

**КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**  
*Кафедра разработки и эксплуатации месторождений трудноиз-  
влекаемых углеводородов*

**ТЕХНОЛОГИИ ЗАЩИТЫ ОСЛОЖНЁННОГО ФОНДА  
СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Учебно-методическое пособие

Казань – 2024

**УДК 541.13**

**ББК Г24**

*Принято на заседании кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ*

*Рекомендовано учебно-методической комиссией Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ  
(протокол №9 от 25 апреля 2024 г.)*

**Рецензенты:**

Кандидат химических наук, научный сотрудник ИОФХ им. А.Е. Арбузова –  
ОСП ФИЦ КазНЦ РАН

**Е.Е. Барская**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых углеводородов  
ФГАОУ ВО «К(П)ФУ» **Ф.А. Губайдуллин**

Авторы: Долгих С.А., Шагеев А.Ф., Федотов А.А., Ситдикова Г.Х., Мухаматдинов И.И., Варфоломеев М.А.

Технологии защиты осложнённого фонда скважин нефтегазовых месторождений / С.А. Долгих и др. – Казань: Казан. ун-т, 2024. – 54 с.

Методическое пособие предназначено для студентов-бакалавров очной формы обучения, направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело», дисциплина «Разработка нефтяных и газовых месторождений», и магистров 21.04.01 «Нефтегазовое дело» с непрофильным образованием.

В учебно-методическом пособии рассмотрены 10 видов осложняющих факторов в процессе механизированной добычи нефти (солеотложение, коррозионная агрессивность, эрозионная агрессивность, механические примеси, асфальтосмолопарафиновые отложения, газогидратные отложения, высоковязкие нефти, эмульсии, высокая температура пласта и высокий газовый фактор. В пособии рассмотрены характеристики осложняющего фактора, причины возникновения и характер негативного влияния на эксплуатацию скважин, а также методы борьбы с осложняющим фактором.

© Долгих С.А., Шагеев А.Ф., Федотов А.А., Ситдикова Г.Х., Мухаматдинов И.И., Варфоломеев М.А., 2024  
© Казанский университет, 2024

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1. СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ .....	9
1.2 Характеристика осложняющего фактора .....	9
1.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин .....	10
1.3 Методы борьбы с осложняющим фактором .....	11
2 КОРРОЗИОННАЯ АГРЕССИВНОСТЬ .....	15
2.1 Характеристика осложняющего фактора .....	15
2.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин .....	16
2.3 Методы борьбы с осложняющим фактором .....	17
3 ЭРОЗИЯ .....	21
3.1 Характеристика осложняющего фактора .....	21
3.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин .....	21
3.3 Методы борьбы с осложняющим фактором .....	23
4 МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ.....	26
4.1 Характеристика осложняющего фактора .....	26
4.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин .....	26
4.3 Методы борьбы с осложняющим фактором .....	27
5 АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ .....	30
5.1 Характеристика осложняющего фактора .....	30
5.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин .....	30
5.3 Методы борьбы с осложняющим фактором .....	32
6 ГАЗОГИДРАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ .....	35

6.1 Характеристика осложняющего фактора .....	35
6.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин .....	35
6.3 Методы борьбы с осложняющим фактором .....	35
7 ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ .....	37
7.1 Характеристика осложняющего фактора .....	37
7.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин .....	37
7.3 Методы борьбы с осложняющим фактором .....	38
8 ЭМУЛЬСИЯ .....	40
8.1 Характеристика осложняющего фактора .....	40
8.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин .....	40
8.3 Методы борьбы с осложняющим фактором .....	41
8.4 Защита УЭЦН от Эмульсии путем применения специальных приспособлений для спуска капиллярной трубки ниже электродвигателя ....	42
9 ВЫСОКАЯ ТЕМПЕРАТУРА ПЛАСТА .....	47
9.1 Характеристика осложняющего фактора .....	47
9.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин .....	47
9.3 Методы борьбы с осложняющим фактором .....	47
10 ВЫСОКИЙ ГАЗОВЫЙ ФАКТОР .....	49
10.1 Характеристика осложняющего фактора .....	49
10.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин .....	49
10.3 Методы борьбы с осложняющим фактором .....	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	51
ЛИТЕРАТУРА.....	52

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения
- ГНО - глубинно-насосное оборудование
- УЭЦН - установка электроприводного центробежного насоса
- ЗСП - защита от срыва подачи
- ЭК - эксплуатационная колонна
- КПД – коэффициент полезного действия
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ОРЭ - одновременно-раздельная эксплуатация
- ОРЗ - одновременно-раздельная закачка
- СУДР - скважинная установка дозирования реагента
- ОПЗ - обработка призабойной зоны пласта
- ГРП – гидравлический разрыв пласта
- КРС – капитальный ремонт скважин
- ГЖС - газожидкостные смеси
- КВЧ – количество взвешенных частиц
- СВБ - сульфатвосстанавливающие бактерии
- ПЭД - погружной электродвигатель
- ВПК – внутритрубные протекторы коррозии
- ГТМ – геолого-технические мероприятия
- ТКРС - текущий капитальный ремонт скважин
- ФС – фильтр сетчатый
- ФНТ – фильтр-насадка трубная
- СПО – спускоподъемные операции
- БРХ - блок реагентного хозяйства
- АМДС - автоматическая лебедка Сулеманова
- АДПМ - агрегат депарафинизационный модернизированный
- ППУ - передвижная парогенераторная установка
- ПАВ – поверхностно-активное вещество
- ЦКР – центральная комиссия по разработке

УШГН - установка штангового глубинного насоса

УШВН - установка штангового винтового насоса

ТМС – телемеханическая система

ЭПО - эксплуатационное погружное оборудование

ГФ – газовый фактор

ГНК - газонефтяной контакт

ВГФ – высокий газовый фактор

УПР - условно-постоянный режим

АПВ - автоматические повторные включения

СУ – станция управления

## ВВЕДЕНИЕ

Надёжность и целостность нефтедобывающего оборудования напрямую связаны со сроком его эксплуатации. Большинство месторождений, находящиеся сегодня в разработке, открыты несколько десятков лет назад, то есть на поздней стадии разработки, что значительно осложняет процесс добычи нефти. Среди прочего оборудования особую роль в добыче приобрели установленные на добывающих скважинах электроприводные насосы, основными причинами отказов которых являются такие осложняющие факторы как отложение солей, смол, парафинов, а также засорения механическими частицами.

Добывающие насосы, работающие в старых скважинах, также подвергаются коррозионному воздействию. Именно поэтому защите скважинного оборудования от коррозии следует уделять особое внимание. Для выбора определённого метода защиты следует придерживаться научного подхода, позволяющего разобраться в видах коррозионного воздействия и причинах, вызывающих его.

Процесс механизированной добычи нефти осложнен различными факторами по причине наличия естественных природных компонентов (солей, механических примесей, АСПО) в составе нефти, пластовой воде, попутно добываемом газе и их взаимодействии между собой при смешении, а также их негативном влиянии на эксплуатацию глубинно-насосного оборудования (ГНО), используемого в процессах добычи нефти.

Существует следующая градация по 10 видам осложняющих факторов:

1. «Солеотложение».
2. «Коррозионная агрессивность».
3. «Эрозионная агрессивность».
4. «Механические примеси».
5. «Асфальтосмолопарафиновые отложения».
6. «Газогидратные отложения».
7. «Высоковязкие нефти».
8. «Эмульсия».
9. «Высокая температура пласта».
10. «Высокий газовый фактор».

Негативное проявление осложняющих факторов приводит к преждевременному и незапланированному отказу ГНО, потерям нефти и дополнительным расходам.

Все методы борьбы с осложняющими факторами делятся на три основных направления:

1. Предупреждающие методы – методы, исключаящие или сводящие к минимуму риск проявления осложняющего фактора. Данные методы необходимо применять на стадии реализации системы разработки месторождения. Для этого необходимо иметь полную информацию о геологии месторождения (состав пород и флюида), разработки месторождения, выполнить анализ причин возможных проявлений осложняющих факторов и их характер, дать прогнозную оценку негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию механизированного фонда скважин.

2. Методы защиты применяются, когда зафиксирован факт или определен риск проявления осложняющих факторов, определена причина и характер его проявления и подобран метод предотвращения его повторного образования.

3. Методы удаления – применяются для удаления уже образовавшихся отложений с поверхности нефтегазодобывающего оборудования или призабойной зоны пласта.

Изучив данное пособие, а также различные методы борьбы с осложнённым фондом, студенты будут иметь понятие, для чего необходимы те или иные мероприятия при освоении месторождения и как проводить анализ принятых решений по ликвидации возникших осложнений.



# 1. СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ

## 1.2 Характеристика осложняющего фактора

Солеотложение – выпадение химического вещества (соль) в осадок из раствора. Процессы добычи нефти сопровождаются отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъемных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения неорганических солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Все попутно добываемые воды содержат растворенные соли в тех или иных количествах. Содержание растворенных в воде солей оценивается параметром общей минерализации.

Типы минеральных солей, которые могут быть обнаружены при эксплуатации ГНО (Рис. 1.1):

1.  $\text{CaCO}_3$  - карбонат кальция (кальцит).
2.  $\text{CaSO}_4$  - сульфат кальция ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  – гипс,  $\text{CaSO}_4$  –ангидрит).
3.  $\text{MgCO}_3$  - карбонат магния.
4.  $\text{NaCl}$  - хлористый натрий (галит).
5.  $\text{BaSO}_4$  - сульфат бария (барит).
6.  $\text{SrSO}_4$  - сульфат стронция (целестин).
7.  $\text{FeS}$  - сульфид железа.

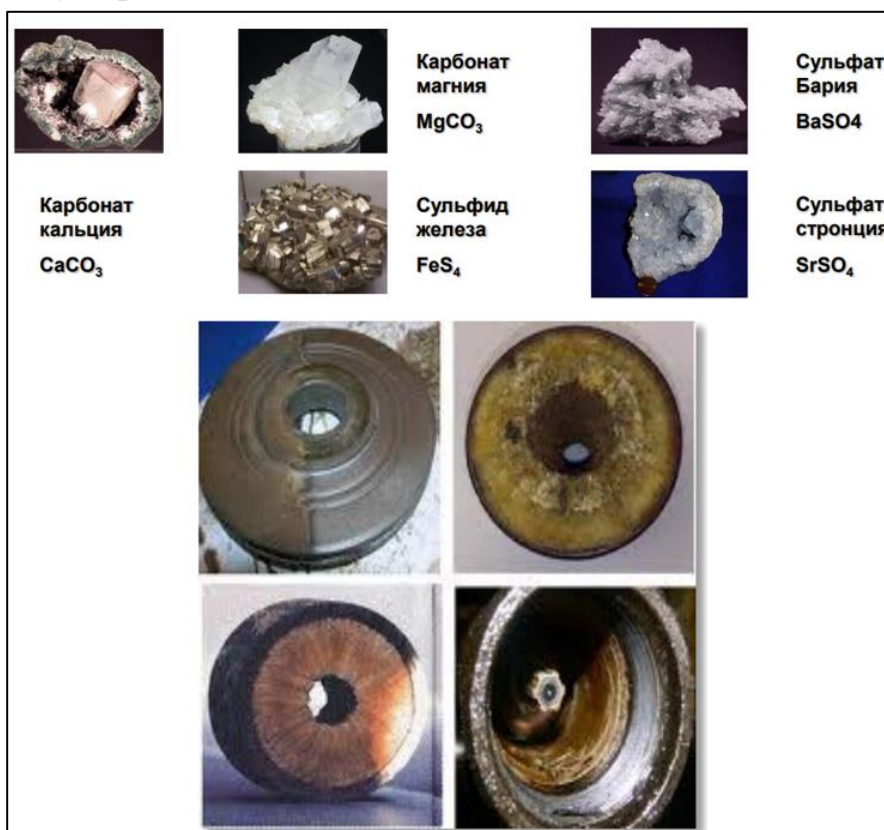


Рис. 1.1. Типы минеральных солей, которые могут быть обнаружены при эксплуатации ГНО

## 1.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин

Основные причины солеотложения:

Первое – смешивание вод разного состава несовместимых друг с другом или рост фактической концентрации осадкообразующих ионов в добываемой жидкости при растворении минералов горных пород.

Второе – при перенасыщении вод в результате изменения «по сравнению с пластовыми условиями» давления и температуры, испарении воды, выделении газов.

Процесс усиливается для карбоната кальция (наиболее распространенный вид солеотложения) при снижении давления ниже давления насыщения нефти, а также при повышении температуры потока добываемой продукции, вызванной теплоотдачей работающего погружного оборудования.

В водных растворах подавляющее большинство солей существует в виде ионов. В природных водах преобладают три аниона (гидрокарбонат  $\text{HCO}_3^-$ , хлорид  $\text{Cl}^-$  и сульфат  $\text{SO}_4^{2-}$ ) и четыре катиона (кальций  $\text{Ca}^{2+}$ , магний  $\text{Mg}^{2+}$ , натрий  $\text{Na}^+$  и калий  $\text{K}^+$ ) - их называют главными ионами. Они составляют в пресных водах свыше 90-95 %, а в высокоминерализованных - свыше 99 % всех растворенных веществ (Рис. 1.2).

РАСТВОРИМОСТЬ СОЛЕЙ, КИСЛОТ И ОСНОВАНИЙ В ВОДЕ												
ИОНЫ	$\text{H}^+$	$\text{K}^+$	$\text{Na}^+$	$\text{Ag}^+$	$\text{Ba}^{2+}$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Zn}^{2+}$	$\text{Cu}^{2+}$	$\text{Pb}^{2+}$	$\text{Fe}^{3+}$	$\text{Al}^{3+}$
$\text{OH}^-$		Р	Р	—	Р	М	М	Н	Н	М	Н	Н
$\text{NO}_3^-$	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
$\text{Cl}^-$	Р	Р	Р	Н	Р	Р	Р	Р	Р	М	Р	Р
$\text{S}^{2-}$	Р	Р	Р	Н	Р	—	—	Н	Н	Н	Н	—
$\text{SO}_4^{2-}$	Р	Р	Р	М	Н	М	Р	Р	Р	М	Р	Р
$\text{CO}_3^{2-}$	Р	Р	Р	М	Н	Н	М	Н	—	Н	—	—
$\text{SiO}_3^{2-}$	Н	Р	Р	—	Н	Н	Н	Н	—	Н	—	—
$\text{PO}_4^{3-}$	Р	Р	Р	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н
$\text{CH}_3\text{COO}^-$	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р

Р – растворимые     
 М – малорастворимые     
 Н – нерастворимые  
— – разлагаются водой или не существуют

Рис. 1.2. Растворимость солей, кислот и оснований в воде

Зоны отложения солей и влияние на эксплуатацию (Рис. 1.3):

Зона 1. Призабойная зона скважины и зона перфорации. Снижается приток из пласта, рабочая зона УЭЦН смещается в левую зону. Повышается риск отключения насоса по ЗСП, перегрева и отказа двигателя из-за слабого притока.

Зона 2. Эксплуатационная колонна. Снижается внутренний диаметр ЭК, риск прихвата, механические повреждения оборудования при проведении спускоподъемных операций.

Зона 3. Поверхность рабочих органов ГНО. Снижается КПД насоса, приводит к деградации напорно-расходных характеристик ЭЦН, заклиниванию и слому вала.

Зона 4. НКТ, наземные коммуникации. Повышаются потери напора ЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости. Снижается КПД УЭЦН и растут удельные затраты на подъем 1тн. Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти.

### **1.3 Методы борьбы с осложняющим фактором**

Для предотвращения отложения неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании применяют следующие способы:

- Технологические (применение вод совместимых с пластовыми, ограничение притока воды в добывающих скважинах, отдельный отбор и сбор жидкости и т.д.).
- Физические (применение магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости).
- Химические (различные варианты ингибирования, кислотные обработки и обработки растворителями).
- Использование защитного покрытия поверхности оборудования материалами с низкой адгезией к солям.

Все данные способы делятся в свою очередь на предупреждающие методы, защитные методы и методы удаления солеотложений.

#### **Методы предупреждения солеотложения:**

- Подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных, совместимых с пластовыми вод. Это исключает или в значительной мере снижает интенсивность образования отложений неорганических солей.
- Изменение ионного состава закачиваемой воды (удаление сульфат-

ионов из воды, закачка воды из водоносного горизонта, закачка подтоварной воды).

- Подбор режима работ скважин в диапазоне забойного давления и температуры (без риска солеотложения).
- Защита ГНО методом закачки ингибитора солеотложений через систему поддержки пластового давления.
- ОРЭ, ОРЗ.

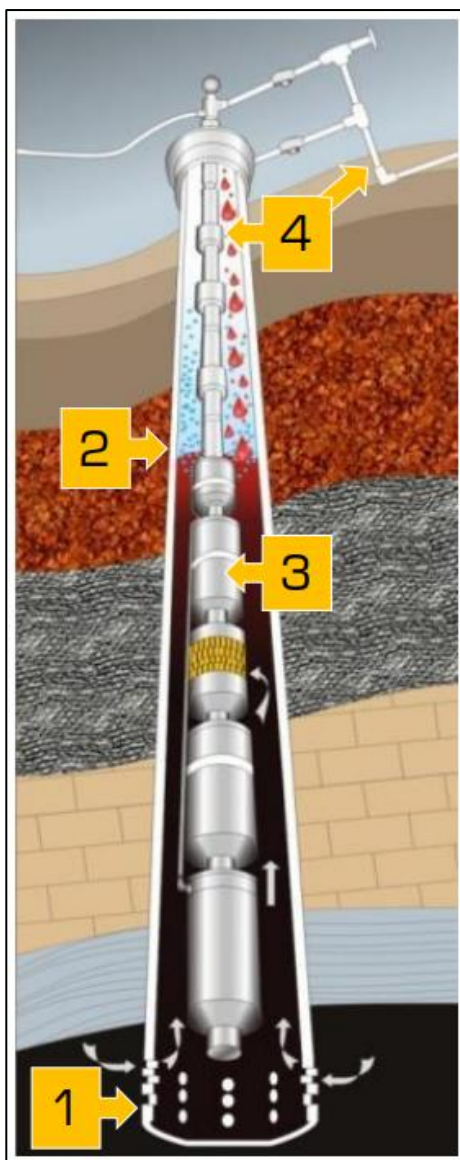


Рис. 1.3. Зоны отложения солей и их влияние на эксплуатацию

#### Методы защиты от солеотложения:

- Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в различных растворителях (летняя/зимняя форма) в затрубное пространство скважины через СУДР.
- Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в товарной

форме в затрубное пространство скважины через СУДР.

- Периодическое дозирование ингибитора солеотложений в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР.
- Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР по импульсной трубке.
- Периодическое дозирование ингибитора солеотложений в затрубное пространство скважины в водном растворе.
- Периодическое дозирование ингибитора солеотложений в затрубное пространство скважины в товарной форме.
- Задавка ингибитора солеотложений в пласт под давлением (технология SQUEEZE-соли).
- Задавка ингибитора солеотложений в пласт в составе растворов глушения (технология SQUEEZE соли-Глушение).
- Задавка ингибитора солеотложений в пласт в составе кислотных растворителей при ОПЗ (технология SQUEEZE соли-ОПЗ).
- Задавка ингибитора солеотложений в пласт при ГРП (технология: с жидкостью ГРП (ScaleFrac), с проппантом при ГРП (ScaleProp)).
- Неуправляемый внутрискважинный контейнер с ингибитором солеотложений.
- Управляемый внутрискважинный контейнер с ингибитором солеотложений.
- Капсулированный ингибитор солеотложений, размещённый в зумпф скважины.
- УЭЦН с рабочими органами и направляющими аппаратами, не склонными к отложению солей.
- Электроволновой излучатель.
- Магнитные индукторы (на основе постоянных магнитов).
- Комплексная технология защиты ГНО от солеотложений.

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин, осложненных солеотложением:

1. Группа № 1 - от 0 до 80 м<sup>3</sup>/сут.
2. Группа № 2 - от 81 до 160 м<sup>3</sup>/сут.
3. Группа № 3 - от 161 до 399 м<sup>3</sup>/сут.
4. Группа № 4 - от 400 до 1000 м<sup>3</sup>/сут.
5. Группа № 5 - от 1001 м<sup>3</sup>/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

**Методы удаления солеотложения:**

- Периодические промывки ГНО растворителем солеотложений (кислотными составами).
- Кислотные ванны для очистки НКТ и зоны перфорации.
- Применение инструментов КРС (скрепер, райбер и т.п.).

Методы удаления солевого слоя должны быть быстрыми, эффективными, не деструктивными по отношению к скважине, трубам и среде пласта. Желательно с предотвращением повторного отложения солей.

## 2 КОРРОЗИОННАЯ АГРЕССИВНОСТЬ

### 2.1 Характеристика осложняющего фактора

Коррозия металлов – самопроизвольное разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой. При коррозии металла происходит не только потеря его массы, но и снижение механической прочности, пластичности и других свойств.

Можно выделить 3 признака, характеризующих коррозию:

1. Коррозия – окислительно-восстановительный процесс с химической точки зрения.
2. Коррозия – самопроизвольный процесс, возникающий по причине неустойчивости термодинамической системы металл – компоненты окружающей среды.
3. Коррозия – процесс, который развивается в основном на поверхности металла.

По видам разрушения коррозия бывает:

- Сплошная равномерная коррозия.
- Поверхностная неравномерная коррозия.
- Коррозия пятнами.
- Язвенная коррозия.
- Питтинговая (точечная) коррозия.
- Мейза-коррозия.
- Контактная коррозия (электрохимическая). Обязательно происходят в электролитной среде и относятся к анодно-катодным взаимодействиям (Рис. 2.1). Это могут быть водные растворы, а также иная среда, содержащая влагу. Процесс сопровождается возникновением внутри системы электрического тока. При соприкосновении разных металлов или (металла имеющего примеси разного электродного потенциала) с электролитом происходит растворение металла. При таком типе коррозии атом удаляется из кристаллической решетки в результате двух сопряженных процессов: анодного – металл в виде ионов переходит в раствор и катодного – образовавшиеся при анодном процессе электроны, связываются депольризатором (вещество — окислитель).

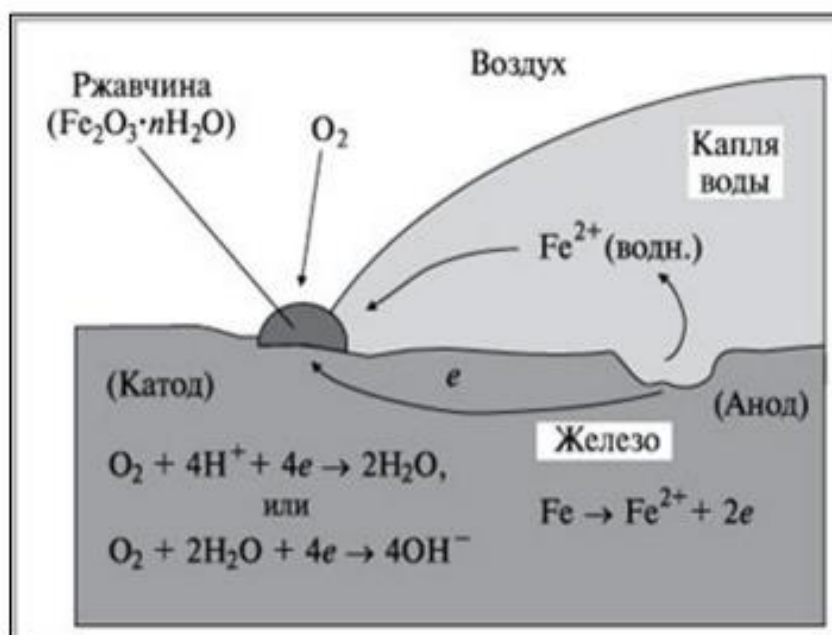


Рис. 2.1. Электрохимическая коррозия

## 2.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин

Коррозионная агрессивность пластовой жидкости характеризуется наличием и степенью влияния осложняющих факторов. Степень влияния этих факторов зависит от температуры, давления, скорости движения потока, минерализации воды и количественного соотношения воды и углеводорода в двухфазной среде, наличия механических примесей. Большое влияние на коррозионный процесс оказывают коррозионно-агрессивные газы - сероводород, углекислый газ, кислород. При росте в пластовой жидкости содержания коррозионно-агрессивных газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ) скорость коррозии увеличивается. Наличие бактериальной заражённости пластовой жидкости также способствует усилению коррозионных процессов (Рис. 2.2).

Коррозионные отказы подразделяются по степени влияния на них коррозионно-агрессивных газов, а именно:

1. «Углекислотная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ).
2. «Сероводородная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС сероводорода ( $\text{H}_2\text{S}$ ).
3. «Кислородная коррозия» одной из основных причин коррозии является содержание в ГЖС кислорода ( $\text{O}_2$ ).



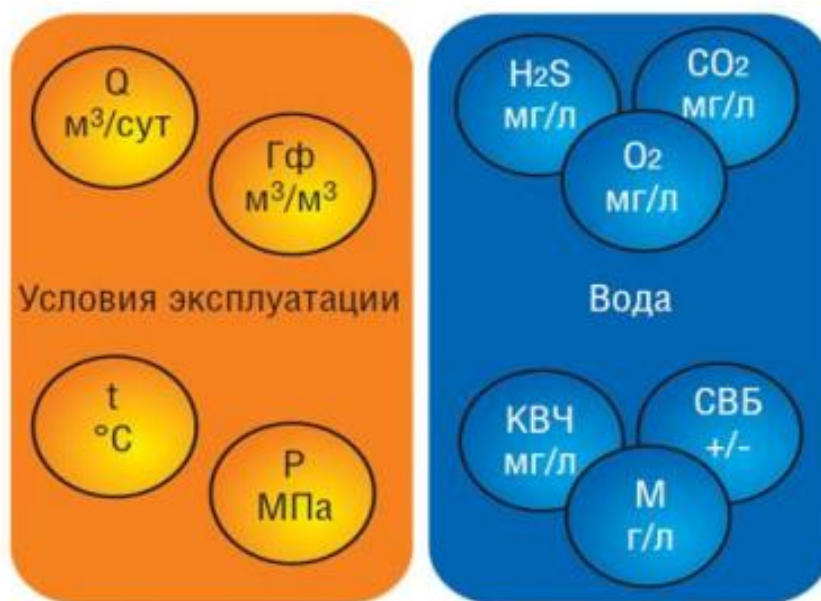


Рис. 2.2. Причины возникновения коррозии

Зоны коррозионных повреждений и их влияние на эксплуатацию:

Зона 1. Корпус ПЭД и гидрозащиты. Разгерметизация и отказ ПЭД по причине нарушения изоляции.

Зона 2. Рабочие органы УЭЦН. Коррозионный износ и разрушение рабочих органов, потеря напорно-расходных характеристик ЭЦН.

Зона 3. Поверхности НКТ. Потеря подачи насоса из-за негерметичности НКТ, обрыв по элементам НКТ.

Зона 4. Внутренняя поверхность ЭК. Возможна разгерметизация ЭК и обводнение скважинной продукции.

Зона 5. Наземные коммуникации. Разливы нефти в результате появления свищей и порывов в арматуре или в сборном коллекторе.

### 2.3 Методы борьбы с осложняющим фактором

В настоящее время в нефтедобыче используются различные методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования:

1. Технологические – мероприятия предупредительного характера, направленные на сохранение первоначально низких коррозионных свойств среды.

2. Специальные методы – мероприятия по защите нефтепромыслового оборудования от коррозионной активности.

Выбор методов защиты от коррозии осуществляется на основании технико-экономического сравнения различных вариантов, с учетом доступности материально-технических ресурсов.

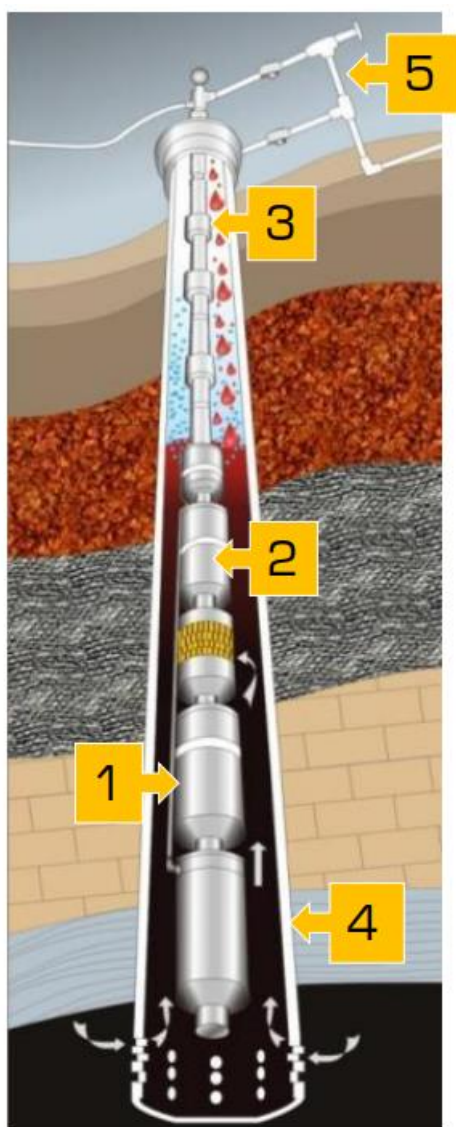


Рис. 2.3. Зоны отложения коррозии и их влияние на эксплуатацию

### Методы предупреждения коррозионной активности:

- Правильный выбор источника и организация подготовки водоснабжения для системы поддержания пластового давления (закачка воды из водоносного горизонта, закачка подтоварной воды, обескислороживание).
- Предупреждение смешивания различных типов вод – сероводородосодержащих с не содержащими сероводород в своем составе.
- Создание стабильных термодинамических условий работы оборудования.
- ОРЭ, ОРЗ.
- Использование закрытых систем сбора при добыче и переработке нефти.

## Методы защиты от коррозионной активности

- Постоянное дозирование ингибитора коррозии в различных растворителях в затрубное пространство скважины через СУДР.
- Постоянное дозирование ингибитора коррозии в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР.
- Постоянное дозирование ингибитора коррозии в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР по импульсной трубке.
- Периодическое дозирование ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины в водных растворах.
- Периодическое дозирование ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины в товарной форме.
- Задавка ингибитора коррозии в пласт под давлением (технология SQUEEZE-коррозия).
- Капсулированный ингибитор коррозии, размещённый в зумпф скважины.
- Не управляемый внутрискважинный контейнер с ингибитором коррозии.
- Управляемый внутрискважинный контейнер с ингибитором коррозии.
- НКТ с внутренним покрытием всей подвески (Рис. 2.4).
- НКТ с внутренним покрытием 50 % подвески + 50 % НКТ без покрытия.
- НКТ с хромом 100% вся подвеска (только для скважин с углекислотной коррозией).
- ПЭД с защитным антикоррозионным покрытием.
- УЭЦН в коррозионностойком исполнении.
- Магнитные индукторы (на основе постоянных магнитов).
- Электроволновой излучатель.
- ВПК в составе УЭЦН.
- Протекторы для защиты резьбовых соединений НКТ.
- Внутрискважинные протекторы из полимерных материалов для защиты резьбовых соединений НКТ.
- Комплексная защита ГНО от коррозии (применение нескольких технологий защиты одновременно на одной скважине).



#### Важные характеристики НКТ с покрытием:

- ✓ Толщина покрытия
- ✓ Диэлектрическая сплошность покрытия
- ✓ Адгезия
- ✓ **Шероховатость**
- ✓ Твердость и ударопрочность
- ✓ Износостойкость в т.ч. к абразивному износу
- ✓ Температурный диапазон
- ✓ Стойкость к кислотам и щелочам
- ✓ **Наличие защиты ниппельной части**
- ✓ Ремонтопригодность покрытия

Рис. 2.4. Эффективность применения НКТ с покрытием на коррозионном фонде

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин, осложненных коррозией:

1. Группа № 1 - от 0 до 100 м<sup>3</sup>/сут.
2. Группа № 2 - от 101 до 250 м<sup>3</sup>/сут.
3. Группа № 3 - от 251 до 500 м<sup>3</sup>/сут.
4. Группа № 4 - от 501 до 1000 м<sup>3</sup>/сут.
5. Группа № 5 - от 1001 м<sup>3</sup>/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

#### Методы удаления коррозии

К методам удаления коррозии при эксплуатации УЭЦН будут относиться замена отказавшего или поврежденного коррозией узла погружного или наземного оборудования и внутрискважинный ремонт ЭК.

## 3 ЭРОЗИЯ

### 3.1 Характеристика осложняющего фактора

Эрозия металлов – разрушение поверхностных слоев металлических изделий в результате механического воздействия потока газа, жидкости, твердых частиц, а также при кавитационных явлениях или под влиянием электрических разрядов (электроэрозия).

Износ можно рассматривать как механический процесс, осложнённый действием физических и химических факторов, вызывающих снижение прочности микрообъемов поверхностного слоя (Рис. 3.1).

### 3.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин

Износ, эрозия деталей насосов (рабочих органов, подшипников и т.д.) зависит от степени абразивности добываемой продукции скважины, которая определяется по количеству выносимых частиц, их твердости, гранулометрическому составу, содержанию (%) кварца, геометрии песка (угловатость). Также характеризуется интенсивной потерей металла оборудования в местах прямого контакта с эрозивной средой, обусловлено высокими скоростями потока ГЖС с наличием абразивных механических примесей (Рис. 3.2).



Рис. 3.1. Проявление эрозии

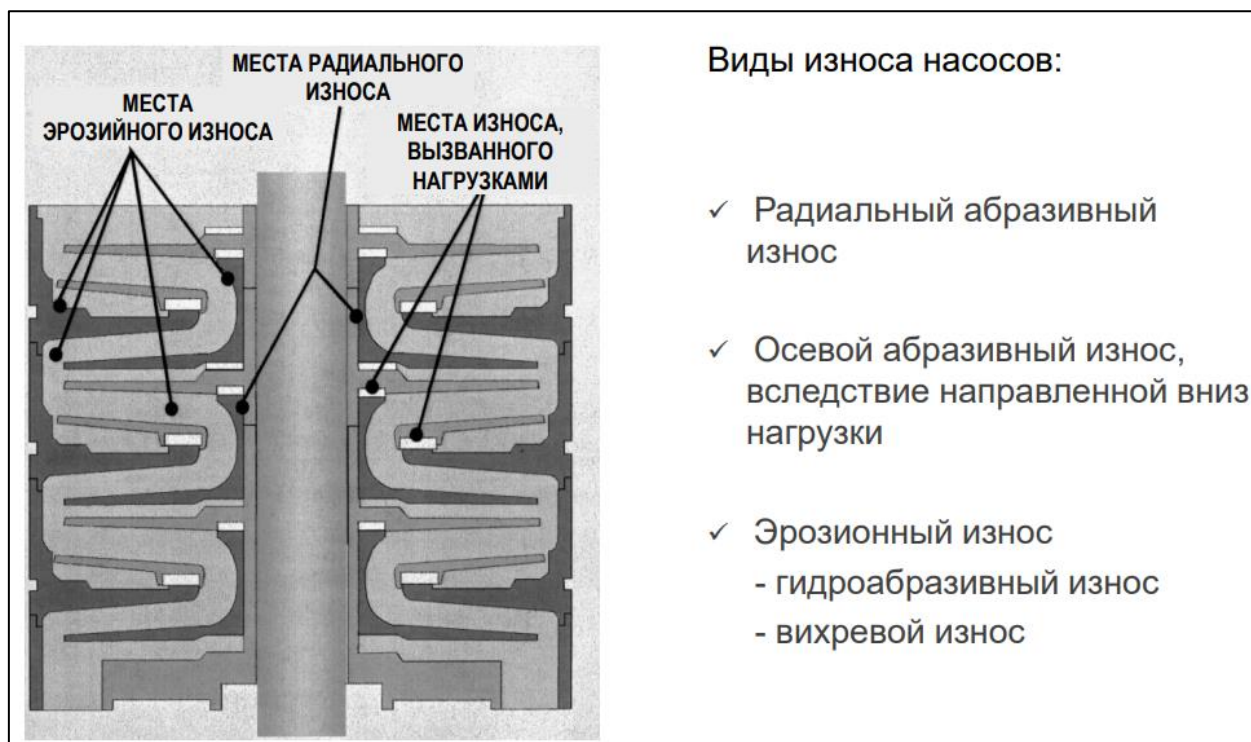


Рис. 3.2. Виды износа насосов

Зоны возможных проявлений эрозии и влияние на эксплуатацию (Рис. 3.3):

Зона 1. Корпус двигателя ПЭД. Разгерметизация и отказ ПЭД по причине R-0.

Зона 2. Рабочие органы УЭЦН. Износ рабочих органов, потеря напорно-расходных характеристик ЭЦН, заклинивание насоса.

Зона 3. Поверхности НКТ. Потеря подачи насоса из-за негерметичности НКТ, обрыв по элементам НКТ.

Зона 4. Внутренняя поверхность ЭК. Возможна разгерметизация ЭК и обводнение скважинной продукции.

Зона 5. Наземные коммуникации. Разливы нефти в результате появления свищей и порывов в арматуре или сборном коллекторе.

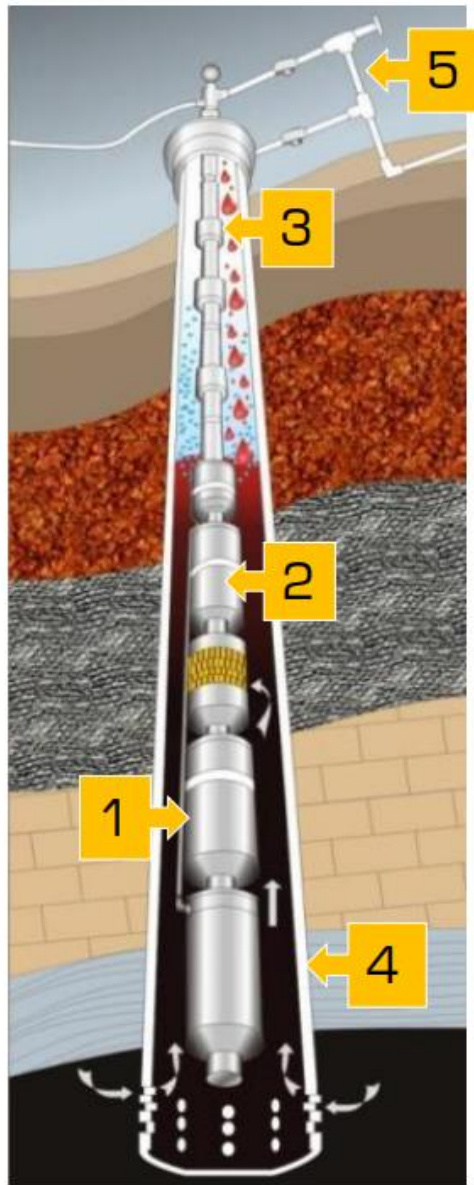


Рис. 3.3. Зоны проявления эрозии и влияние на эксплуатацию

### 3.3 Методы борьбы с осложняющим фактором

В ряде случаев, механическое нарушение металла может служить базой для развития коррозионных процессов, а совместное воздействие эрозии и коррозии ускоряет разрушение в десятки раз. В связи с этим мероприятия по предупреждению эрозии насосного оборудования состоят из следующих направлений:

1. Защита от коррозионной составляющей – различные способы ингибирования.
2. Снижение абразивной агрессивности продукции – снижение скорости потока, снижение КВЧ.
3. Повышение надежности оборудования – применение ЭЦН и ПЭД в специальном (коррозионно-износостойком) исполнении.

### **Методы предупреждения эрозии:**

- Увеличение диаметра НКТ или уменьшение диаметра ПЭД (в рамках технических ограничений).
- Снижение депрессии на пласт (необходимо экономическое обоснование).
- Установка забойных фильтров.
- Проектирование работы УЭЦН со скоростью вращения, не превышающей 2930 об/мин (частота питающего тока 50 Гц).
- Крепление призабойной зоны скважины (химические, термические и прочие методы).

### **Методы защиты от эрозии:**

- Постоянное дозирование ингибитора коррозии в различных растворителях в затрубное пространство скважины через СУДР.
- Постоянное дозирование ингибитора коррозии в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР.
- Постоянное дозирование ингибитора коррозии в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР по импульсной трубке.
- Периодическое дозирование ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины в различных растворителях.
- Периодическое дозирование ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины в товарной форме.
- Задавка ингибитора коррозии в пласт под давлением (технология SQUEEZE-коррозия).
- НКТ с внутренним покрытием 100 % всей подвески.
- НКТ с хромом 100 % всей подвески (только для скважин с углекислотной коррозией).
- Внутрискважинные протекторы из полимерных материалов для защиты резьбовых соединений НКТ.
- ПЭД с защитным покрытием.
- Центратор ПЭД в ЭК.
- УЭЦН в коррозионно-износостойком исполнении.
- Комплексная защита (применение нескольких технологий защиты одновременно на одной скважине).



При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин, осложненных эрозией:

1. Группа № 1 - от 0 до 125 м<sup>3</sup>/сут
2. Группа № 2 - от 126 до 300 м<sup>3</sup>/сут
3. Группа № 3 - от 301 до 600 м<sup>3</sup>/сут
4. Группа № 4 - от 601 до 1000 м<sup>3</sup>/сут
5. Группа № 5 - от 1001 м<sup>3</sup>/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

## **4 МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ**

### **4.1 Характеристика осложняющего фактора**

Все виды механических примесей, обнаруженные в ГНО, находящиеся в подвижном или в уплотненном состоянии имеют статус «несвязанные механические примеси». Основной измеряемой характеристикой механических примесей является количество взвешенных частиц (КВЧ) в мг/л.

### **4.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин**

Причины наличия механических примесей в ГЖС:

- разрушения горной породы в процессе эксплуатации скважины;
- выноса занесенных в скважину с поверхности механических примесей в результате проведения ГТМ и технологических операций на скважинах (частицы, вносимые в составе растворов глушения, проппант после проведения гидроразрыва пласта и др.);
- продукты коррозии в том числе гидроокислы железа;
- вынос растворимых и нерастворимых солей с пластовой водой.

Основными причинами негативного влияния механических примесей на процессы нефтедобычи являются износ и засорение элементов глубинного насосного оборудования нефтедобывающих скважин.

Интенсивность засорения определяется составом механических примесей, технологическим режимом работы скважины, характеристиками подземного оборудования и свойствами механических примесей (Рис. 4.1).

По степени влияния механических примесей на ГНО разделяются на три основных блока:

1. механические примеси, способствующие эрозионному износу ГНО (потеря металла, ускоренный износ оборудования);
2. механические примеси, способствующие частичному или полному засорению проходных сечений ГНО (клин, снижение подачи);
3. механические примеси, способствующие частичному или полному заиливанию (налипанию на фильтрующих элементах ГНО).



Рис. 4.1. Наличие механических примесей в ГЖС

#### 4.3 Методы борьбы с осложняющим фактором

##### Методы предупреждения выноса механических примесей:

- Крепление слабосцементированных пород пласта химическими связывающими реагентами.
- Предотвращение выноса механических примесей из пласта барьерами, созданными в процессе химической реакции.
- Предотвращение выноса механических примесей из пласта барьерами, созданными при операции ГРП.
- Скважинные фильтры (проволочные, щелевые, микропоровые), устанавливаемые во время бурения как элемент заканчивания скважин.
- Стационарные фильтры (гравийные фильтры, либо другие типы фильтрующих элементов), расположенные в эксплуатационной колонне, устанавливаемые при ТКРС.
- Задавка в пласт комплексонов (технология SQUEEZE) для предупреждения образования гидроокислов на ГНО.

##### Методы защиты от механических примесей:

- Насосный фильтр, устанавливаемый на ГНО (ФС, ФНТ).
- Шламоуловитель.

- Сепаратор механических примесей для ГНО (Рис 4.2.)
- Комплексная защита ГНО от механических примесей (применение нескольких технологий защиты одновременно на одной скважине).



Рис. 4.2. Сепаратор механических примесей

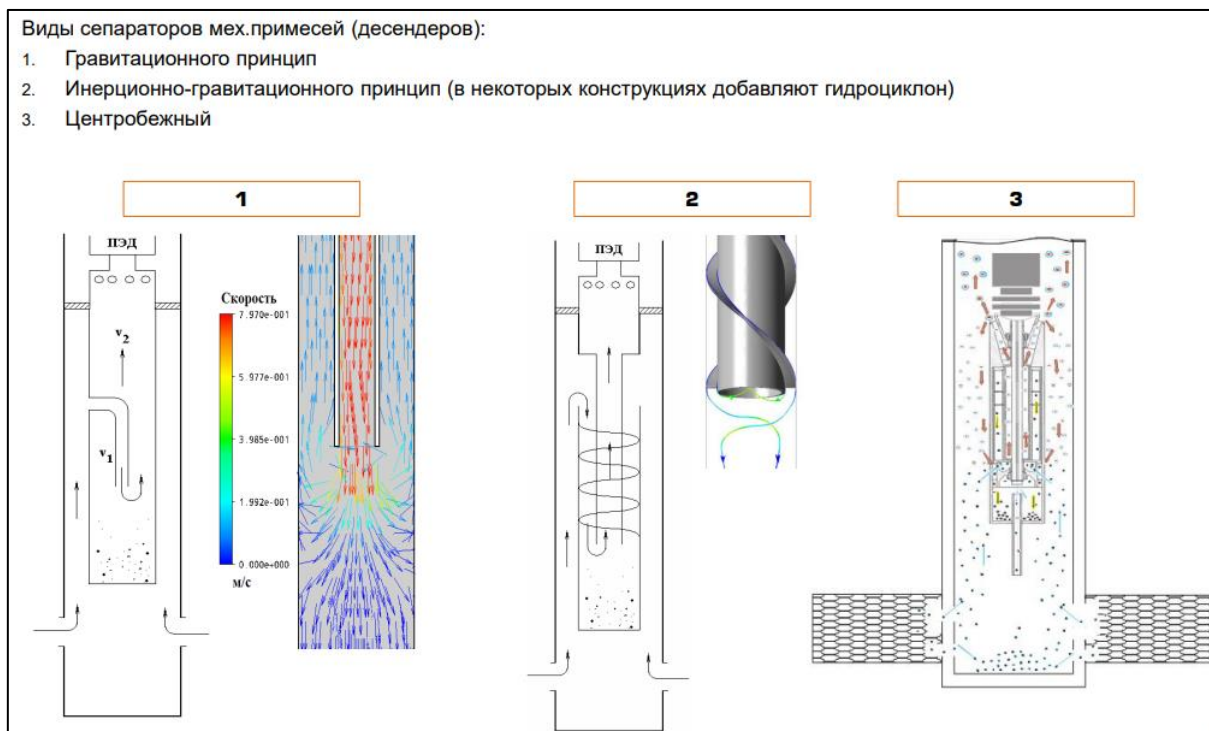


Рис. 4.3. Виды фильтров и сепараторов песка

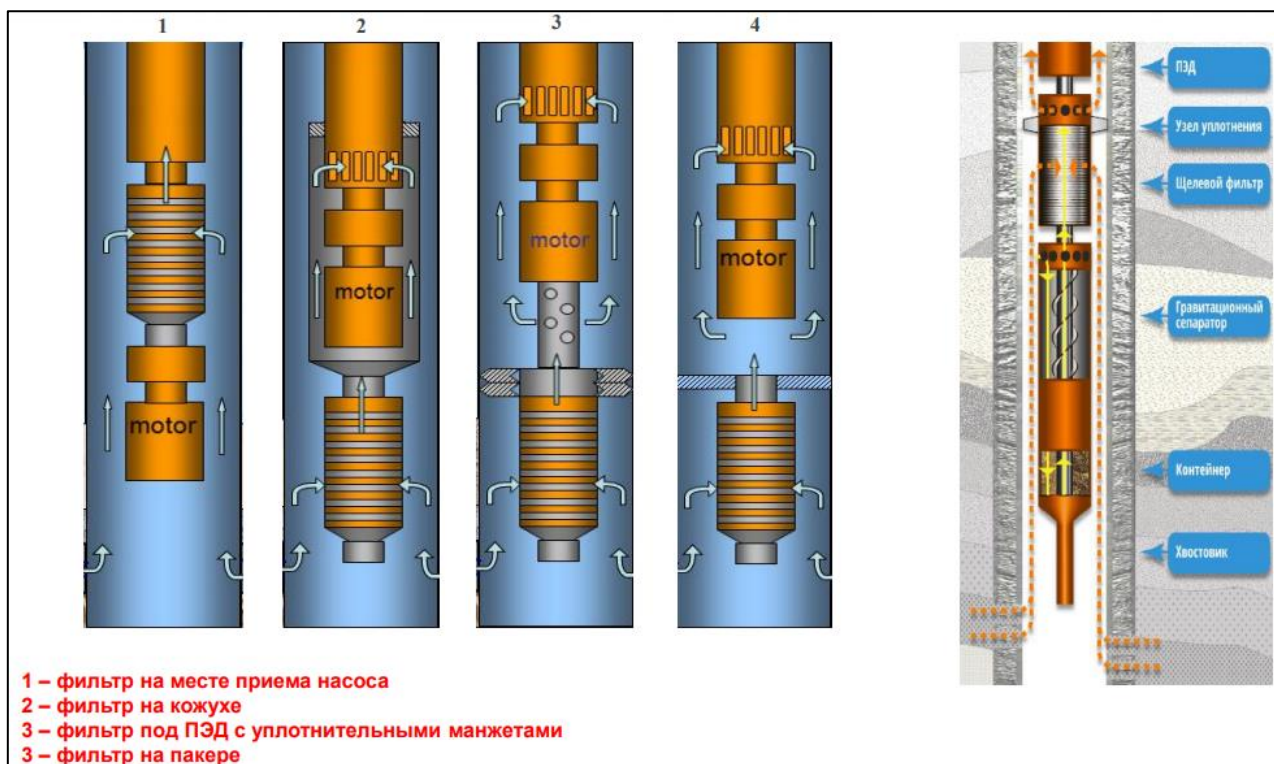


Рис. 4.4. Варианты установки фильтров

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин, осложненных механическими примесями:

1. Группа № 1 - от 0 до 125 м<sup>3</sup>/сут
2. Группа № 2 - от 126 до 500 м<sup>3</sup>/сут
3. Группа № 3 - от 501 до 1000 м<sup>3</sup>/сут
4. Группа № 4 - от 1001 м<sup>3</sup>/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

#### Методы удаления механических примесей:

- Подготовка скважины при ТКРС путем очистки зумпфа.
- Доливы в затрубное пространство скважины водных растворов с химическими реагентами для промывки ГНО от механических примесей.
- Промывки ГНО технологической жидкостью для удаления механических примесей с ГНО.
- Кислотные обработки призабойной зоны пласта и ГНО для удаления заиливания и гидроокислов железа.

## 5 АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

### 5.1 Характеристика осложняющего фактора

АСПО в целом представляют собой тёмно-коричневую или чёрную твёрдую или густую мазеобразную массу высокой вязкости.

АСПО содержат парафины, смолы, асфальтены, масла, серу, металлы, а также минеральные вещества в виде растворов солей органических кислот, комплексных соединений или диспергированных минеральных веществ. В состав АСПО входит небольшое количество воды. Кроме того, отложения содержат механические примеси из привнесённого материала в виде глинистых частиц, кварцевых зёрен песчаника, железной окалины и т.д.

АСПО практически не растворяется повторно и не диспергируются в сырой нефти при добыче и транспортировке.



Рис. 5.1. Асфальтосмолопарафиновые отложения

### 5.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин

Основные факторы, влияющие на отложение парафинов:

- снижение забойного давления;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

АСПО выпадает в твердую фазу при температуре пластовой жидкости ниже температуры насыщения нефти парафином:  $T_{\text{нас}} \geq T_{\text{жид}}$ . Температура насыщения нефти парафином не постоянна и не линейна, зависит от  $P_{\text{заб}}$  по отношению к  $P_{\text{нас}}$ , содержание асфальтено-смолистых веществ, обводненности, способности ГЖС создавать стойкие эмульсии (Рис. 5.2).

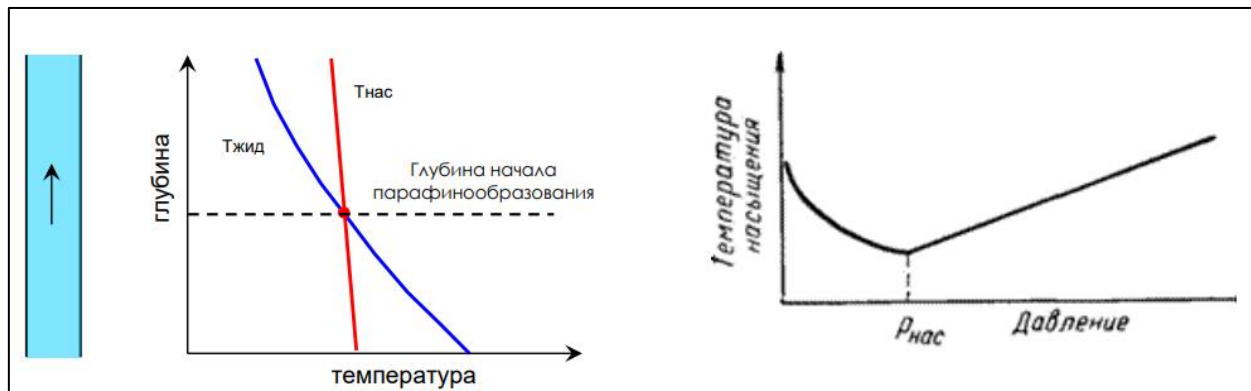


Рис. 5.2. Причины отложения АСПО

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Наиболее подвержены парафиноотложению скважины с низкими дебитами, невысокой обводненностью, незначительной разностью величин пластового давления и давления насыщения, высоким газовым фактором, наличием в геологическом разрезе слоев многолетнемерзлых пород и вечной мерзлоты, высоким содержанием в нефти парафинов и церезинов, высокой температурой насыщения нефти парафином, высокой температурой плавления парафина.

Зоны отложения АСПО и влияние на эксплуатацию (Рис. 5.3):

Зона 1. Призабойная зона скважины и зона перфорации. Снижается приток из пласта, рабочая зона УЭЦН смещается в левую зону. Повышается риск отключения насоса по ЗСП, перегрева и отказа двигателя из-за слабого притока.

Зона 2. ЭК. Снижается внутренний диаметр ЭК, риск прихвата, механического повреждения оборудования при проведении СПО, потеря циркуляции жидкости.

Зона 3. НКТ, наземные коммуникации. Повышаются потери напора ЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости. Снижается КПД УЭЦН и растут удельные затраты на подъем 1тн. АСПО негативно влияет на безопасность эксплуатации наземного оборудования, снижает пропускной диаметр коллекторов, засоряет емкости и т.д.

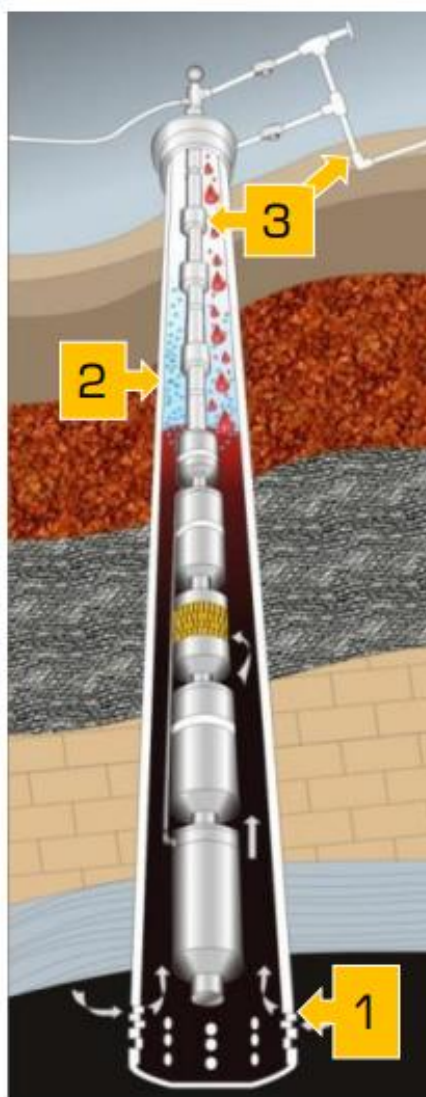


Рис. 5.3. Зоны отложения АСПО и влияние на эксплуатацию

### 5.3 Методы борьбы с осложняющим фактором

#### Методы предупреждения АСПО

Подбор соответствующего режима работ скважин в диапазоне забойного давления  $P_{\text{заб}}$ , температуры  $T$ , расхода жидкости  $Q_{\text{ж}}$  (без риска АСПО).

#### Методы защиты от АСПО:

- Периодическое дозирование ингибиторов АСПО в затрубное пространство скважины в различных растворителях.
- Периодическое дозирование ингибиторов АСПО в затрубное пространство скважины в товарной форме.
- Постоянное дозирование ингибитора АСПО в товарной форме через СУДР (БРХ) в затрубное пространство скважины.
- Постоянное дозирование ингибитора АСПО в товарной форме че-



рез СУДР (БРХ) в скважину по импульсной трубке.

- Внутрискважинный контейнер с ингибитором АСПО.
- Греющий кабель (с наружным креплением на НКТ).
- Греющий кабель (с внутренним расположением в НКТ).
- НКТ с внутренним покрытием (Рис. 5.4).
- НКТ из стеклопластика.
- Магнитные индукторы (на основе постоянных магнитов).
- Электроволновой излучатель.
- Комплексная технология защиты ГНО от АСПО.



Рис. 5.4. Эффективность применения НКТ с покрытием

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин осложненных АСПО:

1. Группа № 1 - от 0 до 50 м<sup>3</sup>/сут
2. Группа № 2 - от 51 до 125 м<sup>3</sup>/сут
3. Группа № 3 - от 126 до 300 м<sup>3</sup>/сут
4. Группа № 4 - от 301 м<sup>3</sup>/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

При подборе ингибитора АСПО необходимо руководствоваться Положением Компании «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных

испытаний химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании», Методическим указанием компании «Единые технические требования по основным классам химических реагентов».

#### **Методы удаления АСПО:**

- Скребкование НКТ ручными лебёдками.
- Скребкование НКТ силами передвижных лебёдок (ЦКР, Подрядчик по сервису).
- Скребкование НКТ АМДС.
- Периодическая термическая обработка с применением АДПМ (горячей водой).
- Периодическая термическая обработка с применением ППУ (горячим паром).
- Периодическая промывка с применением углеводородных растворителей АСПО.
- Периодическая промывка с применением водных растворов с ПАВ.
- Периодическая термическая обработка с применением греющего кабеля в НКТ.

## **6 ГАЗОГИДРАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ**

### **6.1 Характеристика осложняющего фактора**

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды (водяных паров) и низкомолекулярных газов. По внешнему виду напоминают лед или снег. Область их термодинамической стабильности охватывает и положительные (по Цельсию) температуры. При умеренных давлениях газовые гидраты природных газов существуют вплоть до +20 °С.

### **6.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин**

Основными факторами, определяющими условия образования гидратов природных газов, являются: состав газа, давление, температура, наличие свободной капельной влаги, а также степень ее минерализации.

Образование газогидратов в скважинах (выбор метода борьбы с ними) в значительной степени зависят от пластовых температур, климатических условий и режима эксплуатации скважины.

Условия для образования газогидратов при эксплуатации скважины возникает, когда температура газа при его движении вверх от забоя до устья становится ниже температуры гидратообразования. В результате скважина забивается газогидратами.

Место начала образования газогидратов в скважинах определяют по точке пересечения равновесной кривой образования гидратов с кривой изменения температуры газа по стволу скважин.

Зоны гидратообразования и их влияние на эксплуатацию:

Зона 1. Затрубное пространство. Перекрытие затрубного пространства, отжатие динамического уровня до приема насоса, срыв подачи и отказ УЭЦН.

Зона 2. Внутри колонны НКТ. Снижение внутреннего диаметра НКТ, повышение потерь напора УЭЦН на трение, снижение дебита жидкости, риск аварии/полета или отказа УЭЦН.

Зона 3. Наземные коммуникации. Рост давления в системе сбора, отказ наземного оборудования, порывы трубопроводов и т.д.

### **6.3 Методы борьбы с осложняющим фактором**

#### **Методы предупреждения газогидратных отложений:**

Подбор соответствующего режима работ скважин в диапазоне забойного давления  $P_{заб}$  и температуры  $T$  (без риска гидратообразования).

### **Методы защиты от газогидратных отложений:**

- Периодическая промывка с применением тяжёлых солевых растворов.
- Греющий кабель (с наружным креплением на НКТ).
- Греющий кабель (с внутренним расположением в НКТ).
- Периодическое дозирование ингибиторов гидратообразования в затрубное пространство скважины в товарной форме.
  - Постоянное дозирование ингибитора гидратообразования через СУДР (БРХ) в затрубное пространство скважины.
  - Постоянное дозирование ингибитора гидратообразования через СУДР (БРХ) в скважину по импульсной трубке.
  - Комплексная технология защиты ГНО от газогидратов.

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин, осложненных газогидратами:

1. Группа № 1 - от 0 до 50 м<sup>3</sup>/сут
2. Группа № 2 - от 51 до 125 м<sup>3</sup>/сут
3. Группа № 3 - от 126 до 300 м<sup>3</sup>/сут
4. Группа № 4 - от 301 м<sup>3</sup>/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

### **Методы удаления газогидратных отложений:**

- Скребокание НКТ ручными лебёдками.
- Скребокание НКТ передвижными лебёдками (ЦКР, Подрядчик по сервису).
- Скребокание НКТ АМДС.
- Периодическая термическая обработка с применением АДПМ (горячей нефтью).
  - Периодическая термическая обработка с применением АДПМ (горячей водой).
- Периодическая промывка с применением растворителей гидратных отложений.
- Периодическая термическая обработка с применением греющего кабеля в НКТ.

## **7 ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ**

### **7.1 Характеристика осложняющего фактора**

Термин «высоковязкие нефти» не имеет строгого количественного определения. Это касается как нижней, так и верхней границ величин вязкости, которые определяются главным образом с технологических позиций и варьируется от относительно небольших значений 10 сП, до величин вязкости близких к значениям природного битума (10 000 сП). К таким нефтям часто применяется термин «тяжелые нефти», так как они имеют плотность близкую к единице (920-1000 кг/м<sup>3</sup>).

Различают динамическую и кинематическую вязкость:

- Динамическая вязкость ( $\mu$ ) - (единицы измерения: Па·с = 10 Пуаз).

За единицу динамической вязкости принимается вязкость такой жидкости, при движении которой возникает сила внутреннего трения в 1Н (Ньютон) на площади 1 м<sup>2</sup> между слоями, движущимися на расстоянии 1 м с относительной скоростью 1м/сек.

- Кинематическая вязкость ( $\nu$ ) - отношение динамической вязкости жидкости к ее плотности, измеряется в м<sup>2</sup>/с = Стокс.

### **7.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин**

На величину вязкости и плотности нефти оказывает существенное влияние наличие растворенных газов, фракционный состав нефти и количество смолистых веществ в ней. В большинстве случаев, чем меньше геологический возраст и соответственно меньше глубина залегания пласта, тем большую вязкость и плотность имеет нефть.

Залежи тяжелых нефтей в основном встречаются в диапазонах глубин от 300 м до глубин свыше 1500 м. При этом доля балансовых запасов высоковязких нефтей, расположенных на глубинах свыше 1500 м составляет только 5 % всех запасов. Наиболее значимые по запасам месторождения расположены в диапазонах глубин 1000-1500 м. Очень часто месторождения высоковязкой нефти представляют собой сложную многопластовую систему, в которой различные этажи нефтеносности имеют не только различные емкостно-фильтрационные свойства, но и отличные друг от друга свойства пластового флюида.

Зоны влияние высокой вязкости на эксплуатацию (Рис. 7.1):

Зона 1. УЭЦН. Увеличение вязкости негативно отражается на рабочих характеристиках УЭЦН, снижает его напорно-расходную характеристику, КПД и соответственно влияет на межремонтный период оборудования.

Зона 2. НКТ. Повышаются потери напора ЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости. Снижается КПД УЭЦН и растут удельные затраты на подъем 1тн.

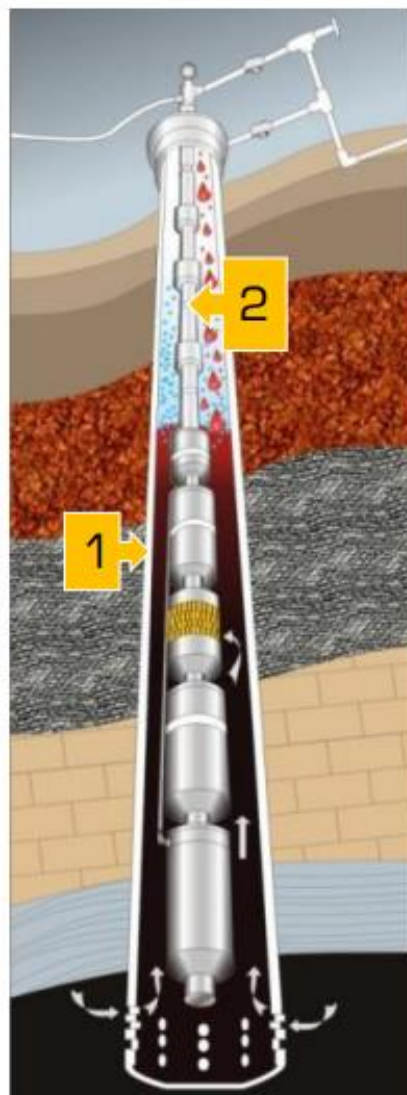


Рис. 7.1. Зоны отложения ВВН и влияние на эксплуатацию

### **7.3 Методы борьбы с осложняющим фактором**

Все методы защиты от данного осложняющего фактора сводятся к снижению вязкости перекачиваемого флюида с помощью химических и термических методов.

#### **Методы предупреждения влияния высокой вязкости:**

К таким методам можно отнести любые методы теплового воздействия на пласт высоковязкой нефти.

### **Методы защиты от влияния высокой вязкости:**

- Греющий кабель (с наружным креплением на НКТ).
- Греющий кабель (с внутренним расположением в НКТ).
- Постоянное дозирование ингибиторов по понижению вязкости нефти через СУДР (БРХ) в затрубное пространство скважины.
- Постоянное дозирование ингибиторов по понижению вязкости нефти через СУДР (БРХ) в затрубное пространство скважины по импульсной трубке.
- Постоянное дозирование органических растворителей через СУДР (БРХ) в затрубное пространство скважины.
- Постоянное дозирование органических растворителей через СУДР (БРХ) в затрубное пространство скважины по импульсной трубке.
- Постоянная закачка в скважину горячих агентов по двухлифтовой колонне.
- Постоянная закачка в пласт горячих агентов через паронагнетательную скважину.
- НКТ с внутренним покрытием.
- Насосы большего типоразмера и напорных характеристик с ограничением скорости оборотов.
- Комплексная технология защиты ГНО от негативного влияния высоковязкой нефти.

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин, осложненных высокой вязкостью:

1. Группа № 1 - от 0 до 50 м<sup>3</sup>/сут.
2. Группа № 2 - от 51 до 125 м<sup>3</sup>/сут.
3. Группа № 3 - от 126 до 300 м<sup>3</sup>/сут.
4. Группа № 4 - от 301 м<sup>3</sup>/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

## 8 ЭМУЛЬСИЯ

### 8.1 Характеристика осложняющего фактора

Эмульсия – смесь двух взаимно нерастворимых (или очень мало растворимых) жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек (глобул).

Диспергированную жидкость называют внутренней, или дисперсной фазой, а жидкость, в которой она находится, дисперсионной, или внешней средой.

По характеру различают эмульсии двух типов:

- «Эмульсия прямого типа» – неполярная жидкость в полярной (нефть в воде) обозначаются Н/В.
- «Эмульсия обратного типа» – полярная жидкость в неполярной (вода в нефти) обозначаются В/Н.

Почти все эмульсии, встречающиеся при добыче нефти, являются эмульсиями «обратного типа (вода в нефти)».

### 8.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин

Образование высокодисперсной водогазонефтяной эмульсии и её стойкость зависит от физико-химических характеристик пластовой нефти и попутно добываемой воды конкретного объекта разработки.

Интенсивность перемешивания нефти с водой влияет на образование и стойкость эмульсии. При механизированных способах добычи наиболее устойчивые водонефтяные эмульсии образуются при использовании УЭЦН (перемешивание продукции в рабочих колесах). При использовании штанговых и винтовых насосов образуются менее стойкие эмульсии.

Зоны образования эмульсий и влияние на эксплуатацию (Рис. 8.1):

Зона 1. Призабойная зона скважины и зона перфорации. Снижается приток из пласта, рабочая зона УЭЦН смещается в левую зону. Повышается риск отключения насоса по ЗСП, перегрева и отказа двигателя из-за слабого притока.

Зона 2. УЭЦН. Приводит к деградации напорно-расходных характеристик ЭЦН и к повышенному износу рабочих органов УЭЦН.

Зона 3. НКТ. Повышаются потери напора ЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости. Снижается КПД УЭЦН и растут удельные затраты на подъем 1 тн.



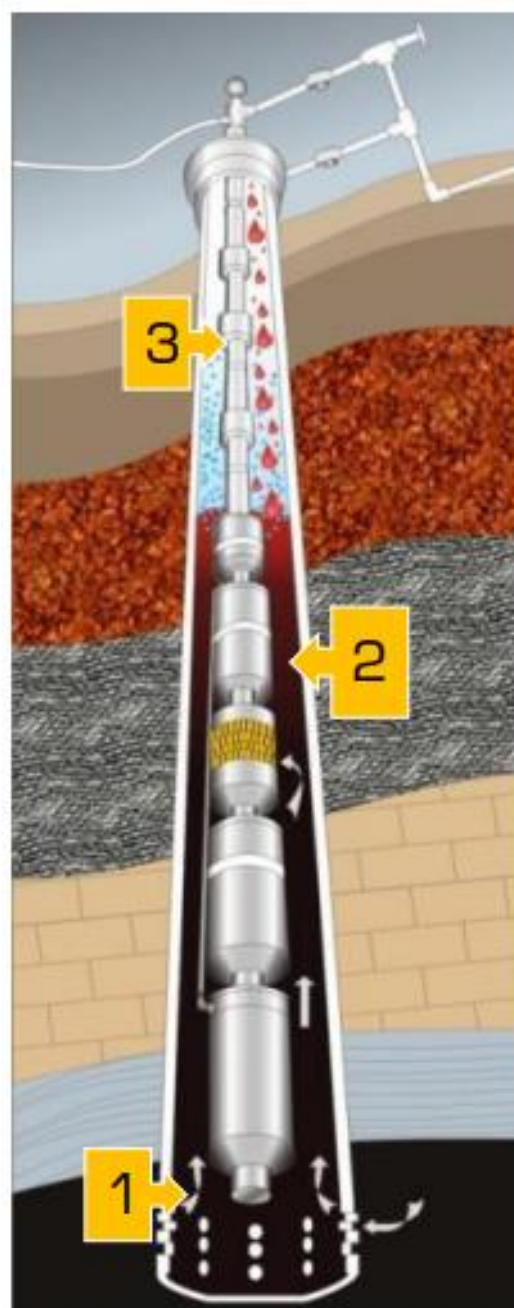


Рис. 8.1. Зоны образования эмульсий и влияние на эксплуатацию

### 8.3 Методы борьбы с осложняющим фактором

#### Методы предупреждения образования эмульсии:

1. ОРЭ (недопущение смешивания пластовой нефти и попутно добываемой воды с различными физико-химическими характеристиками).
2. Подбор способа механизированной добычи, снижающего интенсивность перемешивания нефти с водой (УШГН, УШВН).
3. Тестирование всех рабочих жидкостей (закачиваемых в пласт) на совместимость с нефтью соответствующего месторождения/пласта/скважины.

### **Методы защиты от эмульсии:**

- Постоянное дозирование деэмульгаторов в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР.
- Постоянное дозирование деэмульгаторов в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР по импульсной трубке.
- Периодическое дозирование деэмульгаторов в затрубное пространство скважины в различных растворителях.
- Периодическое дозирование деэмульгаторов в затрубное пространство скважины в товарной форме.
- Насосы большего типоразмера и напорных характеристик с ограничением скорости оборотов.
- НКТ с внутренним покрытием.
- Комплексная технология защиты ГНО от негативного влияния эмульсии.

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин, осложненных эмульсией:

1. Группа № 1 - от 0 до 50 м<sup>3</sup>/сут.
2. Группа № 2 - от 51 до 125 м<sup>3</sup>/сут.
3. Группа № 3 - от 126 до 300 м<sup>3</sup>/сут.
4. Группа № 4 - от 301 м<sup>3</sup>/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

### **8.4 Защита УЭЦН от эмульсий путем применения специальных приспособлений для спуска капиллярной трубки ниже электродвигателя**

Для недопущения механического повреждения капиллярной трубки, аспирантом ИГиНГТ (Федотов А.А.), были изобретены и представлены устройства, позволяющие производить спуск капиллярной трубки ниже электродвигателя. Благодаря устройствам, происходит защита капиллярной трубки от заземления между погружным электродвигателем (ПЭД) и эксплуатационной колонной (Рис. 8.2).

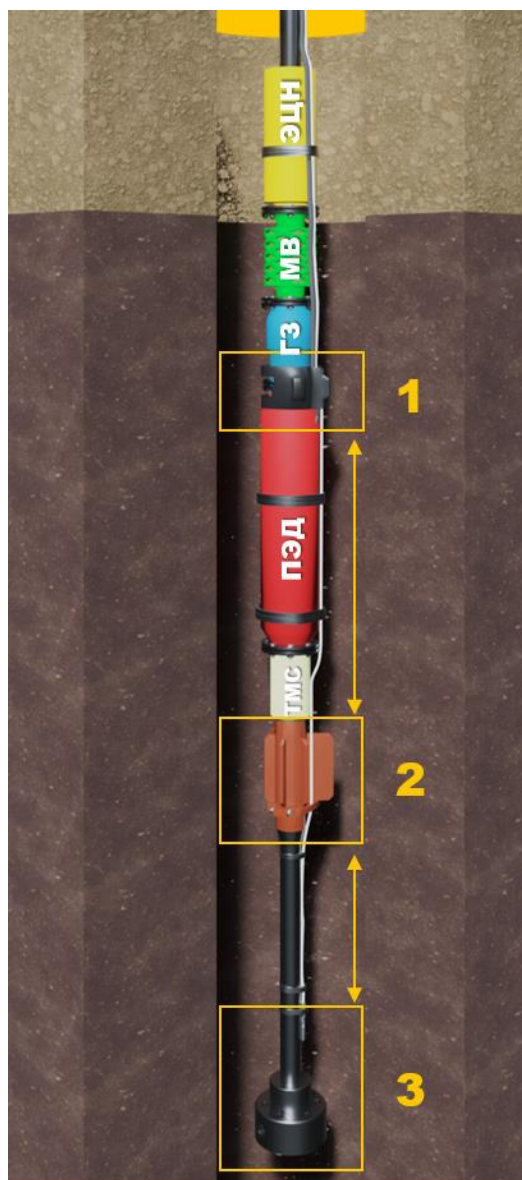


Рис. 8.2. Устройства подвески подачи реагента ниже ПЭД в интервал перфорации

Устройства подвески подачи химического реагента ниже погружного электродвигателя (ПЭД) состоит из следующих составляющих:

### 1) Протектолайзер ПЭД

Надежно фиксирует кабель и капиллярный трубопровод. Крепится на нижнем фланце **ГЗ** над верхней частью погружного электродвигателя (ПЭД). От стандартного исполнения протектолайзера отличается увеличенными ребрами-жесткости и дополнительным желобом для крепления капиллярной трубки (рис. 8.3).

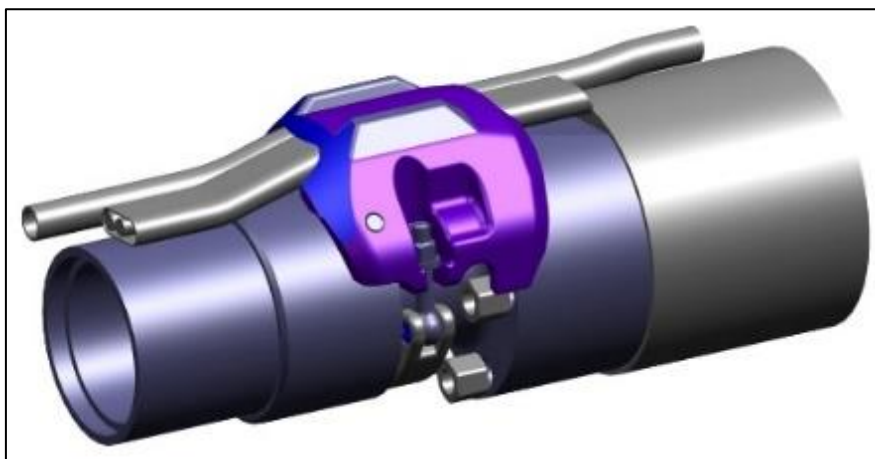


Рис. 8.3. Протектолайзер ПЭД

## 2) Эксцентричный центратор

Конструкция эксцентричного центратора состоит из лепестков, которые имеют разные размеры. Удлиненные лепестки, с одной стороны, предназначены для защиты капиллярной трубки от защемления между ПЭД и эксплуатационной колонной. Центратор вворачивается в ТМС, ниже в центратор вворачивается хвостовик из НКТ60.

Капиллярная трубка проходит между увеличенными лепестками и фиксируется с помощью хомута, который устанавливается на нижнем основании эксцентричного центратора и служит продолжением спуска капиллярной трубки вдоль УЭЦН и хвостовика из НКТ60 до зоны перфорации (Рис. 8.4).



Рис. 8.4. Эксцентричный центратор

### 3) Центратор хвостовика

Завершающая часть установки, которая защищает распылитель от механических повреждений (Рис. 8.5). Крепится на конце хвостовика НКТ60.



Рис. 8.5. Центратор хвостовика

Примененная технология «Устройства подвески подачи реагента ниже ПЭД» позволит спустить капиллярную трубку без механических повреждений в зону перфорации для последующего дозирования химического реагента, что в свою очередь не даст возможность образования высоковязкой эмульсии.

#### Дополнительно

При работе УЭЦН не в номинальных режимах возникает риск повышения температуры электроцентробежного насоса (ЭЦН) и погружного электродвигателя (ПЭД) из-за чего происходит оплавление капиллярной трубки (высокотемпературное повреждение). Решено применять усовершенствованный комбинированный капиллярный трубопровод.

Усовершенствованный комбинированный капиллярный трубопровод (Рис. 8.6)

Схема расположения:

1) Основная капиллярная трубка – спускается от СУДР, не доходя до ЭЦН (на 200-250 м. выше ЭЦН).

Конструкция – полимерная трубка с армированием из высокопрочных синтетических нитей и оболочки.

2) Капиллярная термовставка – от последней точки спуска основной капиллярной трубки, спускается ниже ТМС на 10 м.

Конструкция – стальная трубка с армированием из стальной оцинкованной проволоки.

3) Основная капиллярная трубка – от последней точки спуска капиллярной термовставки, спускается в зону перфорации.

Конструкция – полимерная трубка с армированием из высокопрочных синтетических нитей и оболочки.

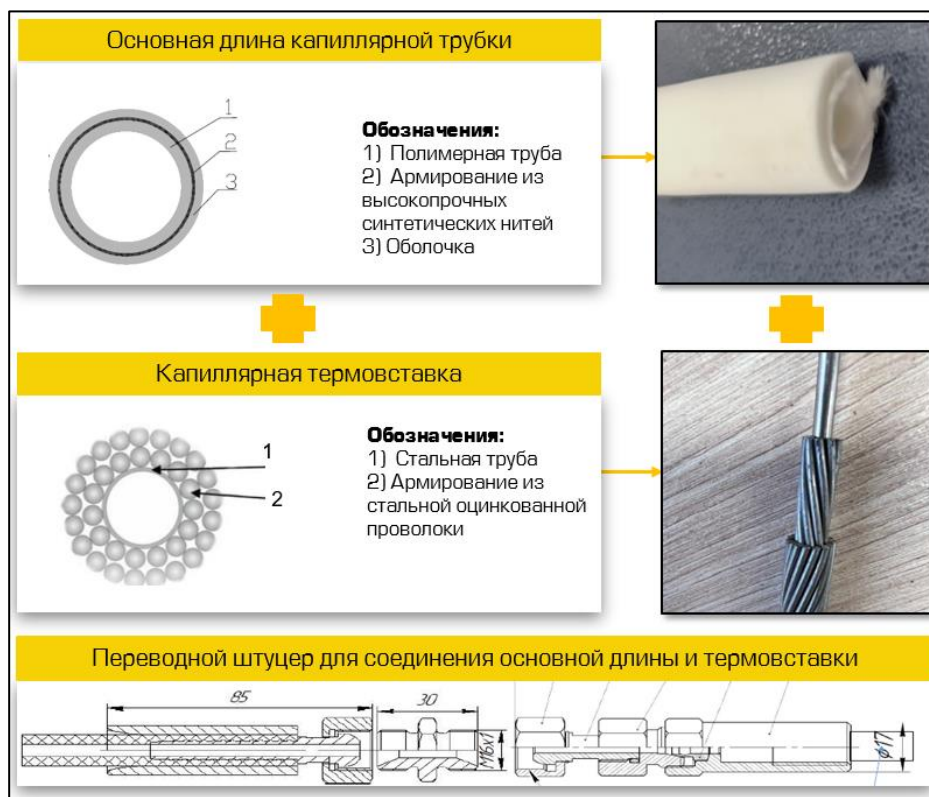


Рис. 8.6. Усовершенствованная комбинированная капиллярная трубка

### Распылитель

Распылитель предназначен для дозирования химического реагента в зону перфорации.

Благодаря подпружиненному шарикому и отверстиям на распылителе под давлением происходит распыление химического реагента. В следствии чего происходит увеличение радиуса воздействия (Рис. 8.7). Распылитель крепится на конце капиллярной трубки.

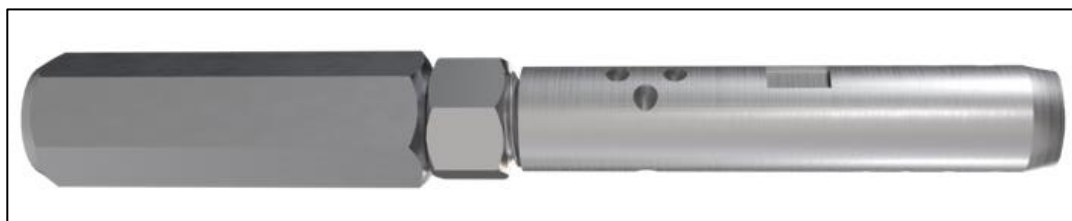


Рис. 8.7. Распылитель

## **9 ВЫСОКАЯ ТЕМПЕРАТУРА ПЛАСТА**

### **9.1 Характеристика осложняющего фактора**

Пластовая температура – параметр пласта, характеризующий его тепловое состояние; формируется под действием теплового потока, направленного к поверхности из внутренних зон Земли. Пластовая температура играет существенную роль при определении свойств пластовой жидкости и является одним из факторов, существенно влияющих на степень извлечения запасов нефти и газа.

### **9.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин**

Пластовая температура в залежах зависит от глубины их залегания и геотемпературных особенностей соответствующего участка земной коры. Известны температуры от близких к 0 °С в газогидратных залежах и до +200 °С в глубокозалегающих пластах.

Зоны влияния температуры на эксплуатацию (Рис. 9.1):

Зона 1. Кабельная линия и удлинитель. Оплавление, прогар и отказ кабельной линии.

Зона 2. ПЭД. Перегрев, снижение сопротивления изоляции, разгерметизация гидрозашиты и отказ двигателя.

Высокая температура пласта не только негативно влияет на ЭПО, но и может интенсифицировать такие осложнения как коррозия и солеотложения. Поэтому при оценке негативного влияния высокой температуры необходимо учесть данные риски и в случае необходимости комплексно подойти к организации защиты.

### **9.3 Методы борьбы с осложняющим фактором**

#### **Методы защиты от влияния высокой температуры:**

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости.

Для скважин, осложненных высокой температурой:

- Группа № 1 - от 0 до 100 м<sup>3</sup>/сут.
- Группа № 2 - от 101 до 250 м<sup>3</sup>/сут.
- Группа № 3 - от 251 до 600 м<sup>3</sup>/сут.
- Группа № 4 - от 601 м<sup>3</sup>/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительно-

го анализа эффективности выбранных методов защиты.

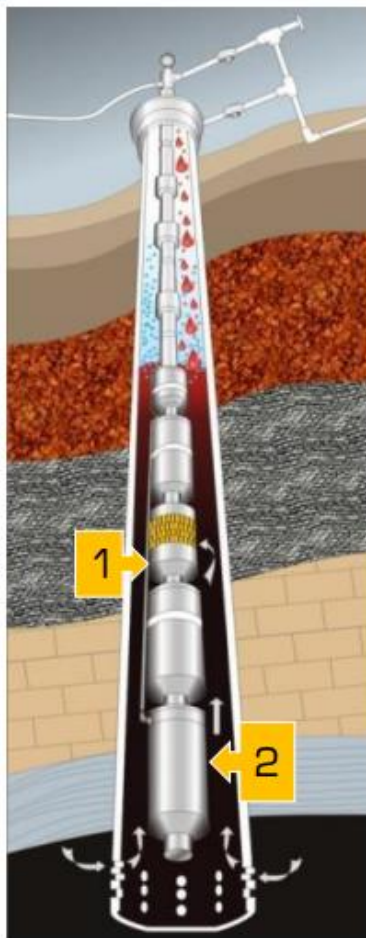


Рис. 9.1. Зоны влияния температуры на эксплуатацию



## **10 ВЫСОКИЙ ГАЗОВЫЙ ФАКТОР**

### **10.1 Характеристика осложняющего фактора**

ГФ представляет собой объемное содержание газа в единице массы нефти ( $G_f = Q_g / Q_n$ ), единица измерения – м<sup>3</sup>/т. ГФ зависит от соотношения газа и нефти в пласте, от физических и геологических свойств пласта, от характера и темпа эксплуатации, от давления в пласте и т.д.

Высокий газовый фактор – значение ГФ, при котором в условиях эксплуатации скважины УЭЦН содержание свободного газа (газосодержание) на входе насоса негативно влияет на его параметры (подача, развиваемое давление).

### **10.2 Причины возникновения и характер негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию скважин**

Содержание свободного газа на входе в насос определяется по каждой скважине расчетным путем (данные по параметрам и характеристикам пластовых жидкостей, параметрам работы УЭЦН и т.д.).

Главный параметр, влияющий на значение содержания свободного газа это соотношение давление на приеме насоса к давлению насыщения или давлению, при котором газ прорывается из зоны ГНК.

Зоны влияния высокого газового фактора на эксплуатацию:

Зона 1. УЭЦН. Приводит к деградации напорно-расходных характеристик ЭЦН и к повышенному износу рабочих органов УЭЦН.

Зона 2. ПЭД. Перегрев, снижение сопротивления изоляции, разгерметизация и отказ двигателя.

Высокий газовый фактор не только негативно влияет на ЭПО, но и может интенсифицировать такие осложнения как коррозия, эрозия и солеотложения. Поэтому при оценке негативного влияния ВГФ необходимо учесть данные риски и в случае необходимости комплексно подойти к организации защиты.

### **10.3 Методы борьбы с осложняющим фактором**

**Методы предупреждения влияния высокого газового фактора:**

1. Периодическая эксплуатация УЭЦН (УПР, АПВ).
2. Снижение депрессии на пласт (необходимо экономическое обоснование).

**Методы защиты от влияния высокого газового фактора:**

- УЭЦН специального исполнения для работы в условиях высокого газового фактора.

- СУ со специальным программным обеспечением по обеспечению работы УЭЦН в условиях высокого газового фактора.

- Применение газосепараторов, диспергаторов в составе УЭЦН.

- Применение в составе комплекта ГНО дополнительного оборудования типа: струйный насос, отвод газа из затрубного пространства, перепускные клапана и т.д.

- Комплексная технология защиты ГНО от негативного влияния высокого газового фактора.

- Спуск насоса ниже интервала перфорации.

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин, осложненных высоким газовым фактором:

1. Группа № 1 - от 0 до 100 м<sup>3</sup>/сут

2. Группа № 2 - от 101 до 250 м<sup>3</sup>/сут

3. Группа № 3 - от 251 до 600 м<sup>3</sup>/сут

4. Группа № 4 - от 601 м<sup>3</sup>/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Изложенный в пособии материал по технологиям защиты осложненного фонда скважин нефтегазовых месторождений поможет студентам разобраться с проблемами частых остановок и ремонтов скважин.

1. В пособии дана подробная характеристика каждого осложняющего фактора, например, причины возникновения коррозии и ее влияние на эксплуатацию скважин.

2. Подробно разбираются эрозия, мехпримеси, АСПО, высовязкие нефти, эмульсия. Приведены способы борьбы с этими осложняющими факторами.

3. На практике не часто, но встречаются следующие факторы: высокая температура пласта и газогидратные отложения. Они в каждый по отдельности серьезно влияют на работу скважинного оборудования. В итоге в пособии рассмотрены все десять осложняющих факторов, которые мешают работе скважинного оборудования и способы борьбы с ними.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Каплан, Л. С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Л. С. Каплан, А. В. Семёнов, Н. Ф. Разгоняев. – Москва: Недра, 1994. – 190 с.
2. Кудряшов, С. Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях интенсифицированных скважин / С. Кудряшов, Ю. Лёвин, Д. Маркелов // Бурение и нефть. – 2004. – № 10. – С. 22–23.
3. Бочарников, В. Ф. Вибрация и разрушения в погружных центробежных насосах для добычи нефти / В. Ф. Бочарников, Ю. В. Пахаруков – Тюмень.: ТюмГНГУ, 2005. – 141 с.
4. М.С. Тарасов, Особенности электрохимической коррозии металлов / М.С. Тарасов, Е.А. Кузнец. – Курск: Университетская книга, 2017. – С. 235-238.
5. Даминов А.А. Коррозия подземного оборудования добывающих скважин, оборудованных УЭЦН / А.А. Даминов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2009. – № 8. – С. 32–36.
6. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков [и др.]: Под. ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. – Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
7. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников и др.; под ред. Г.П. Зазули. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372с.
8. Гарифуллин, И. Ш. Применение специальных погружных капиллярных устройств для предупреждения осложнений в скважине / И. Ш. Гарифуллин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008. – № 8. – С. 34–41.
9. Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа: учебник. / Ишмурзин А.А., Матвеев Ю.Г. – Уфа: Издательство «Нефтегазовое дело», 2014. – 532 с
10. Мальцев, А. П. Опыт внедрения оборудования для подачи реагентов в призабойную зону скважины при борьбе с АСПО / А. П. Мальцев, А. А. Сабилов, Н. Н. Соколов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006. – № 2. – С. 60– 62.
11. Галлеев Р. Г., Дияшев Р. Н., Потапов С. С. Исследование минерального состава и причин отложений солей в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. -2000.-№5.-с.41 – 45.
12. С.В. Иванов. Применение новой капиллярной системы ввода реагента / С. В. Иванов, Д. А. Погребнов // Сфера. Нефть и газ. – 2013. – №5. – С. 32-33.

13. ГОСТ IEC 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования. – М.: Стандартинформ, 2014. – 32 с.
14. ГОСТ 356 – 80 Давления условные пробные и рабочие. – М.: Стандартинформ, 2006. – 19 с.
15. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2007. – 5 с.

*Учебное издание*

**Долгих Сергей Александрович**  
**Шагеев Альберт Фаридович**  
**Федотов Антон Алексеевич**  
**Ситдикова Гузель Халиловна**  
**Мухаматдинов Ирек Изаилович**  
**Варфоломеев Михаил Алексеевич**

**ТЕХНОЛОГИИ ЗАЩИТЫ ОСЛОЖНЁННОГО ФОНДА  
СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Учебно-методическое пособие**