мес.	3,3	2,8	2,9	1,1	0,4

Таким образом, поглощения являются достаточно распространённым и затратным видом осложнений, которые значительно увеличивают календарное время бурения скважин и затраты на их строительство. Поэтому, несомненно, требуется применение эффективных методов их предупреждения и ликвидации, что, естественно, будет способствовать улучшению технико-экономических показателей строительства скважин.

Большой вклад в разработку методов и технологий борьбы с поглощениями внесли отечественные исследователи: И. И. Вахромеев, С. Н. Горонович, Л. М. Ивачев, М. А. Котяхов, В. И. Крылов, М. В. Курочкин, М. Р. Мавлютов,

В. В. Мищевич, В. Н. Поляков, И. А. Сидоров, М. И. Сухенко, В. Г. Ясов и др. В работах этих исследователей показана природа и причины осложнения, разработаны способы исследования скважин и предложены расчётные модели параметров зон поглощения, методы и технологии ликвидации, а также выполнены работы по анализу областей их применения.

Поглощение бурового и тампонажного растворов обусловлено наличием проницаемых пластов и движущей силы от действия перепада давления в системе «скважина-пласт». При этом перепад давления (дифференциальное давление) обусловлен разницей между суммой гидростатического и гидродинамического давлений в скважине и величиной пластового давления.

Правила безопасности [82] рекомендуют величины превышения гидростатического давления над пластовым за счёт коэффициента аномальности при глубинах скважин до 1200 м включительно и более. Однако, согласно ряду исследователей [30, 98, 106 и др.] и накопленному опыту бурения в зонах поглощений показано, что эти величины завышены. В работе [106] предложена формула определения минимальной плотности бурового раствора исходя из условия, что давление в скважине во время подъёма инструмента не должно быть ниже пластового. При этом формула учитывает пластовое давление, глубину залегания пласта, реологические свойства раствора, величины кольцевого зазора и режима подъёма инструмента. Однако указанная формула не учитывает количественных характеристик поглощающего пласта (например, пористость, трещиноватость, проницаемость). Именно поэтому, а также многообразии горно-геологических условий различных площадей и месторождений, не позволили найти разработанной формуле широкого применения в практике бурения.

Кроме гидростатического на зону поглощения воздействуют гидродинамические давления, связанные с динамическими факторами при проведении различных технологических операций (промывка, СПО, восстановление циркуляции и др.). Изменения гидродинамического давления, особенно резкие, могут привести к возникновению серьёзных осложнений в скважине: поглощению бурового раствора, осыпям и обвалам неустойчивых горных пород, флюидопроявлениям и др.

Знание величины гидродинамического давления при различных технологических операциях и её минимизация позволяет разрабатывать рациональные конструкции скважин и компоновки бурильного инструмента, режимы бурения, допустимые скорости спуска бурильного инструмента и др.

Вопросам определения потерь давления в затрубном пространстве, которые являются гидродинамической составляющей давления на зону поглощения при промывке скважины в процессе бурения, посвящены работы многих иссле-

дователей (Б. И. Есьман, А. К. Козодой, Б. И. Мительман, П. Ф. Осипов и др.). Зависимости, полученные этими авторами, позволяют в определённом диапазоне регулировать параметры бурового раствора, его расход и геометрию затрубного пространства с целью минимизации потерь давления в затрубном пространстве при прохождении зон поглощений.

Теоретическим вопросам определения гидродинамических давлений в процессе спускоподъёмных операций в скважине посвящены работы достаточно большого числа исследователей (Д. А. Голубев, Н. А. Гукасов, В. Н. Поляков и др.). Однако полученные расчётные зависимости не учитывают ряд факторов, в частности, влияние количественной характеристики проницаемой зоны на изменение гидродинамического давления при спуске инструмента в скважину. Для решения этих вопросов институт «Гипрвостокнефть» с помощью глубинных манометров измерял гидродинамические давления при выполнении различных технологических операций в бурящейся скважине. Проведённые институтом «Гипрвостокнефть» исследования позволили установить корреляционную зависимость гидродинамического давления от скорости спуска бурильного инструмента в скважину как в обсаженном, так и открытом стволе. Результаты этих исследований были использованы при формировании отдельных положений регламента [88] и корректировки его в части минимизации репрессии при вскрытии и прохождении зон поглощений на площадях ОАО «Самаранефтегаз».

По данным М. Ф. Ахметова, на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» (2006–2009 гг.) с помощью глубинных манометров, установленных в скважине, было установлено, что 44 % поглощений произошло по геологическим причинам и 56 % – при выполнении технологических операций. При этом в результате исследований им установлено, что наибольшие скачки давления возникают во время спуска долота в призабойной зоне пласта при циркулирующем растворе. Запуск насосов, спуск бурильной колонны (при отсутствии циркуляции), по данным М. Ф. Ахметова, оказывают меньшее влияние на риск возникновения поглощения, чем считалось ранее.

Опыт бурения в поглощающих интервалах показывает, что процессы, сопровождающие поглощение, не отражают истинной структуры и характеристики пласта (проницаемость, трещиноватость, раскрытость каналов, их пространственная ориентация и т. д.). Например, при бурении встречаются зоны со значительными «провалами» бурильного инструмента (1–2 м) с потерей циркуляции, однако при дальнейшем углублении скважины с применением комплекса профилактических мероприятий зона постепенно кольматируется и

циркуляция восстанавливается полностью. Есть случаи, когда при бурении зона с незначительным «провалом» инструмента (0,3–0,5 м) также сопровождается потерей циркуляции, но не поддаётся кольматации с применением комплекса профилактических мероприятий и даже изоляционных методов с использованием «мягких» тампонов, малоподвижных нетвердеющих и твердеющих тампонажных смесей при настоящем уровне организации и обеспечения буровых работ. Эти полярные примеры свидетельствуют о сложной тектонической структуре зоны поглощения, причём с индивидуальной вариацией в стволе каждой скважины, что из-за многообразия горно-геологических условий бурения указывает на невозможность использования одностипных (традиционных) способов борьбы с поглощениями на различных площадях и месторождениях. Поэтому при выборе метода ликвидации поглощения на любой скважине, в том числе и соседней, следует подходить с обязательным учётом конкретных горно-геологических характеристик разреза и поглощающего пласта.

По современным представлениям полное (катастрофическое) поглощение бурового раствора возникает в основном при разбурировании пластов, представленных карбонатными породами и обладающих естественной кавернозностью и трещиноватостью, которая образует разветвлённую сеть наклонных и вертикальных трещин большого простирания и раскрытости. Причём трещины и каверны в интервале зоны поглощения по величине могут распределяться произвольно, одновременно могут быть представлены каверны и трещины от крупных (более 100 мм) до мелких (менее 5 мм).

В настоящее время проведено достаточно большое количество исследований методов предупреждения и ликвидации поглощений как в лабораторных, так и промысловых условиях. Существующие в настоящее время методы борьбы с поглощениями можно разделить на две группы:

- профилактические мероприятия по предупреждению и ликвидации поглощений бурового раствора в процессе бурения без остановки процесса углубления скважины (например, кольматация);

- специальные методы ликвидации полных (катастрофических) поглощений бурового раствора, выполняемые с остановкой процесса углубления скважины (например, закачка в зону тампонов, различных паст, изоляционные работы, установка цементных мостов, перекрывателей и др.).

В основе профилактических мероприятий по предупреждению и ликвидации зон поглощений при бурении скважин лежит процесс закупоривания (кольматации) трещин при минимальной репрессии на поглощающий пласт. В качестве кольматантов могут выступать твёрдые частицы из бурового раствора или специально введённые в него инертные наполнители для усиления кольматационного процесса.

Эффективность процесса кольматации зависит от соотношения раскрытости трещин и фракционного состава кольматанта, а также величины репрессии на поглощающий пласт. Несмотря на значительный объём исследований процесса влияния твёрдой фазы буровых растворов на поровое пространство проницаемых пород, мнения учёных весьма противоречивы.

Экспериментальными исследованиями Ф. И. Котяхова, проводившимися на образцах прессованного песка, установлено, что глинистые частицы проникают в поровые каналы смоделированного коллектора на глубину примерно 45 см. Эти опыты справедливы для проницаемости порядка сотен и тысяч миллидарси. С другой стороны, глинистые частицы, образуя на фильтрующей поверхности корку, не должны проникать в песок.

Данные Роджерса В. Ф. [91] показывают, что при проницаемости даже до 200 мД при незначительных перепадах давления (до 0,7 МПа) возможно проникновение глинистых частиц на глубину 2–3 см.

Таким образом, пористые среды с проницаемостью сотен и тысяч миллидарси представляется возможным кольматировать регулированием параметров бурового раствора (фильтрации, вязкости и плотности). При этом потери бурового раствора происходят, в основном, за счёт фильтрации жидкости в пористую среду.

В работе [30] указывается о возможности использования гидродинамической кольматации для ликвидации поглощений с интенсивностью до 5 м³/час. Гидродинамическая (струйная) кольматация осуществляется с целью формирования кольматационного слоя с низкими фильтрационными характеристиками за счёт проникновения твёрдой фазы бурового раствора на 2–3 мм в поровое пространство и до 30 мм – в трещины, а также уплотнения глинистой корки. Например, струйная кольматация позволила снизить гидравлическую связь ствола скважины с пластами различной литологии, а также повысить индексы поглощения на 0,002–0,003 МПа/м на Оренбургском НГКМ [30].

Гидродинамическая кольматация проводится при содержании твёрдой фазы более 20 % масс. [30]. При низком содержании твёрдой фазы для повышения эффективности гидродинамической кольматации в буровой раствор рекомендуется вводить наполнитель в количестве 0,5–1,5 % масс. [30, 92, 101 и др.]. Например, в работе [30] предлагается использовать наполнитель из набухающего материала на основе композиционных материалов. В работе [91] предлагается использовать частицы выбуренной породы различных размеров при бурении в карбонатных отложениях.

Таким образом, в подавляющем большинстве случаев оптимальные результаты ликвидации зон поглощений кольматацией в процессе углубления

скважины могут быть получены при использовании гетерогенных смесей, включающих наполнители различных размеров, форм и свойств. С практической точки зрения выбор закупоривающих материалов и их фракционного состава ограничивается материалами, которые при добавлении к буровому раствору могут прокачиваться буровыми насосами через бурильные трубы, забойный двигатель и промывочные отверстия долота.

Практика ведения буровых работ на площадях Оренбургской области показала, что эффективным способом борьбы с поглощениями является использование физико-химических методов кольматации проницаемых пород. В настоящее время в практике строительства скважин разработаны различные физико-химические способы кольматации проницаемых пород, которые направлены на ограничение их гидравлической связи со стволом скважины для решения различных технологических задач бурения. Эффективность изоляции проницаемых пластов зависит от типа горных пород, размера каналов трещин и пор, структуры этих каналов, состава и свойств кольматанта и результата его взаимодействия с породой и пластовым флюидом.

В работе [30] показано, что использование методов химической кольматации карбонатных коллекторов может обеспечить непроницаемость стенок скважины и позволить вести буровые работы с депрессией на закольматированный пласт. На изучаемых объектах средние величины открытой пористости изменялись в пределах от 10,4 до 18,6 %, а абсолютная проницаемость изменялась в пределах от 0,91 до $41,6 \cdot 10^{-15}$ м². Полученные данные исследования структуры порового пространства методом ртутной порометрии показали, что преобладающими размерами пор являются 10–20 мкм и 0,05–0,10 мкм. Это определило выбор способа химической кольматации истинными растворами, способными при взаимодействии с карбонатной породой скелета коллектора образовывать осадки в поровом пространстве, а при наличии трещин – дополнительно высокомолекулярными соединениями, обладающими вяжущими свойствами. В качестве химической реакции для кольматации карбонатных коллекторов автором [30] была выбрана реакция взаимодействия раствора кислых солей с карбонатом кальция, обеспечивающая необходимое для кольматации осадкообразование в поровых каналах. Выполненные лабораторные исследования и промысловая апробация показали, что полученные коэффициенты заполнения порового пространства при прокачке необходимых объёмов кольматанта позволяют достичь при депрессии до 12 МПа требуемой величины снижения проницаемости и рекомендовать данные составы в качестве кольматантов карбонатных коллекторов. Глубина закольматированного слоя карбонатной породы в скважине не превышала 0,150–0,180 м, что позволяет при выполнении задач строительства скважин приобщить продуктивные пласты перфорацией для вовлечения

газоносных отложений в разработку. Технология химической кольматации газоносных карбонатных коллекторов мощностью 5–38 м испытывалась при бурении скважин на Оренбургском НГКМ [30]. Кольматацию карбонатных газоносных коллекторов осуществляли в течение 6–8 часов при избыточном давлении на устье от 10,5 до 12,5 МПа, объём кольматанта составлял 1,5–2,8 м³. После кольматации бурение осуществлялось при депрессии на пласт от 0,62 до 6,6 МПа. При этом газопоказания при бурении составляли 0,3–1,5 %.

Для кольматации терригенных поровых коллекторов в работе [30] предложен двухрастворный метод химической кольматации. Данный метод основан на реакции взаимодействия закачиваемых растворов электролитов с пластовыми водами, содержащими соли двухвалентных металлов, и между собой в среде терригенного коллектора. В качестве первого раствора используется раствор жидкого стекла плотностью от 1120 до 1140 кг/м³ с пластической вязкостью от $15 \cdot 10^{-4}$ до $20 \cdot 10^{-4}$ Па·с, а в качестве второго – сернокислый алюминий. Результаты лабораторных исследований эффективности химической кольматации терригенного коллектора, представленного песчаником, показали, что данный способ может обеспечить давление начала фильтрации керосина (декольматации) в пределах 5,5–7,0 МПа. При промысловой апробации данного способа химической кольматации терригенных коллекторов декольматация водоносного пласта не была достигнута при создании депрессии до 25 МПа.

В работе [36] для снижения проницаемости пород предлагается использовать шламовый калибратор, разработанный в ОАО «СевКавНИПИгаз» и представляющий собой стальной переводник со специальными стальными выступами сложного профиля. В процессе бурения калибратор улавливает из восходящего потока бурового раствора твёрдые и крупные частицы шлама, образующегося на забое при работе долота, раздавливает их на стенке скважины и затирает в пустоты горной породы на глубину 10–15 мм, снижая её проницаемость. Промысловые испытания калибратора проводились на месторождениях ПО «Кавказтрансгаз» и «Приполярбургаз».

Накоплен достаточно большой отечественный и зарубежный опыт по ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений бурового раствора с приостановкой процесса углубления скважины.

В настоящее время известные методы ликвидации зон катастрофических поглощений условно можно разделить на три основные группы [53]:

- намыв наполнителей;
- закачивание различных тампонажных и полимерных смесей и паст;
- установка перекрывающих труб (хвостовиков и перекрывателей).

По данным М. В. Курочкина, закупорка каналов трещин наполнителями используется в 90 % случаев при ликвидации поглощений буровых растворов как в России, так и за рубежом.

Намыв наполнителей применяется при ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений в целях снижения их интенсивности. Способ заключается в закупоривании поровых каналов и трещин материалами, доставляемыми в зону поглощения различными жидкостями-носителями, например, буровыми растворами, инвертными эмульсиями и др. Эти материалы могут быть различны по виду и фракционному составу. В зависимости от размера трещин и каверн подбирают соответствующие размеры наполнителей.

В России разработаны и применяются различные наполнители [53, 66, 98 и др.], при добавлении которых к буровым и тампонажным растворам возрастает их закупоривающая способность, что способствует уменьшению расхода растворов и материалов для их приготовления, а также сокращению затрат времени на изоляционные работы. В качестве наполнителей в России используют отходы промышленного производства: опилки, целлофан, резину, древесину, асфальт и др. Наполнители разделяются на волокнистые, пластинчатые и зернистые (гранулированные), характеристика которых представлена в таблице 1.3.

За рубежом около 60 фирм изготавливают более 500 наименований наполнителей различных типов и фракционных составов. При этом практически все наполнители, поставляемые фирмами, представляют собой композиции различных материалов под фирменными названиями, например квиксил. Композиции наполнителей, по мнению абсолютно всех исследователей и практических работников, более эффективно кольматируют зону поглощения.

Важнейшими свойствами закупоривающих материалов являются: оптимальное распределение размеров частиц (фракционный состав), форма, плотность частиц, их жёсткость (способность деформироваться при определённых нагрузках) и др.

Процесс намыва может быть длительным, когда раствор закачивают непрерывно (до нескольких суток) при постоянном вводе в него наполнителя, или же осуществляться закачиванием отдельных тампонов.

Исходя из практики ведения буровых работ, можно выделить следующие способы намыва наполнителя в скважину: через воронку, установленную на устье скважины на бурильные трубы, и по закрытой нагнетательной линии.

Таблица 1.3 – Характеристика наполнителей

Наполнитель	Характеристика закупоривающего материала	Фракционный состав		Концентрация, кг/м ³	Размер закупориваемых трещин, мм
		мм	%		
Бумажные волокна	Волокнистые	-	-	2	< 1,5
Целлофан	Пластинчатый	0,5–1	8	2,5	1,3
		1–1,5	8		
		1,5–3	21		
		3–5	43		
		5–7	16		
		7–10	4		
Речной песок	Зернистый	0,1–1	1	20–50	1,5–2
Слюда-чешуйка	Пластинчатый	0,5–1	35	2,5–3	2,5
		1–1,5	21		
		1,5–3	7		
		3–5	27		
		5–7	8		
		7–10	2		
Опилки древесные	Волокнистый	0,5–1	1	0,5	2
		1–1,5	5	1–1,5	4
		1,5–3	7	2	6
		3–5	28	2	6
		5–7	21	2	6
		7–10	33	2	6
		> 10	5	2	6
Перлит	Зернистый	0,5	6	2,30	3
				0,25	2,5–3
				0,50	4
Резиновая крошка	Зернистый	0,5–1	1	2,5	3
		1–1,5	27		
		1,5–3	25		
		3–5	45		
		5–7	1		
Губчатая резина	Зернистый	3	10	3–5	< 6
Зернистый известняк	Зернистый	0,2	2	11–12	3–3,2
Зернистая пластмасса	Зернистый	0,2	2	5,5–6	5
Кордовое волокно	Волокнистые	0,5–1	14	> 6	5–6
		1–1,5	16		
		1,5–3	8		
		3–5	18		
		5–7	14		
		7–10	24		
		> 10	6		
Шлам буровой	Зернистый	0,2–1,0	2–5	-	6–8
Памя строительная	Волокнистые	< 50	-	2	8–10
Керамзит	Зернистый	0,5	25	< 30	< 20–25

Несмотря на значительный опыт использования наполнителей при ликвидации поглощений, в настоящее время существует ещё много нерешённых проблем. Например, одно время широко практиковалось введение закупоривающих добавок в циркулирующий буровой раствор в небольших концентрациях. Впоследствии наметилась тенденция к повышению содержания добавок в буровом растворе, т. к. согласно данным В. П. Нефедова и Л. В. Виноградовой, некоторые добавки, дающие плохие результаты при низком содержании, обеспечивают хороший результат при высоких содержаниях.

При полном (катастрофическом) поглощении бурового раствора широко применяются тампоны типа «мягких» пробок. Тампон представляет собой концентрированную тестообразную массу различных наполнителей, смешанных с глинистым или цементным раствором, задавливаемую буровым раствором в зону поглощения. Количество наполнителей в тампоне достигает 150 кг на 1 м³ раствора. Объём тампона должен быть не менее 5 м³, в отдельных случаях в зависимости от мощности поглощающего пласта – 50 м³.

Достоинствами способа намыва наполнителей является его простота, возможность использования недефицитных материалов. К существенным недостаткам данного способа относятся:

- большие затраты времени и трудоёмкость процесса;
- низкое содержание наполнителей в тампонажных смесях (6–15 %);
- ограниченность применения крупных наполнителей (более 20 мм) в зависимости от применяемых технических средств (цементировочных агрегатов и буровых насосов);
- вследствие неоднородности получаемых тампонажных смесей, невозможности контроля и регулирования содержания наполнителей в процессе намыва создаются пробки в местах сужения бурильных труб, что снижает эффективность работ, приводит к непроизводительным затратам и отрицательным результатам.

Применение (по предложению института «Гипростокнефть») автобетоносмесителя для приготовления тампонажных смесей (нетвердеющих и твердеющих) и автобетононасоса для закачки этих смесей в бурильные трубы позволяет существенно расширить объёмы применения тампонажных смесей с высоким содержанием наполнителей (до 350 % мас. от объёма жидкостеносителя) и крупностью их до 40 мм.

«БашНИПИнефть» использует тампоносмеситель (объёмом 17 м³) и тампононасос (на базе бетононасоса) для намыва «мягких» наполнителей с содержанием их не более 15–20 % мас. В технологическом аспекте решается частная задача – изоляция зон поглощения средней интенсивности.

Способ закачивания тампонажных смесей заключается в изоляции поглощающих каналов загустевающими или твердеющими тампонажными смесями. В большинстве случаев тампонажные смеси приготавливают на поверхности и закачивают по бурильным трубам или по стволу скважины. Если устье скважины оборудовано превентором или на конце бурильных труб установлен пакер, то смесь задавливается в поглощающий пласт. В случае необходимости перед задавливанием в пласт тампонажную смесь выдерживают в стволе скважины. Успех операции при изоляции зоны поглощения зависит от свойств применяемой тампонажной смеси и от технологии доставки её в зону.

Постоянные поиски эффективных способов изоляции поглощающих пластов в различных геолого-технических условиях проводки скважин привели к разработке большого числа тампонажных смесей и паст (табл. 1.4) [53, 66].

Таблица 1.4 – Наименование и состав тампонажных смесей и паст

Наименование тампонажных смесей и паст	Расход материалов на одну операцию	
	Наименование материала	Количество
1	2	3
Быстросхватывающая смесь (БСС)	Цемент	20 т
	CaCl ₂	0,75 т
Цементно-резиновый тампонажный раствор (ЦРТР)	Цемент	17 т
	ВОЛ	0,85 т
Полиакриламид-цементная паста (ПАЦП)	Цемент	20 т
	ПАА (8 %-ной концентрации)	0,5 т
	Na ₂ CO ₃	0,12 т
	CaCl ₂	1,0 т
Гипаноцементная паста (ГЦП)	Цемент	20 т
	Гипан (10 %-ной концентрации)	0,2 т
	CaCl ₂	1,0 т
Гельцементный раствор (ГР)	Цемент	15 т
	Глинопорошок	5 т
	CaCl ₂	1 т
Тампонажный раствор с высокой водоотдачей (ТРВВ)	Цементный раствор ($\rho = 1,35 - 1,45 \text{ г/см}^3$)	10 м ³
	Глинистый раствор ($\rho = 1,18 - 1,20 \text{ г/см}^3$)	10 м ³
Соляроцементно-бentonитовая смесь (СЦБС)	Дизтопливо	3 м ³
	Глинопорошок	3,6 т
	Цемент	1,5 т
	Жидкое стекло (30 %-ной концентрации)	0,3 м ³
Соляробentonитовая смесь (СБС)	Дизтопливо	3,5 м ³
	Глинопорошок	4,5 т
Вязкоупругая смесь (ВУС) на основе ПАА	ПАА (8 %-ной концентрации)	0,5 т
	NaOH или	0,05 т
	Na ₂ CO ₃	0,12 т
	Глинистый раствор ($\rho = 1,18 - 1,20 \text{ г/см}^3$)	4,0 м ³

1	2	3
Вязкоупругая смесь (ВУС) на основе эфиров целлюлозы	КМЦ или ОЭЦ Т-80 NaOH CuSO ₄ Вода	0,2 т 0,1 т 0,2 м ³ 0,1 т 0,05 т 5 м ³
Глинистая паста с гипаном (ГПГ)	Гипан (10 %-ной концентрации) Глинистый раствор CaCl ₂ Глинопорошок	4 м ³ 5 м ³ 1 т 2 т
Вязкоупругая смесь (ВУС) на основе гипана	Гипан (10 %-ной концентрации) Al ₂ (SO ₄) ₃ CaCl ₂	6 м ³ 0,2 т 0,32 т
Вязкоупругая смесь (ВУС) на основе полиоксиэтилена (ПОЭ)	Глинистый раствор ($\rho = 1,18 - 1,20 \text{ г/см}^3$) ПОЭ (1 %-ной концентрации)	20 м ³ 2 м ³
Вязкоупругая смесь (ВУС) на ос- нове японского ПАА марки DMP	Глинистый раствор ($\rho = 1,18 - 1,20 \text{ г/см}^3$) ПАА марки DMP (0,5 %-ной концентрации)	20 м ³ 4 м ³

Для повышения качества изоляции поглощающих горизонтов рекомендуется использовать вихревые устройства, которые позволяют создать эффект закрученных потоков тампонажных смесей при цементировании. Закрутка потока тампонажной смеси осуществляется благодаря тангенциальным каналам, имеющимся в корпусе устройства, по которым жидкая смесь поступает в кольцевое пространство. При интенсивном вращении под воздействием центробежной силы происходит сгущение (снижение водоцементного отношения) тампонажной смеси в периферийной области кольцевого пространства. Устройство, формируя вращающий поток жидкости, создаёт дополнительное избыточное давление на стенки скважины, что способствует фронтальному и более равномерному поступлению смеси в поглощающий пласт, а также более эффективному замещению бурового раствора цементом.

На сегодняшний день разработано достаточно большое количество разнообразных конструкций вихревых устройств (разработки специалистов ВНИИБТ, Уфимского университета и др.).

На рисунке 1.1 представлен вихревой переводник, разработанный на кафедре бурения УГТУ А. С. Фоминым, который представляет собой устройство с тангенциально выходящими отверстиями прямоугольного сечения.

Исследования ряда учёных показывают, что для успешного проведения изоляционных работ следует использовать такие тампонажные смеси, которые обладают дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкость которых увеличивается при высоких скоростях сдвига. Такие свойства присущи вязкоупругим жидкостям.

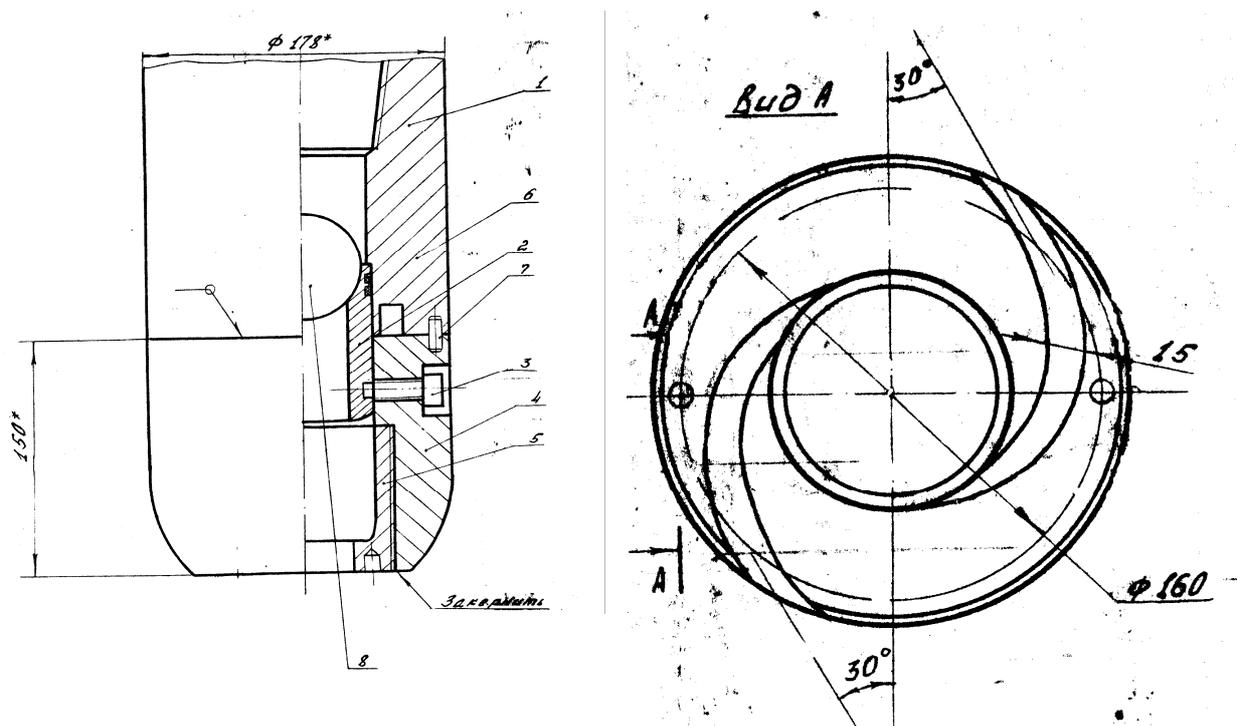


Рисунок 1.1 – Устройство вихревого переводника

Для изоляции каналов высокоинтенсивных поглощений в настоящее время применяют специальные смеси: глинолатексную смесь, цементно-глинистую пасту, соляробентонитовую смесь, метасоцементную, гипаноцементную, полимерцементную пасты и др. [30, 53, 66].

Наиболее эффективными при изоляции поглощений являются смеси с относительно высокими структурно-механическими свойствами, такие как метасоцементная и гидролизованная полиакриламидцементная пасты. Эти пасты получают путём впрыскивания раствора метаса или полиакриламида в цементную суспензию и подаются по бурильным трубам или по стволу скважины под давлением в зону поглощения. При этом тампонажные пасты обладают достаточно высокими структурно-механическими свойствами. Однако их пластическая прочность варьируется в широком диапазоне 1,5–5,5 кПа. Объясняется это тем, что соотношение раствора метаса или полиакриламида в цементной суспензии регулируется весьма приблизительно – скоростями подачи цементировочных агрегатов. Кроме того, низкая степень перемешивания в потоке при методе впрыска не обеспечивает получения тампонажных паст с заданными структурно-механическими свойствами. Поэтому получить заданную пластическую прочность практически невозможно. Другими недостатками этих паст являются высокая плотность и низкая кольматирующая способность.

В ОАО «Гипрвостокнефть» разработаны весьма эффективные тампонажные смеси на основе полимеров (например, ПАА) и сшивателей (типа хромокалиевых квасцов). Подобную смесь успешно применяло ООО БСК

«Ринако» при ликвидации частичных поглощений на Усинском месторождении (ТПНГП). Однако при ликвидации полных поглощений на Ярегском месторождении Лыаёльской площади (ТПНГП) положительного эффекта достичь не удалось. В состав смеси входили: буферно-полимерная смесь (БПС), фибра базальтовая, хромкалиевые квасцы (сшиватель) и ПАВ.

Разработаны рецептуры и технология получения гелевых систем без использования наполнителей и с использованием наполнителей. Последние могут быть получены и доставлены в трубы с помощью автобетонокомплекса.

Гелевые системы без использования наполнителей могут быть получены и доставлены в бурильные трубы с помощью обычных ЦА.

Тампонажные смеси на основе полимеров (гели) могут быть использованы как буферные системы, которые закачиваются перед твердеющими смесями и сохраняют их от разбавления и растекания.

Применение автобетонокомплекса (АБК) для приготовления и закачки в бурильные трубы высокоструктурированных тампонажных смесей (в т. ч. твердеющих) с высоким содержанием наполнителей существенно повышает эффективность изоляционных работ [85]. В 1988–1990 гг. в ОАО «Самаранефтегаз» в 33-х зонах поглощений проводились исследования с целью оценки эффективности указанных тампонажных смесей при ликвидации катастрофических поглощений. Положительный результат был получен в 20 зонах, что составляет порядка 60 % от общего числа зон поглощений.

Некоторые исследователи рекомендуют использовать совместно цементные растворы с буферными тампонами. При этом выбор свойств буферных тампонов определяется типом коллектора поглощающего пласта [30]. В порово-трещинных коллекторах при движении буферного тампона по трещине происходит фильтрация его среды в матричную пористость пород. Этот процесс сопровождается ростом пластической прочности буферного тампона по мере движения по трещине, что значительно сокращает его потребные объёмы (Данюшевский В. С., Горонович С. Н.). В этом случае технология изоляции зоны поглощения предполагает последовательную подачу насосом в колонну бурильных труб буферного тампона и цементного раствора с размещением буферного тампона в пласте и оставления цементного раствора в стволе скважины от подошвы поглощающего пласта и выше.

Для ликвидации поглощений в порово-трещинных коллекторах наиболее употребительными в промысловой практике в качестве буферных тампонов являлись пасты типа «жидкая глина», которые при движении по трещине в трещинно-поровом коллекторе поглощающего пласта при отфильтровке среды обеспечивали рост пластической прочности до 4500 Па [28].

При ликвидации поглощений в трещинных коллекторах применение технологии изоляции зоны поглощения с использованием последовательной подачи насосом в колонну бурильных труб буферного тампона и цементного раствора становится невозможным в связи с высокой потребной пластической прочностью и большими объёмами буферных тампонов. Для этих условий изоляции зон поглощения разработан способ получения буферного тампона с высокой пластической прочностью ниже глубины открытого конца бурильного инструмента, установленного в непосредственной близости от кровли зоны поглощения по двухреагентному способу [78].

Составы и свойства буферных тампонов для ликвидации поглощений в трещинно-кавернозных коллекторах определяются условиями размещения технологических жидкостей в затрубном пространстве для получения буферных тампонов. При возможности дифференциального прихвата колонны бурильных труб технологические жидкости должны быть стабилизированными и иметь водоотдачу и плотность, близкую к параметрам используемого при бурении бурового раствора. В качестве химического реагента используются кислые соли алюминия, которые при растворении и гидролизе образуют сильные кислоты, обладающие высокой скоростью химической реакции с карбонатом кальция.

В настоящее время в ООО «ВолгоУралНИПИгаз» разработаны составы буферных тампонов, получаемых по двухреагентному способу, с пластической прочностью, превышающей 50000 Па, и организован их выпуск на мощностях ЗАО «Полицелл». Данные тампоны были апробированы при ликвидации катастрофических поглощений на скважине № 9044 Оренбургского месторождения и на скважине № 3 Царичанской площади [29].

Перспективным направлением ликвидации катастрофических поглощений, как показали работы, выполненные «БашНИПИнефть» и «ВолгоУралНИПИгаз», является использование предполимеров полиуретанового ряда, способных к быстрому отверждению при смешении с водой. Работами ООО «ВолгоУралНИПИгаз» показана возможность использования свойств предполимера в форме композиционного материала как в отверждённом, так и жидком состоянии.

Достаточно традиционным и надёжным методом ликвидации зоны полного (катастрофического) поглощения считается перекрытие интервала хвостовиком. Однако в практике бурения наблюдаются случаи недоспуска хвостовика до необходимого интервала, особенно в наклонном стволе. Кроме этого, обычно цементирование хвостовика осуществляется достаточно успешно лишь от башмака до зоны поглощения. При этом «голова» хвостовика, как правило, требует повторного, часто неоднократного цементирования.

Наиболее существенным недостатком применения хвостовика является необходимость бурения значительного интервала резервным диаметром долота (269,9 мм или 295,3 мм под хвостовик диаметром 245 мм). Показатели работы этих долот значительно ниже, чем у долот диаметром 215,9 мм. Кроме того, бурение в условиях поглощения требует дополнительных затрат времени и средств. Кроме потерь времени на собственно углубление скважины за счёт разницы в показателях работы долот имеют место потери, связанные со спуском хвостовика и его цементированием. Применение хвостовика с целью ликвидации зон поглощений закладывается на стадии выбора и обоснования рациональной конструкции скважины. Этому выбору должен предшествовать анализ статистических данных по борьбе с поглощениями на разбуриваемой площади.

Значительно большими преимуществами, по сравнению с хвостовиком, обладает профильный перекрыватель конструкции «ТатНИПИнефти», который предназначен для изоляции трещиновато-кавернозных пластов с полным (катастрофическим) поглощением бурового раствора. Профильные перекрыватели выпускаются двух типов: ОЛКС-216У – для установки в стволе скважины диаметром 215,9 мм с последующим переходом на бурение ствола скважины диаметром 190,5 мм и ОЛКС-216 – для установки в стволе скважины диаметром 215,9 мм с предварительным расширением ствола в интервале его установки. В последнем случае диаметр ствола скважины остаётся прежним – 215,9 мм.

Основной недостаток профильного перекрывателя ОЛКС-216У связан с последующей потерей диаметра ствола скважины с 215,9 мм до 190,5 мм. Перекрыватель ОЛКС-216 лишён этого недостатка, однако, появляется трудоёмкий и ненадёжный процесс расширения участка ствола скважины в условиях поглощения. Расширитель часто выходит из строя (порой случается авария – слом его или инструмента) ввиду недостаточной прочности и больших крутящих моментов, возникающих из-за вертикальной и наклонной ориентации трещин в зоне поглощения.

Согласно опыту использования профильных перекрывателей конструкции «ТатНИПИнефти» наиболее приемлемыми случаями их применения являются:

- зона полного (катастрофического) поглощения имеет значительную мощность (50–100 м и более);
- кавернометрия в зоне поглощения представлена чередованием номинального и увеличенного диаметров скважины;
- нижележащий интервал скважины разбуривается незначительным количеством долот (с целью недопущения протирания перекрывателя).

Анализ промыслового материала, выполненный институтом «Гипростокнефть», свидетельствует, что технология применения профильного перекрывателя в настоящее время имеет следующие недостатки:

- разрыв перекрывателя во время раздувания;
- «полёт» перекрывателя в скважину;
- отрыв или перетирание перекрывателя при развальцовке;
- ненадёжность перекрывателя в стволах с большой и непрерывной кавернозностью на значительном участке (скв. 306 Преображенской площади);
- большая стоимость комплекта профильного перекрывателя.

Таким образом, в настоящее время проведён достаточно обширный объём исследований, связанных с причинами возникновения, профилактикой и ликвидацией поглощений, на основании которых разработан широкий ряд методов и способов борьбы с ними. Однако многообразие горно-геологических условий бурения и поглощающих пластов затрудняет повсеместное использование традиционных способов борьбы с поглощениями. С этой целью оценим эффективность описанных выше (традиционных) методов борьбы с поглощениями в высокопроницаемых горных породах месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

1.3. Опыт борьбы с поглощениями в высокопроницаемых горных породах

Достаточно большое число поглощений было отмечено в высокопроницаемых горных породах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП). Рассмотрим опыт борьбы с полными (катастрофическими) поглощениями на примере Харьягинского, Южно-Харьягинского и Усинского месторождений.

Харьягинское и Южно-Харьягинское нефтяные месторождения расположены на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области в 165 км к юго-востоку от г. Нарьян-Мара и 140 км к северу от базового города нефтедобычи Усинска. Поглощения на Харьягинском и Южно-Харьягинском месторождениях приурочены к рифогенным массивам позднедевонского-раннетурнейского возрастов и карбонатным коллекторам старооскольского яруса среднего девона и обычно характеризуются крайне неоднородной гидропроводностью. Интервалы поглощения характеризуются наличием пористокавернозных, каверно-карстовых и в различной степени трещиноватых известняков и доломитов, слагающих как тело рифа, так и облегающую его толщу. Характерными признаками поглощений на Харьягинском и Южно-Харьягинском месторождениях являлись резкое увеличение скорости проход-

ки, провалы инструмента, повышенное содержание шлама в растворе. По промышленным данным на ликвидацию поглощений на Харьегинском и Южно-Харьегинском месторождениях затрачивалось в среднем около 10–14 % календарного времени строительства скважины [66].

Наибольшее распространение при ликвидации поглощений на Харьегинском и Южно-Харьегинском месторождениях получили тампоны типа «мягких пробок» следующих видов:

1. Смесь бурового раствора с наполнителями.
2. Бентонитобитумная паста.
3. Тампоны на углеводородной основе:
 - 3.1. Соляробентонитовая смесь (СБС) с добавкой и без добавки ПАВ.
 - 3.2. Нефтебентонитовая смесь (НБС).
4. Замазки.
5. Латекс.

В основном при ликвидации поглощений на Харьегинском и Южно-Харьегинском месторождениях применяли следующие наполнители: резиновая крошка, квиксил, выбуренный шлам, керамзит, кордное волокно, целлофановая стружка, древесные опилки, кора, мох и др. При этом в тампоне использовали смесь гранулярных, волокнистых и пластинчатых наполнителей в соотношении 1 : 2 : 2. Объём тампона составлял обычно не менее 5–10 м³. В отдельных случаях в зависимости от мощности пласта объём достигал 50–100 м³.

При частичных поглощениях широко применялись тампоны из соляробентонитовой (СБС) или нефтебентонитовой (НБС) смесей. Состав СБС: а) без добавок ПАВ – 1 м³ дизельного топлива и 1–1,2 т бентонитовой глины; б) с добавкой ПАВ – 1 м³ дизельного топлива, 1,2–1,5 т бентонитовой глины и 0,5 % ПАВ (от массы смеси). ПАВ придаёт подвижность СБС и способствует лучшему отделению дизельного топлива от смеси. В качестве ПАВ использовали крезол, Na₂CO₃ и др. Объём СБС и НБС обычно не превышал 1,5–3 м³. Допустимый объём этих смесей составлял 10 м³, однако в этом случае необходимо было увеличивать объёмы буферных жидкостей.

Для получения мягких пробок в интервале зоны поглощения применяли замазки, бентонитобитумные пасты, латекс.

Замазка обладает достаточной пластичностью и гидрофобностью, не подвергается размыву в потоке жидкости и хорошо закупоривает имеющиеся в породе трещины. Снижение интенсивности поглощения при помощи замазки может быть достигнуто только в трещиноватых и пористых породах (применение замазки в кавернозных породах не целесообразно). Для доставки замазки в

пласт применяли контейнер, состоящий из трёх обсадных труб. Для лучших условий выдавливания замазки на забой в процессе её загрузки в трубу периодически заливали отработанное масло (10 кг на 200 кг замазки). При необходимости (большая мощность зоны поглощения) замазка выпрессовывалась на забой в два рейса. В этом случае замазку задавливали в пласт после доставки всей порции на забой. Если поглощающая зона находилась выше забоя, то предварительно устанавливали цементный мост у подошвы поглощающей зоны, после чего задавливали замазку. Для задавки замазки в трещину поглощающего пласта на бурильные трубы навинчивали трёхшарошечное долото диаметром, равным диаметру скважины, и спускали в скважину. После подъёма бурильных труб с долотом зону поглощения заливали цементным раствором через трубы.

Бентонитобитумная паста состоит из битума марки БН-5 или БН-4, бентонитовой глины и дизельного топлива. Соотношение битума и бентонитовой глины 1 : 1. Пластическая вязкость битумобентонитовой пасты регулировалась введением разного количества дизельного топлива в зависимости от проницаемости пород поглощающего горизонта.

Для установки тампонов иногда использовался латекс. Латекс в зоне поглощения коагулирует под влиянием смешивания его с солями двух- и трёхвалентных металлов. При этом образуется эластичная плотная каучуковая масса, заполняющая поры, трещины и каверны поглощающей зоны.

Традиционно применяемые способы изоляции поглощающих пластов путём закачки в пласт тампонирующих смесей через открытый конец труб или с помощью пакера далеко не всегда приводили к желаемому результату. Объясняется это тем, что поглощения на Харьягинском и Южно-Харьягинском месторождениях приурочены к карбонатным коллекторам, которые обычно характеризуются крайне неоднородной гидропроводностью. Поэтому тампонажный раствор, попав в такой пласт, движется в нём не сплошным и равномерным потоком, а преимущественно по немногим, наиболее дренированным каналам наибольшей раскрытости. Растекаясь далеко вглубь от приствольной зоны, он стремится под действием гравитационных сил занимать в пласте донное положение. В результате наиболее раскрытые каналы, будучи на короткое время заполнены тампонирующим материалом, в последующем «оголяются», т. к. силы сопротивления в канале не достаточны, чтобы зафиксировать в нём раствор. Процесс осложняется тем, что при движении по стволу ниже бурильных труб и в пласте, раствор неизбежно смешивается с промывочной жидкостью и утрачивает свои тампонирующие свойства.

При изоляции поглощающих пластов с крайне неоднородной гидропроводностью важно в первую очередь закрыть каналы с высокой гидропроводностью. Поставленная задача была частично решена с помощью поэтапной селективной изоляции, начиная с изоляции каналов наибольшей раскрытости прямо на забое путём забойной сепарации тампонажного раствора. Богатая цементом (твёрдой фазой) смесь с требуемым водоцементным отношением при этом закачивается в пласт, а обеднённая цементная суспензия эжектируется и отводится из зоны тампонирования. Забойная сепарация осуществлялась с помощью вихревого переводника, разработанного на кафедре бурения (рис. 1.1).

Следует отметить, что на Харьягинском и Южно-Харьягинском месторождениях были испытаны модифицированные стабильные пены, которые открывают широкие возможности их применения не только для прохождения зон катастрофических поглощений, но и при разбурировании вечномёрзлых пород, что также актуально при бурении скважин на этих месторождениях, так как мощность ММП составляет около 300 м.

Сущность технологии бурения с использованием модифицированной стабильной пены (МСП) заключается в следующем. При вскрытии водоносного горизонта в подаваемый в скважину воздушный поток вводится бентонитовый раствор с высоким содержанием пенообразующего ПАВ (гильсонит). В результате контакта воздушной струи с пластовой водой образуется стабильная пена, что приводит к увеличению выносной способности воздушного потока.

В ходе испытаний были установлены следующие преимущества МСП:

- обеспечение хорошей очистки забоя скважины при скорости восходящего потока воздуха в затрубном пространстве 0,23–0,76 м/с;
- образование на стенках скважины тонкой непроницаемой корки;
- обеспечение мгновенной очистки рабочей поверхности долота и удаление от него выбуренной породы;
- кратное уменьшение потребности в расходе воздуха по сравнению с продувкой забоя чистым воздухом.

Усинское нефтяное месторождение расположено в Республике Коми. Ближайшим населённым пунктом является г. Усинск, расположенный в 30 км на юго-восток. При бурении в интервале 1100–1160 м (рифогенные отложения) произошла полная потеря раствора на углеводородной основе плотностью 0,9 г/см³ с одновременным обвалом глинистых пород. Бурение осуществлялось с отбором керна. При этом вынос керна составил – средний 10 %, максимальный – 30 %. Существующими стандартными технологиями (наполнители, тампонажные смеси) ликвидировать поглощение не удалось. Поглощение ликвидировано спуском перекрывателя в интервал 1100–1160 м.

При дальнейшем углублении скважины в интервале 1192–1205 м – потеря 600 м³ раствора (бурение практически без выхода циркуляции). Бурение опять осуществлялось с отбором керна (вынос керна составил – 10 %). Стандартные попытки ликвидации поглощения не принесли результатов.

Интервал 1205–1480 м представлен продуктивным горизонтом и имеет следующие характеристики:

- коэффициент аномальности – 0,5–0,6;
- проницаемость коллектора – 2–6 Дарси;
- тип коллектора – карбонатный, порово-трещиноватый;
- пластовый флюид – тяжёлая вязкая нефть;
- диаметр долота – 219,5 мм;
- отбор керна во всём интервале.

Вскрытие этого интервала осуществлялось буровым раствором на основе афронов, который предназначен для вскрытия истощённых горизонтов и зон катастрофических поглощений.

Бурение осуществлялось с глубины 1245 м (после установки цементного моста). Начальная плотность раствора на поверхности составляла – 0,86–0,88 г/см³, в скважине – 0,98–0,99 г/см³ (расчётная). Бурение осуществлялось частичными потерями раствора в скважине – 1–2 м³ в сутки. На глубине 1274 м вскрыты карстовые рифогенные отложения с неопределённой проницаемостью, в результате чего произошло увеличение потерь раствора до 4–10 м³ в сутки. Одновременно осуществлялся отбор керна. При этом вынос керна составил 90–100 % с высокой целостностью и сохранением своих характеристик и нефтенасыщенности.

Афроны открыты доктором Феликсом Себбой (Политехнический Институт шт. Виржиния, США) в 1987 году и не имеют практически ничего общего с обычными пенами (табл. 1.5). Афроны имеют коллоидальный размер от долей мкм до нескольких десятков мкм.

Таблица 1.5 – Сравнительные характеристики афронов и пен

Характеристика	Пены	Афроны
Содержание воздуха	40–60 %	14–16 %
Плотность, г/см ³	0,2–0,6	0,85–0,90
Размер	0,1–10 мм	10–100 мкм
Устойчивость	низкая	высокая
Характер поверхности	гидрофильная	гидрофобная
Сжимаемость	высокая	низкая

Система устойчива к воздействию: пресных и минерализованных пластовых вод; сероводорода; карбонат/гидрокарбонат ионов; гипса/цемента; температуры; высоких механических нагрузок.

Чрезмерное разбавление водой может нарушить стабильность афронов. При смешении с сырой нефтью возможно образование устойчивых механических эмульсий. Однако применение афронов предопределяет значительные материальные затраты по причине их большой стоимости.

Таким образом, на основании изложенного в этом разделе можно утверждать, что поглощения являются достаточно распространённым и затратным видом осложнения. Основными причинами поглощений являются проницаемость горных пород и перепад давления в системе «скважина-пласт» (дифференциальное давление), который в значительной степени зависит от вида выполняемой технологической операции в скважине (бурение, скорость спуска инструмента и проработки ствола и др.). В настоящее время проведён достаточно большой объём исследований и разработан достаточно широкий спектр традиционных методов и способов профилактики и ликвидации поглощений, основными из которых являются:

- использование наполнителей, пен и афронов;
- закачка различных тампонажных и полимерных смесей и паст;
- установка цементных мостов, перекрывателей и хвостовиков.

Однако многообразие горно-геологических условий бурения, которое может широко варьироваться не только на соседних площадях и месторождениях, но и на скважинах в одном кусте, не позволяет повсеместно использовать традиционные методы ликвидации поглощений, что подтверждается анализом опыта борьбы с поглощениями на месторождениях ТПНГП. Аналогичные выводы сделаны В. В. Фокиным, В. Н. Поляковым, В. Н. Сониным и Р. Ю. Кузнецовым, которые указывают, что эффективность традиционных методов ликвидации поглощений на месторождениях Восточной Сибири составляет около 30 %. Поэтому необходимо либо разработка новых, либо совершенствование существующих методов ликвидации поглощений. Заслуживает внимание использование физико-химической кольматации поглощающих пластов непосредственно в процессе бурения, т. к. любое осложнение легче и дешевле предупредить, чем ликвидировать. Поэтому физико-химическая кольматация поглощающих горизонтов без прерывания цикла строительства скважины является достаточно перспективным и эффективным методом предупреждения поглощений и будет исследована в представленной работе.

2. Анализ аварийности при бурении в высокопроницаемых горных породах

2.1. Анализ аварийности на буровых предприятиях

Определённая часть осложнений в случае несвоевременной или неправильной ликвидации переходит в аварии. Аварией считается нарушение непрерывности технико-технологического цикла строительства скважины, вызванное потерей поперечной и продольной подвижности бурильного инструмента или его поломкой с оставлением в стволе скважины его элементов, а также различного инструмента и оборудования, для извлечения которых требуется проведение специальных работ. Естественно, что аварии не регламентируются и не предусмотрены техническими проектами на строительство скважин.

На начальном этапе развития буровых работ организованная система профилактики и предупреждения аварий отсутствовала. С развитием опыта и технологий разведочные экспедиции, буровые предприятия и компании стали создавать специальные структуры, которые занимаются предупреждением и ликвидацией аварий и брака в бурении.

В период бурного развития буровых работ как в России, так и за рубежом наметилась тенденция к увеличению глубин бурения скважин, в результате чего был отмечен рост числа осложнений, а, следовательно, и количества аварий. Например, согласно данным И. П. Пустовойтенко [83], на 1000 м проходки на Украине при бурении в интервале 0–2500 м приходилось 1,5–3 % аварий, а при бурении на глубинах более 5000 м до 56 %, т. е. в среднем более чем в 20 раз. Поэтому исследование аварийности при строительстве скважин, несомненно, является актуальной задачей.

Аварийность на буровых предприятиях и компаниях в обязательном порядке должна указываться в годовых отчётах и общепризнанно оценивается с помощью следующих коэффициентов и показателей:

1) коэффициент аварийности (число аварий на 1000 м проходки):

$$K_a = \frac{1000 \cdot A}{H_z}, \quad (2.1)$$

где A – число аварий за исследуемый период (обычно за год); H_z – проходка за исследуемый период (обычно за год), м.

2) коэффициент тяжести аварий (среднее время ликвидации одной аварии):

$$K_m = \frac{T_a}{A}, \quad (2.2)$$

где T_a – потери времени на ликвидацию аварий (обычно за год), ч.

3) потери времени на 1000 м проходки (ч):

$$T_n = \frac{1000 \cdot T_a}{H_z} \quad (2.3)$$

4) потери условной проходки из-за аварий (м):

$$H_a = H_z \cdot \frac{T_a}{T_k}, \quad (2.4)$$

где T_k – календарное время бурения скважин (обычно за год), ч.

5) процент аварийного времени (%):

$$P_a = \frac{T_a}{T_k} \cdot 100 \% \quad (2.5)$$

6) убытки от аварий (руб.):

$$C = C_u \cdot T_a, \quad (2.6)$$

где C_u – стоимость 1 часа аварийных работ, руб.

Исследованию аварийности в бурении были посвящены работы достаточно большого числа исследователей: С. С. Айвазова, А. П. Войцеховского, М. А. Галимова, С. С. Григоряна, М. А. Мыслюка, И. П. Пустовойтенко, А. К. Самогоя, А. П. Сельващук, В. Г. Ясова и др. Проведённые исследования позволили классифицировать аварии по видам (группам), выяснить и систематизировать причины их возникновения, основные методы предупреждения и ликвидации. Одним из первых в 70–80-х годах прошлого столетия на основании практического опыта бурения и проведённых исследований И. П. Пустовойтенко [83] и ряд других учёных классифицировали аварии на буровых предприятиях следующим образом (в порядке убывания по частоте встречаемости):

- 1) аварии с элементами колонны бурильных труб;
- 2) прихваты бурильных и обсадных колонн;
- 3) аварии с долотами;
- 4) аварии с обсадными колоннами и элементами их оснастки;
- 5) аварии из-за неудачного цементирования;
- 6) аварии с забойными двигателями;
- 7) падение в скважину посторонних предметов;
- 8) прочие аварии.

В качестве основных причин возникновения аварий И. П. Пустовойтенко [83] и ряд его современников выделяют следующие:

1. Нарушение исполнителями работ требований технологии бурения и эксплуатации оборудования и инструментов (95 %).
2. Брак бурового инструмента, механизмов и оборудования (3–5 %).
3. Непредвиденные обстоятельства (ГНВП, вскрытие сильно трещиноватых пластов, текучих пород и т. д.).

4. Несовершенство технических проектов, а также конструкции инструментов и оборудования, несмотря на их качественное изготовление.

Первые две причины автор [83] считает основными, третью и четвёртую – не значительными, занимающими небольшой процент. В целом, И. П. Пустовойтенко считает, что причину аварий необходимо искать, прежде всего, внутри предприятия, в организации работы по строительству скважины, в организации обеспечения буровой всем необходимым для бурения, в беспечности и пассивности исполнителей к порученной работе и соблюдению требований проектов и инструкций.

О. А. Щепетов [109] выделил обрыв бурильных труб в отдельную группу аварий. При этом автор выделяет следующие основные причины аварий: технические, технологические, организационные и геологические.

По данным В. Г. Абатурова, изучение аварий, методов их предупреждения и ликвидации является актуальной проблемой для Западной Сибири. Например, анализ отчётов буровых предприятий Тюменской области за 1976–1990 гг. (по данным В. Г. Абатурова) показал, что при бурении эксплуатационных скважин коэффициент аварийности составлял около 0,022, а коэффициент тяжести – 210 часов. В экспедициях концерна «Тюменьгеология» в этот же период при бурении разведочных скважин коэффициент аварийности составлял 0,077, то есть в 3,5 раза больше, чем при эксплуатационном бурении. Коэффициент тяжести в среднем равен 630 часам и в 3 раза превышает соответствующий показатель эксплуатационного бурения. В целом по концерну «Тюменьгеология» на ликвидацию аварий в течение года затрачивалось 88 тысяч часов. Общие потери проходки от аварий за год составляли 67,3 тысячи метров, т. е. примерно 22 разведочные скважины глубиной 3000 м не были построены.

Распределение аварий по видам при строительстве эксплуатационных скважин в Тюменской области за период с 1976 по 1985 гг. представлено в таблице 2.1, из которой видно, что прихваты (35,1–45,0 %) являлись наиболее распространённым видом аварий. По мнению В. Г. Абатурова, главной причиной роста этого вида аварий является недостаточная профессиональная подготовленность значительной части буровых мастеров, технологов и бурильщиков. Кроме этого, из-за увеличения объёмов эксплуатационного бурения в Тюмени в 5 раз за период с 1976 до 1985 гг. произошло значительное увеличение числа буровых бригад, привлечённых из других регионов страны, не имеющих опыта работы на месторождениях Западной Сибири. Также из таблицы 2.1 видно, что значительное число аварий в Тюмени за указанный период допущено с обсадными колоннами (26,3–30,5 %), с элементами бурильных колонн (9,0–14,9 %) и прочих аварий (7,6–10,3 %).

Таблица 2.1 – Распределение аварий по видам в Тюменской области при эксплуатационном бурении

№ п/п	Виды аварий	Количество аварий / процентное соотношение	
		1976–80 гг.	1981–1985 гг.
1.	Прихват бурильных и обсадных колонн	184/35,1	286/45,0
2.	Аварии с обсадными колоннами	160/30,5	167/26,3
3.	Аварии с элементами бурильной колонны	78/14,9	57/9,0
4.	Прочие аварии	54/10,3	48/7,6
5.	Аварии с забойными двигателями	33/6,3	35/5,5
6.	Аварии с долотами	13/2,5	17/2,7
7.	Аварии из-за неудачного цементирования	-	13/2,0
8.	Падение в скважину посторонних предметов	2/0,4	12/1,9
	Всего аварий	524/100	635/100

По данным Ф. А. Абубакирова, основными видами аварий, которые произошли при работе на объектах ООО «Башнефть-Добыча» в 2011 г., являются:

- прихваты бурильного инструмента – 47 %;
- оставление шарошек долота на забое – 30 %;
- слом (отворот) бурильного инструмента и элементов КНБК – 23 %.

Основными причинами аварий на месторождениях Башкортостана, по мнению Ф. А. Абубакирова, являются:

- низкий уровень технологической дисциплины;
- изношенность парка бурового оборудования, бурильного инструмента, циркуляционных систем и блоков очистки бурового раствора;
- использование долот низкого качества;
- низкая квалификация бурового персонала компании-подрядчика.

Для профилактики подобных аварий был усилен контроль за технологией бурения, была проведена модернизация систем очистки и обновлен парк бурового оборудования и инструмента. Также была проведена работа по обучению и повышению квалификации специалистов. К другим методам профилактики аварий на месторождениях Башкортостана следует отнести:

- паспортизацию всех элементов КНБК с указанием времени наработки и сроков дефектоскопии;
- исключение оставления бурильного инструмента без движения (более трёх минут) при прохождении проницаемых участков, склонных к прихватобразованию;
- проведение мероприятий по своевременному выявлению и замене изношенного оборудования;
- учёт осложнений при строительстве скважин (осыпи, обвалы пород, поглощения и проявления, влияющие на реологические свойства растворов);

- прокачка вязкоупругих смесей при снижении или прекращении выноса шлама;

- обеспечение резервными ёмкостями буровых с целью создания запаса технологической жидкости.

Успешность (эффективность) ликвидации прихватов, аварий с долотами и элементами бурильной колонны на месторождениях Башкортостана составила соответственно 84, 100 и 94 %. Низкая успешность ликвидации прихватов и аварий с бурильной колонной связана с неоперативными действиями бурового подрядчика по организации завоза кислоты или нефти на скважину и отсутствием на буровых необходимых типоразмеров аварийного инструмента. В настоящее время проблема прихватобразования бурильного инструмента, по данным Ф. А. Абубакирова, решается своевременной установкой нефтяных или кислотных ванн. При отсутствии результата проводятся работы по отвороту или торпедированию бурильных труб с последующей установкой цементного моста и зарезкой бокового ствола. Аварии с оставлением элементов КНБК в скважинах ликвидируются в основном с использованием ловильного инструмента отечественного производства.

Согласно проведённому анализу аварий в нефтегазоразведочных экспедициях, буровых предприятиях и компаниях, работавших на севере Тимано-Печорской провинции в различные периоды, но на одних и тех же или соседних площадях и месторождениях, автором установлены средние показатели аварийности за период с 1971 по 2013 гг. за каждые 5 лет (табл. 2.2). Следует отметить, что в период с 1971 по 1995 гг. в анализе использованы фактические показатели аварийности при бурении поисковых и разведочных скважин, а в период с 1995 по 2013 гг. проанализирована аварийность при эксплуатационном бурении.

Таблица 2.2 – Средние показатели аварийности на площадях и месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Бурение	Период, годы	Средние показатели аварийности				
		Коэффициент аварийности	Коэффициент тяжести	Потери времени на 1000 м проходки, ч	Потери условной проходки, м	Процент аварийного времени, %
Поисково-разведочное	1971–1975	0,542	483	262	19 833	13,8
	1976–1980	0,204	575	118	12 480	6,4
	1981–1985	0,096	598	57	10 057	4,2
	1986–1990	0,078	510	40	12 662	3,7
	1991–1995	0,091	641	59	3 970	4,0
Эксплуатационное	1996–2000	0,714	195	139	8 308	9,6
	2001–2005	0,100	215	21	12 150	3,7
	2006–2010	0,038	191	7	4 720	1,5
	2011–2013	0,058	157	9	1 705	2,0

Как видно из таблицы 2.2, период 1971–1990 гг. характеризуется значительным снижением коэффициента аварийности с 0,542 до 0,078, что связано со стабильным развитием техники и технологии бурения (появление новых, усовершенствованных и более надёжных типов и конструкций забойных двигателей, долот, буровых установок, бурильных и обсадных труб, новейших рецептур буровых растворов и реагентов для их обработки, переход на роторный способ бурения и т. д.). В дальнейшем (1991–2000 гг.) отмечается резкое увеличение аварийности, что обусловлено экономическим кризисом в стране (резкое падение объёмов бурения и значительное увеличение количества аварий). Начиная с 2001 года, наблюдается снижение аварийности, что связано с бурным ростом показателей строительства скважин из-за применения импортных конструкций высокопроизводительных долот, забойных двигателей и телесистем, новых технологий и рецептур буровых и тампонажных растворов. Кроме этого, следует напомнить, что в анализе 1995–2013 гг. использованы результаты эксплуатационного бурения, т. е. бурение осуществлялось на уже относительно изученных площадях и месторождениях. В период же 1971–1995 гг. (поисково-разведочное бурение) бурение осуществлялось на новых и малоизученных площадях без какой-либо инфраструктуры (особенно 1971–75 гг.).

Коэффициент тяжести в период с 1971 по 1995 год увеличивается с 483 до 641 (в среднем 561), что связано в основном с малой изученностью разбуриваемых площадей и слаборазвитой инфраструктурой (поисково-разведочное бурение). В период же с 1996 по 2013 гг. (эксплуатационное бурение) происходит снижение коэффициента тяжести с 195 до 157 (в среднем 190), что связано с достаточной изученностью разбуриваемых месторождений и развитой инфраструктурой. Кроме этого, следует отметить, что в период 1991–1995 гг. произошло 44 % аварий с бурильной колонной (табл. 2.3) из-за значительной изношенности инструмента (усталость металла, износ и промывы резьбовых соединений и т. д.), что связано с экономическим кризисом в стране. В результате после спуска и наворота ловильного инструмента на оставленные в скважине бурильные колонны, последние уже оказывались прихваченными, что, естественно, приводило к значительному увеличению временных и материальных затрат на ликвидацию таких «двойных» аварий (авария с бурильной колонной с переходом в последующем в прихват).

В период с 1971 по 2013 гг. отмечается стабильная тенденция к снижению потерь времени от аварий на 1000 м проходки (табл. 2.2), за исключением периода 1990–2000 гг. (экономический кризис), характеризуемого резким снижением объёмов бурения и повышением числа аварий.

Период с 1971 по 1985 гг. характеризуется снижением потерь условной проходки из-за аварий с 19833 м до 10057 м (табл. 2.2). В дальнейшем, в период 1986–1990 гг. происходит увеличение потерь условной проходки до 12 662 м, что связано с резким увеличением объёмов бурения в этот период при сохранении процента аварийного времени примерно на одном уровне (около 4 %). Период 1991–2000 гг. характеризуется значительным снижением потерь условной проходки, несмотря на повышение аварийности с 4 % до 9,6 %, что связано с резким снижением объёмов бурения (экономический кризис). В дальнейшем (2001–2005 гг.) отмечается резкое увеличение потерь проходки из-за аварий (12 150 м) при небольшом проценте аварийности (3,7 %), что связано с резким ростом объёмов бурения в этот период. Затем в 2006–2013 гг. наблюдается стабильное снижение потерь условной проходки с 4720 до 1705 м.

Как видно из таблицы 2.2, в период с 1971 по 2013 гг. отмечается тенденция к уменьшению процента аварийного времени с 13,8 % до 2 %, за исключением периода 1990–2000 гг. (экономический кризис). Несмотря на снижение процента аварийного времени за указанный период, отмечается увеличение времени на ликвидацию осложнений с 0 % до 13 % за анализируемый период [46]. Таким образом, суммарное время на ликвидацию осложнений и аварий остаётся на достаточно высоком уровне и составляет в среднем 10–15 %. Поэтому необходимо в обязательном порядке разрабатывать новые и эффективные методы и технологии, направленные на предупреждение осложнений в процессе бурения и недопущение их перехода в аварии.

Согласно проведённому анализу аварийности на площадях и месторождениях ТПНГП в нефтегазоразведочных экспедициях, буровых предприятиях и компаниях установлено, что аварии за период с 1971 по 2013 гг. в среднем распределяются следующим образом (табл. 2.3):

1. Аварии с бурильной колонной – 42 %.
2. Прихваты бурильного инструмента – 31 %.
3. Аварии с обсадными колоннами и при цементировании – 11 %.
4. Аварии с долотами – 7 %.
5. Прочие аварии и падение посторонних предметов в скважину – 6 %.
6. Аварии с забойными двигателями – 3 %.

Как видно из представленных данных, отдельные виды аварий по классификации И. П. Пустовойтенко объединены в одну группу. Например, аварии с обсадными колоннами и аварии из-за неудачного цементирования или прочие аварии и падение посторонних предметов в скважину. Это связано с отчётностью на буровых предприятиях, в которых аварийности не уделяется должного

внимания. Во многих случаях компании пытаются скрыть отдельные аварии или отнести их к осложнениям, что, естественно, затрудняет анализ и разработку эффективных способов и методов их предупреждения и ликвидации.

Таблица 2.3 – Средние значения видов аварий по периодам на площадях и месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Виды аварий	Средние показатели видов аварий в % по периодам								
	1971–1975	1976–1980	1981–1985	1986–1990	1991–1995	1996–2000	2001–2005	2006–2010	2011–2013
Аварии с бурильной колонной	42	42	40	40	44	41	43	42	42
Прихваты	28	35	35	33	27	29	36	32	25
Аварии с обсадными колоннами и при цементировании	12	10	11	10	11	12	3	10	17
Аварии с долотами	4	5	6	7	9	12	8	8	8
Аварии с забойными двигателями	5	5	3	5	5	0	5	3	0
Прочие аварии и падение посторонних предметов в скважину	9	3	5	5	4	6	5	5	8

Из представленной таблицы 2.3 видно, что абсолютное большинство аварий на площадях и месторождениях ТПНГП связано с бурильной колонной (в среднем 42 %) и прихватами бурильного инструмента (в среднем 31 %). Представленные данные практически подтверждают исследования И. П. Пустовойтенко [83], в которых отмечено, что наибольшее число аварий связано с элементами бурильной колонны (38 %), и А. К. Самогоя [97], согласно которым прихваты в период 1977–1979 гг. на предприятиях «Миннефтепрома» составляли в среднем 33,9 % (по «Коминнефти» – 27,9 %). При этом следует отметить, что значительная часть аварий с бурильной колонной (около 40 %) в дальнейшем перешла в прихваты, что, естественно, увеличило время их ликвидации, т. е. привело к росту коэффициента тяжести.

В ходе проведенного анализа аварийности, как и в большинстве случаев на месторождениях «Башнефть» и Западной Сибири, установлено, что основными причинами аварий на площадях и месторождениях ТПНГП являются:

- низкая квалификация буровой бригады и нарушение трудовой дисциплины – 53 %;

- изношенность (усталость металла), а также брак оборудования и инструмента (брак завода-изготовителя, нарезка резьбы сломанного инструмента и изготовление переводников на базах экспедиций и предприятий без требуемой закалки и обработки) – 30 %;

- несоблюдение требований ГТН и правил техники безопасности (нарушение требуемой технологии ведения буровых работ и правил ТБ) – 12 %;
- неисправность бурового оборудования (замерзание пневмосистемы из-за суровых природно-климатических условий Крайнего Севера, поломки оборудования на поверхности) – 5 %.

Основными методами ликвидации аварий на площадях и месторождениях ТПНГП при эксплуатационном (поисково-разведочном) бурении являются:

1. Выполнение ловильных работ – 36 % (39 %), в том числе:
 - метчики и колокола – 84 % (92 %);
 - труболочки – 16 % (8 %).
2. Установка жидкостных ванн – 26 % (25 %), в том числе:
 - нефтяные (углеводородные) ванны – 82 % (70 %);
 - соляно-кислотные ванны – 12 % (2 %);
 - ванны из смеси кислот (соляной и плавиковой) – 4 % (1 %);
 - водяные ванны с ПАВ – 2 % (27 %).
3. Использование фрезеров – 19 % (18 %), в том числе:
 - магнитные фрезеры – 65 % (60 %);
 - торцовые фрезеры – 35 % (40 %).
4. Установка цементных мостов с бурением второго ствола – 13 % (14 %).
5. Использование торпед – 3 % (2 %), в том числе:
 - детонирующие (ТДШ) – 50,0 % (60 %);
 - кумулятивные (ТК) – 50,0 % (40 %).
6. Применение ударных механизмов – 2 % (1 %).
7. Другие методы – 1 % (1 %).

Анализ методов ликвидации аварий показал, что их эффективность (успешность) при эксплуатационном (поисково-разведочном) бурении составляет:

1. Выполнение ловильных работ – 58 % (54 %).
2. Установка жидкостных ванн – 48 % (43 %).
3. Использование фрезеров – 98 % (98 %).
4. Установка мостов с забуриванием второго ствола – 100 % (100 %).
5. Использование торпед – 10 % (5 %).
6. Применение ударных механизмов – 10 % (5 %).

Таким образом, на основании изложенного в этом разделе можно заключить, что прихваты являются одним из наиболее часто встречающихся и трудоёмких видов аварий, которые могут занимать от 31 до 47 % общего баланса аварийного времени и требуют значительных затрат на их ликвидацию. Так, например, в 2010 году ООО «Интегра-Бурение» потратило на ликвидацию ослож-

нений и аварий, возникших на месторождениях ТПНГП, около 177 млн рублей, и большая часть этой суммы ушла именно на ликвидацию прихватов. При этом потери времени составили 2360 часов (около 100 суток). Положение осложняется тем, что часть аварий с бурильной колонной в процессе ликвидации переходит в прихваты (около 40 %). Поэтому исследование процесса прихватообразования и разработка эффективных методов, направленных на предупреждение и ликвидацию прихватов, несомненно, является актуальной задачей.

2.2. Прихваты бурильного инструмента

В настоящее время единого мнения учёных и буровых работников в отношении классификации прихватов нет – одни относят прихваты к авариям, другие классифицируют их как осложнения. Прихват – это потеря поперечной и продольной подвижности колонны труб, в результате чего происходит нарушение непрерывности технико-технологического цикла строительства скважины. Поэтому логичнее, на наш взгляд, относить прихваты к авариям.

На основании опыта бурения и ряда исследований [25, 39, 83, 97, 109, 112 и др.] прихваты являются одним самых распространённых, сложных и трудоёмких видов аварий в бурении. Согласно ряду исследований [25, 39, 83, 97, 112 и др.] по причинам возникновения прихваты можно классифицировать следующим образом:

1. Под действием перепада давления (дифференциальные прихваты).
 2. В желобных выработках.
 3. Из-за заклинивания посторонними предметами.
 4. При заклинивании в суженной части ствола скважины.
 5. Из-за осыпавшихся и обвалившихся неустойчивых пород.
 6. Из-за ползучести пластичных пород и текучести солей.
 7. Из-за сальникообразования.
 8. В результате седиментационного осаждения твёрдой фазы.
 9. При цементировании и разбуривании цементного камня.
 10. Прихват («прижёт») алмазных долот и коронок на забое при высокооборотном бурении.
 11. Прихват жёстких обсадных колонн из-за их заклинивания в «извилистом» стволе скважины с уступами и желобами.
 12. Прихват сгустками высокой липкости при обильном поступлении сероводорода в глинистый раствор при рН примерно равном или меньше 7.
- О. А. Щепетов [109] выделяет три основные группы прихватов:
- породоразрушающие инструменты и колонковые наборы;
 - бурильные колонны;

- обсадные колонны.

При этом он делит прихваты на следующие виды:

- прихват шламом;

- прихват горными породами;

- прихват глинистой коркой;

- прихват осколками металла породоразрушающих инструментов и муфтозамковых соединений;

- прихват предметами (ключи, гайки, плашки), упавшими в скважину;

- сложный (комбинированный) прихват, представляющий собой сочетание нескольких разновидностей.

Общая (укрупнённая) классификация прихватов бурильных колонн в 80-х годах прошлого столетия дана А. К. Самотоем [97]. Все прихваты в причинном отношении он делит на 3 категории. К первой категории отнесены прихваты, причиной которых является перепад давления (дифференциальные прихваты). Ко второй категории отнесены прихваты, вызванные заклиниванием инструмента. В третью категорию отнесены прихваты, причиной которых является сужение ствола, вызванное осыпями и обвалами пород, оседанием шлама и утяжелителя.

По данным А. К. Самодея [97], в 1979–1981 гг. в СССР 26 % прихватов произошло по причине перепада давления, 32 % – из-за заклинивания инструмента, 42 % – по причине сужения ствола из-за осыпей, обвалов, сальникообразования, оседания шлама и утяжелителя. При этом среднее время ликвидации одного прихвата 1, 2 и 3 категорий приблизительно равно и составляет соответственно 486, 471 и 480 ч.

В настоящее время прихваты 3-й категории не являются доминирующими, что объясняется возросшим уровнем современных технологий приготовления и обработки буровых растворов. Основную долю прихватов занимают дифференциальные прихваты и прихваты, вызванные заклиниванием инструмента. Понятно, что для бурения в высокопроницаемых породах наиболее характерны дифференциальные прихваты, которые и будут рассмотрены далее.

Определяющее влияние перепада давления на возникновение прихватов впервые было замечено и подтверждено экспериментально А. И. Малышевым в 1944 г., а затем эта идея была развита и дополнена рядом отечественных и зарубежных исследователей, которые единодушно пришли к выводу о пропорциональности силы прихвата действующему перепаду давления. Наиболее интенсивно процесс прихватаобразования происходит в первые минуты контакта труб с проницаемой средой, т. к. именно этот момент характеризуется хо-

рошей гидродинамической связью в системе «скважина-пласт» и интенсивным процессом фильтратоотделения и коркообразования. По понятным причинам при увеличении проницаемости пласта и противодействия на него вероятность дифференциального прихвата увеличивается, а при одинаковой проницаемости сила страгивания повышается с увеличением времени контакта бурильной колонны с фильтрационной коркой.

И. П. Пустовойтенко [83] указывает, что основными причинами прихватов являются:

1. Длительное нахождение колонны в скважине в неподвижном положении, что может быть вызвано неисправностью бурового оборудования на поверхности (обрыв редукторных цепей, ремонт нагнетательной линии и насосов и т. д.). Чтобы предупредить возникновение таких аварий, необходимо сообщать бурильной колонне периодическое движение в осевом направлении (вверх и вниз). Вращение бурильной колонны без подъёма её на некоторую высоту и спуска не исключает возникновения прихвата.

2. Низкое качество раствора, которое способствует отложению толстой глинистой корки на стенках скважины, а также наличие сальников.

3. Промывы в бурильной колонне.

4. Заклинивание долот в нерасширенных или в суженных зонах ствола и посадка колонны в шлам.

5. Обвалы пород, вызванные наличием в разрезе пород, склонных к обвалам (аргиллитов, сланцевых глин и т. д.), или техническими причинами, например длительным бурением скважины с низкой механической скоростью, длительными простоями, большой водоотдачей промывочной жидкости, спуском обсадной колонны в интервале залегания неустойчивых пород и т. д.

6. Заклинивание колонны бурильных труб в желобах ствола скважины.

Н. И. Шацов считал, что «... основной причиной прихвата инструмента является образование толстой и липкой глинистой корки на стенках скважины, когда даже при кратковременном прекращении бурения или вращения бурильной колонны происходит сильное прилипание инструмента».

Ф. А. Дадишдамиров и А. А. Шамсиев в результате опытов пришли к выводу, что одними из основных причин прихвата бурильной колонны являются гидростатическое давление и плотное прилегание какой-то части бурильной колонны к стенке скважины.

С. Ю. Жуховицкий и А. П. Войцеховский главной причиной прихвата считают влияние перепада, существующего между давлением глинистого раствора, находящегося в стволе скважины, и пластовой жидкостью. По их дан-

ным, величина усилий, необходимых для смещения бурильной колонны, прижатой к стенкам скважины перепадом давления (вернее, составляющей этого перепада), достигает 50 % и более от величины перепада и в абсолютных значениях равна десяткам кгс/см².

В. С. Фёдоров и М. М. Александров считают, что кроме прихватов бурильных колонн под влиянием перепада давления, они могут происходить и в результате непосредственного воздействия полной величины гидростатического давления. Ими предложен аналитический метод количественной оценки прижимающей силы в условиях скважины, когда решающую роль играет полная величина гидростатического давления и когда действует перепад давления ($P_{скв} > P_{пл}$). Также ими приведено сравнение прижимающих сил от действия перепада давления, от полной величины гидростатического давления и от веса бурильной колонны, в результате чего они сделали следующие выводы:

1) прижимающие силы от веса бурильной колонны и от полной величины гидростатического давления зависят не только от граничных условий, но и от формы участка;

2) прижимающая сила, обусловленная перепадом давлений, от формы участка не зависит;

3) прижимающая сила от веса колонны может в десятки раз превышать величину нормальной составляющей веса труб в пределах данного участка и, по всей вероятности, в отдельных случаях может прижать колонну к стенке скважины и способствовать проявлению прижимающего эффекта от гидростатического давления;

4) порядок величин прижимающих сил как при действии полной величины гидростатического давления, так и в случае, когда действует перепад давлений, таков, что попытки вырвать прихваченную колонну непосредственным приложением усилия к колонне обречены на неудачу;

5) хотя прижимающая сила от веса колонны мала по сравнению с двумя другими видами прижимающих сил, учёт её необходим не только для выделения интервалов, опасных в смысле прихвата от полного гидростатического давления, но и для оценки усилия, которое потребуется для освобождения бурильной колонны после снятия перепада давлений.

А. К. Самотой [97] на основании проведённых исследований утверждает, что в формировании сил взаимодействия колонны труб со стенками скважины в интервале залегания непроницаемых пород гидравлическое давление в стволе не принимает участия. Проведённые А. К. Самотоем расчёты для условий скважин, в которых произошли прихваты, показали, что полученные силы со-

противления срагивания колонны труб намного меньше фактических величин нагрузок, прилагаемых к колонне в процессе её расхаживания при освобождении от прихвата. По утверждению автора [97], таких величин нагрузок можно достичь, только если площадь контакта бурильной колонны с непроницаемыми породами составляет почти половину боковой поверхности труб, а это возможно лишь при нахождении УБТ в желобной выработке.

По данным прихватов колонн труб по ряду объединений («Укрнефть», «Каспморнефть», «Дагнефть», «Грознефть») А. К. Самотой оценил информативность факторов, влияющих на возникновение прихватов, по критерию Манна-Уитни и с помощью рангового дисперсионного анализа. Автор [97] получил следующие результаты (в порядке убывания значимости): зазор между УБТ и стенкой скважины (уровень значимости 0,99); статическое напряжение сдвига (0,99); тип понизителя вязкости (0,99); плотность бурового раствора (0,98); пластовое давление (0,92); тип пород в зоне прихвата (0,92); количество нефти в буровом растворе (0,92); длина УБТ (0,91); местонахождение долота (0,91); температура в зоне прихвата (0,85); условная вязкость (0,84); перепад давления в зоне прихвата (0,78); ингибирующая добавка (0,78); угол искривления ствола (0,76); водоотдача бурового раствора (0,75); смазывающая добавка (0,65).

А. К. Самотой [97] указывает, что изменение силы прихвата во времени имеет параболический характер, причём интенсивность прихватообразования характерна для первых минут контакта. Поэтому применение мероприятий по предупреждению прихватов именно в этот период наиболее результативно и эффективно. На возникновение прихватов существенное влияние оказывает время формирования корки, а также перепад давления, при котором происходит этот процесс. Как правило, при увеличении времени формирования корки снижается опасность прихватообразования из-за уменьшения проницаемости корки и снижения её пьезопроводности. Практикой неоднократно подтверждено, что в свежевскрытых проницаемых горных породах прихват происходит уже в первые 5–10 минут после оставления труб без движения, а после нескольких рейсов долота это время возрастает до 20–30 минут и более. Например, согласно [97] при бурении скважин на Чебургольской площади при вскрытии интервала 3900–3970 м, представленного высокопроницаемыми песчаниками с проницаемостью $2-5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, в призабойной зоне произошли три прихвата, а по достижении глубины 4200 м оставление колонны УБТ в интервале 3850–3950 м на 10–12 минут к прихвату не приводило.

Процесс возникновения и развития прихвата зависит от увеличения температуры среды в скважине. Так, например, согласно [97] рост температуры от 20°C до 80°C и от 20°C до 140°C приводит к увеличению силы прихвата соот-

ветственно на 22 % и 45 % по сравнению с первоначальной. Этот вывод был подтверждён в дальнейшем Р. М. Хасаевым. По мнению А. К. Самогоя, с увеличением температуры происходит усиление диффузионных процессов в зоне контакта, интенсифицируются отделение фильтрата и коркообразование, уменьшается толщина адсорбционных слоёв, что приводит к сближению контактирующих поверхностей и росту их фрикционной связи.

Силы взаимодействия на границе «металл – фильтрационная корка» имеют сложную природу и могут быть разделены на силы механического трения и адгезионного взаимодействия. А. К. Самогой показывает, что доля адгезионных сил может достигать 40–50 % от общих сил взаимодействия, что было подтверждено неоднократно на практике при ликвидации прихватов. Например, при прихвате после полного снятия перепада давления к колонне буровых труб требовалось приложить дополнительную силу, чтобы преодолеть действие адгезионных сил. По мнению В. Д. Городнова [27] и А. К. Самогоя [97], высокое содержание твёрдой фазы в буровом растворе, недостаток в нём смазочных добавок, солевая и термосолевая агрессия среды, приводящая к деструкции бурового раствора, увеличивают адгезионную составляющую сил прихвата, пренебрегать которой нельзя.

Многие исследователи указывают на зависимость вероятности прихватов от свойств и параметров буровых растворов.

Коллоидальность бурового раствора определяет гидропроводность корки, а следовательно, влияет на прихватоопасность. Для оценки влияния коллоидальности бурового раствора на его прихватные свойства М. А. Галимовым и А. К. Самогоем были проведены эксперименты, в результате которых установлено, что при недостаточной коллоидальности раствора (до 4–5 %) прихватоопасность значительно выше, чем при коллоидальности 6 %, а при коллоидальности 6–10 % силы прихвата практически не изменяются. Поэтому исследователи считают, что для предупреждения прихватов нецелесообразно повышать коллоидальность более 6 %. Увеличение коллоидальности от 0 до 6 % приводит к интенсивному снижению водоотдачи, т. к. возрастает кольматирующая способность раствора, приводящая к снижению проницаемости системы «пласт – фильтрационная корка».

Значительное влияние на вероятность прихватов оказывает степень очистки бурового раствора от выбуренной породы. При прочих равных условиях растворы с высокой концентрацией шлама имеют меньше коллоидной фазы и больше абразивных частиц, формируют толстые и проницаемые корки, следовательно, более прихватоопасные. Практика бурения в районах, где уделяет-

ся внимание очистке и обработке буровых растворов, показала, что прихваты, вызванные перепадом давления, стали редким явлением.

Согласно исследованиям «ВНИИКРнефти» на специальной установке по изучению факторов, определяющих процесс прихвата, выявлена закономерность, заключающаяся в том, что после контакта трубы с коркой влажность последней снижается в контактной зоне и увеличиваются силы страгивания колонны труб. По мнению исследователей «ВНИИКРнефть», это связано с тем, что при возникновении прихвата в зоне контакта отток жидкой фазы в пласт преобладает над притоком её в контактную зону. В результате уплотнения корки снижается её проницаемость и растёт сила прихвата.

Вязкость жидкости в зоне контакта значительно влияет на процесс прихватообразования. «ВНИИКРнефть» провёл стендовые исследования, которые заключались в формировании глинистой корки с помощью бурового раствора, который впоследствии заменялся жидкостями с различной вязкостью (вода и 12 %-ный раствор КМЦ-600 в воде). В результате проведённых исследований установлено, что наивысший темп роста страгивания оказался в 12 %-ном растворе КМЦ-600. Это объясняется ограничением притока жидкости в контактную зону вследствие повышенной вязкости раствора КМЦ и компрессии среды в зоне прихвата. В то же время обработка самого бурового раствора полимерами-стабилизаторами (КМЦ, метас), а не зоны контакта, способствует не только модифицированию дисперсной фазы раствора, но и повышению вязкости фильтрата, замедляя взаимодействие между трубой и коркой на 60 % по сравнению с гуматами [97]. Практически аналогичные выводы следуют из исследований, проведённых «ВНИИКРнефтью», в которых указано о различном влиянии разных реагентов на прихватные свойства буровых растворов. Например, обработка раствора акрилатами по сравнению с гуматами позволяет снизить силу страгивания на 20–40 %.

При фильтрации бурового раствора в призабойной зоне пласта его жидкая фаза смешивается с пластовым флюидом, в результате чего при некоторых сочетаниях образуются нерастворимые соединения, которые кольматируют поры пласта, снижая его проницаемость и тем самым вероятность прихвата. Если жидкая фаза представляет собой эмульсию воды с нефтепродуктом (обычно смазкой), то происходит снижение гидропроводности корки, т. к. фазовая проницаемость эмульсии ниже проницаемости отдельных её компонентов. К тому же само проникновение нефтепродукта оказывает закупоривающее действие. Как показали исследования на установке УИВМ [25], в результате «засорения» нефтью Новодмитриевского месторождения проницаемость приствольного

участка пласта снизилась с $350 \cdot 10^{-15}$ до $120\text{--}180 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ за один цикл наращивания или смыва корки в течение 1 часа (раствор содержал 10 об. % нефти).

Способ механической кольматации, основанный на удалении верхних слоёв корки и последующем формировании более плотной и менее проницаемой корки, повышает эффект закупоривания, однако он трудоёмок. По данным А. К. Самодея, для уменьшения проницаемости с $2 \cdot 10^{-12}$ до $30 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ требуется не менее трёх циклов удаления корки и последующего её формирования. В то же время согласно исследованиям «ВНИИКРнефть» установлено, что кольматирование керна с аналогичной исходной проницаемостью раствором гипана позволяет достичь нулевой проницаемости.

Для выбора эффективного кольматирующего агента, который бы позволил за одну операцию снизить проницаемость породы, в работе [97] проведён ряд исследований. В качестве кольматирующих агентов применяли различные отверждаемые полимерные композиции различных составов и концентраций. В результате проведённых исследований как в лабораторных, так и промысловых условиях установлено значительное снижение проницаемости фильтров, фильтрационных корок и горных пород. В качестве отверждаемой смеси в работе [97] рекомендуется композиция из синтетического фенола, технического формалина, наполнителя (бентонитовая глина или шлак) и воды. Соотношение компонентов зависит от температурных условий в зоне кольматации. Например, согласно [97] при забойной температуре $95\text{--}100^\circ\text{C}$ рекомендуется состав, содержащий 12–15 % фенола, 12–14 % формалина, 40 % шлака и воды. Указанная смесь может быть приготовлена в приёмных ёмкостях, т. к. при обычной температуре она не отверждается.

Более подробно методы и способы механической и физико-химической кольматации высокопроницаемых пород описаны в разделе 1.2.

Смазочные вещества – неотъемлемая часть бурового раствора. Они снижают фазовую проницаемость фильтрата через корку и проницаемость приствольного участка, а следовательно, уменьшается коэффициент сопротивления страгиванию бурильной колонны по корке и фрикционное взаимодействие трущихся пар. В настоящее время имеется свыше 100 видов материалов для улучшения смазочных свойств буровых растворов.

Для определения необходимой концентрации смазочного вещества в буровом растворе А. К. Самодеем проанализирован статистический материал по скважинам Краснодарского края, где колонны по различным причинам оставались без движения. К анализу привлекались только те данные, в которых перепад давления составлял 4–5,6 МПа, длина УБТ – 120–150 м, диаметры УБТ и скважины соответственно 0,178 и 0,214 м, раствор обрабатывался УЩР, колло-

идная составляющая – 5,5–9,0 %. В результате была получена эмпирическая зависимость, которая позволяет определить рациональное содержание нефти (одна из первых смазочных добавок) в зависимости от плотности растворов. Например, согласно [97] для бурового раствора рациональное содержание нефти составляет около 10–15 %. По данным С. Н. Бастрикова, В. Г. Беликова и С. А. Посташа, добавка к буровому раствору нефти в количестве 10 % малоэффективна, так как в условиях высоких контактных нагрузок нефть не создаёт достаточно прочной плёнки. В качестве смазочных добавок широкое распространение получили различные нефтепродукты. Например, дизельное топливо, пиролизная и полиалкилбензольная смолы, СМАД-1, нефтяные шламы (отходы НПЗ), отходы контактной очистки масел [13, 14, 20, 21] и др. Гудрон соапстока (СГ), предложенный «УкрНИИПНД», является побочным продуктом (отходом) масложирного производства. В СГ активным смазочным веществом являются жирные кислоты и их сложные эфиры. Эффективность смазочной добавки СГ зависит от рН среды и наличия в ней катионов кальция и магния. В результате взаимодействия СГ с этими катионами и при рН более 10,5 эффективность её падает. СМАД-1 (окисленный петролатум в смеси дизельного топлива), разработанный во «ВНИИБТ», получил широкое распространение в 70-80 гг. прошлого века. По смазочному действию добавка в буровой раствор 2–3 % СМАД-1 эквивалентна добавке 10–15 % нефти. По данным исследований В. Е. Копылова и Ю. А. Чистякова, применение СМАД-1 в буровом растворе позволяет увеличить проходку на долото на 25–40 %, повысить механическую скорость бурения на 20–25 %, сократить количество прихватов и затраты времени на их ликвидацию. Улучшение смазочной способности буровых растворов добавками СМАД-1 и СГ при относительно небольших значениях рН объясняется повышением степени их эмульгирования в растворе, а также пластифицирующей способностью образующихся натриевых мыл. При повышении рН бурового раствора происходит резкое ухудшение противоизносных свойств буровых растворов с этими смазочными добавками, что объясняется их коллоидным растворением и смыванием с поверхности металла [38]. Кроме этого, в связи с жёсткими требованиями к охране окружающей среды, исключающей применение нефти и нефтепродуктов в процессе бурения, реагенты типа СМАД-1 и СГ в настоящее время имеют очень ограниченное применение.

Для улучшения смазочных свойств буровых растворов и снижения прихватоопасности в процессе бурения имеется опыт использования поверхностно-активных веществ (ПАВ). Согласно исследованиям П. А. Ребиндера ПАВ, адсорбируясь на твёрдых поверхностях, создают ориентированные молекулярные

слои, обладают определённой механической прочностью и изменяют энергетические характеристики этих поверхностей. В качестве смазочных добавок в основном применяют анионоактивные (сульфонол, СНС, КЧНР и др.) и неионогенные (ОП-10, шкопау, превоцел и др.) ПАВ [49, 81, 94, 99]. Наибольшее распространение получили сульфонолы разных видов, которые широко применяли в Азербайджане, Туркмении и Башкирии в качестве смазочной добавки и реагента для сохранения проницаемости пласта. Вместе с тем исследования Г. В. Конесева показали, что в области высокой напряжённости сульфонол способствует повышению скорости изнашивания стали, а применение сульфонола в минерализованных водах даёт хлопьевидные осадки [49]. Контакт чёрный, нейтрализованный, рафинированный (КЧНР) [49] обладает высокими триботехническими свойствами благодаря развитой способности к электронно-донорно-акцепторному взаимодействию. КЧНР снижает коэффициент трения между металлом и фильтрационной коркой на 15 %. На основе КЧНР Т. Д. Дихтярь и Г. В. Конесев разработали различные составы смазочных добавок [33].

В исследованиях К. М. Гильмана, Г. В. Конесева, О. А. Лушпеевой, Н. А. Жидовцева, А. Н. Ярова [49, 55, 99, 110, 111] показано, что смазочные реагенты на основе растительного и животного сырья более эффективны, чем смазки из углеводов. Введение в раствор жирных кислот талового и касторового масел придаёт растворам высокие триботехнические свойства.

Широкое применение в качестве смазочных добавок нашли кубовые остатки, содержащие продукты перегонки жирных кислот. Н. Н. Верховской, В. С. Любимовым, Т. А. Мотылевой [59] предложены смазочные добавки на жировой основе, которые состоят из лёгкого талового масла и гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости (ГКЖ-10, ГКЖ-11). В 70-х и 80-х годах прошлого столетия ГКЖ-10 и ГКЖ-11 получили широкое распространение при бурении скважин на месторождениях Западной Сибири. Согласно рекомендации «СибНИИНП» в тот период оптимальное содержание ГКЖ-10 в буровом растворе должно составлять 0,6–0,8 %, что соответствует 20 % нефти. Однако в результате проведённых исследований на установке НК-1 в работе [97] указывается, что добавки нефти более интенсивно снижают силу прихвата, чем ГКЖ-10 и поэтому наиболее эффективно совместное использование ГКЖ-10 и нефти. Аналогичные результаты были получены А. К. Самогоем при исследовании натуральных буровых растворов на четырёхшариковой машине трения. Для условий солевой агрессии разработана смазочная добавка, содержащая отход производства адипиновой кислоты – смесь дикарбоновых кислот при соотношении 12,5 %-ДКК, 37,5 %-ГКЖ-10, 50 %-ЛТМ. Исследователи «ВНИИКРнефти»:

А. Н. Гноевых, Е. А. Коновалов, А. А. Рябоконт предложили смазочные композиции на основе масел и жиров растительного и животного происхождения, получивших торговое наименование «Жирма». Учёные «БашНИПИнефти» разработали смазочные добавки на основе модифицированных кислот таловых масел (ИКБ-4В, ИКБ-4ТМ, ДСБ-4ТТП, ДСБ-4ТМП) [104].

Исследованиями кафедры бурения УГНТУ установлена перспективность использования смазочных добавок на основе кислородсодержащих соединений диоксановых спиртов (Т-66, Т-80), а также соединений ряда метил, фенил диоксанов [49, 99]. Высокие триботехнические свойства растворам придают синтетические жирные кислоты с этилендиамином [49, 99].

С. Н. Бастриков [14] предложил смазочные композиции на основе рыбожировых продуктов, которые нашли широкое применение при бурении в Западной Сибири. В ОАО НПО «Бурение» исследователями А. Р. Арсланбековым, К. С. Бармотиной, А. В. Бортовой, С. В. Васильченко, С. А. Гарьяном, Л. П. Кузнецовой, Н. В. Фроловой были разработаны смазочные добавки серии «ФК». Учёные Л. П. Вахрушев, Ю. Н. Мойс, А. И. Пеньков, О. А. Лушпеева разработали и запатентовали серию экологически безопасных смазочных добавок для буровых растворов на основе жирных кислот высшего ряда с длиной углеродной цепи C_8 и более [110].

Для улучшения противоприхватных свойств полимерглинистого раствора предложены многофункциональные присадки ИНХП-21 и ВНИИНП-360. Высокие триботехнические свойства раствору придают синтетические жирные кислоты (ОСЖК), рыбожировая смазка (РЖС) и графит [59]. Были получены следующие результаты: снижение коэффициента трения для ОСЖК – до 50 %, РЖС – до 40 %, графита – до 25 %. При содержании смазочной добавки РЖС 0,3–1,0 % обеспечивается снижение коэффициента трения на 30–50 % по сравнению с исходным глинистым раствором [59].

Достаточно широкое применение нашли такие смазочные добавки, как политал, глитал, МТМ-1, ФК, СОНБур, СПРИНТ.

Политал и глитал [68, 75] являются не только смазочными добавками, но и комплексными реагентами, применяющимися для обеспечения стабильности ствола скважины, улучшения ингибирующих и фильтрационных свойств и выносящей способности бурового раствора. Глитал также предотвращает вспенивание раствора и сохраняет текучесть при отрицательных температурах.

МТМ-1 является полифункциональным реагентом на основе масел и жирных кислот растительного происхождения [75]. Обеспечивает высокие смазочные, противосальниковые и антиприхватные свойства буровых растворов.

Кроме того, способствует сохранению естественной проницаемости продуктивных пластов при первичном вскрытии.

Смазочные добавки для буровых растворов серии ФК марок ФК-Н и ФК-М изготавливаются на основе фосфатидного концентрата (ФК) растительных масел [64, 110]. Отличительной особенностью ФК-М является повышенная устойчивость к сероводородной и микробиологической агрессии, пониженная температура застывания продукта (до -35°C) для массового применения в различных климатических и горно-геологических условиях Сибири и Сахалина, Северного Кавказа и Прикаспия, Крайнего Севера и шельфа РФ.

СОНБур-1104 [104] представляет собой многокомпонентную систему, обладает полной совместимостью с компонентами раствора, обеспечивает низкие значения коэффициента трения и липкости глинистой корки.

СПРИНТ – смазочная добавка, разработанная во «ВНИИКРнефть», на основе натриевых солей жирных карбоновых кислот и неионогенных ПАВ [64]. При концентрации смазочной добавки в растворе 0,5 % достигается снижение коэффициента трения на 60 %. Основными недостатками смазочной добавки являются пенообразование раствора и неустойчивость к сероводородной и солевой агрессии.

Большинство из перечисленных смазочных реагентов являются добавками на углеводородной основе. Их применение, наряду со свойственными реагенту ограничениями, сопряжено с экологическими проблемами, т. е. загрязнением окружающей среды и бурового шлама углеводородами. Поэтому при использовании таких смазочных добавок необходимо решить задачу очистки шлама и снижения процента ввода реагента до экологически допустимого уровня содержания углеводородной фазы в буровом растворе. Более целесообразно было бы применение альтернативных по действию, но экономически выгодных и экологически чистых смазочных добавок. В мире широко практикуется ввод в дизельное топливо присадок, а также использование метиловых эфиров кислот растительных масел [41]. Показано, что при дозировании уже небольшого количества метиловых эфиров (0,5 %) смазывающие свойства малосернистого дизельного топлива удовлетворяют требованиям стандартов. В зарубежной научной литературе много внимания уделяется методам получения, исследованиям кинетики процесса и свойств метиловых и этиловых эфиров различных масел. На сегодняшний день известен целый ряд смазочных добавок, полученных на основе продуктов растительного и животного происхождения и прошедших промышленные испытания [41, 49, 55, 59, 64, 99, 104, 110, 111].

За рубежом наиболее известными являются добавки серии Radeageen бельгийской фирмы «Олеон» – EBL, EME-Sweet, EME salt, Dreel Free, K-Lube и др. Например, добавка Dreel Free в количестве 0,5 % позволяет снизить коэффициент трения до 40 %. Для повышения смазочных и противоприхватных свойств фильтрационной корки в буровых растворах, как за рубежом, так и в России, используется также малотоксичный американский реагент LUBE-167. Использование реагента LUBE-167 позволяет уменьшить вероятность прихватов до 40 %. Смазочные добавки импортного производства, как правило, удовлетворяют требованиям технологии бурения, но из-за высокой стоимости их применение в России ограничено.

В работе [56] на основании обобщения опыта лабораторных и промышленных исследований как отечественных, так и зарубежных учёных предложена классификация методов снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины (табл. 2.4).

Для уменьшения вероятности прихвата отечественными и зарубежными авторами [12] предложено использовать стеклянные или пластмассовые микросферы, снижающие плотность бурового раствора и коэффициент трения пары «сталь – глинистая корка» за счёт образования миниатюрных подшипников в зоне трущихся поверхностей. Применение микросфер в растворе снижает сопротивление вращению и осевому перемещению бурильной колонны при бурении, что улучшает и ускоряет процесс углубления скважины. Экспериментальные исследования также показали, что наличие в растворе микросфер вызывает абразивный износ поверхностей трения и это приводит к снижению долговечности бурильного инструмента и долот [12].

Таким образом, установлено, что свойства и параметры буровых растворов (количество и качество твёрдой и жидкой фаз, химическая обработка и смазочные добавки) оказывают значительное влияние на вероятность прихвата бурильного инструмента. А. К. Самотой [97] на основании проведённых исследований с целью предупреждения прихватов сформулировал комплекс технологических требований к буровому раствору на водной основе:

- минимально возможная плотность;
- низкое содержание твёрдой фазы (качественная очистка от шлама);
- применение высококачественного глинопорошка для приготовления раствора (с высоким коэффициентом коллоидальности);
- содержание коллоидных частиц в пределах 6–8 %;
- химическая обработка реагентами из ряда КМЦ, гидролизованного полиакрилонитрила (гипан, К-4), метакрилатов (метас, М-14);

- нормированное содержание смазки;
- утяжеление высококачественным баритом.

Идеальным буровым раствором, снижающим образование дифференциальных прихватов, является раствор на углеводородной основе, характеризующийся нефилтруемостью и, как следствие, отсутствием коркообразования. Для подтверждения и проверки этого в работе [97] были проведены исследования на установке по изучению прихватов с использованием раствора на нефтяной основе. В результате после нахождения индентора на проницаемом фильтре в течение 3 часов прихват не обнаружен (при перепаде давления 4 МПа и температуре 20°C). Однако, несмотря на высокую эффективность растворов на углеводородной основе, данный тип растворов является достаточно дорогостоящим, а применяемые для снижения стоимости более дешёвые материалы являются в большинстве случаев экологически опасными. Поэтому растворы на углеводородной основе не нашли широкого (массового) и повсеместного применения.

Таким образом, многочисленными исследованиями [39, 66, 83, 97, 109, 112] установлено влияние различных факторов в отдельности на возникновение прихвата. Однако значительный интерес представляет их комплексное воздействие. С этой целью А. К. Самотой совместно с М. А. Галимовым [25] для определения факторов, обуславливающих возникновение дифференциальных прихватов, проанализировали промыслово-геофизический материал по 92 (из 360) представительным случаям оставления колонн труб без движения в скважинах объединений «Краснодарнефтегаз» и «Кубаньгазпром». Для выделения факторов, определяющих прихватоопасную ситуацию, использовался метод ранговой классификации. В результате было установлено, что для предупреждения прихватов необходимо не только оценивать и регулировать прихватоопасность буровых растворов и корок или сравнивать перепад давления и проницаемость пород, но и анализировать комплекс факторов с применением статистических методов, позволяющих определять возможность исключения прихватоопасной ситуации [97]. Например, как показал анализ [97], породы мощностью 20–30 м с осреднённой проницаемостью более $1 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ становятся прихватоопасными при наличии перепада давления более 2 МПа.

Для снижения вероятности прихватов многие исследователи и практические работники рекомендуют различные технические средства, которые способствуют уменьшению фактической площади контакта бурильной колонны со стенками скважины. К таким устройствам относятся центраторы, устанавливаемые в КНБК, УБТ с профильным поперечным сечением (круглые со спиральными канавками, квадратные, треугольные), различные противоприхватные

переводники, в том числе упругие накладки и втулки. Кроме этого, при вскрытии прихватоопасных интервалов многие исследователи и практические работники рекомендуют в обязательном порядке включать в состав КНБК ударные механизмы как при бурении, так и при испытании.

Таким образом, практически все мероприятия по предупреждению дифференциальных прихватов включают в себя комплекс мер по уменьшению перепада давления в скважине и проницаемости горных пород с помощью кольматации, целенаправленному управлению технологическими параметрами бурового раствора, уменьшению площади контакта трубы со стенками скважины, включению в состав колонны ударных механизмов и др.

Согласно ряду исследований [25, 39, 66, 83, 97, 109, 112] отечественных, зарубежных учёных и буровых работников в настоящее время разработан достаточно широкий спектр методов и способов ликвидации дифференциальных прихватов. Согласно А. К. Самотою [97] в 1979–1981 гг. 65 % дифференциальных прихватов ликвидировалось установкой жидкостных ванн, 22,2 % – установкой цементного моста и бурением нового ствола, 6,5 % – обуриванием или фрезерованием прихваченного инструмента, 2,8 % – расхаживанием совместно с интенсивной промывкой, 2,7 % – другими способами. При этом следует отметить, что результативными (успешными) оказалась установка 70 ванн из 168, что составляет 41,7 %. Также в работе [97] отмечено, что применение импульсных нагрузок (расхаживание, взрывы торпед, работа яссами), а также обуривание не приводит к ликвидации дифференциальных прихватов. Кроме этого, отмечено, что расхаживание совместно с интенсивной промывкой не следует рассматривать как самостоятельный метод ликвидации прихватов, а может быть использовано лишь для недопущения распространения зоны прихвата вверх по стволу.

Согласно анализу, проведённому автором, установлено, что при ликвидации дифференциальных прихватов на площадях и месторождениях ТПНГП использовались следующие методы и технологии:

1. Установка жидкостных ванн – 67 %.
2. Установка цементного моста и забуривание второго ствола – 25 %.
3. Обуривание или фрезерование прихваченного инструмента – 5 %.
4. Другие – 3 %.

При этом успешность (эффективность) указанных методов составила:

1. Установка жидкостных ванн – 49 %.
2. Установка цементного моста и забуривание второго ствола – 100 %.
3. Обуривание или фрезерование прихваченного инструмента – 80 %.
4. Другие – 10 %.

Из представленных данных видно, что в большинстве случаев возникновения прихватов наиболее распространённым методом ликвидации является установка жидкостных ванн. Считается, что наряду со снижением перепада давления при установке ванны происходят физико-химические процессы, приводящие к ослаблению сил взаимодействия поверхности труб с фильтрационной коркой и породой. В зависимости от условий в качестве агентов применяют воду (чистую, пластовую, аэрированную, с добавками химических реагентов и ПАВ), нефтепродукты, кислоты, щёлочи, растворы неорганических солей и полимеры, а также смеси названных компонентов.

Для установки ванн широко применяется нефть. Лабораторные исследования установления механизма действия нефти в зоне прихвата труб, проведённые многими исследователями, не позволяют однозначно описать процесс, определяющий освобождение труб. В настоящее время существует ряд предположений о механизме действия нефти.

1. Нефть смачивает поверхность труб вследствие её лучших поверхностно-активных свойств по отношению к фильтрату, что приводит к нарушению адгезионных связей металла труб с фильтрационной коркой и снижению коэффициента трения между ними (А. П. Войцеховский, А. П. Захаров, Т. И. Мамиров и др.).

2. Нефть проникает в приствольную зону и повышает давление в ней до значения, близкого к давлению столба бурового раствора. Это приводит к выравниванию давления между скважиной и пластом и к снижению сил, прижимающих трубы к стенке скважины (М. К. Сеид-Рза).

3. Составная часть жидкости ванны (преимущественно нефтепродукт) не фильтруется через корку, вследствие чего корка воспринимает больший перепад давления, сжимается, и площадь контакта труб с ней уменьшается (Х. Д. Оутманс).

4. Вследствие закачивания жидкости меньшей плотности в скважине снижается давление столба раствора (С. А. Рябоконт).

5. Поток нефтепродуктов в затрубном пространстве размывает фильтрационную корку, контактирующую с прихваченной трубой, и снижает площадь контакта трубы с коркой. Из-за отсутствия условий для намыва корки авторы не отмечают, насколько при этом уменьшается площадь контакта.

Как видно из изложенного выше, в первых трёх предположениях действие нефтепродуктов связывается с физико-химическими процессами в зоне контакта труб с коркой, а двух последних – с депрессионными и гидродинамическими. На физико-химический процесс требуется определённое время. При снижении перепада давления или размыве корки после поступления жидкости ванны в зону прихвата наступает «мгновенное» освобождение труб. На практике наибольшее число прихватов ликвидируется после длительного воздействия ванны на корку. Так, об-

работка фактических данных [97] показала, что среднее время действия нефтяной ванны – 21–42 часа на месторождениях Апшеронского полуострова, 4–5 часов на месторождениях Краснодарского края, 2,5 часа на месторождениях США. По-видимому, глубина скважин, тип и свойства раствора, режимы бурения и геологические условия существенно влияют на эффективность нефтяных ванн.

При использовании других жидкостей ванн (кислоты, перекись водорода) механизм их действия связывается с химическим процессом в зоне прихвата. Наиболее эффективно применение соляной кислоты при разбурировании известняков, доломитов; перекиси водорода и её смеси с неорганическими солями – при бурении в обычных условиях; смеси плавиковой и соляной кислот – при разбурировании известняков с чередованием песчаников.

Водяные ванны с добавкой NaOH успешно применяли в 50-х годах прошлого столетия на Северном Кавказе (Г. А. Ковтунов, 1953), в настоящее время они наиболее распространены в районах на востоке страны. Водяные ванны эффективны в тех скважинах, где в качестве промывочной жидкости используется естественный буровой раствор.

На месторождениях ТПНГП при поисково-разведочном бурении наиболее широкое применение получили нефтяные (соляные) и водяные (с добавкой ПАВ) ванны, при эксплуатационном – нефтяные и кислотные. Главным образом, тип применяемой ванны связан с доступностью района ведения буровых работ. Например, при поисково-разведочном бурении из-за отсутствия развитой инфраструктуры и суровых метеоусловий доставка кислоты на буровые затруднена, что и обусловило применение в основном водяных и нефтяных ванн при значительном их запасе на буровой.

Как видно из изложенного в этом разделе, прихваты бурильного инструмента являются достаточно сложным и трудоёмким видом аварий. В разделе установлено, что на вероятность дифференциального прихвата в значительной степени влияют проницаемость горных пород, перепад давления в скважине, площадь и время контакта инструмента с глинистой коркой, свойства и параметры буровых растворов (содержание твёрдой фазы, фильтрация, смазывающая способность, химическая обработка и др.). Однако в представленном анализе часть реагентов уже устарела и практически не используется (например, УЩР, ТПФН и др.) на современном этапе ведения буровых работ. Кроме этого, отсутствуют исследования о влиянии современных рецептур буровых растворов (полимерные, ингибирующие и др.) на вероятность возникновения прихвата бурильного инструмента. Всё это предопределяет необходимость проведения серии экспериментов, направленных на исследование влияния современных рецептур буровых растворов и реагентов для их обработки на вероятность возникновения дифференциальных прихватов.

Таблица 2.4 – Классификация методов снижения сил трения бурильной колонны о стенки скважины по С. В. Любимовой [56]

Методы снижения сил трения																									
Химические										Механические															
Российские					Зарубежные					Российские		Зарубежные													
Графит	Нефть	ПАВ	СМАД-1	Т-66, Т-80	СПРИНТ	ИНХП-21, ВНИИ НП-360	СЖК (ОСЖК)	РЖС	Эмультал	ЛТМ, СГ	РАМБС, СДЭБ	К-Lube	Lube-167	Dreel Free	EME-Sweet	EME Salt	EBL	Центраторы (типа ЦЦ, ЦТ и др.)	Калибраторы (типа КЛ, КЛС)	Стабилизаторы (КС, КСС)	Вибродемпферы	Яссы (типа ГМ, ГУ и др.)	Осцилляторы	Осциллятор марки АГТ-066	Яссы типа ZSJ/ZXJ
Ввод смазочной добавки от объема бурового раствора, %										В составе КНБК при бурении наклонно направленных, вертикальных и скважин с горизонтальным окончанием															
25	20-30	15	50-60	30-50	50-60	25-50	50	30-50	25	80	30-50	30-50	30-50	40	30-40	20-40	20-40	Уменьшение площади соприкосновения со стенками скважины	Уменьшение коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины	Ликвидация прихватов	Снижение сил трения и сопротивления перемещению бурильной колонны, доведение нагрузки на долото				
0,02	10	0,01-0,03	1-4	0,3-0,5	2-3	0,5	0,5	0,3-1	0,3-1	0,5	0,5-1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5-1									
Снижение коэффициента трения, %																									

2.3. Опыт предупреждения и ликвидации прихватов в высокопроницаемых горных породах

Одной из основных причин дифференциальных прихватов бурильного инструмента является проницаемость разбуриваемых пластов. Достаточно высокая проницаемость горных пород (до 2500 мД и более) отмечена в разрезах Усинского и Харьгинского месторождений, расположенных в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Строительство скважин на указанных месторождениях сопровождалось возникновением дифференциальных прихватов (по данным ОАО «Усинскгеонефть» и ООО БК «Комибур») как при поисково-разведочном, так и эксплуатационном бурении.

Усинское и Харьгинское месторождения в тектоническом отношении приурочены к Колвинскому мегавалу, который является крупнейшей зоной нефтегазонакопления ТПНГП. В пределах Колвинского мегавала выявлены такие крупные месторождения, как Возейское, Южно-Хыльчуйское с широким стратиграфическим диапазоном нефтеносности от нижнего девона до триаса.

В административном отношении Усинское и Харьгинское месторождения расположены соответственно на территории РК и НАО Архангельской области. Усинское и Харьгинское месторождения удалены от ближайшего населённого пункта г. Усинска в северо-западном направлении соответственно на 30 и 140 км.

Поисково-разведочное бурение на Усинском месторождении было начато в 1968 г. Харьгинское нефтяное месторождение было открыто в 1970 г. и закончено разведкой в 1984 г.

Разрез Усинского нефтяного месторождения в интервале 0–1100 м представлен четвертичными, триасовыми, юрскими и верхнепермскими отложениями, состав которых представлен в основном полимиктовыми песчаниками (от 25 до 55 %) с проницаемостью до 2500 мД. Интервал 1100–1500 м представлен толщей нижнепермско-среднекаменноугольных карбонатных отложений, в которых выявлена самая крупная по своим размерам и геологическим запасам из известных в Республике Коми залежь тяжёлой нефти. Нефтенасыщенными являются пористые и кавернозные известняки и доломиты, местами рыхлые и выщелоченные до известковой и доломитовой муки, при проходке которых наблюдаются провалы инструмента и полное поглощение промывочной жидкости, описанное в разделе 1.1.3. Наиболее рыхлые и выщелоченные зоны при бурении вымываются и образуют большие каверны. Пористость нефтенасыщенных карбонатных пород в керне изменяется от 10–12 до 30–32 %, при средних значениях по отдельным скважинам 16–22,8 %, проницаемость до 1800 мД.

Средние значения пористости, полученные при лабораторном исследовании более 500 образцов керна, 18 %, проницаемость 38,5 мД. Эти данные не отражают истинной картины, поскольку даже из вынесенных на поверхность образцов керна около 23 % оказалось настолько рыхлым, что рассыпались, и их пористости и проницаемости определить не удалось. Результаты исследования скважин, вскрывших пермско-каменноугольную залежь нефти, также свидетельствуют об очень высокой проницаемости нефтенасыщенных пород, достигающей нескольких десятков дарси. По-видимому, в продуктивной пермско-среднекаменноугольной толще имеются целые карстовые полости и крупные трещины, обеспечивающие высокую гидропроводность.

Пластовое давление в скважине № 3 на глубине 1200 м – 123 кгс/см² и температура 24,7°С, а в скважине № 13 на глубине 1416 м пластовое давление 148 кгс/см² и температура 24°С.

Харьягинская структура впервые выявлена в 1961 году. Получение притока нефти из пашийских отложений в опорной скважине № 1 в 1970 году ознаменовало открытие Харьягинского нефтяного месторождения.

Поисково-разведочное бурение продолжалось 8 лет (1977–1984 гг.). Пробурено 59 скважин (163 424,6 м), 54 из которых оказались продуктивными по различным пластам. В результате проведённых работ по состоянию на 1 апреля 1984 года подсчитаны запасы Харьягинского месторождения и утверждены в ГКЗ СССР. В 1987 году начато эксплуатационное разбуривание Харьягинского месторождения в пределах Центрально-Харьягинского поднятия.

Вскрытый разрез осадочного чехла Харьягинского месторождения представлен отложениями от нижнедевонских до четвертичных включительно. Разрез палеозоя состоит преимущественно из карбонатных отложений нижнего (до 222 метров) и верхнего (до 1430 метров) отделов девона, терригенного среднего девона, 340–480-метровой толщи карбонатов каменноугольного и нижнепермского возрастов и терригенных пород верхней перми (250–518 метров). Мезозойские отложения (1280–1400 метров) в составе триасовой, юрской и меловой систем представлены, в основном, красноцветными и пестроцветными глинами и алевролитами, а также полимиктовыми песчаниками с проницаемостью до 1050 мД. Завершают разрез осадочного чехла четвертичные отложения мощностью до 220 метров.

Усинское месторождение

В 1975 году в разведочной скважине на глубине 1231 м (забой) произошёл дифференциальный прихват бурильной колонны. Причиной прихвата послужило оставление инструмента в скважине без движения на 15 минут

(отогрев соляропровода). При расхаживании инструмента из-за превышения допустимой нагрузки произошёл обрыв бурильной колонны по телу трубы на глубине 465 м. Неоднократные попытки обработать «голову» оставленного инструмента торцевым фрезером с воронкой не увенчались успехом из-за отклонения аварийной колонны в каверну. В результате было принято решение об установке цементного моста и бурении второго ствола с глубины 427 м. Время ликвидации аварии составило 1120 часов.

В 1976 году в разведочной скважине на глубине 1179 м при наращивании произошёл дифференциальный прихват бурильной колонны. Основная причина – оставление инструмента в скважине без движения (около 10 минут). После установки ванны из дизтоплива объёмом 20 м³ колонна освободилась. Время ликвидации аварии составило 65 часов.

В 1976 году произошёл дифференциальный прихват по причине оставления колонны в скважине на глубине 1375 м (забой) без движения из-за ремонта бурового насоса. После установки нефтяных (12 и 14 м³) и кислотных (14 и 16 м³) ванн, использования торпед для «встряхивания» колонны (ТДШ) прихваченный инструмент не освободился. В дальнейшем при расхаживании прихваченной колонны из-за превышения допустимой нагрузки произошёл слом по телу трубы на глубине 938 м. Затем был установлен цементный мост и забурен второй ствол с глубины 901 м. Время ликвидации аварии – 645 часов.

В 1977 году оставление инструмента в скважине на глубине 1327 м (забой) без движения (около 10 минут) по причине отогрева воздушной линии привело к дифференциальному прихвату. После установки двух нефтяных ванн (объёмами 14 и 20 м³) колонна освободилась. Время ликвидации аварии составило 102 ч.

В 1977 году произошло прилипание инструмента во время наращивания (около 15 минут) из-за высокой проницаемости пластов в интервале продуктивного пласта. После установки ванны из дизтоплива объёмом 20 м³ колонна освободилась. Время ликвидации аварии составило 52 часа.

В 1978 году произошёл слом ТБПВ-127 на глубине 873 м при нахождении инструмента в скважине на забое (1327 м). Слом инструмента произошёл из-за износа трубы по телу. После соединения колоколом с оставленной колонной оказалось, что она уже прихвачена. После восстановления циркуляции бригада перешла на сплошную промывку водой с добавлением ПАВ (сульфонол). Однако бурильная колонна не освободилась. Поэтому было принято решение о бурении нового ствола. С этой целью бурильный инструмент отвернули вращением влево на глубине 896 м, установили цементный мост и забурили второй ствол с глубины 822 м. Время ликвидации аварии составило 454 часа.

Харьягинское месторождение

В 1977 году при забое скважины 3797 м (проект 4100 м) в процессе проработки ствола скважины роторным способом произошло заклинивание буровой колонны посторонним предметом (металлом). При расхаживании колонны произошёл обрыв СБТ-140 по телу на глубине 230 м. После обработки «головы» оставленной колонны торцевыми фрезерами соединились колоколом с аварийным инструментом, вращением влево отвернулись ниже и закрепились «голым» концом за резьбовое соединение. После восстановления циркуляции колонна оказалась прихваченной, установили три нефтяные ванны (16,20 и 24 м³), которые не обеспечили освобождение колонны. Затем работа ВУК-172 также результатов не принесла. Поэтому было принято решение о торпедировании инструмента на глубине 3165 м, после чего бурение второго ствола в интервале 3107–4100 м. На ликвидацию аварии затрачено 1919 часов.

В 1979 году при забое скважины 3849 м (проект 4100 м) в процессе бурения с отбором керна произошёл слом буровой трубы ЛБТ-147 по телу. Причина аварии – преждевременный износ буровой трубы (уменьшение толщины стенки). В процессе разбуривания оставшейся части трубы торцевым фрезером и соединения колоколом с аварийной колонной произошло прилипание оставленного в скважине инструмента. После установки двух соляровых ванн (14 и 20 м³) колонна не освободилась. Авария ликвидирована нанесением осевых ударов при помощи ВУК-172. На ликвидацию аварии затрачено 576 часов.

В 2000 году произошёл дифференциальный прихват КНБК в высокопроницаемых отложениях песчаников среднего триаса при забое 1104 м во время отогрева пневмосистемы БУ. Установка кислотной ванны (4 м³) не привела к освобождению прихваченной колонны. Авария ликвидирована установкой цементного моста и забуриванием второго ствола с глубины 926 метров. Время ликвидации аварии составило 278 часов.

В 2000 году при проработке ствола скважины произошла поломка ниппельной части предохранительного переводника под ведущей трубой. Переводник новый, изготовлен в ЦБПО бурового предприятия. Из-за слома переводника произошёл полёт КНБК в скважину. После выполнения ловильных работ оставленная колонна оказалась прихваченной. Были установлены одна нефтяная (8 м³) и две кислотные ванны (по 4 м³). Однако прихваченная колонна не освободилась. Использование торпед типа ТДШ также не способствовало освобождению колонны. Далее произвели отворот в УБТС-229 мм, спустили ясс с установкой 120 м УБТ-203 над ним. После 70 ударов КНБК была освобождена. Время ликвидации аварии составило 105 часов.

В 2000 году при забое скважины 1053 метров упало давление на насосе. Долото было приподнято на 7 метров от забоя. Проводились ремонтные работы бурового насоса. Бурильная колонна не расхаживалась и не проворачивалась. В результате КНБК оказалась прихваченной под действием перепада давления между скважиной и пластом при нахождении в высокопроницаемых песчаниках среднего триаса. Авария ликвидирована установкой двух ванн (12 и 14 м³). Время ликвидации аварии составило 86,5 часов.

В 2000 году после углубления скважины до 1094 м долото было приподнято на 6 м от забоя. По причине выполнения ремонтных работ на устье скважины инструмент находился без движения в течение 30 минут, что привело к дифференциальному прихвату КНБК в высокопроницаемых песчаниках нижнего триаса. Установка нефтяных ванн (10 и 14 м³) и использование ясса не привели к освобождению колонны. В результате было принято решение об установке цементного моста и бурении второго ствола с глубины 827 м. Время ликвидации аварии составило 196 часов.

В 2000 году произошёл дифференциальный прихват в высокопроницаемых песчаниках триасовых отложений при наращивании инструмента при забое скважины 1004 м. Авария ликвидирована установкой двух нефтяных ванн (10 и 12 м³). Время ликвидации аварии составило 28 часов.

В 2001 году произошёл прихват в высокопроницаемых отложениях серпуховского подъяруса нижнего карбона (забой 1620 м) из-за несоответствия параметров бурового раствора ГТН. Авария ликвидирована извлечением бурильной колонны по частям до верхней границы прихвата (1541 м). Далее установка цементного моста и забуривание 2-го ствола с глубины 1499 до 1541 м. Попадание на «голову» инструмента, оставленного в скважине. Установка 2-го цементного моста в интервале 1541–1491 м. Бурение 3-го ствола в интервале 1491–1620 м. Время ликвидации аварии – 186 часов.

В 2001 году при забое 1639 м после двух проработок пробуренного интервала инструмент приподняли от забоя для очередного наращивания. После наворота очередной трубы бурильная колонна потеряла подвижность. Причина аварии – оставление инструмента в скважине без движения в высокопроницаемых пластах каменноугольных отложений. Авария ликвидирована после установки двух нефтяных ванн объёмами 8 и 15 м³. Время ликвидации аварии 23 ч.

На основании изложенного в этом разделе можно заключить, что дифференциальные прихваты являются достаточно распространённым и трудоёмким видом аварии в высокопроницаемых горных породах как терригенного, так и карбонатного состава. Опыт борьбы с дифференциальными прихватами

на Усинском и Харьягинском месторождениях подтверждает основные причины их возникновения (высокая проницаемость горных пород, оставление инструмента в скважине без движения, перепад давления в системе «скважина – пласт») и показывает, что основными методами ликвидации потери подвижности колонны труб на практике являются:

- установка жидкостных ванн;
- использование ударных механизмов;
- установка цементных мостов и забуривание вторых стволов.

Несмотря на успешность применявшихся методов, почему-то практические работники игнорируют использование гидроимпульсного способа ликвидации дифференциальных прихватов, отличающегося простотой реализации и оперативностью. Заслуживает также внимание кольматация высокопроницаемых пород непосредственно в процессе углубления скважины, которая отличается относительной простотой и достаточной эффективностью и не требует практически никаких дополнительных временных и материальных затрат. Однако многообразие горно-геологических условий бурения, которые могут значительно варьироваться не только на соседних площадях и месторождениях, но и на соседних скважинах, создаёт определённые трудности в эффективном использовании этого метода для предупреждения прихватов инструмента.

Поэтому необходимо дальнейшее совершенствование и разработка новых способов и методов предупреждения и ликвидации дифференциальных прихватов бурильного инструмента, в частности, кольматации проницаемых горных пород непосредственно в процессе бурения и гидроимпульсного способа.

3. Анализ опыта строительства скважин в условиях сероводородной агрессии

3.1. Общая характеристика сероводорода и его влияние на процесс строительства скважин

Сероводород (сернистый водород) – самый опасный и агрессивный природный газ с резким запахом тухлых яиц. По комплексности своего отрицательного влияния на всё окружающее (химическая агрессивность, коррозионное воздействие и токсичность) сероводород (H_2S) не имеет в природе аналогов. В результате своей агрессивности и токсичности сероводород значительно осложняет процесс строительства скважин и может привести к отравлению членов буровой бригады, взрывам и пожарам на буровых, загустеванию бурового раствора и ухудшению его свойств и параметров, интенсивной

коррозии бурового оборудования, бурильного инструмента и цементного камня. Например, согласно [100] на Астраханском ГКМ потери времени на борьбу с осложнениями при бурении в сероводородсодержащих горизонтах достигали 35–70 % от общего календарного времени строительства скважин. Сероводород встречается в пластовых флюидах нефтяных и газовых месторождений как в России, так и за рубежом.

Сероводород – бесцветный и горючий газ, имеющий плотность 1170 кг/м³, критическую температуру 100,4°C, критическое давление 8,89 МПа, температуру самовоспламенения 290°C.

Сероводород растворяется в воде при pH < 7, образуя сероводородную кислоту H₂S, при pH > 7 – гидросульфид-ионы HS⁻ и некоторое количество S²⁻, при pH > 11 – сульфид-ионы. Соотношение форм производных сероводородной кислоты при различном значении pH воды представлено в таблице 3.1 [31]. В 1 л воды при температуре 20°C и давлении 0,1 МПа растворяется 3,85 г H₂S. При повышении давления и температуры растворимость H₂S резко увеличивается. Например, при давлении 20 МПа и температуре 104°C растворимость H₂S составляет уже 340 г/л. Растворимость H₂S в органических растворителях значительно выше, чем в воде. В алифатических и ароматических углеводородах его растворимость составляет 5–20 г/л при 20–45°C.

Таблица 3.1 – Соотношение форм производных сероводородной кислоты

pH воды	Форма H ₂ S		
	H ₂ S, %	HS ⁻ , %	S ²⁻ , %
4	99,90	0,10	–
5	99,10	0,90	–
6	91,66	8,34	–
7	52,35	47,65	–
8	8,81	91,19	–
9	1,09	98,91	–
10	0,11	99,89	0,002

При попадании в буровой раствор на водной основе сероводород вызывает снижение его водородного показателя pH до 5–6, в результате чего свойства раствора резко изменяются. Происходит коагуляция бурового раствора, деструкция химических реагентов и т. п. Снижение pH объясняется тем, что сероводород при растворении в воде диссоциирует и образует слабую кислоту:



В зависимости от значения pH в растворе могут присутствовать как молекулярный сероводород, так и HS⁻ и S²⁻. Молекулярный сероводород существует в кислотной среде (pH < 7), а при росте pH сероводород переходит в бисульфидное

состояние, при дальнейшем увеличении рН (> 9,5) бисульфид превращается в растворимый сульфид и становится относительно безвредным. В случае обильного поступления сероводорода в глинистый раствор при рН примерно равном или меньше 7 в скважине образуются сгустки, обладающие высокой липкостью, которые могут стать причиной прихвата бурильного инструмента.

Сероводород поступает в буровой раствор в результате притока высокосернистого газа из разбуриваемых пород или постепенного разложения лигносульфонатов и органических добавок сульфатовосстанавливающими бактериями под действием высоких температур. Продуктами реакции является сероводород, углекислый газ и монооксид углерода. Для своевременного определения поступления или образования сероводорода в буровом растворе необходимо постоянно контролировать параметры промывочной жидкости.

Благодаря своей химической активности и агрессивности, первыми признаками поступления сероводорода в буровой раствор являются:

- понижение рН, снижение показателя тиксотропных свойств (сближение значений СНС за 1 и 10 мин);
- увеличение реологических и фильтрационных показателей свойств (увеличение условной вязкости и водоотдачи);
- изменение цвета раствора (раствор темнеет или приобретает тёмно-зелёную окраску);
- почернение бурильных труб, которое легко отмывается дизтопливом.

Для оперативного определения наличия сероводорода в растворе можно использовать фильтровальную бумагу, смоченную раствором ацетата свинца. В случае присутствия сероводорода в буровом растворе бумага чернеет из-за образования сульфида свинца.

Кроме этого, возможно применение другого оперативного метода. В колбу заливают 50–100 мл бурового раствора и разбавляют его водой в соотношении 1 : 2 или 1 : 3. Далее в колбу добавляют 10–15 капель водного раствора нитропруссиды натрия ($\text{Na}_2[\text{Fe}(\text{CN})_5\text{NO}] \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) и 5–10 капель 10 %-ного раствора гидроксида натрия (каустическая сода). При наличии сероводорода раствор приобретает фиолетовый цвет. Чем интенсивнее окраска, тем больше в растворе концентрация сероводорода.

Основным недостатком вышеописанных методов является то, что присутствие сероводорода в буровом растворе оценивается лишь после подъёма образовавшейся смеси на устье, что, естественно, исключает своевременную нейтрализацию сероводорода и снижение его негативного влияния на промывочные жидкости, буровое оборудование и инструмент.

Более надёжным способом обнаружения поступления сероводорода в буровой раствор является контроль за содержанием в нём сульфидов. Сульфиды в буровом растворе обычно обнаруживаются до вскрытия сероводородсодержащего пласта (примерно за 100 м), так как сероводород вследствие диффузии может проникать в вышележающие пласты. Появление сульфидов в буровом растворе в достаточно высокой концентрации (50–100 мг/л) служит сигналом о приближении к сероводородсодержащему пласту. Это позволяет на малоизученных площадях своевременно принимать меры по химической обработке буровых растворов при бурении скважин в условиях сероводородной агрессии. Анализ, особенно количественный, желательно выполнять в стационарных условиях, для чего необходимо оборудовать в буровой компании лабораторию. Особых условий для этого не требуется.

Согласно ряду исследований [15, 18, 34, 52, 65, 80 и др.] установлено, что в условиях сероводородной агрессии наблюдается интенсивная коррозия цементного камня, сопровождаемая деструктивными процессами. По данным А. И. Булатова, цементный камень может быть полностью разрушен менее чем через год. При этом сероводород разрушает не только тампонажный камень, но и металл обсадных колонн, что, естественно, может привести к нарушению герметичности конструкции скважины и возникновению ряда осложнений и аварий.

Сероводород, поступивший в буровой раствор, вызывает разрушение инструмента и оборудования в результате водородного охрупчивания и электрохимической коррозии [24, 50, 54, 95 и др.]. Современное представление о влиянии сероводорода на электродные реакции основаны на предположении образования промежуточных соединений металл-сероводород, ускоряющих протекание электрохимических реакций. Образование нефазового хемосорбированного катализатора Fe (HS) на поверхности металла и прочная связь атомов железа с серой приводят к ослаблению связи между атомами металла, что облегчает их позицию. Большое значение в процессе сероводородной коррозии имеют продукты общей формулы Fe_xS_y , которые являются катодом по отношению к стали, образуя с ней гальваническую пару. Основная опасность воздействия сероводородсодержащих сред заключается в сопутствующем общей коррозии усилении наводороживания стали, приводящем к охрупчиванию металла и коррозионному растрескиванию оборудования и инструмента. Процесс водородного охрупчивания происходит при условии напряжённости металла (внутреннее давление, сжимающие и растягивающие нагрузки и др.). При этом разрушение в среде сероводорода наступает в результате хрупкости металла без каких-либо признаков коррозии. Подобные разрушения металла были обнару-

жены при проводке скважины № 3 на месторождении Лак (Франция). На этой скважине вышли из строя тридцать замковых соединений после контакта с сероводородом в течение 48 ч. Во всех разрушенных соединениях имелись продольные и поперечные трещины, которые являлись результатом водородного охрупчивания. При этом не отмечено никаких признаков коррозии труб и замков. Похожий случай произошёл при бурении скважины № 91 на месторождении Уртабулак, где произошёл обрыв бурильной трубы из стали марки Р-110. Визуальный осмотр показал, что причиной обрыва явилось хрупкое разрушение, характерное для сульфидного растрескивания. Вследствие водородного охрупчивания стали при поломках труб характерно образование вокруг зоны основного разрыва обширной сети «кружевообразных» трещин произвольной зоны. Ни при каком другом виде разрушения не образуется сеть таких разветвлённых трещин, как при таких поломках. Это позволяет устанавливать причины поломки труб, даже если неизвестны условия, в которых произошло разрушение. Таким образом, при вскрытии пластов с высоким содержанием сероводорода следует опасаться разрушения металла. Особенно опасным является водородное расслоение и растрескивание, возникающее на отдельных участках, в то время как остальная поверхность остаётся неповреждённой.

Следует отметить, что согласно [45] сероводород, поступивший в буровой раствор, способствует сокращению срока службы долот, вызывая их преждевременный износ, несмотря на относительно малое время работы породоразрушающего инструмента на забое скважины (в среднем около 1–3 суток). Аналогичные выводы сделаны в работе [63], в которой указывается, что в результате практически полной нейтрализации сероводорода в буровом растворе показатели отработки долот улучшились.

Таким образом, в этом разделе показано, что сероводород негативно влияет на процесс бурения, в результате чего происходит удорожание стоимости буровых работ и увеличение календарного времени строительства скважин, появляется возможность отравления членов буровой бригады и др. Несмотря на актуальность вопроса о влиянии сероводорода на свойства и характеристики буровых и тампонажных растворов, оборудования и инструмента, объём информации об исследованиях в этой области сравнительно невелик, что требует развития уже существующих и разработки новых технологий безопасной и качественной проводки скважин в условиях сероводородной агрессии.

3.2. Содержание сероводорода в пластовых флюидах площадей и месторождений России

В последнее время резко увеличилось число разведанных месторождений сероводородсодержащих газов и нефтей как в России, так и за рубежом. Разведанные запасы газов, содержащих сероводород, на месторождениях РФ к настоящему времени по категориям А + В + С составляют более 10 % общих запасов природного газа по стране. По данным А. А. Перейма [80], в РФ (2009 г.) открыто 162 месторождения с содержанием сероводорода в газе. Отдельные месторождения, как в России, так и странах ближнего зарубежья, содержат в своём составе значительное количество сероводорода, например, Астраханское газоконденсатное в РФ, Тенгизское и Жанажолское в Западном Казахстане и др. При этом с ростом глубины бурящихся скважин расширяются перспективы открытия новых месторождений сероводородсодержащих газов и нефтей.

В таблице 3.2 согласно [15, 31] представлено содержание сероводорода и углекислого газа в природном газе на отдельных месторождениях и площадях России.

Таблица 3.2 – Содержание H_2S и CO_2 в природном газе месторождений

Месторождение (площадь)	Содержание H_2S и CO_2 в природном газе (в % по объёму)	
	H_2S	CO_2
Саратовское	6,3	–
Исимовское	6,4	–
Оренбургское	4,7–5,5	< 3
Астраханское ГКМ	18–25	14
Ишимбайское	5–10	1,5–3,0
Тенгиз	25	3
Дезинкул	25	3
Уртабулак*	5,5	4,8

Примечание – * в пластовой воде при $pH = 6$ и t на устье $45^\circ C$, общая минерализация 216,5 мг/л.

Астраханское газоконденсатное месторождение расположено в юго-западной части Прикаспийской впадины (Прикаспийская НГП), в 60 км к северо-востоку от Астрахани. Добыча ведётся с глубины 4100 м. Приурочено к центральной, наиболее приподнятой части Астраханского свода. Запасы оцениваются в 2,5 трлн m^3 газа и 400 млн т конденсата с высоким содержанием сероводорода (25 %) и углекислого газа (14 %). При годовой добыче в 12 млрд кубометров запасов газа в месторождении хватит на сотни лет.

Месторождение Тенгиз расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В интервале 4050–4091 м на скв. 1 из подсолёвых отложений, в интервале 4860–4780 м на скв. 2 при испытании трубным испытателем пластов

получены притоки сернистой нефти. Температура в скважине на глубине 4000 м составляла 106°C, на глубине 5000 м – 117°C, пластовое давление 80–85 МПа, газовый фактор до 520–600 м³/сут. Согласно [15] в пластовом флюиде содержалось до 24–25 % сероводорода и 3,2 % углекислого газа.

На Оренбургском ГКМ газоносными являются пермские (два объекта) и каменноугольный (один объект) отложения. Третий эксплуатационный объект выделен в верхнем С₃ и среднем С₂ карбоне. Арчинско-среднекаменноугольная толща сложена переслаиванием карбонатных пород различного состава с прослойками мергелей и реже глин. На площадях Оренбургского ГКМ содержание сероводорода составляет до 5,5 % и углекислого газа до 3 % от объёма. Содержание Н₂S не остаётся постоянным при рассмотрении объекта по зонам.

Значительное содержание сероводорода отмечено на площадях и месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП). В работе [11] (1983 г.) предлагается всю территорию ТПНГП по содержанию сероводорода в пластовых флюидах разделить на три группы:

1. Площади с содержанием сероводорода в пластовых флюидах более 5 % объёмных: Лемвинская, Усть-Лемвинская и Северо-Усть-Лемвинская. Все эти площади расположены на юго-восточной окраине Косью-Роговской впадины. Также к этой группе можно добавить Юрвожскую структуру.

2. Площади с содержанием сероводорода в пластовых флюидах от 5 до 1 % объёмных: Кочмесская, Интинская, Берганты-Мыльская и Ярвожская (Косью-Роговская впадина, кроме её восточной и южной окраин).

3. Площади с содержанием сероводорода в пластовых флюидах менее 1 % объёмных: Кожимская (южная оконечность Косью-Роговской впадины), Возейская, Усинская, Харьягинская, Северо-Харьягинская, Южно-Харьягинская (южная часть Колвинского мегавала). Такая же сероводородность характерна для площадей Шапкино-Юрьяхинского вала и примыкающей к нему западной окраине Денисовской впадины, гряды Сорокина, Хорейверской и Верхне-Печорской впадины.

В дальнейшем (1998 год) в работе [66] приведены результаты определения содержания сероводорода в добываемой продукции ТПНГП, выполненные Управлением «Экология» ОАО НК «Коми ТЭК». Отбор проб осуществлялся аттестованной лабораторией ООО Предприятие «Наука» (г. Усинск), имеющей аккредитацию на определение содержания сероводорода в атмосферном воздухе и добываемой продукции в фазах нефть, попутный газ, пластовая вода. В период исследований было отобрано:

- 46 проб нефти и нефтяной эмульсии;

- 38 проб пластовой воды;
- 86 проб попутного газа.

Отбор проб производился на 11 месторождениях (18 залежах) ТПНГП: Ардалинское; Харьягинское; Верхне-Возейское; Возейское (пермокарбоновая, северная, уфимская, западная среднедевонская и южная залежи); Усинское (пермокарбоновая, среднедевонская и фаменская залежи); Сандивейское; Салюкинское; Вейкшорское; Баганское; Южно-Баганское; Рогозинское. Ардалинское и Харьягинское месторождения расположены в Ненецком автономном округе, остальные – Усинском районе.

Плотность добываемой нефти на Ардалинском месторождении при 20°C колеблется от 847 до 888 кг/м³, пластовая температура 89°C, температура застывания нефти 11–22°C, температура плавления парафина 49–53°C. После подготовки на Ардалинском месторождении в нефтепровод до Харьягинского трубопроводного терминала поступает товарная нефть плотностью 840 кг/м³ с возможным содержанием попутного газа в объёме 0,78–1,59 м³/т. Остаточной воды в потоке не зафиксировано. В добываемой и транспортируемой нефти сероводород отсутствует. В попутном добываемом газе зафиксирован сероводород в количестве 0,0560 г/м³.

Проектом разработки Харьягинского месторождения определено шесть объектов эксплуатации. Однако в настоящее время добыча нефти ведётся на объектах I, IV, V, VI. Объекты II, III не введены в эксплуатацию из-за содержания в продукции скважин значительного количества H₂S (до 2,5–4,0 % мас. в попутном газе). Транспортируемая смесь содержит до 130–135 м³/т газа. В связи с высокой температурой застывания нефти, обусловленной значительным содержанием парафиновых углеводородов, её нагревают перед закачкой в нефтепровод до 40–70°C. В добываемых нефти и попутном газе обнаружено присутствие H₂S в количестве от 1,32 до 5,48 мг/л и 1,93–3,22 г/м³ соответственно.

В добываемой нефти Верхне-Возейского месторождения обнаружено до 31 мг/л сероводорода, в попутном газе – до 8,41 г/м³. Добываемый попутный газ осушается и очищается с помощью установки по сероочистке, при сбое которой газ сжигается на факелах.

Плотность добываемой нефти Возейского месторождения (пермокарбоновая залежь) при 20°C составляет 970 кг/м³, вязкость при 20°C – 4000 МПа · с, температура начала кипения – 109°C. Добываемая нефть содержит в своём составе до 4,25 мг/л H₂S, пластовая вода – 2,36–2,68 мг/л. Попутный газ полностью сжигается на факеле ввиду значительного содержания H₂S (до 4,67 г/м³).

Нефть Возейского месторождения (северная залежь) лёгкая, маловязкая, среднепарафинистая, малосернистая. Добываемая нефть содержит в своём составе от 1,9 до 10,33 мг/л сероводорода, попутного газа – 2,45–4,57 г/м³.

В добываемой продукции Возейского месторождения (уфимская залежь) во всех фазах содержится сероводород:

- в газе – 9,81 г/м³;
- в нефти – 13,6 мг/л;
- в воде – 68,86 мг/л.

Аномальными параметрами нефти Возейского месторождения (западная среднедевонская залежь) является значительное содержание парафинов, плюсовая температура застывания (до +19°C). Нефть западной залежи обладает высоким газовым фактором (около 237 м³/т). Добываемая продукция содержит во всех фазах сероводород:

- в газе – 1,48–1,49 г/м³;
- в нефти – 4,78–13,74 мг/л;
- в воде – 1,7–28,97 мг/л.

Нефть Возейского месторождения (южная среднедевонская залежь) лёгкая, маловязкая, среднепарафинистая, малосернистая. В добываемой продукции H₂S содержится в пластовой воде в количестве 6,9 мг/л, газе – 0,061 г/м³.

Нефть Усинского месторождения среднедевонской и фаменской залежей характеризуется как лёгкая, маловязкая, парафинистая, смолистая, сернистая. Добываемая продукция содержит во всех фазах сероводород:

- в газе – 0,018–3,52 г/м³;
- в нефти – 71,4 мг/л;
- в воде – 6,9 мг/л.

Нефть пермокарбонной залежи Усинского месторождения относится к тяжёлым, высокопарафинистым, высокосмолистым, сернистым и высокосернистым. Газ после сепарации сжигается на факеле, так как содержит значительное количество кислых коррозионно-активных газов, в том числе до 11,05 мг/л сероводорода. В летний период часть газа утилизируется.

Продукция скважин Вейкошорского месторождения содержит сероводород во всех фазах:

- нефть – 53,6 мг/л;
- вода – 12 мг/л;
- газ – 5,67 г/м³.

В попутном добываемом газе Сандивейского месторождения содержится сероводород, поэтому газ сжигается на факеле. Количество сероводорода в газе составляет 5,67 г/м³.

Продукция скважин Салюкинского месторождения содержит сероводород во всех фазах:

- нефть – до 5,1 мг/л;
- газ – 2,3 г/м³;
- вода – 5,44 мг/л.

Сероводород в продукции скважин Рогозинского месторождения не обнаружен. Добываемый попутный газ используется на собственные нужды в печах подогрева. Добываемая нефть в сыром, неподготовленном виде перекачивается по межпромысловым нефтепроводам, что не позволяет включать поток в магистральный нефтепровод.

Содержание сероводорода в добываемой продукции, транспортируемой по межпромысловому нефтепроводу «Харьяга – Головные сооружения «Уса», показано в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Структура потока и характеристика НГВС, перекачиваемых по нефтепроводу «Харьяга – Головные сооружения «Уса» (1998 г.)

Наименование месторождения	Содержание в потоке					
	воды, %	парафинов, %	газов, м ³ /т	сероводорода в фазах, мг/л		
				газ	нефть	вода
Ардалинское	Отс.	17,0	До 1,6	0,056	Отс.	Отс.
Харьягинское	19,7	17,0	8,147	0,02	Отс.	Нет данных
Смесь Сев. Возейского, Усинского, Сандивейского, Салюкинского, Веякшорского, Баганского, Юж. Баганского, Рогозинского	5	17,0	3,17	2,2	8,6	Нет данных
Верхне-Возейское	4,9	4,0	0,8	4,45	17,62	151,4
Возейское:						
▪ уфимская залежь	70,0	5,0	1,3	9,81	13,6	68,86
▪ западная залежь	45,9	9	7,5	1,48	Нет данных	17,21
▪ смесь нефтей уфимской и западной залежей	1,6	6	2,835	1,49	13,74	28,97
▪ пермокарбонатная залежь	4,7	3,3	5,05	4,63	4,25	68,86
▪ среднедевонская южная залежь	1,9	-	6,288	0,43	19,82	10,45
Вход на УПН	8	11,6	10	3,52	26,48	69,16

На Головные сооружения «Уса» поступает смесь эмульсий газонасыщенных нефтей, содержащая H₂S в количестве 99,16 г/м³, в том числе в фазах:

- газ – 3,52 г/м³;
- нефть – 26,48 мг/л;
- вода – 69,16 мг/л.

Наибольшее количество сероводорода обнаружено в фазе нефть следующих месторождений и залежей:

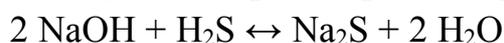
- до 71,4 мг/л – в нефти Усинского месторождения;
- до 53,6 мг/л – в нефти Веякошорского месторождения.

Приведённые в работе [66] результаты не дают полного представления о содержании H_2S в пластовых флюидах ТПНГП, т. к. исследования выполнены лишь только на тех площадях и месторождениях, с которых добываемая продукция транспортировалась по нефтепроводу «Харьяга – Головные сооружения «Уса» в 1998 г. Остальные же площади и месторождения ТПНГП, содержащие в своих недрах сероводород, не были затронуты исследованиями.

Представленная в работе [11] классификация по содержанию сероводорода в пластовых флюидах ТПНГП уже устарела (1983 г.), так как за счёт доразведки, поискового и разведочного бурения на уже изученных и новых площадях и месторождениях провинции выявлен ряд перспективных залежей пластовых флюидов, содержащих в своём составе значительное количество сероводорода. Например, Баяндыское, Восточно-Ламбейшорское, Северо-Ипатское месторождения, содержащие в нефти до 15,3 % об. сероводорода. Таким образом, в этом разделе установлено значительное содержание сероводорода на многих площадях и месторождениях России, в том числе и в недрах Тимано-Печорской провинции. Все это определяет необходимость применения специальных технологий ведения буровых работ в условиях сероводородной агрессии с целью более качественной, безаварийной и безопасной проводки скважин.

3.3. Методы и технологии нейтрализации сероводорода в буровых растворах

Достаточно распространённым способом нейтрализации сероводорода является поддержание высокой щёлочности бурового раствора [22, 94 и др.]. При высокой концентрации каустика сероводород нейтрализуют по схеме:



На рисунке 3.1 показано соотношение между содержанием сероводорода, гидросульфид-иона и сульфид-иона в буровом растворе в зависимости от величины pH. При $\text{pH} > 9$ будут преобладать ионы HS^- и S^{2-} , которые содержатся в жидкости в виде растворимых солей, имеющих низкую токсичность. Однако нет никаких гарантий, что щёлочность бурового раствора, особенно в зоне поступления газа, будет достаточной для нейтрализации всего поступающего сероводорода. Расчёты, представленные в работе [22], показывают, что при поступлении в водный раствор гидроксида натрия с $\text{pH} = 9$ около 0,2 л сероводорода на 1 м³ раствора его pH падает до 7.

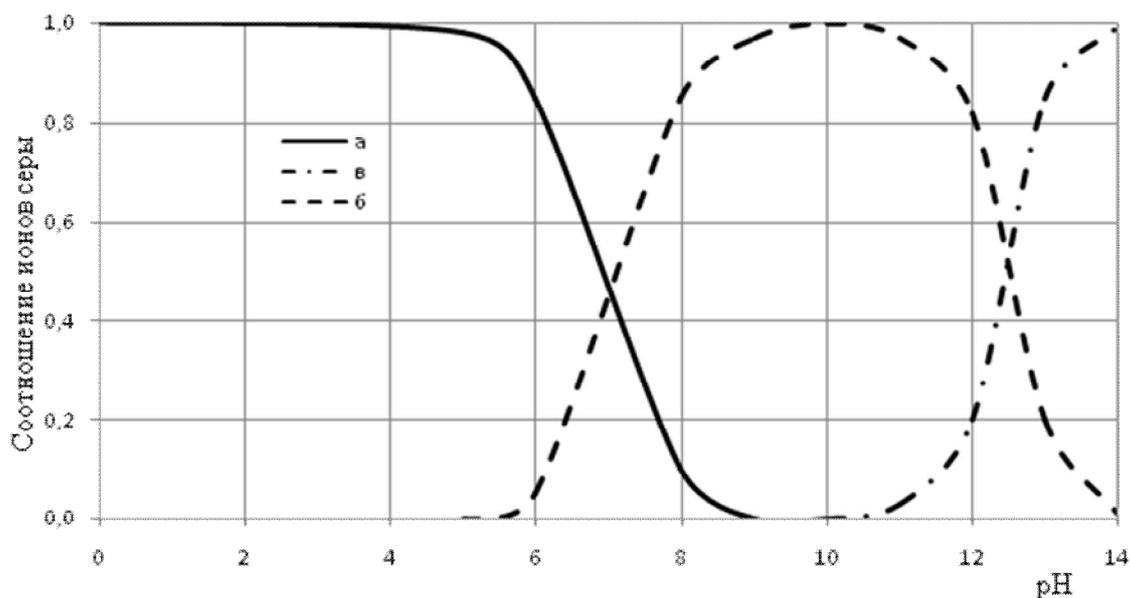


Рисунок 3.1 – Зависимость соотношения ионов серы в буровом растворе от величины pH (а – H₂S; б – HS⁻; в – S²⁻)

Наряду с использованием буровых растворов с высоким показателем pH большое распространение в условиях сероводородной агрессии получили реагенты-нейтрализаторы, добавляемые непосредственно в буровой раствор. Несмотря на значительное число исследований в этой области, проблема интенсификации процесса связывания сероводорода в буровых растворах продолжает оставаться актуальной.

Согласно [19] нейтрализаторы, связывающие сероводород в водонерастворимые сульфиды, распределяются на следующие группы:

1. Карбонаты тяжёлых металлов.
2. Оксиды железа.
3. Водорастворимые соли тяжёлых металлов.
4. Реагенты-окислители.
5. Органические реагенты.

Карбонаты тяжёлых металлов как нейтрализаторы сероводорода начали использовать ещё с середины прошлого столетия. По комплексу нейтрализующих сероводород факторов наиболее целесообразными оказались: карбонат меди, карбонат цинка (Mil-Gart, Varacor) и карбонат железа (сидерит).

Одним из первых карбонатов тяжёлых металлов, использованных для нейтрализации сероводорода, был основной карбонат меди – CuCO₃ · Cu(OH)₂, применение которого началось в США в 1964 г. При реакции этого реагента с сероводородом получается нерастворимый в воде и кислотах чёрный сульфид меди. Однако во влажном состоянии в воздухе он легко окисляется до сульфата

меди, растворимого в воде. Кроме того, в растворах возможно осаждение меди на бурильных трубах и вследствие образования микрогальванопор наблюдается резкая интенсификация коррозии стали. По этим причинам он не нашёл широкого применения для нейтрализации сероводорода в буровых растворах.

Другой карбонат, успешно использовавшийся для связывания сероводорода – основной карбонат цинка ($2\text{ZnCO}_3 \cdot 3\text{Zn}(\text{OH})_2$), который был разработан фирмой «Milchem» и получил товарное наименование «Mil-Gart». Взаимодействуя с сероводородом, карбонат цинка образует нерастворимый в воде сульфид как в кислых, так и в щелочных растворах. По активности цинк стоит левее железа, поэтому не является по отношению к нему анодом и не будет увеличивать скорость коррозии стали. В этом отношении карбонат цинка явно превосходит основной карбонат меди. Применение основного карбоната цинка наиболее эффективно при удалении небольших количеств сульфидов из буровых растворов с высоким рН, в которых скорость реакции его с сульфидами очень высока. К недостаткам следует отнести коагулирующее воздействие на буровые растворы.

Для нейтрализации сероводорода в работах [8, 51] предлагается использовать сидерит, который представляет собой железную руду с содержанием 66–69 % карбоната железа FeCO_3 . При использовании сидерита буровой раствор сохраняет приемлемые для практики бурения структурно-механические свойства, практически не обладает ферромагнитными свойствами, ускоряющими процесс коррозии. Сидерит недефицитен и имеет невысокую стоимость. Всё это выгодно отличает данный способ нейтрализации сероводорода. Основным недостатком сидерита – малая поглотительная способность по сравнению с другими нейтрализаторами (диоксид марганца, Ironite Sponge, ЖС-7, СНУД). Однако, благодаря комплексному действию сидерита (нейтрализатор сероводорода и утяжелитель), при бурении поддерживается постоянная готовность раствора к возможному проявлению сероводорода. Кроме этого, благодаря своей хорошей кислоторастворимости, сидерит способствует восстановлению проницаемости продуктивного пласта при соответствующей кислотной обработке.

Оксиды железа (гидраты железа) используются для очистки газов от сероводорода уже более 100 лет. К этой группе относятся реагенты на базе гематита и магнетита: ЖС-7, Ironite Sponge, СНУД, пористый магнетит, ЖРК, Икимсо-ТМ и другие.

«ВолгоградНИПИнефть» предложил реагент ЖС-7 (железный сурик), состоящий из 95 % окиси железа Fe_2O_3 , который имеет довольно высокую поглотительную способность сероводорода. Однако вследствие большого количества в ЖС-7 водорастворимых солей (до 3–5 %) реагент оказывает коагулирующее воздействие на глинистые буровые растворы, особенно неингибированные. Вслед-

ствие коагулирующего влияния на глинистые растворы предельная концентрация ЖС-7 в пресных буровых растворах на водной основе составляет 100 кг/м³. Путём дополнительной обработки раствора щёлочью можно увеличить этот предел до 300 кг/м³. Во многих случаях это может оказаться недостаточным для полной нейтрализации сероводорода, особенно в глинистых растворах.

В США разработан эффективный реагент для нейтрализации сероводорода, имеющий торговое название Ironite Sponge, и довольно высокую стоимость (около 2500 долларов за тонну). В кислой среде ($\text{pH} < 7$) Ironite Sponge вступает в реакцию с сероводородом с образованием пирита (FeS_2), в слабощелочной среде ($\text{pH} = 8 - 10$) реакция между Ironite Sponge и сероводородом протекает с образованием сульфида железа (FeS) и элементарной серы (S).

При сравнении поглотительной способности в кислой среде ($\text{pH} < 7$) Ironite Sponge более эффективен, чем нейтрализаторы ЖС-7, СНУД, сидерит, гематит. Однако при увеличении pH до 9 (щелочная среда) результаты исследований кардинально меняются, то есть поглотительная способность Ironite Sponge резко снижается. Например, при увеличении pH раствора с 4 до 9 поглотительная способность реагента снижается в 20 раз. Кроме этого, обычно для эффективной нейтрализации сероводорода требуется увеличение концентрации Ironite Sponge, что, естественно, влечёт за собой значительное удорожание буровых работ и снижение их технико-экономических показателей.

Во «ВНИИКРнефти» был предложен утяжелитель-нейтрализатор сероводорода на основе природного оксида железа (магнетита), получивший название СНУД. Как нейтрализатор сероводорода СНУД уступает ЖС-7, Ironite Sponge, ВНИИТЬ-1 (техническая двуокись марганца). Однако вторая функция СНУД (утяжеление раствора) позволяет за счёт высокой реально достижимой концентрации (до 1200 кг/м³) не только повысить плотность до 2000–2200 кг/м³, но и значительно увеличить сероводородно-поглотительную способность бурового раствора. Основным недостатком СНУД является то, что его нейтрализующая способность значительно зависит от pH раствора и при увеличении pH с 4 до 7 снижается в 5 раз [100].

Пористый магнетит, представленный в работе [100], реагирует с молекулярно растворённым, диссоциированным и газообразным сероводородом. При взаимодействии с растворённым и диссоциированным сероводородом в диапазоне значений $\text{pH} = 4 - 12$ реагент имеет довольно высокую поглотительную способность [100]. По нейтрализующей способности пористый магнетит уступает лишь Ironite Sponge и ВНИИТЬ-1. Основным недостатком пористого маг-

нетита является низкая скорость нейтрализации сероводорода, которая продолжает замедляться с ростом рН.

Железорудный титаномагнетитовый концентрат (ЖРК) Качканарского горно-обогатительного комбината включает в себя 87–88 % магнетита, 2 % ильменита, по 1–3 % оксидов магния, кальция, алюминия, ванадия, титана и около 1 % кварца (патент РФ № 2071971). Достоинством ЖРК является его высокая кислоторастворимость. К недостаткам следует отнести его отрицательное влияние на реологические свойства суспензий (сильное загущение раствора), что приводит к нерациональному использованию гидравлической энергии в циркуляционной системе буровой установки и неоправданно высокому расходу реагентов-разжижителей.

Титаномагнетитоапатитовый концентрат (товарное название «Икимсо-ТМ») представляет собой порошок чёрного цвета и содержит в своём составе: оксиды железа – Fe_2O_3 и FeO до 80 %, оксид титана – TiO_2 до 19 %, оксид магния – MgO до 1 % и оксид фосфора – P_2O_5 не менее 0,2 % (Патент РФ № 2088627). Таким образом, Икимсо-ТМ отличается от ЖРК Качканарского горно-обогатительного комбината наличием апатита, характеризуемого содержанием P_2O_5 . Анализ результатов исследований разработчиков показывает, что при использовании Икимсо-ТМ с незначительным количеством апатита имеет место резкое загущение бурового раствора. Если же содержание апатита в Икимсо-ТМ, контролируемое по концентрации P_2O_5 , возрастает, то загущающий эффект резко падает. Критическим является содержание апатита в ТМА, эквивалентное концентрации P_2O_5 , равной 0,2 %. Основным недостатком нейтрализатора – резкое уменьшение поглотительной способности с увеличением рН.

Водорастворимые соли тяжёлых металлов (хлорид железа, хлорид цинка и другие) имеют узкую область применения из-за их коагулирующего действия на глинистые буровые растворы и невозможностью получения достаточно высокой концентрации этих солей. Кроме этого, одним из основных недостатков солей тяжёлых металлов является то, что их реакции с сероводородом обратимы, так как образующиеся сульфиды растворимы в кислотах. Поэтому соли тяжёлых металлов рекомендуют использовать только при бурении с использованием технической воды. Например, на Узеньском месторождении опробован метод химического связывания сероводорода хлорным железом непосредственно в пласте (разработчики – Уфимский нефтяной институт и Узеньское УБР). При бурении скважин на Узеньском месторождении в интервале 60–130 м в третичных отложениях, сложенных трещиноватыми известняками, происходит полное поглощение бурового раствора, сопровождающееся

выделением сероводорода на устье скважины. Предложенная технология бурения в этих отложениях основана на химическом связывании H_2S непосредственно в пласте для предотвращения выхода его в скважину и закупорки трещин в пласте продуктами реакции. Технология метода заключается в следующем. Бурение начинается с использованием технической воды (вместо бурового раствора) с добавлением в неё 0,2–0,4 % хлорного железа. После вскрытия первого поглощающего горизонта на глубине 60–65 м бурение продолжается без выхода циркуляции на поверхность, а содержание хлорного железа в воде поддерживается в пределах 0,1–0,2 %. При этом с устья буровой кольцевое пространство дополнительно орошается технической водой с содержанием 0,2–0,4 % хлорного железа. Описанный метод позволил исключить поступление H_2S в скважину.

Реагенты-окислители как нейтрализаторы сероводорода применяются достаточно давно. К наиболее эффективным нейтрализаторам этой группы относятся: перекись водорода, хроматы цинка, техническая двуокись марганца (диоксид марганца или ВНИИТБ-1).

Диоксид марганца представляет собой отходы производства никотиновой и аскорбиновой кислот при следующей массовой доле компонентов: 60–65 % MnO_2 , 3–5 % KOH , 30–37 % влаги. Основным нейтрализующим веществом является MnO_2 . Исследования [50] показали, что выделение технической двуокиси марганца в хлоркальциевом растворе при полной нейтрализации сероводорода улучшает его свойства: снижается вязкость, что способствует лучшей очистке забоя и увеличению механической скорости бурения; уменьшается показатель фильтрации и толщина фильтрационной корки, что исключает возможность прихвата; не изменяется плотность раствора и стабилизируется рН среда.

Согласно [50] в растворах на глинистой основе наиболее эффективны поглотители на основе окислов марганца (типа MnO_2), в солегелевых растворах – ТМО (титаномагниевого отходы), в известково-битумных растворах – КОФ (кубовый остаток фурфуrola).

Основным недостатком двуокиси марганца и других реагентов-окислителей является то, что они способны увеличивать, особенно при высокой температуре, термоокислительную деструкцию органических реагентов, вследствие чего значительно увеличивается показатель фильтрации и снижается рН буровых растворов. Кроме этого, при увеличении рН с 4 до 9 поглотительная способность двуокиси марганца уменьшается в 1,5 раза.

Органические реагенты-нейтрализаторы. В Уфимском нефтяном институте для связывания сероводорода были предложены соединения класса

1,3-диоксицикланов (реагент Т-66 и Т-80). Растворимость в воде – до 90 %, хорошо растворяется в органических растворителях. Реагент Т-66 (Т-80) улучшает смазывающие свойства технической воды, является высокоэффективным пеногасителем. Реагент Т-66 (Т-80) и образующиеся при взаимодействии его с сероводородом продукты реакции являются ингибиторами коррозии (степень защиты – 70–85 %). При увеличении температуры скорость реакции сероводорода с Т-66 (Т-80) значительно увеличивается (в кислой среде). В среднем принято считать (для условий Астраханского ГКМ), что 1 г Т-66 поглощает 50 мг сероводорода. Основными недостатками применения реагента Т-66 (Т-80) являются:

- очень сильная зависимость скорости реакции от содержания H_2S ;
- реакция протекает только в кислой среде при $pH = 3 - 5$;
- отсутствие достаточно надёжного способа определения концентрации реагента в буровом растворе;
- малая поглотительная активность.

Однако, с учётом полифункциональности Т-66 (Т-80) он может быть использован как вспомогательный нейтрализатор сероводорода.

В работе [84] представлены результаты исследований, в которых предлагается использовать отходы сернокислого производства Мелеузовского химкомбината – пиритовые огарки (ПО), которые использовались для бурения глубоких скважин на Беркутовской площади в условиях АВПД. Обладают малой поглотительной способностью, значительно уступая Ironite Sponge, двуокиси марганца и ЖС-7. ПО наиболее эффективны в кислой среде, т. е. при $pH < 7$.

В «БашНИПИнефти» [63] проведены экспериментальные исследования и опробован в промысловых условиях сероводороднейтрализующий реагент под техническим названием «Сульфинан» (ТУ 113-04-04-188-83), относящийся к классу сераорганических соединений. Он хорошо растворим в воде, не горюч и не токсичен. Сульфинан обладает бактерицидными свойствами, в результате чего обеспечивает стабильность фильтрационной и вязкостной характеристик бурового раствора в течение 28 суток. В результате проведённых исследований установлено, что добавки Сульфинана вызывают у буровых растворов снижение pH , что является основным недостатком этого реагента.

В АО «ВНИИГРИ» были проведены дополнительные исследования по изучению степени связывания сероводорода различными нейтрализаторами. Основным критерием оценки эффективности реагента при взаимодействии с сероводородом принималась величина поглотительной способности, зависящая от природы поглотителя, условий равновесия и скорости протекания процесса. Установлено, что реакционная способность большинства поглотителей серово-

дорода зависит от величины рН раствора. При повышении рН раствора от 4 до 11 происходит снижение поглотительной способности реагентов в следующей последовательности: ВНИИТЬ-1 > ПО-4 > ЖС-7 > Ironite Sponge > магнетит > гематит. Введение глины в раствор в количестве 10 % способствует ещё большему снижению поглотительной способности [93].

Эффективность отдельных нейтрализаторов сероводорода, представленная в работе [94], в зависимости от величины рН бурового раствора показана в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Эффективность нейтрализаторов в зависимости от рН

Наименование нейтрализатора	Поглотительная способность добавки, мг/г, при рН			
	4,0	7,0	8,0	9,0
Ironite Sponge	661	90	-	31
Гематит	-	-	-	29
ЖС-7	287	140	-	55
Оксид цинка	128	35	29	46
ВНИИТЬ-1	523	-	-	313

Многообразие разработанных реагентов-нейтрализаторов в нашей стране и за рубежом свидетельствует, с одной стороны, о значительной потребности в надёжных реагентах при ведении буровых работ, а с другой – о недостаточном соответствии существующих реагентов современным требованиям технологии бурения в условиях сероводородной агрессии. Практически ни один из разработанных в настоящее время нейтрализаторов не удовлетворяет в полной мере всем требованиям, предъявляемым к ним технологий и экономикой бурения.

Однако разработка новых реагентов с высокой химической активностью по отношению к сероводороду и хорошей совместимостью с буровыми растворами, образующих стабильные продукты при взаимодействии с H_2S и имеющих достаточно широкую сырьевую базу и недорогостоящих, на ближайший период, по-видимому, не является реальной задачей. Поэтому основное внимание должно быть сосредоточено на более рациональном использовании имеющихся реагентов и создании рецептов эффективных буровых растворов для бурения скважин в условиях сероводородной агрессии. При этом ранее отмечалось о превращении сероводорода в относительно безвредные соединения при повышенном значении рН раствора (11,5–12,5). Таким образом, необходимо разработать рецептуру высокощелочного бурового раствора и исследовать его свойства для более качественного, надёжного и безопасного строительства скважин в условиях сероводородной агрессии.

3.4. Применение бактерицидов в бурении для борьбы с биогенным сероводородом

Согласно ряду исследований [10, 61, 89 и др.] установлено, что при бурении скважин и заводнении нефтяных пластов происходит внесение в пласт микроорганизмов различных физиологических групп, содержащихся в буровых растворах и закачиваемой воде. При этом в призабойных зонах скважин и продуктивном пласте формируется биоценоз, в состав которого входят различные виды микроорганизмов, в том числе сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ), продуцирующие в результате своей деятельности сероводород. Это в свою очередь приводит к интенсивной коррозии оборудования и инструмента, снижению приёмистости скважин, ухудшению фильтрационных характеристик горных пород, уменьшению нефтеотдачи продуктивных пластов за счёт закупорки коллектора скоплениями живых и мёртвых бактериальных клеток и продуктов их жизнедеятельности (осадки кальция, серы, магния, железа; слизь и полисахаридные биообразования и т. п.). Основной причиной загрязнения нефти сероводородом являются СВБ, ответственные за восстановление сульфатов до сероводорода.

Например, в «Грознефти» на вновь забуриваемых скважинах и старых месторождениях, где эксплуатацию осуществляли при помощи законтурной закачки воды в продуктивный пласт, отмечалось наличие в нефти сероводорода (до 6 %), где ранее он не содержался. Аналогичная картина наблюдается на Усинском нефтяном месторождении (ТПНГП), где содержание сероводорода в добываемой нефти после 25–30 лет эксплуатации составляло 71,4 мг/л [66]. При этом первоначально сероводород в нефти не содержался. Всё это обусловлено тем, что вода с сероводородсодержащими бактериями поступала в продуктивные пласты при закачке для поддержания пластового давления, где происходило их размножение и появление биогенного сероводорода.

Считается, что наиболее благоприятными условиями для сульфатредукции в нефтяных пластах являются температура 35–40°C (но они работают и в более горячих средах, вплоть до 75–85°C), присутствие углеводородокисляющих бактерий, продукты жизнедеятельности которых служат источниками питания для СВБ, и наличие достаточного количества сульфатов. С увеличением обводнённости, содержания углекислого газа и СВБ создаются условия для роста аварийности труб и трубопроводов [40].

Процессы активной жизнедеятельности СВБ катализируются ионами железа, поэтому наиболее благоприятные условия для образования адгезионных

форм бактерий формируются в системе подготовки нефти и утилизации сточных вод промыслов. Кроме резкого увеличения скорости локальной коррозии, под биоценозом неизбежно происходит активный процесс сульфидного наводороживания металла, что приводит к его хрупкости и ещё быстрее выводит из строя стенку трубы или днище ёмкости [43].

Известно, например, что в стерильной среде, содержащей до 500 мг/л сероводорода, скорость коррозии низка из-за пассивации поверхности (образуется плёнка сульфида железа), а при заражении СВБ защитная плёнка разрушается, и скорость коррозии резко возрастает [42]. Это обусловлено образованием на поверхности металла колоний микроорганизмов, которые выделяют концентрированный сероводород, усиливают электрохимическую коррозию и изолируют поверхность металла от воздействия обычных ингибиторов коррозии.

Исследования [107], проведённые на месторождениях, входящих в ООО «Лукойл-Коми», показали, что при концентрации сероводорода в объёме среды около 100 мг/дм³ под отложениями продуктов коррозии и адгезионных форм бактерий концентрация биогенного сероводорода достигает 1400 мг/дм³. Это приводит к увеличению скорости коррозии локальных участков: в системе ППД – до 3,5 мм/год, а в скважине – до 25–30 мм/год. Разрушения на водоводах носят язвенный характер, располагаются по нижней образующей труб под слоем продуктов коррозии, характеризуются наличием слизи, липкостью и хорошей сцепляемостью с поверхностью [107].

В процессе эксплуатации скважин, даже при отсутствии сероводорода в пластовом флюиде, в заражённых микрофлорой изолированных непромышленных газонефтенасыщенных сульфатно-карбонатных коллекторах неизбежно увеличивается концентрация сероводорода, что приводит к скрытой коррозии цементного камня и обсадных труб, которыми они разобщены, и к межпластовым перетокам. Всё это необходимо учитывать при выборе цемента и обсадных труб при бурении скважин. Но существует и другой способ решения этой проблемы – подбор химического состава и стерилизация промысловых жидкостей, в том числе бурового и цементного растворов специальными реагентами, называемыми бактерицидами.

В зарубежной практике уже в 60-х годах прошлого столетия для предотвращения заражения пласта микроорганизмами стали применяться химические реагенты, обладающие бактерицидным действием. В США сульфатвосстанавливающие бактерии, вызывающие закупорку нефтяных пластов, подавляются с помощью таких органических бактерицидов, как пиримидины, фенолы, нитро-

парафины, причём бактерициды используются как для стерилизации нагнетаемой в пласт воды, так и для уничтожения микроорганизмов в пласте.

В 70–80-х годах прошлого столетия и в нашей стране началась работа по изучению и обнаружению пластов, заражённых СВБ, закономерностям протекания микробиологических процессов, поиску новых эффективных бактерицидов и опытно-промышленным испытаниям зарубежных и отечественных бактерицидов.

Несмотря на широкий круг соединений, применяемых в качестве бактерицидов для защиты от биоповреждений в различных отраслях народного хозяйства, в нефтяной промышленности ассортимент применяемых бактерицидов весьма ограничен. Первоначально широкое применение в нефтедобыче нашли реагенты-бактерициды отечественного производства СНПХ-1002 и ЛПЭ-11.

СНПХ-1002 – водный раствор алкилфенолятов натрия. Промышленное внедрение реагента в отрасли осуществляется с 1984 года в объединениях: «Татнефть», «Башнефть», «Нижевартовскнефтегаз», «Коминнефть». Промышленные испытания показали, что при закачке реагента в количестве $1 \div 3$ кг на 1 м^3 порового объёма пласта, технологический процесс применения СНПХ-1002 обеспечивает:

- получение дополнительной нефти от 80 до 950 тонн на 1 т реагента;
- снижение содержания сероводорода в попутном газе на 60–80 %, в попутно добываемой жидкости на 50–60 %;
- подавление жизнедеятельности СВБ в продуктивных нефтяных пластах до 100 %;
- снижение аварийности, уменьшение количества порывов в системе поддержания пластового давления (ППД).

Для подавления жизнедеятельности СВБ ОАО НПО «Технолог» выпускает 6 марок бактерицидных препаратов серии ЛПЭ. Последовательное применение различных бактерицидов этой серии исключает адаптацию бактерий. Начало производству и применению бактерицидов ЛПЭ было положено в 1986 году освоением промышленного производства первого препарата этой серии – «Бактерицида ЛПЭ-11». Дальнейшие исследования позволили многократно повысить эффективность бактерицидов ЛПЭ и отработать методику их применения. На бактерициды ЛПЭ имеются все необходимые сертификаты на применение в процессах добычи и подготовки нефти. Полное подавление СВБ достигается, в зависимости от марки препарата, при дозировке от 50 до 300 мг/л.

Применение бактерицидов ЛПЭ позволяет также повысить нефтеотдачу пласта. Этот эффект связан с удалением биообразований в призабойных зонах скважин и продуктивном пласте.

При промысловых испытаниях на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири применение бактерицида ЛПЭ-11 позволило увеличить приёмистость нагнетательных скважин на 30–50 %, обводнённость продукции снизить на 1,5–5,0 %, добычу нефти повысить на 0,3–0,5 % [102].

Для повышения нефтеотдачи особенно эффективно совместное применение неионогенных ПАВ и бактерицида ЛПЭ. Эти компоненты могут быть введены как по отдельности, так и в виде готовой композиции ЛПЭ-НОЛ. Здесь эффект связан с защитой не ионогенного ПАВ от биодеструкции, а также с уменьшением адсорбции ПАВ на породе. Так по данным лабораторных и промысловых испытаний при совместной закачке раствора неионогенного ПАВ и бактерицида ЛПЭ-11 адсорбция ПАВ уменьшается на 30–40 %, а биодеструкция – на 90–100 %. Известный метод повышения нефтеотдачи путём закачки раствора ПАА также очень хорошо сочетается с применением бактерицидной обработки – бактерицид защищает ПАА от разложения.

Так, анализом нефтепромысловой воды на заражённость СВБ по стандартной методике [87] на Кушкульском месторождении было установлено, что в продукции добывающих скважин (в пластовой воде) содержится до 10^2 кл/см³ СВБ. В закачиваемых же в пласт сточных водах содержатся уже активные формы СВБ в количестве 106–1010 кл/см³. Учитывая, что наиболее активные формы СВБ появляются в резервуарах очистных сооружений и в водоводах, в данном случае следует уничтожать СВБ в первую очередь в системе утилизации сточных вод [43].

Возможны два варианта проведения бактерицидной обработки – это либо периодическая 1–2 раза в год обработка всего объёма нефтепромысловой жидкости ударными дозами бактерицида, при этом его подают в количестве от 0,5 кг/м³ до 2 кг/м³ нефтепромысловой воды в течение 1–2 суток, либо непрерывная дозировка при концентрациях от 30 до 150 мг/дм³. После обработки ударной дозой вновь отбирают пробы на заражённость СВБ, что позволяет судить об эффективности действия реагента. Технологический же эффект проявляется прежде всего в уменьшении скорости локальной биокоррозии и, как следствие, в сокращении числа аварийных порывов трубопроводов и увеличении срока службы оборудования. Например, в 1988 г. была проведена первая обработка сточных вод системы ППД НГДУ «Аксаковнефть» ОАО АНК «Башнефть» бактерицидом ЛПЭ-11. Было установлено, что динамика аварийности заметно изменила свой ход: её уровень начал неуклонно снижаться. Вторая обработка в 1991 г. производилась в течение 2-х суток с ударной дозировкой до 2500 г/м³. Обработанная биоцидом вода поступала в систему ППД. Биоцидная обработка производилась в августе 1991 г., эффект от закачки начал проявлять-

ся в ноябре того же года. Он длился в течение 12 месяцев. В результате ситуация с аварийностью нормализовалась, сформировалась устойчивая тенденция снижения годовой аварийности [43].

Дополнительным эффектом биоцидной обработки является снижение концентрации сероводорода в нефти и сточной воде. Это происходит, во-первых, благодаря снижению доли биогенного сероводорода, а во-вторых, благодаря способности бактерицида поглощать, нейтрализовать уже имеющийся сероводород. Так, в НГДУ «Южарланнефть» АНК «Башнефть» за 5 лет регулярного применения ЛПЭ-11, а затем ЛПЭ-32 удалось снизить содержание сероводорода в нефти с 50 до 15 мг/м³, а на месторождениях, где не использовалась биоцидная обработка, концентрация сероводорода повысилась с 10 до 100 мг/л за тот же период.

В работе [37] представлено применение бактерицида серии ЛПЭ для стабилизации биоразлагаемых компонентов буровых растворов. Согласно [37] введение бактерицида обеспечивает не только подавление сульфатовосстанавливающих и целлюлозоразлагающих бактерий, но и снижает концентрацию сероводорода, улучшает смазочные и противоизносные свойства промывочной жидкости, что, в конечном счёте, увеличивает проходку на долота, снижает загрязнение окружающей среды сероводородом. Исследования, проведённые в «БашНИПИнефти», показали, что введение бактерицида ЛПЭ-32 в буровой раствор приводит к повышению структурно-механических и реологических показателей глинистого раствора; кроме того, этот препарат был рекомендован как нейтрализатор сероводорода [37].

Сравнительные испытания, проведённые в ОАО «АЗГП» (Альметьевский завод глинопорошка), показали, что введение в глинистый раствор бактерицида ЛПЭ-32 в количестве 0,05 % позволяет стабилизировать параметры бурового раствора во времени. Так, показатель фильтрации исходного свежего раствора составил 5,6 см³, без введения бактерицида через 5 дней он увеличился до 18,8 см³, а при введении 0,05 % ЛПЭ-32 сохраняется на уровне 5–6 см³ в течение 15 суток. Аналогично были испытаны несколько других бактерицидов: «Катамин», «СНПХ-1004», «СНПХ-1003», однако ни один из них не оказывал столь эффективного стабилизирующего действия на параметры раствора. Далее в ходе испытаний было показано, что бактерицид ЛПЭ-32 хорошо совместим не только с глинистыми, но и с биополимерными буровыми растворами. Благодаря применению бактерицида ЛПЭ-32, удалось увеличить время работы буровых растворов с 14 до 30 суток [44]. Однако в ходе проведения этих исследований установлено снижение рН бурового раствора с 8,2–7,3 до 6,9–6,0, что, естественно, является основным недостатком и препятствует применению бактерицидов серии ЛПЭ в щелочных буровых растворах.

В работах [48, 67, 105] предлагается в качестве бактерицидов использовать широкий класс органических и неорганических соединений или их смеси.

Установлено [72, 73], что четвертичные аммонийные соли (ЧАС), являются эффективными реагентами для подавления СВБ. Этим соединениям присущи не только способность уничтожать бактерии, но и диспергирующие свойства. Благодаря диспергирующим свойствам четвертичные аммониевые соли успешно применяются на практике при микробиологической защите оборудования от действия СВБ. Авторами [72, 73] показано, что этот реагент обладает значительно высокой активностью и обеспечивает 82,5 % защиту оборудования от сероводородной коррозии.

В работах [32, 77] описан способ получения хлористого N(2,3-эпокси-1-пропен) гексаметилентетраамина, который основан на реакции взаимодействия эпихлоргидрина с уротропином и продукта взаимодействия гексаметилентетраамина и отхода производства хлоропренов (23,1–50,0 масс. %). На практике, как бактерицид, используются алкильные производные хлористого гексаметилентетраамина следующего состава: товарная форма алкилпроизводных хлористого гексаметилентетраамина в количестве 30–70 % масс. и кубовый остаток производства синтетического глицерина «Полиглицерины» 30–70 % масс. [4]. Смесь, содержащая четвертичную аммониевую соль, под названием «Нитран» испытана в концентрации 50 мг/л. Показано, что она подавляет СВБ, как в лабораторных, так и в промышленных водах [76].

Запатентован способ получения реагента для подавления роста микроорганизмов путём взаимодействия эквимольных количеств гексаметилентетраамина и монохлоруксусной кислоты, в среде хлороформа с получением хлористого N-(карбоксиметилен) – гексаметилентетраамина [74].

В диссертационной работе Т. П. Мудрик алкенилированием гексаметилентетраамина (ГМТА) 4-хлор-2-пентеном (ГХП), получены новые ди-, три- и тетраалкенил-аммонийные соли, а смесью гидрохлоридов изопрена новые моно-, ди-, три- и тетраалкенил-аммонийные соли. Установлено, что синтезированные ЧАС на основе ГМТА, ГХП подавляют рост сульфатвосстанавливающих бактерий при концентрации 25-150 мг/л., снижают сероводородную коррозию металлов на 86–98 % при концентрации 100 мг/л, обладают поверхностно-активными свойствами и поэтому они могут быть использованы в нефтяной промышленности [60].

Значительную эффективность проявляют бактерициды, в структуру которых входят атомы серы. Р. Х. Хазиповым, В. И. Левашовым, Н. Н. Силищевым, С. С. Лукиным и др. разработан ряд биоцидов для подавления роста СВБ [1–3,

6, 9, 47, 69–71, 79, 86, 108]. Приводятся данные по бактерицидной активности некоторых соединений со связью S–S: низших диалкилсульфидов и их несимметричных диоксидов [71]. Известен способ для подавления роста СВБ при заводнении нефтяных пластов, в котором предлагается использовать алкилсульфинат меди общей формулы: $(\text{RSO}_2)_2\text{Cu}$, где $\text{R} = \text{C}_6\text{H}_{13} \div \text{C}_{11}\text{H}_{23}$. По мнению авторов, реагенту присущи и недостатки, например у него отсутствуют нефтевымывающие свойства [3].

Сульфонал проявляет значительную эффективность в качестве реагента для снижения роста СВБ. Установлено, что концентрация этого реагента для 100 % уничтожения СВБ должна быть в пределах 0,5–2 % [70]. Подобным путём действует 2-этилтио-1,3-дитиолан, который используют для защиты от микроорганизмов типа СВБ и псевдомонады в концентрации 0,01–0,02 % [6].

Имеются данные об использовании в качестве бактерицидов нефтепродуктов или отходов переработки нефти, содержащих ароматические углеводороды фракции 120–2000С, 180–2100С или 150–3300С [1, 69]. Подобным образом, для подавления роста СВБ применяют другие побочные продукты нефтепереработки, например отходы производства фенола и ацетона по кумольному способу [2, 9, 47, 79, 86, 108].

Новое направление создания высокоэффективных биоцидов предлагается в работах Т. С. Богатырёва. Суть метода сводится к тому, что для синтеза биоцида, в качестве исходного вещества используется сероводород, предварительно выделяемый из попутных газов [16, 17].

Бактерициды всегда были востребованы предприятиями нефтепромышленной отрасли, однако в настоящее время более актуальными стали продукты комбинированного действия, а именно бактерициды-ингибиторы коррозии. Такие продукты способны не только быстро устранить биообрастание и биокоррозию, но и предотвратить на некоторое время их повторное появление, а при постоянном дозировании – и полностью исключить подобные явления.

Разработанный бактерицид-ингибитор коррозии «Бионик Селл» (ООО «Основные Технологии») может быть применён в закрытых водооборотных циклах предприятий нефтяной и газовой отраслей для предотвращения биообрастания и биокоррозии в системах транспорта нефти и ППД.

На основании вышеизложенного можно заключить, что буровой раствор необходимо в обязательном порядке обрабатывать бактерицидом с целью нейтрализации (ликвидации) сульфатовосстанавливающих бактерий. В настоящее время отечественными учёными разработано достаточно большое количество эффективных бактерицидов, испытанных как в лабораторных, так и

промысловых условиях, но пригодных лишь для нефтегазодобычи. Однако бактерициды, которые можно было бы применять при бурении в высоко-щелочных буровых растворах для предупреждения их бактериального разложения, отечественной промышленностью не выпускаются из-за отсутствия эффективных разработок в этой области.

Из импортных бактерицидов, применяемых для обработки буровых растворов, можно отметить: Aldacide G (пересыщенный альдегидный раствор), Bacban III, Biocide, M-I Cide, Petro Cide и другие. Указанные бактерициды предназначены для борьбы с ростом бактерий и предупреждения бактериального разложения органических компонентов буровых растворов на водной основе, таких как полисахариды и биополимеры. Однако данных о влиянии импортных бактерицидов на «стойкость» буровых растворов к бактериальному разложению, т. е. эффективности их применения, в технической литературе нет, что, естественно, требует проведения серии активных экспериментов и позволит предупредить образование биогенного сероводорода, негативно влияющего как на буровые и тампонажные растворы, так и на бурильный инструмент и оборудование.

3.5. Сульфидная коррозия

Бурение и эксплуатация скважин на месторождениях с высоким содержанием сероводорода сопровождается авариями, связанными с разрушением бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб. Например, при бурении скважин в штате Миссисипи (США) при вскрытии газоносных пластов с высоким содержанием сероводорода в газе происходили частые поломки бурильных труб. В скважинах наблюдалось почернение УБТ и 10-12 свечей бурильных труб над ними. При этом запах сероводорода на поверхности не ощущался, однако почернение труб свидетельствовало о миграции сероводорода в скважину на высоту около 300 м, т. е., несмотря на достаточную плотность бурового раствора и отсутствие явного газопроявления, H_2S поступал из пласта в скважину. Поэтому в практике ведения буровых работ в США даётся рекомендация: если бурильная колонна кратковременно подверглась воздействию сероводорода и это не привело к её аварийному повреждению, то трубы необходимо промыть и очистить, провести их дефектоскопию для обнаружения трещин, прокалить при температуре 200–300°C в течение нескольких часов или выдержать при нормальной температуре несколько недель, чтобы удалить водород, абсорбированный металлом.

В работе Б. В. Якубенко приведён интересный пример бурения скважины № 2 – Долгожданная. После проведения каротажа в процессе спуска бурильной

колонны до глубины 4100 м начался перелив раствора на устье. При включении циркуляции из скважины выходил газированный раствор, а затем появилась пачка пластовой воды, содержащей сероводород с концентрацией до 3370 мг/л. Через 6 часов после появления на устье воды с сероводородом на глубине 231 м произошёл обрыв по телу бурильной трубы диаметром 140 мм с толщиной стенки 10 мм из стали группы прочности «К». После ликвидации аварии на глубине ниже 700 м снова произошёл обрыв бурильной колонны. После ликвидации этой аварии на извлечённой из скважины бурильной колонне были обнаружены продольные трещины в замковых соединениях, что обусловлено, естественно, водородным охрупчиванием.

В целом склонность сталей к коррозионному сульфидному растрескиванию определяется рядом факторов: механическими характеристиками материалов, составом и структурой сплава, приложенным напряжением, составом и свойствами коррозионной среды, условиями эксплуатации и др. Склонность сталей к сульфидному растрескиванию под напряжением возрастает при увеличении прочности стали и приложенного напряжения. Лабораторные данные [50, 54, 95] о прочностных характеристиках, приложенном напряжении, безопасном уровне наводороживания для сталей, пригодных для эксплуатации в среде сероводорода, далеко не однозначны. На основании многочисленных исследований [50, 54, 95] и практического опыта можно считать, что в этом случае необходимо применять мягкие, пластичные стали с твёрдостью не более HRC22 и прочностью, не превышающей $63 \cdot 10^7$ Н/м² (сталь 20, С-75, С-90 и др.). Однако склонность материалов к растрескиванию меняется в зависимости от окружающей среды, влияния свойств стали и различных металлургических факторов, поэтому к выбору материала следует подходить с достаточным вниманием. В особо агрессивных средах сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением может возникнуть даже в материалах с малой прочностью. Водородная хрупкость возможна даже при незначительных количествах поглощаемого водорода.

К особенностям среды, влияющим на растрескивание металла, относятся: концентрация сероводорода, значения рН, температуры и давления, сопутствующие вещества. Повышение концентрации сероводорода приводит к образованию трещин. В работе [22] указывается, что при концентрации сероводорода около 0,001 % возможна сероводородная коррозия, а наиболее опасна концентрация H₂S более 1 %.

Сдвиг значения рН в сторону кислотности создаёт условия для растрескивания, нейтральная и щелочная среды затрудняют образование трещин. В слу-

чае углеродистых сталей следует серьёзно относиться к значениям $pH \approx 4,5 \dots 6,5$.

Исследования, проведённые в США в 1966 г. фирмой «Shell Oil», показали, что присутствие сероводорода в буровом растворе при температуре 65–90°C не вызывает коррозии и не приводит к водородному охрупчиванию металла. В связи с этим указывается, что при указанных температурах становится возможным использование обсадных труб из стали марки P-110.

В работах [62, 114, 115], наоборот, указывается, что процесс коррозии стали в присутствии сероводорода ускоряется при изменении температуры от 23 до 82°C, а с превышением 82°C уменьшаются скорость проникновения атомов водорода в металл оборудования и действие реакций. Так, например, на месторождениях Томасвилл и Пайней Вудс (США), в состав газа которых входят 45–65 % метана, 24–46 % сероводорода и 3–10 % углекислого газа, трубы из стали марки P-110 и более прочные применяют в интервале ствола, где температура в статических условиях превышает 82°C. Колонна фонтанных труб в этих скважинах составлена из НКТ с минимальным пределом текучести 630 МПа в верхней части и из стали марки P-110 в нижней части скважины.

Существенно влияет на растрескивание металла повышение общего давления, при котором также возрастают парциальное давление сероводорода в газовой фазе и соответственно растворимость его в водной среде. В целом отечественный и зарубежный опыт строительства скважин показывает, что при низком и среднем давлении в первую очередь происходит общая коррозия или одновременно общая коррозия и водородное охрупчивание; при повышенном давлении – водородное охрупчивание, а общая коррозия иногда просто не успевает заметно развиваться.

В работе [50] авторами сделана попытка определить возможность использования сталей различных марок в сероводородсодержащих средах в зависимости от температуры, содержания сероводорода и предела текучести. В работе [22] указывается на склонность сталей к растрескиванию с увеличением предела текучести и напряжений в металле. Помимо растрескивания под действием статических растягивающих напряжений, сероводородные среды вызывают также заметное снижение сопротивления усталостному разрушению. В связи с этим следует избегать приложения чрезмерных нагрузок на металлические изделия. Деформация сдвига металла способствует внедрению в него водорода. Поэтому сильный натяг при свинчивании обсадных и бурильных труб может привести к сероводородной хрупкости углеродистых и низколегированных сталей. Снижение рабочих напряжений способствует повышению стойкости стали к сероводородному растрески-

ванию. Для оборудования, эксплуатируемого в условиях опасности возникновения растрескивания, рекомендуется при расчётах на прочность величину допускаемых напряжений принимать равной не более 0,3 от предела текучести. В связи с этим в США применяют трубы с более толстыми стенками. Например, на месторождении Томасвилл (США) использовали трубы из стали АИСИ-4130 с толщиной стенок 19 мм и толщиной стенок соединительных муфт 32 мм. Для скважины Риджуэй № 1 были изготовлены обсадные трубы диаметром 168 мм (6 5/8 дюймов) с толщиной стенок 29 мм и муфт с толщиной стенок 38 мм.

Отмечается ведущая роль структуры сталей на склонность их к коррозионному растрескиванию, особенно в условиях водородного охрупчивания [95]. Так, например, сталь, имеющая структуру материала отпуска, обладает большей стойкостью к коррозионному растрескиванию, чем сталь с промежуточной структурой или нормализованная. Сплавы с ферритной структурой менее склонны к водородному растрескиванию. Углеродистая сталь, термообработанная для получения структуры со сфероидизированными карбидами, более стойкая к водородному растрескиванию, чем сталь со структурой пластичного перлита, бейнита или мартенсита.

В работах [22, 50, 54, 95 и др.] указывается, что чем выше прочность стали, тем более она склонна к водородному охрупчиванию под воздействием сероводорода. Так, например, на месторождении Джей (США), в газе которого содержится 11 % сероводорода и 41 % углекислого газа, используют обсадные трубы из стали марки С-95. ОАО «Лукойл-Коми» при строительстве скважин на Баяндыском нефтяном месторождении (ТПНГП) использует обсадные трубы из стали марок С-90 и 90SS.

Путём введения легирующих элементов можно изменять склонность сталей к водородному растрескиванию. Такие добавки как медь, молибден, никель повышают стойкость сталей к этому виду разрушения, тогда как сера и фосфор значительно снижают её.

В работе [31] указывается, что увеличение содержания в стали хрома и молибдена, а также присутствие никеля менее 30 % способствует снижению общей коррозии, а при содержании никеля более 60 % происходит водородное охрупчивание.

Следует иметь в виду, что один и тот же элемент может по-разному влиять на склонность стали к сульфидному растрескиванию, в зависимости от его содержания, что является следствием образования при этом различных структур. Так, добавки к стали У8 марганца в количестве 1 % влияют отрицательно, что связывается с появлением бейнитовой составляющей. Увеличение содер-

жания марганца до 8 % делает сталь У8 стойкой против растрескивания, что объясняется образованием аустенитовой структуры.

Номенклатура сталей, устойчивых против различных видов коррозии, в том числе в сероводородсодержащих средах, постоянно растёт. Например, в России разработаны и применяются коррозионно- и эрозионностойкие легированные стали марок Х17Н13М3Т, 2х13, 3х13 и др. Среди них деформируемые и литейные низколегированные стали марок 2010,09хГ2ИАБЧ и литейные стали марок 12ГМЛ и 20 ЮНП, из которых рекомендуется изготавливать трубы и оборудование, предназначенные для эксплуатации на газоконденсатных месторождениях в условиях сероводородной агрессии [54].

Для работы в особо агрессивных средах, содержащих H_2S и другие вредные вещества, фирмой «Mannetsman» (ФРГ) разработана марка легированной стали АF-22 с содержанием хрома 22 %, никеля 6 % и молибдена 3 % [24]. Химический состав стали подобран таким образом, что после термической обработки она приобретает двойную структуру, включая примерно 50 % аустенита и 50 % феррита. Благодаря легирующим добавкам и микроструктуре аустенитно-ферритная сталь АF-22 обладает высокой устойчивостью к местной и точечной коррозии, а также к коррозионному растрескиванию под действием сероводорода или хлоридов. Аналогичную двойную структуру (аустенитно-ферритную) имеет сталь, выплавленная дулекс-процессом, SAF 2205 фирмы «Сандвик».

В работах [31, 113] представлен достаточно широкий ряд типовых чёрных металлов (табл. 3.5) и нержавеющей сталей (табл. 3.6), приемлемых для прямого контакта с сернистой окружающей средой.

Таблица 3.5 – Типовые чёрные металлы, приемлемые для прямого контакта с сернистой средой

Детали	Углеродистая сталь	Низколегированная сталь
Общие	АИСИ 1010–1045; АНИ 6А, типы 1 и 4; CSA, G-40,21	АИСИ 4130–4145, 8620–8545, 8720–8745; АНИ 6А, типы 2 и 3; АСТМ А-182, гр. F22
Болты	АСТМ А-194, гр. 2М; А-307, гр. В*; АИСИ 1036 (нормировано)	АСТМ А-193, гр. В7М (22 HRC _{max}); А-320, гр. 7М (22 HRC _{max})

Примечание – * конструкция из отожжённой и нормализованной стали, если была холодная сварка.

В работе [15] указывается о применении на Тенгизском месторождении коррозионно-стойких к сероводородной агрессии обсадных труб SM-90 SSU. В открытой продуктивной части разреза на высоту вскрытой толщи устанавливали перфорированные нержавеющие трубы SM-2035-11OU. При этом использовали колонну НКТ из стали марки SM-90SS с резьбой VAM [31].

Таблица 3.6 – Нержавеющие стали, приемлемые для контакта с H₂S

Ферритные	Мартенситные	С дисперсионным твердением	Аустенитные	Сталь, выплавленная дуплекс-процессом (аустенитно-ферритная)
АИСИ 405, 430; АСТМ А-268, ТР. 405, ТР. 430, ТР.ХМ.27, ТР.ХМ.33,	АИСИ 410, 501; АСТМ А-217, гр. СА 15; А-268, ТР. 410 А-296, гр. СА 15М; А-87, гр.СА15М	АСТМ А-453, гр. 660 (А-286); А-638, гр. 660; (А-286), 17-4РН (UNSS 17400)	Сплав марки 20Св.3; АИСИ 302, 304, 304L, 308, 309, 310, 316, 316L, 317, 321, 347; АСТМ А-182, А-193	Сандвик SAF 2205, Маннесманн AF-22

Присутствие сероводорода в буровом растворе предъявляет особые требования к противовыбросовому оборудованию (ПВО), которое в условиях сероводородной агрессии должно собираться из узлов и деталей заводского изготовления отечественной или импортной поставки. Допускается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на базах производственного обслуживания организации в соответствии с техническими условиями, согласованными с противофонтанной службой и утверждёнными в установленном порядке. Изготовленные узлы и детали должны иметь паспорта по установленной форме.

Материал противовыбросового оборудования выбирают с учётом стойкости к сульфидной коррозии. В зависимости от параметров и коррозионной активности скважинной среды ПВО согласно [82] изготавливается в коррозионностойком исполнении. В скважинной среде с объёмным содержанием CO₂ до 6 % ПВО изготавливается в коррозионно-стойком исполнении К1, в среде CO₂ и H₂S до 6 % – К2, в среде CO₂ и H₂S более 6 % – К3.

В работе [31] представлены конструкции и технические характеристики превенторных установок иностранных фирм: «Камерон», «Раккер Шеффер», «Хайдрил», «Свако» и др., стойких к сероводородной агрессии, показан опыт их применения в объединении «Эмбанефть», на Оренбургском ГКМ, месторождениях Тенгиз и Жонажол. Например, указано о применении на Тенгизском месторождении ПВО отечественного производства и фирмы «Раккер Шеффер», стойкое к сероводороду. При этом ПВО дополнительно комплектовалось специальным устройством (вентилятором) для отсасывания сероводородсодержащих газов из закрытой циркуляционной системы и ёмкостей. Вентилятор размещался под основанием буровой вышки.

Для того чтобы исключить влияние способа выплавки на марки сталей, термообработки заготовок и готовой продукции, термообработку проводят

дважды. Поскольку химические составы сталей колонных головок, задвижек, превенторных и дегазаторно-факельных установок, стойких к H_2S и CO_2 , в разных странах различны, в таблице 3.7 согласно [31] представлены химические составы сталей, применяемых в условиях сероводородной агрессии и необходимых для правильного выбора оборудования.

В условиях сероводородной агрессии многие исследователи [23, 26, 35, 57, 96] рекомендуют применять металлические, полимерные, лакокрасочные и другие защитные покрытия. По возрастанию водородопроницаемости металлы могут быть расположены в следующий ряд: алюминий, медь, никель, сталь X18H10T и 2x13, сталь 20. Таким образом, наибольший экранирующий эффект может быть достигнут при применении алюминиевых, медных и никелевых покрытий. Толщина покрытий составляет 20–250 мкм. В присутствии ионов хлора стойкость никелевых покрытий снижается.

Эффективной защитой от коррозии и наводороживания стали служат кадмиевые покрытия. Кроме указанных выше, применяются покрытия на основе титана, цинка, бора и ряда других металлов, а также многокомпонентные. Например, в работе проводились исследования [23] коррозионной стойкости плазменных покрытий из сплава ПГ-СР-2 (Ni-Cr-B-Si), которые обладают высокой стойкостью в очень жёстких рабочих условиях – коррозионная среда, повышенная температура, ударные нагрузки, абразивное воздействие. Лабораторные и промышленные испытания показали, что скорость коррозии образцов с таким покрытием в сероводородсодержащей среде в 40 раз меньше, чем без покрытия [35].

Покрытия на основе пенопласта могут эксплуатироваться в среде сероводорода при температуре до $85^{\circ}C$. На основе фуриловых смол разработаны лаки ФЛ-1 и ФЛ-4, которые применяются для создания устойчивых покрытий.

Покрытие эмалью КО-198, разработанной на основе кремнийорганических полимеров-силоксанов обладает высокой устойчивостью к воздействию минерализованных грунтовых вод, паров серной и соляной кислот, а также газов – хлора и сероводорода. Оптимальная антикоррозионная стойкость проявляется при толщине покрытия 75 мкм. Покрытие не разрушается при многократном изменении температуры от $-60^{\circ}C$ до $500^{\circ}C$.

Для защиты от наводороживания в условиях воздействия сероводородсодержащих сред предлагается композиционное модифицированное покрытие [26], которое не ухудшает механических характеристик металлов.

Таким образом, практика показывает, что применение защитных покрытий согласно [23, 26, 35, 57, 96] позволяет существенно повысить устойчивость сталей к сероводородной агрессии и продлить сроки эксплуатации изделий из них. Однако применение защитных покрытий поверхности бурильного инструмента и оборудования сопряжено с различными трудностями, т. к. в процессе бурения, цементирования или проведения спуско-подъёмных операций инструмент и оборудование испытывают различные вибрации и колебания, растягивающие, сжимающие и крутильные нагрузки и удары, которые могут нарушить целостность защитного слоя. Поэтому использование защитных покрытий в бурении малоэффективно и не нашло широкого применения. Хотя, по-видимому, нельзя исключать возможность применения защитных покрытий обсадных колонн в интервале пород, содержащих сероводород.

Потери от коррозии металлов, особенно в промышленно развитых странах, в настоящее время чрезвычайно велики. Так, в США они составляют около 82 млрд долларов в год, в Японии – свыше 20 млрд долларов [58].

Ингибиторы тормозят процессы наводороживания и коррозионно-механического разрушения. Отличаются простотой и дешевизной.

Молекулы ингибитора как бы блокируют внутреннюю поверхность металла, либо обеспечивают её защиту электрохимическим путём. Возможно и сочетание этих механизмов.

Наиболее простым и широко используемым методом борьбы с коррозией является применение высокощелочных буровых растворов с показателем pH, находящимся в пределах 9–10. Благодаря этому на многих скважинах коррозия сохраняется на приемлемом уровне и в то же время не исключается возможность эффективно использовать полимеры и лигносульфонаты.

Растворы на углеводородной основе снижают коррозию, т. к. они не проводят электрического тока и содержат сильные гидрофобизаторы. Углеводородные растворы рекомендуют использовать, когда температура для растворов на водной основе высока и ожидается сильная коррозия.

Достаточно широкое применение в отечественной практике в сероводородсодержащих средах получили ингибиторы коррозии: АНПО, АНП-2, Север-1, И-1-А, И-1-В, в зарубежной – ИККОР-К, ИККОР N, BARAFILM, BARASCAV L, BARASCAV D, сульфит натрия.

Коррозию можно также уменьшить путём гидрофобизации поверхности труб в результате их обработки аминами или солями аминов.

В буровых растворах на водной основе присутствуют разнообразные бактерии, которые способствуют коррозии, отлагаясь в виде слизи на отдельных

участках поверхности труб, под которой возникают коррозионные гальванические элементы. Коррозии в этом случае способствует не только образующийся сероводород, но и деполяризация катода.

Применение ингибиторов бактериальной коррозии, описанных в предыдущем разделе, позволит не только снизить количество бактерий в растворах, но и снизить коррозию бурильного инструмента и оборудования.

Таким образом, на основании анализа, проведённого в этом разделе, можно заключить, что в условиях сероводородной агрессии необходимо применять специальное коррозионно-стойкое оборудование и инструмент из мягких сталей группы прочности «С». При этом для снижения влияния сероводорода на материал оборудования и инструмента, т. е. повышения их коррозионной стойкости необходимо:

1. Поддерживать щелочную среду у применяемых растворов и жидкостей (рН не менее 9–10).

2. Добавлять к буровым растворам наиболее эффективные ингибиторы бактериальной коррозии, которые способствуют не только повышению коррозионной стойкости стали, но и нейтрализации СВБ.

Следует отметить, что необходимо исследовать возможность применения защитных покрытий обсадных колонн в интервале пород, содержащих сероводород, что позволит значительно увеличить срок их службы.

3.6. Цементирование скважин в условиях сероводородной агрессии

Анализ промысловых данных и ряда научных исследований [15, 18, 52 и др.] показывает, что тампонажный камень в условиях сероводородной агрессии подвергается интенсивной коррозии. Дело в том, что сероводородная кислота нейтрализует гидроксильные группы, которые являются носителями вяжущих свойств цементного камня, взаимодействует с ионами кальция с образованием сульфидов кальция CaS_n или $\text{Ca}(\text{HS})_2$, из которых последний хорошо растворим в воде и может вымываться из пор камня при контакте с пластовыми водами, способными его растворять. Весьма энергично сероводород реагирует с ионами железа, образуя малорастворимый в воде сульфид железа FeS . Образующиеся при сероводородной агрессии сульфиды железа, кальция и другие соединения кристаллизуются с большим увеличением объёма, что с течением времени приводит к расслоению и разрушению цементного камня [18]. Реагирует сероводород и с соединениями алюминия с образованием склонного к гидролизу сульфида алюминия.

Исследованиями коррозии цементного камня в условиях сероводородной агрессии занималось достаточно большое количество отечественных и зарубежных исследователей: Ф. А. Агзамов, П. П. Будников, А. И. Булатов, Г. П. Герасимова, В. С. Данюшевский, А. М. Дмитриев, Г. П. Зозуля, В. В. Кинда, В. М. Кравцов, Ю. С. Кузнецов, Я. М. Курбанов, А. Н. Липовецкий, У. Д. Мамаджанов, Д. Ф. Новохатский, В. П. Овчинников, И. Л. Осадчая, А. А. Перейма, А. П. Тарнавский и многие другие. Полученные ими результаты, несомненно, представляют высокую ценность и значимость, однако при этом они крайне неоднозначны и не позволяют дать точный и однозначный ответ на вопрос о том, насколько эффективен будет тот или иной тампонажный цемент при наличии в пласте сероводорода.

О. И. Грачева и Е. О. Барбакадзе исследовали влияние агрегатного состояния и смесей сероводорода на портландцементы различного состава. Исследования показали, что насыщенные сероводородом водные растворы значительно менее агрессивны, чем влажный газообразный сероводород. При этом наиболее агрессивными оказались смеси сероводорода и углеводородов. Впоследствии выводы об увеличении агрессивности газообразного сероводорода в присутствии углеводородов были подтверждены специалистами Уфимского нефтяного университета (В. М. Кравцов, Н. Н. Евстигнеев и др.).

В работе [18] приведены результаты исследований о поведении отдельных клинкерных минералов и портландцемента в среде газообразного сероводорода. Результаты исследований показали низкую стойкость всех клинкерных минералов и портландцемента в среде газообразного сероводорода, что было подтверждено в Уфимском нефтяном институте (М. Р. Мавлютов и др.). Также заметно корродировали образцы из портландцементов различного состава (39–68 % алита, 10–38 % белита, 3–14 % трёхкальциевого алюмината и 7–15 % четырёхкальциевого алюмоферрита) и в водных растворах сероводорода.

А. П. Тартавским показано, что песчанистый цемент для «холодных» скважин и портландцементы Новороссийского и Новотроицкого заводов быстро разрушаются в потоке газообразного сероводорода. Здесь следует отметить, что содержание кварца в песчанистом цементе не соответствовало оптимальной концентрации (30 %), в результате чего кварц служил лишь инертной добавкой, увеличивая открытую пористость и скорость коррозии цементного камня. Кроме этого, кварцевый песок увеличивает коррозионную стойкость цементов в сероводороде лишь при температуре выше 120–150°C, когда он выполняет функцию активной минеральной добавки, связывая свободный гидроксид кальция и переводя двухосновные гидросиликаты кальция в низкоосновные [18].

В работе [52] исследовалась сравнительная стойкость образцов из трёх видов вяжущих: портландцемента, гранулированных шлаков и известково-кремнезёмистой смеси (ИКС). В результате исследований было установлено, что портландцемент значительно устойчивее в водных растворах сероводорода, чем шлаковые вяжущие и ИКС. При этом стойкость образцов из ашинского шлака и ИКС приблизительно одинакова.

Т. А. Харитонова [103] предлагает для разобщения пластов с температурами 20–100°С использовать смесь, состоящую из портландцемента (65–70 %), золы-уноса (13–18 %) и известково-кремнезёмистой смеси (14–20 %). Проверка коррозионной стойкости образцов камня из цементно-зольной композиции была осуществлена путём размещения образцов из различных вяжущих в скважину месторождения Жаножол при температуре 60°С и давлении 25,3 МПа. Образцы (портландцемент с золой, резиной, золой и резиной, керамзитовой пылью, глиной) выдерживали в скважине порядка 10 месяцев. В результате исследований было установлено, что наиболее стойкими оказались образцы из цементно-зольной композиции и шлакового гидрогранатного вяжущего. При температурах более 100°С в работе [103] предлагается использовать белито-кремнезёмистый тампонажный материал, получаемый из отходов содового производства в сочетании с кремнезёмом путём их совместного обжига. Внедрение белито-кремнезёмистого цемента было осуществлено при цементировании нефтяных скважин с АВПД на месторождениях «Актюбнефтегазгеология» и «Гурьевнефтегазгеология».

«БашНИПИнефть» исследовал образцы портландцемента с различными добавками и без них, глинозёмистого цемента, смесей портландцемента с глинозёмистым цементом, смолоцемента и других в пластовых водах, содержащих сероводород. В результате проведённых исследований установлено, что наиболее стойкими к сероводородной агрессии оказались смолоцементы и портландцементы без добавок.

А. Я. Липовецкий считал, что для повышения коррозионной стойкости цементного камня в пластовых водах, содержащих H_2S , необходимо добавлять в цементный раствор до 50 % бентонита. Естественно, этот способ вызывает сомнение, т. к. добавка бентонита способствует снижению прочности цементного камня по сравнению с камнем, полученным из «чистого» (бездобавочного) цементного раствора, что подтверждается рядом других исследователей. Например, Р. М. Клявин на основании промысловых испытаний утверждал, что добавка в цементный раствор бентонита свыше 15 % вызывает интенсивное разрушение цементного камня в пластовой сульфатно-сульфидной воде.

В работе [80] в условиях сероводородной агрессии предлагается использовать ПЦТ-I-100 с добавками ЦПУ (циклонная пыль-унос) и сидеритовой ру-

ды. Согласно [80] прочность цементного камня из смеси ПЦТ-I-100 с ЦПУ превышает в 1,1–1,9 раза прочность камня из ШПЦС-120. Смесь ПЦТ-I-100 с сидеритовой рудой согласно [80] рекомендуется использовать при концентрациях H_2S до 5 об. % и температурах 75–150°C. Сидеритовая руда содержит в своём составе железо не менее 30 % и диоксид кремния – около 13 %, что согласно исследованиям А. И. Булатова и других учёных является нежелательным при использовании цементного камня в условиях сероводородной агрессии. В результате данная смесь вряд ли может быть устойчивой в высокоагрессивной среде сероводорода.

«ВолгоградНИПИнефть» рекомендует в условиях сероводородной агрессии с целью повышения коррозионной стойкости цементного камня применять органоминеральные тампонажные растворы (ОМТР). В качестве органической составляющей применяется Т-66, а минеральной – портландцемент.

В работе [34] предлагается использовать сульфатостойкий портландцемент марки ПЦТ II-СС-100 с добавками к жидкости затворения (воде) 0,5 % КМЦ и 5 % РДН-У. Реагент-пластификатор РДН-У (реагент для добычи нефти универсальный) представляет собой концентрированный (18–45 %) водный раствор натриевых солей моно- и дикарбоновых кислот, вступающих в реакцию обмена с ионами кальция и другими компонентами цементного раствора с образованием органоминеральных соединений, заполняющих поровое пространство в процессе формирования тампонажного камня. Однако, согласно ряду исследований, прочность сульфатостойких цементов в сероводородной среде недостаточна и коррозионные процессы в цементном камне лишь замедляются, но не прекращаются полностью. По-видимому, применение сульфатостойких портландцементов оправдано и возможно в пластах с небольшим содержанием сероводорода. Например, ООО «Лукойл-Коми» на площадях и месторождениях ТПНГП применяет сульфатостойкие цементы марки ПЦТ I-G СС для крепления скважин в условиях сероводородной агрессии.

В. С. Данюшевский сравнивал коррозионную стойкость различных тампонажных материалов под воздействием газообразного сероводорода. В результате проведённых исследований В. С. Данюшевский рекомендует в условиях сероводородной агрессии использовать цементы, которые обеспечивают получение продуктов гидратации, не содержащих свободного гидроксида кальция – глинозёмистый цемент, жидкое стекло и шлакопесчаные смеси. К аналогичным выводам пришли Н. А. Иванова, Д. Ф. Новохатский и другие авторы, рекомендуемые применять шлакопесчаные и цементно-шлакопесчаные смеси, а также А. М. Кузнецов, рекомендующий использовать глинозёмистый цемент.

Некоторые исследователи при наличии сероводорода в пластовых водах при температуре в скважине менее 70°C предлагают использовать глинозёмистый цемент, при температуре более 70°C – шлакопесчаные вяжущие или цементно-песчаные смеси. При этом для получения цементного камня более высокой прочности они рекомендуют использовать тампонажные композиции с небольшим водоцементным отношением.

В работе [15] представлены результаты применения органоминеральных тампонажных растворов («ВолгоградНИПИнефть») на Тенгизском месторождении. На месторождении в основном использовался коррозионно-стойкий цемент на шлаковой основе ШПЦС-120, который затворялся на эмульсии воды и флотореагента Т-66. Эмульсия готовилась на основе воды, в которой последовательно растворяли сульфол (ПАВ), флотореагент Т-66 и регуляторы сроков загустевания [7]. При этом для цементирования использовался тампонажный раствор с пониженным, за счёт добавок барита (регулятор плотности) и Т-66, водосмесевым отложением, близким к теоретически необходимому (0,35–0,40) количеству воды для гидратации вяжущего материала. Согласно авторам [15] коррозионная стойкость цементного камня повышается за счёт введения в воду затворения реагента Т-66 и ПАВ, которые после гидратации цемента заполняют межзёрновые поры, предотвращая распространение коррозии и снижая его проницаемость. Кроме этого, в работе [15] указывается о применении на Тенгизском месторождении коррозионно-стойкого утяжелённого цемента ЦТУК-120-1 и ЦТУК-120-2.

Утяжелённый безклинкерный коррозионно-стойкий тампонажный цемент типа ЦТУК-120 был разработан во «ВНИИКРнефти» и предназначен для цементирования скважин, вскрывших пласты с АВПД, в условиях сероводородной агрессии ($T = 80 - 150^{\circ}\text{C}$). Тампонажные цементы ЦТУК-120-1 и ЦТУК-120-2 представляют собой смесь барита BaSO_4 , кварца SiO_2 и шлака.

Проведённые исследования [18] показывают, что тампонажный камень из цемента ЦТУК-120 по коррозионной стойкости в 3 раза превышает ближайший аналог (по температурному диапазону применения и плотности получаемого тампонажного раствора) – цемент типа УШЦ-120. Это обусловлено тем, что ЦТУК, в противоположность УШЦ, не содержит в своём составе оксиды железа, понижающие стойкость камня в среде сероводорода. В остальном состав этих смесей практически одинаков. В условиях сероводородной агрессии в пластах с АНПД «ВНИИКРнефть» разработал облегчённые цементы типов ОШЦ и ЦТОК.

В работе [18] указывается, что в условиях сероводородной и углекислотной агрессии необходимо применять низкоосновные тампонажные материалы. Наибольший интерес из них представляют вяжущие, разработанные «ВНИИКРнефтью»: ШПЦС-200, УШЦ-200, ЦТУК-120, ЦТУК-200. Высокой стойкостью в этих условиях обладают также глинозёмистый цемент и другие вяжущие на его основе, так как они отличаются низкой проницаемостью.

А. А. Перейма, Ю. И. Петраковым и другими сотрудниками [65, 80] был предложен состав тампонажного материала (НКИ, НП), состоящий из смеси высокожелезистого никелевого шлака – 86,3 %, известняка – 5,1 %, портландцемента – 8,6 %, который был рекомендован для условий Астраханского ГКМ, содержащего сероводород высокой концентрации. О. И. Грачева, Е. О. Барбакадзе указывают, что высокое содержание в цементах железа нежелательно при использовании цементного камня в сероводородной среде. Поэтому данный состав вряд ли может быть устойчивым в высокоагрессивной среде сероводорода. Использование инертного наполнителя (известняк) также не будет способствовать повышению коррозионной стойкости цемента. Кроме этого, в работе применена методика с чрезвычайно мягкими условиями испытаний образцов с их длительным предварительным твердением, в результате чего даже портландцементный камень показал высокую стойкость. Аналогичные выводы о недопустимости применения железосодержащих цемента и добавок в условиях сероводородной агрессии приведены в работах [15, 90]. Например, согласно [15] цементы, изготовленные из шлаков никелевых заводов, с добавками портландцемента и без них имели меньшую прочность цементного камня, чем образцы ШПЦС-120, затворенных как на воде, так и на эмульсии. При этом следует отметить, что представленные в работе [15] результаты исследований проводились на различных образцах цемента, выдержанных в H_2S 4 месяца.

Сероводород разрушает не только тампонажный камень, но и металл обсадных колонн, поэтому в условиях сероводородной агрессии цементное кольцо должно не только сохранять свои изоляционные свойства, но и предотвращать проникновение к поверхности обсадной колонны значительных количеств сероводорода, способных её повредить.

Поэтому многие исследователи предлагают вводить в тампонажный раствор ингибиторы коррозии стали с целью защиты обсадной колонны от H_2S , когда цементное кольцо полностью пропитается этим газом и сероводород начнёт диффундировать через цементный камень к поверхности металла. По-видимому, такие добавки полезны с точки зрения увеличения сроков службы обсадных колонн, т. е. сохранения их герметичности. В работах А. А. Перейма,

Ю. И. Петракова с сотрудниками в качестве ингибиторов предлагается использовать азотосодержащие органические соединения (аминосодержащие ингибиторы сероводородной коррозии): катапин, АНП-2, уротропин, формальдегид, Dodigen и Dodilube (Германия) в количестве до 3 % от массы цемента [65, 80].

Некоторые из перечисленных добавок, например, уротропин, несовместимы с тампонажными растворами, так как разлагаются в сильно щелочной среде с выделением аммиака. Поэтому к выбору ингибиторов коррозии надо относиться весьма осторожно, учитывая их плохую совместимость с тампонажным раствором, тем более, что дозировка ингибиторов коррозии весьма велика (3 %) и превышает обычную дозировку реагентов к тампонажным растворам. Согласно исследованиям Ш. М. Рахимбаева (1978 г.), органические соединения, содержащие аминогруппы, не являются ни замедлителями схватывания, ни понизителями вязкости раствора и обычно не оказывают положительного влияния на свойства цементного камня, а такие добавки, как этаноламины, тормозят гидратацию силикатов кальция и снижают коррозионную стойкость цементного камня. Поэтому можно полагать, что в большинстве своём эти добавки вряд ли могут повысить коррозионную стойкость тампонажного камня в каких-либо средах.

Критерием практической пригодности ингибиторов коррозии может служить прежде всего защитный эффект по отношению к стали и отсутствие отрицательного влияния их на технологические свойства раствора и камня.

А. А. Перейма, Ю. И. Петраковым и другими исследователями [65, 80] предложено использовать в качестве ингибиторов коррозии обсадных колонн реагенты ДС-1 и ВФПМ (высококипящие фракции производства морфолина), которые представляют собой катионоактивные водорастворимые полиэлектролиты. Согласно опубликованным данным, эта добавка в количестве 3 % от массы цемента повышает коррозионную стойкость портландцемента, ШПЦС-120, ШПЦС-200 в среде сероводорода. Положительное влияние этого реагента на стойкость цементного камня в среде сероводорода было обусловлено высокой дозировкой и повышенной вязкостью добавки, благодаря чему она тормозила внутридиффузионные процессы переноса агрессивной среды в порах цементного камня [18].

В целом, проведённый анализ позволяет заключить, что тампонажный материал и композиции должны:

1. Обладать повышенной устойчивостью к сероводороду.
2. Иметь высокую прочность и низкую проницаемость цементного камня.

Из тампонажных цементов, устойчивых к сероводородной агрессии, можно выделить: бездобавочный портландцемент, глиноземистый цемент, кор-

розионностойкие материалы облегчённые (ЦТОК) и утяжелённые (ЦТУК), шлакопесчаные смеси совместного помола (ШПЦС, УШЦ, ОШЦ). При сероводородной коррозии менее 6 % H_2S можно использовать тампонажные портландцементы, устойчивые к сульфатной коррозии, марки G (ПЦТ I-G СС-1) и Н (ПЦТ I-Н СС-1), обладающих повышенными прочностными характеристиками.

Для повышения коррозионной стойкости цемента рекомендуются два основных пути:

1. Снижение водоцементного отношения тампонажного раствора.
2. Введение в состав раствора реагентов – поглотителей сероводорода.

Для повышения коррозионной стойкости обсадных колонн рекомендуется добавление в тампонажный раствор ингибиторов коррозии.

Таким образом, на основании изложенного в этом разделе можно сделать вывод, что в настоящее время единого и однозначного подхода к решению данной проблемы не существует и отсутствуют универсальные тампонажные системы, позволяющие применять их в условиях сероводородной агрессии. Очевидно, что процесс коррозии тампонажного камня крайне многофакторный и зависит как от температуры, давления, содержания сероводорода, его агрегатного состояния и состава цементного камня, так и, возможно, от ряда факторов, не поддающихся учёту. Примером таких факторов может служить, вероятно, химический состав растворённых в воде примесей, способных теоретически как интенсифицировать процесс коррозии, так и замедлять его, т. е. служить как катализаторами процесса, так и его ингибиторами. Исходя из этого предположения, можно сделать вывод, что для каждого месторождения или, возможно, даже для его отдельных участков процесс коррозии будет идти индивидуально, требовать специального изучения и разработки тампонажных составов, адаптированных к конкретной ситуации. Все это, естественно, требует проведения дополнительных исследований в этой области, т. е. необходимо разработать надёжную и эффективную технологию крепления скважин в условиях сероводородной коррозии.

4. Основные выводы и рекомендации

На основании анализа, проведённого в этом пособии, можно сделать следующие выводы и предположения, а также сформулировать цели и задачи дальнейших исследований относительно технологии ведения буровых работ в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии.

Строительство скважин в высокопроницаемых горных породах сопровождается возникновением ряда тяжёлых и трудоёмких осложнений и аварий, основными из которых являются поглощения и дифференциальные прихваты. При этом поглощения и прихваты возможны как в терригенных, так и карбонатных породах. Основными причинами их возникновения являются проницаемость горных пород, перепад давления в системе «скважина – пласт» (дифференциальное давление), свойства и параметры буровых растворов. Наиболее перспективным и эффективным способом предупреждения поглощений и дифференциальных прихватов является кольматация высокопроницаемых горизонтов непосредственно в процессе бурения.

Значительный вклад в изучение прихватов, в частности, дифференциальных, внёс А. К. Самотой. Однако исследования того времени (70-е и 80-е годы прошлого столетия) проводились с буровыми растворами и реагентами, которые в настоящее время уже устарели и практически не применяются. Поэтому необходимо оценить влияние современных рецептур буровых растворов и реагентов для их приготовления и обработки на вероятность прихватаобразования.

Анализ опыта борьбы с дифференциальными прихватами показал, что практические работники игнорируют использование гидроимпульсного способа ликвидации дифференциальных прихватов, несмотря на его простоту и эффективность. Поэтому необходимо дальнейшее совершенствование и развитие гидроимпульсного способа ликвидации дифференциальных прихватов.

В последнее время резко увеличилось число площадей и месторождений, содержащих в своих недрах сероводород. Достаточно большое количество сероводорода отмечено на площадях и месторождениях Тимано-Печорской провинции. Всё это определяет необходимость применения специальных технологий ведения буровых работ в условиях сероводородной агрессии с целью более качественной, безаварийной и безопасной проводки скважин.

Сероводород поступает в скважину в результате притока в неё высокосернистых флюидов из разбуриваемых пород или постепенного разложения отдельных реагентов (полимеров и лигносульфонатов) в буровых растворах сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ), продуцирующими в результате своей деятельности биогенный сероводород. Для нейтрализации (ликвидации

ции) СВБ буровой раствор необходимо обрабатывать бактерицидами. На сегодняшний день разработан достаточно широкий ассортимент эффективных бактерицидов, испытанных как в лабораторных, так и промышленных условиях. Однако отечественные бактерициды можно использовать лишь при нефтегазодобыче, а информация о влиянии импортных бактерицидов на «стойкость» буровых растворов к бактериальному разложению в технической литературе отсутствует. Поэтому необходимо в обязательном порядке исследовать процесс «старения» буровых растворов с целью предупреждения их бактериального разложения и последующего появления биогенного сероводорода.

В момент поступления сероводорода, в том числе и биогенного происхождения, в скважину при высокой величине рН раствора (11,5–12,5) он превращается в различные относительно безвредные соединения, поэтому, по видимому, можно предположить, что присутствие нейтрализатора и бактерицида в растворе не является обязательной технологической необходимостью. Высокое значение рН раствора будет также способствовать снижению коррозии бурильного инструмента и бурового оборудования. Таким образом, можно предположить, что при бурении в условиях сероводородной агрессии наиболее простым и эффективным будет применение высокощелочного бурового раствора. Однако это предположение требует проведения серии активных экспериментов, направленных на изучение влияния рН раствора на коррозионную стойкость буровых растворов, оборудования и инструмента.

В настоящее время единого и однозначного решения проблемы цементирования не существует и отсутствуют универсальные тампонажные системы, позволяющие их применять в условиях сероводородной агрессии. Разработанные до настоящего времени тампонажные системы и их композиции позволяют лишь ненадолго замедлить процесс коррозии, но не ликвидировать его полностью. Поэтому необходимо развитие существующих и разработка новых надёжных и безопасных технологий крепления скважин в условиях сероводородной агрессии.

Сероводород, как геологического, так и биогенного происхождения, негативно влияет на процессы бурения и крепления, способствуя удорожанию буровых работ и увеличению календарного времени строительства скважин. Несмотря на значительный объём исследований в этой области, в настоящее время отсутствует единая, общепризнанная, научно-обоснованная и абсолютно надёжная технология ведения буровых работ в условиях сероводородной агрессии. Практически все проведённые исследования носят разрозненный, а порой даже и противоречивый характер, что, естественно, требует проведения допол-

нительных исследований, направленных на разработку единых технико-технологических решений, обеспечивающих надёжность и безопасность ведения буровых работ в условиях сероводородной агрессии.

Таким образом, на основании анализа опыта строительства скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии, представленного в этом пособии, можно сформулировать основные цели и задачи дальнейших исследований:

1. Исследование и разработка новых технологических жидкостей для эффективной кольматации высокопроницаемых пластов с целью предупреждения поглощений и дифференциальных прихватов в процессе углубления скважины как в терригенных, так и карбонатных горных породах.

2. Изучение и оценка влияния современных рецептур буровых растворов и реагентов для их обработки на вероятность прихватообразования.

3. Совершенствование и развитие гидроимпульсного способа ликвидации дифференциальных прихватов.

4. Исследование процесса бактериального разложения («старения») буровых растворов с целью предотвращения образования биогенного сероводорода и его своевременной нейтрализации.

5. Разработка состава и исследование свойств высокощелочного бурового раствора для бурения в условиях сероводородной агрессии.

6. Определение скорости коррозии различных марок сталей, в том числе коррозионно-стойких, в условиях сероводородной агрессии.

7. Разработка надёжной и безопасной технологии крепления скважин в условиях сероводородной агрессии.

Библиографический список

1. А. с. 1666683 СССР. Добавка к воде для заводнения нефтяного пласта / Р. Х. Хазипов [и др.]. – Оpubл. 1989, Бюл. № 29.
2. А. с. 1535841 СССР. Способ подавления роста сульфатвосстанавливающих бактерий в заводнённом нефтяном пласте / В. В. Лисицкий [и др.] // РЖ Химия. – 1990. – 13 И 389 П.
3. А. с. 1536896 СССР, МПК 5 Е 21 В 43/22. Добавка к воде для заводнения нефтяного пласта / Р. Х. Хазипов, Е. В. Лозин, Р. Г. Вахитова. – Оpubл. 10.12.89, Бюл. № 29.
4. А. с. 1607478 СССР. Добавка к воде для заводнения нефтяного пласта / Р. Х. Хазипов [и др.]. – Оpubл. 1990, Бюл. № 42.
5. А. с. 541968 СССР, МКИ Е21 В21/04. Способы удаления сероводорода из водных буровых растворов / М. Ж. Дюсуше [и др.]. – Бюл. № 1 // Открытия. Изобретения. – 1977. – № 1.
6. А. с. 690168 СССР, МПК 5 Е 21 В 43/22. Реагент для подавления роста сульфатвосстанавливающих бактерий в заводняемом нефтяном пласте / Р. Х. Хазипов, О. И. Матыцина, Г. А. Толстикова. – Оpubл. 05.10.79, Бюл. № 37.
7. А. с. 785463 СССР. Тампонажный раствор / А. Г. Белоусов [и др.] // Бюллетень изобретений. – 1980. – № 45.
8. А. с. 914611 СССР, МКИ С09 К7/00. Способы обработки бурового раствора для нейтрализации H_2S / А. И. Булатов [и др.]. – Бюл. № 11 // Открытия. Изобретения. – 1982. – № 11.
9. А. с. 933956 СССР, МПК 5 Е 21 В 43/22. Реагент для подавления роста сульфатвосстанавливающих бактерий в заводняемом нефтяном пласте / А. Г. Ханларова [и др.]. – Оpubл. 07.06.82, Бюл. № 21.
10. Ахиаров, Р. Ж. Расчёт и устройство для подавления жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий / Р. Ж. Ахиаров, О. Р. Латыпов // Материаловедение и защита от коррозии. Т. 6. – 2008. – № 1. – С. 234–238.
11. Ахмадеев, Р. Г. Разработка рецептуры и исследование свойств бурового раствора для бурения в условиях сероводородной агрессии на Кочмесском месторождении : информ. отчёт о НИР (промежуточ.): тема № 8219 / Р. Г. Ахмадеев, В. А. Кузнецов. – Ухта : УИИ, 1983. – Фонды УКМЭ и УГТУ.
12. Бабушкин, Э. В. Разработка технологии применения облегчённых промывочных жидкостей для повышения качества первичного вскрытия продуктивных пластов: автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.15 / Эдуард Васильевич Бабушкин; науч. рук. Р. А. Исмаков; ООО «КогалымНИПИнефть и ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – Уфа, 2011. – 24 с.

13. Басарыгин, Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – М. : ООО «Недра – Бизнес-центр», 2002. – 398 с.
14. Бастриков, С. Н. Улучшение смазочной способности буровых растворов при бурении наклонных скважин / С. Н. Бастриков // Труды СибНИИРП. – Тюмень, 1981. – Вып. 21. – С. 10–17.
15. Белоусов, Г. А. Технология крепления скважин в условиях сероводородной агрессии и АВПД (на примере Тенгизского месторождения) / Г. А. Белоусов [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 2007. – 60 с.
16. Богатырев, Т. С. Реагент для дезодорации коллоидной серы / Т. С. Богатырев [и др.] // Материалы международной научно-практической конференции «Нефтегазопереработка-2011». – Уфа, 2011. – С. 135–137.
17. Богатырев, Т. С. Способ утилизации кислых газов установки аминной очистки с получением биоцидов / Т. С. Богатырев [и др.] // XI Конгресс нефтегазопромышленников России : материалы Междунар. науч.-практ. конференции «Нефтегазопереработка – 2010». – Уфа, 2010. – С. 170–171.
18. Будников, В. Ф. Проблемы механики бурения и заканчивания скважин / В. Ф. Будников, А. И. Булатов, П. П. Макаренко. – М. : Недра, 1996. – 495 с.
19. Булатов, А. И. Заканчивание скважин в условиях проявления сероводорода / А. И. Булатов, А. П. Крезуб. – М. : ВНИИОЭНГ, 1986. – 16 с.
20. Булатов, А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы : учеб. пособие для вузов / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. – М. : Недра, 1999. – 424 с.
21. Булатов, А. И. Освоение скважин / А. И. Булатов, Ю. Д. Качмар, П. П. Макаренко. – М. : Недра, 1999. – 310 с.
22. Бурение глубоких скважин в условиях сероводородной агрессии: обзорная информация. – М. : ВНИИОЭНГ, 1981. – 60 с.
23. Валовская, Л. И. Исследование коррозионной стойкости плазменных покрытий из сплава ПГ-СР-2 в нефтепромысловых средах / Л. И. Валовская, Л. Ф. Губарев, И. И. Иванов // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – М. : ВНИИОЭНГ, 1982. – Вып. 12. – С. 9.
24. Высокопрочные обсадные и насосно-компрессорные трубы для использования в условиях интенсивной коррозии: экспресс-информация / ВНИИОЭНГ. – М., 1981. – Вып. 3. – С. 10–15.
25. Галимов, М. А. Гидродинамические способы ликвидации прихватов бурильных колонн / М. А. Галимов, А. К. Самотой // Бурение : обзорная информация. – М., 1981. – (Бурение/ВНИИОЭНГ).

26. Гладких, В. Т. Повышение защитных свойств полимерного композиционного покрытия путём его модификации ингибитором сероводородной коррозии : автореф. дис. ... канд. техн. наук / В. Т. Гладких. – М., 1982. – 24 с.
27. Городнов, В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В. Д. Городнов. – М. : Недра, 1994. – 229 с.
28. Горонович, С. Н. Изоляция зон поглощения буровых растворов в порово-трещинных карбонатных коллекторах / С. Н. Горонович, А. М. Селихонович // Юбилейный сб. науч. тр. ООО «Волго-УралНИПИгаз». – Оренбург : ИПК «Газпромпечатъ», 2002. – С. 146.
29. Горонович, С. Н. Ликвидация катастрофического поглощения в горизонтальном участке ствола скважины при вскрытии продуктивных отложений большой толщины / С. Н. Горонович [и др.] // Бурение и нефть. – 2009. – № 7–8. – С. 40–43.
30. Горонович, С. Н. Методы обеспечения совместимости интервалов бурения : автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.15 / Горонович Сергей Николаевич. – Тюмень : ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2010. – 58 с.
31. Гульянц, Г. М. Противовыбросовое оборудование скважин, стойкое к сероводороду : справ. пособие / Г. М. Гульянц. – М. : Недра, 1991. – 348 с.: ил.
32. Даукшас, В. К. Химия и химическая технология : науч. труды вузов Лит. ССР / В. К. Даукшас, П. Н. Кадзяускас. – 1963. – № 3. – 52 с.
33. Дихтярь, Т. Д. Разработка реагентов для предупреждения прихватов и повышения показателей отработки долот: автореф. дис. ...канд. техн. наук: 05.15.10 / Татьяна Дмитриевна Дихтярь; науч. рук. Г. В. Конесев; ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – Уфа, 1997. – 24 с.
34. Доровских, И. В. Обоснование и получение коррозионно-стойких тампонажных материалов со смешанной конденсированной фазой для строительства скважин : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 / Иван Владимирович Доровских; науч. рук. В. В. Живаева; Санкт-Петербургский гос. горн. ун-т. – СПб. : СПГГУ, 2011. – 20 с.
35. Дорофеев, А. Г. Композиционные покрытия для защиты сооружений и оборудования нефтегазовой промышленности: обзор. информ. / А. Г. Дорофеев. Д. И. Королев, Г. С. Орудгиева. – М., 1983. – 52 с. – (Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности / ВНИИОЭНГ).
36. Дубенко, В. Е. Технология бурения и устройство для упрочнения и кольматации стенок скважины / В. Е. Дубенко // Тезисы докладов конференции «Проблемы развития газодобывающей и газотранспортной систем отрасли и их роль в энергетике Северо-Западного региона России». – Ухта, 1995. – С. 30–31.

37. Заключение о лабораторных испытаниях реагента ЛПЭ-32, поставляемого НПО «Технолог» г. Стерлитамак. – БашНИПИнефть. – 2002.
38. Захарченко, В. А. Коллоидная химия / В. А. Захарченко. – М. : Высшая школа, 1989. – 182 с.
39. Злотников, Г. П. Разработка методов предупреждения прихватов и поломок бурильных труб на участках искривления ствола глубоких скважин : автореф. дис. ... канд. техн. наук / Георгий Павлович Злотников, науч. рук. П. Ф. Осипов. – Ухта : УГТУ, 2007. – 24 с.
40. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче / Н. Н. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков. – М., 2003.
41. Иманкулов, Н. Н. Биодизельные топлива на основе растительных масел и их эфиров / Н. Н. Иманкулов, О. В. Балабеков // Междунар. науч.-практ. конф. «Нефтепереработка–2008»: материалы конференции. – Уфа, 2008. – С. 192–195.
42. Ингибиторы коррозии. Основы технологии получения и применения ингибиторов коррозии / Д. Л. Рахманкулов [и др.]. – М. : Интер, 2005. – Т. 3. – 346 с.
43. Ингибиторы коррозии. Теория и практика противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов / Д. Л. Рахманкулов [и др.]. – М. : Химия, 2007. – Т. 4. – 300 с.
44. Информационное письмо о применении бактерицида ЛПЭ-32 для стабилизации буровых растворов // ООО «Центр внедрения технологий». – Бугульма, 2008.
45. Каменских, С. В. Развитие методики оптимизации режимов бурения скважин трёхшарошечными долотами : дис. ...канд. техн. наук : 05.15.10 / Сергей Владиславович Каменских; науч. рук. П. Ф. Осипов ; Ухтинский индустриальный институт. – Ухта : Изд-во УИИ, 1998. – 188 с.
46. Каменских, С. В. Резервы улучшения показателей строительства скважин на площадях и месторождениях Тимано-Печорской провинции / С. В. Каменских // IX Международная молодёжная науч. конф. : тез. докл. (март 2014 г.) : в 3 ч.; Ч. 1. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2014. – С. 37–39.
47. Каменьщиков, Ф. А. Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях / Ф. А. Каменьщиков, Н. Л. Черных. – М. : НИЦ РХД, 2007. – 412 с.
48. Колесников, А. Г. Очистка углеводородного сырья от сероводорода и лёгких меркаптанов / А. Г. Колесников, Л. А. Коханчиков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – № 76. – С. 39–42.
49. Конесев, Г. В. Противоизносные и смазочные свойства буровых растворов / Г. В. Конесев, М. Р. Мавлютов, А. И. Спивак. – М. : Недра, 1980. – 144 с.

50. Коррозионностойкие материалы для нефтегазодобывающей промышленности. – М. : ВНИИОЭНГ, 1981. – Вып. 31. – С. 24–29. – (Коррозия и защита металлов / ВНИИОЭНГ).

51. Крезуб, А. П. О возможности нейтрализации сероводорода сидеритом при бурении скважин / А. П. Крезуб // Техника и технология промывки и крепления скважин : сб. ст. – Краснодар, 1982. – С. 44–49.

52. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах / В. М. Кравцов [и др.]. – М. : Недра, 1987. – 190 с.

53. Крылов, В. И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах / В. И. Крылов. – М. : Недра, 1980. – 304 с.

54. Ксильман, Г. С. Борьба с коррозией сооружений и оборудования нефтегазовой промышленности (состояние проблемы в странах СЭВ) / Г. С. Ксильман, А. А. Елифанов, Е. А. Никитенко. – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – 79 с.

55. Лушпеева, О. А. Научные обобщения и технологические разработки по повышению качества эффективной экологической безопасности буровых работ: автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 25.00.15-05 / Ольга Александровна Лушпеева; науч. консультант В. Н. Федоров. – Тюмень, 2008. – 48 с.

56. Любимова, С. В. Повышение эффективности бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальными участками путём снижения прихватоопасности: автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Светлана Владимировна Любимова; науч. рук. Л. Б. Хузина. – Уфа, 2012. – 23 с.

57. Метод нанесения покрытия из никелевого сплава 625 на оборудование глубоких нефтяных и газовых скважин // Нефтепромысловое строительство, коррозия и защита окружающей среды: экспресс-информ. – М. : ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 10.

58. Миндгян, А. К. Ингибиторная защита металлов от коррозии / А. К. Миндгян // Физико-химическая механика материалов. – 1985. – № 1. – С. 84–89.

59. Мотылева, Т. А. Разработка технологии утилизации жировых отходов рыбоперерабатывающих производств в смазочных компонентах буровых растворов : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.18.04; 25.00.15 / Татьяна Александровна Мотылева; науч. рук. Б. Ф. Петров; ФГОУВПО «Мурманский государственный технический университет». – Мурманск, 2006. – 24 с.

60. Мудрик, Т. П. Синтез N-алкениламмонийных солей и исследование их в качестве бактерицидов и ингибиторов коррозии: дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13 / Татьяна Петровна Мудрик; науч. рук. В. И. Левашова; Стерлитамакская гос. пед. академия им. Зайнаб Вишневой. – Уфа, 2010. – 122 с.

61. Навалихин, Г. П. Повышение безопасности эксплуатации промысловых трубопроводов / Г. П. Навалихин, А. В. Лаптев // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 1. – С. 48–52.
62. Нефтяные компании и Американский нефтяной институт разрабатывают новые стандарты на оборудование для разработки морских месторождений // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1986. – № 8. – С. 57–66.
63. Огаркова, Э. И. Разработка методов нейтрализации сероводорода при бурении скважин : автореф. дис. ...канд. техн. наук : 25.00.15 / Эльвира Ивановна Огаркова; науч. рук. Б. А. Андресон; «Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефти». – Уфа : БашНИПИнефть, 2002. – 24 с.
64. Опыт применения смазочной добавки серии «Спринт» в гранулированной товарной форме / Ю. Н. Мойса [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1999. – № 7. – С. 23–27.
65. Осадчая, И. Л. Повышение коррозионной стойкости тампонажных материалов в условиях сероводородной агрессии: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / Ирина Леонидовна Осадчая; науч. рук. А. А. Перейма; ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов». – Ставрополь : ОАО «СевКавНИПИгаз», 2013. – 25 с.
66. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистратуры «Нефтегазовое дело» / С. В. Каменских [и др.]. – Ухта : УГТУ, 2014. – 231 с.: ил.
67. Особенности коррозии и защиты нефтепромыслового оборудования в сероводородсодержащих средах / З. Г. Мурзагильдин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 5. – С. 38–41.
68. Пат. 2105783. Российская Федерация, МПК С09 К7/06. Смазочный реагент к буровым растворам / Н. Г. Кашкаров [и др.]; заявлено 30.05.1996. – Оpubл. 27.02.1998.
69. Пат. 2160232. Российская Федерация, МПК 6 С02F1/50. Средство для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий / Р. С. Алеев [и др.]. – Оpubл. 12.10.2000.
70. Пат. 2160233. Российская Федерация, МПК 6 С02F1/50. Средство для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий / Р. С. Алеев [и др.]. – Оpubл. 12.10.2000.
71. Пат. 2173355. Российская Федерация, МПК 6 С23F11/12. Средство для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий / Р. С. Алеев [и др.]. – Оpubл. 09.10.2001.

72. Пат. 2196739. Российская Федерация, МПК 6 C02F1/50. Средство для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий / У. М. Джемилев [и др.]. – Оpubл. 20.01.2003.

73. Пат. 2206726. Российская Федерация, МПК 6 C02F1/50. Средство для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий / Ф. Ф. Муганлинский [и др.]. – Оpubл. 20.06.2003.

74. Пат. 2211315. Российская Федерация, МПК 7 E 21 B 43/22, C 12 N 1/26, C 02 F1/50. Реагент для подавления роста микроорганизмов / О. Н. Логинов, Р. Н. Чураев, Н. Н. Силищев. – Оpubл. 27.08.2003.

75. Пат. 2386656. Российская Федерация, МПК C 09 K8/28. Буровой раствор для строительства скважин в осложнённых условиях, преимущественно для бурения пологих и горизонтальных скважин / Ю. В. Фефелов [и др.]; заявлено 13.11.2008. – Оpubл. 20.04.2010.

76. Пат. 9910232. Российская Федерация, МПК 6 C23F11/12. Средство для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий / Р. С. Алеев [и др.]. – Оpubл. 02.02.1999.

77. Пат. № 2173735. Российская Федерация, МПК 6 C23F11/12. Средство для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий / В. М. Андрианов [и др.]. – Оpubл. 20.09.2001.

78. Пат. № 2373251. Российская Федерация. Состав для изоляции зон поглощений / С. Н. Горонович [и др.]. – Оpubл. 20.06.2009.

79. Пат. SU 1205605. Российская Федерация, МПК 5 E 21 B43/22. Реагент для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий / Н. В. Прокшина [и др.]. – Оpubл. 27.11.1999.

80. Перейма, А. А. Разработка тампонажных материалов и технологических жидкостей для заканчивания и ремонта скважин в осложнённых горно-геологических условиях : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 25.00.15 / Алла Алексеевна Перейма; науч. консультант Р. А. Гасумов; «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов». – Ставрополь : ОАО «СевКавНИПИГаз», 2009. – 46 с.

81. Посташ, С. А. Ускорение проводки скважин путем повышения показателей работы шарошечных долот и применения смазочных добавок многофункционального действия : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 05.15.10 / Сергей Андреевич Посташ. – М., 1988. – 48 с.

82. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М. : Госгортехнадзор, 2013. – 131 с.

83. Пустовойтенко, И. П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении / И. П. Пустовойтенко. – М. : Недра, 1988. – 279 с.

84. Разработка поглотителей H_2S , используемых при бурении скважин на нефть и газ / А. А. Русаев [и др.] // Труды ВНИГНИ. – М., 1982. – Вып. 238. – С. 44–54.
85. Разработка технологии изоляции зон катастрофического поглощения тампонажными смесями с высоким содержанием наполнителей (до 350 % мас. и крупностью их до 40 мм) в нефтяных и газовых скважинах на базе автобетонокомплекса. Заключительный отчёт. – Куйбышев : Гипровостокнефть, 1990.
86. Распространение сульфатовосстанавливающих бактерий в пластовых водах Ромашкинского месторождения / Т. Н. Назина [и др.] // Микробиология. – 1995. – Т. 64. – С. 242–251.
87. РД 39-3-973-83 «Методика контроля микробиологической заражённости нефтепромысловых вод и оценка защитного и бактерицидного действия реагентов». – Уфа : ВНИИСПТнефть, 1984.
88. Регламент по ликвидации поглощений бурового раствора с использованием профилактических мероприятий и тампонажных смесей с высоким содержанием наполнителей на площадях ОАО «Самаранефтегаз». – Самара : Гипровостокнефть, 1997.
89. Резяпова, И. Б. Сульфатовосстанавливающие бактерии при разработке нефтяных месторождений / И. Б. Резяпова. – Уфа : Гилем, 1997. – 51 с.
90. Рекомендации по выбору тампонажного раствора применительно к агрессивной среде // А. И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ВНИИКРнефть, 1983.
91. Роджерс, В. Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей / В. Ф. Роджерс. – М. : Недра, 1967.
92. Руководящий нормативный документ РД 51-111-86. Инструкция по технологии управляемой кольматации проницаемых пород при бурении и заканчивании скважин / А. И. Спивак [и др.]. – М. : Мингазпром, 1986.
93. Русанов, А. А. Разработка поглотителей сероводорода и рецептур буровых растворов на их основе : отчёт о НИР : ХПЕП.1.117-5/40 / 101(1) / А. А. Русанов. – М., 1983. – № ГР 1.41-81-11/4.
94. Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – Оренбург : Летопись, 2005. – 664 с.
95. Саакисян, Л. С. Защита нефтегазопромыслового оборудования от разрушения, вызываемого сероводородом / Л. С. Саакисян, И. А. Соболева. – М. : ВНИИОЭНГ, 1981. – 72 с.
96. Саакисян, Л. С. Металлические покрытия для защиты от коррозии промышленного оборудования в условиях наводороживания / Л. С. Саакисян, И. Л. Соболева, А. Д. Тихомиров. – М. : ВНИИОЭНГ, 1982. – Вып. 12. – 9 с.

97. Самотой, А. К. Прихваты колонн при бурении скважин / Н. А. Самотой. – М. : Недра, 1984. – 205 с.
98. Сидоров, Н. А. Предупреждение и ликвидация поглощений бурового раствора при бурении нефтяных и газовых скважин : обзор. информ. / Н. А. Сидоров [и др.]. – М., 1983. – 33 с. – (Бурение / ВНИИОЭНГ).
99. Смазочное действие сред в буровой технологии / Г. В. Конесев [и др.]. – М. : Недра, 1993. – 272 с.
100. Соколов, Ю. Н. Повышение нейтрализующей способности и устойчивости буровых растворов к воздействию сероводорода : автореф. дисс. ... канд. техн. наук / Соколов Ю. Н. – Саратов, 1985. – 23 с.
101. Спивак, А. И. Инструкция по предупреждению и ликвидации поглощений в порово-трещинных карбонатных коллекторах при вскрытии газоносных отложений большой толщины / Ф. И. Спивак, М. Р. Мавлютов, С. Н. Горонович; Мингазпром СССР. – Уфа : УНИ, 1987.
102. Хазипов, Р. Х. Обоснование выбора химических составов – нейтрализаторов разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений / Р. Х. Хазипов, И. Б. Резяпова // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2001. – № 4.
103. Харитонов, Т. А. Исследование и разработка тампонажных составов для разобщения пластов с сероводородной и углекислой агрессией: автореф. дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Т. А. Харитонов. – Тюмень, 2013. – 25 с.
104. Четвертнева, И. А. Разработка многофункциональных смазочных добавок для повышения эффективности бурения и заканчивания скважин : дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / И. А. Четвертнева – Уфа, 2003. – 192 с.
105. Шакрисламов, А. Г. Повышение надёжности эксплуатационных колонн в условиях солеотложения и коррозии / А. Г. Шакрисламов, Б. Р. Гильмутдинов, Ф. С. Гарифуллин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8 – С. 128–131.
106. Шевцов, В. Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах / В. Д. Шевцов. – М. : Недра, 1984.
107. Шкандратов, В. В. Актуальные проблемы коррозии: методы и технологии антикоррозионной защиты, внедряемые на месторождениях ООО «Лукойл-Коми» / В. В. Шкандратов, С. К. Ким // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 3.
108. Шкляр, Р. Л. Переработка высокосернистого газа без производства серы / Р. Л. Шкляр, Н. Н. Кисленко, Т. Г. Семиколонов // Газовая промышленность. – 2009. – № 8. – С. 83–85.

109. Щепетов, О. А. Системная классификация аварий в бурении / Вестник АГТУ. Сер.: Управление, вычислительная техника и информатика. – АГТУ. – 2009, № 2. – С. 36–42.

110. Экологические безопасные смазочные добавки ФК-2000 для бурения горизонтальных скважин / Ю. Н. Мойса [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 3. – С. 28–29.

111. Яров, А. Н. Буровые растворы с улучшенными смазочными свойствами / А. Н. Яров [и др.]. – М. : Недра, 1975. – 143с.

112. Ясов, В. Г. Осложнения в бурении / В. Г. Ясов, М. А. Мыслюк. – М. : Недра, 1991. – 334 с.

113. Blowout preventers. Catalog 802. Hydric Company. – Los Angeles, California, 1980.

114. NACE standarts MR-01-75. Materials for valves for resistance to sulfide stress cracking in production and pipeline service replaces. – NACE Publication 1F106. – Houston, Texas, 1980, 7701, March.

115. Steel making process affects H₂ damage resistance for sourgas pipelines and vessels // Oil and Gas. – 1982, 27, XI, – P. 80–81.