

УДК 622.276.7

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ ЮГИДСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF REPAIR WORK AT THE WELLS OF THE YUGIDSKOE FIELD

**Березовский Денис Александрович**

заместитель начальника цеха  
филиала ООО «Газпром добыча Краснодар»,  
Каневское газопромысловое управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Кусов Геннадий Владимирович**

аспирант,  
Северо-Кавказский федеральный университет  
de\_france@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук, доцент,  
профессор кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Алкаджи Махран**

студент,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
mahran.misha@mail.ru

**Аннотация.** В статье показаны виды ремонтных работ на скважинах и технология их проведения (капитальный ремонт скважин и текущий ремонт скважин). Приведена краткая характеристика цеха капитального ремонта скважин Вуктыльского газопромыслового управления. Описаны результаты ремонтных работ на скважинах Югидского нефтегазоконденсатного месторождения за 2012–2016 гг. Показано, что для повышения успешности ремонтных работ необходимо проводить качественные газодинамические и геофизические исследования, а также качественное глушение и освоение скважины, и рациональный подбор установок для ремонта скважин.

**Ключевые слова:** виды ремонтных работ на скважинах; капитальный ремонт скважин; текущий ремонт скважин; ремонтно-изоляционные работы; переход на другие горизонты эксплуатации; перфорация в газовой и пенной среде; методы повышения газо- и нефтеотдачи пластов.

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**

Deputy chief of department of the branch  
LLC «Gazprom mining Krasnodar»,  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Kusov Gennady Vladimirovich**

Graduate student,  
North-Caucasian Federal University  
de\_france@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of the technical sciences,  
Assistant professor, Professor of  
the pulpit oil and gas deal of  
the name of the Professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Alkaji Mahran**

student,  
Kuban state technological university

**Annotation.** The article shows the types of repair work on the wells and the technology of their conduct (major repair of wells and current repair of wells). A brief description of the workshop for the repair of wells of the Vuktyl gas field management is given. The results of repair work at the wells of the Yugidskoye oil, gas and condensate field for 2012–2016 are described. It is shown that in order to increase the success of repair work, it is necessary to carry out qualitative gas dynamic and geophysical studies, as well as high-quality jamming and development of wells, and rational selection of a well repair facility.

**Keywords:** types of repair work on wells; major repair of wells; current repair of wells; repair and insulation works; transition to other horizons of exploitation; perforation in gas and foam environment; methods of increasing gas and oil recovery of reservoirs.

Одним из основных направлений производственной деятельности газодобывающих предприятий при разработке месторождения является поддержание проектных уровней добычи газа путём ввода скважин в эксплуатацию из бездействия и продления сроков их работы с помощью ремонтов скважин.

Капитальный ремонт скважин как вид работ является наиболее сложным в планировании как по объёмам, так и по видам проводимых работ, так как техническое состояние скважины, а также характеристики продуктивного пласта определяются непо-

средственно при проведении ремонтных работ после проведения специальных исследований (определение технического состояния скважины, геофизические методы контроля и т.д.). Несмотря на это, данный вопрос стоит наиболее остро.

Одним из наиболее трудно поддающихся планированию показателей является количественная оценка эффективности ремонтов, особенно в период падающей добычи. Так как в результате значительных изменений геолого-технических условий эксплуатации скважин (падение пластовых давлений, подъём уровня ГВК и, как следствие, кольматация коллекторов призабойной зоны скважины, их обводнение и нарушение целостности эксплуатационных колонн), их технического состояния, в том числе физический и моральный износ устьевого и подземного оборудования, происходит значительное усложнение ремонтов и, соответственно, прогнозирование конечного результата работ крайне затруднено. В имеющейся технической литературе недостаточно описаны методы оценки данных показателей. В основном в ней дана оценка экономической эффективности произведённых работ по отдельным видам операций, например, таким, как гидроразрыв пласта, кислотная обработка ПЗП и др.

Эффективность ремонтов скважин определяется следующими показателями:

- успешность проведения запланированного комплекса работ по ремонту скважин;

- экономическая эффективность ремонтов скважин.

Успешность проведения работ по ремонту скважин определяется как отношение количества скважин, законченных успешным ремонтом, к общему количеству отремонтированных скважин за определённый период и выражается в процентах:

$$Y = \frac{N_y}{N_0} \cdot 100 \%, (1)$$

где  $N_y$  – количество успешно отремонтированных скважин;  $N_0$  – общее число отремонтированных скважин.

Успешным считается ремонт, в ходе выполнения которого достигнута конечная цель согласно годовым планам (заявкам) Вуктыльского ГПУ. Оценка результатов ремонтных работ проводится в период дальнейшей эксплуатации скважин по характеру добываемой продукции и по результатам повторных исследований после ремонтных работ.

### Виды ремонтных работ на скважинах и технология их проведения

Ремонт скважин – производственный процесс с выполнением операций по воздействию на оборудование, находящееся в скважине, восстановлению или оптимизации функционирования скважины, а также по воздействию на призабойную зону пласта. Он подразделяется на капитальный и текущий ремонт. Основные виды капитального и текущего ремонта скважин указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Основные виды ремонтных работ в скважинах

| Шифр  | Виды работ по капитальному ремонту скважин   | Технико-технологические требования к сдаче   |
|-------|--|--|
| 1     | 2  | 3  |
| КР1   |  | Ремонтно-изоляционные работы   |
| КР1-1 | Отключение отдельных обводненных интервалов пласта                                     | Выполнение запланированного объема работ. Снижение обводнённости продукции   |
| КР1-2 | Отключение отдельных пластов   | Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие притока или притока в (из) отключённом (ого) пласте(а)  |
| КР1-3 | Исправление негерметичности цементного кольца  | Достижение цели ремонта, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Снижение обводнённости продукции при сокращении или увеличении дебита нефти    |
| КР1-4 | Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колонной, кондуктором | Отсутствие нефтегазоводопроявлений на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца в необходимом интервале промыслово-геофизическими исследованиями |

**Продолжение таблицы 1**

| 1     | 2  | 3   |
|-------|--|---|
| КР2   | Устранение негерметичности эксплуатационной колонны                                  |   |
| КР2-1 | Устранение негерметичности тампонированием   | Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке   |
| КР2-2 | Устранение негерметичности установкой пластыря                                       | То же   |
| КР2-3 | Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра | То же   |
| КР3   | Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта                    |   |
| КР3-1 | Извлечение оборудования из скважин после аварий, допущенных в процессе эксплуатации  | Прохождение шаблона до необходимой глубины. Герметичность колонны в интервале работы фрезером   |
| КР3-2 | Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной  | То же   |
| КР3-3 | Очистка забоя и ствола скважины от металлических предметов                           | То же   |
| КР3-4 | Прочие работы по ликвидации аварии, допущенных при эксплуатации скважин              | Достижение цели, оговоренной в технологическом плане  |
| КР3-5 | Ликвидация аварий, допущенных в процессе ремонта скважин                             | Достижение цели, оговоренной в дополнительном плане на ликвидацию аварий  |
| КР4   | Переход на другие горизонты и приобщение пластов                                     |   |
| КР4-1 | Переход на другие горизонты  | Выполнение заданного объема работ, подтвержденных промысло-геофизическими исследованиями. Получение притока                           |
| КР4-2 | Приобщение пластов   | Получение притока из нового интервала и увеличение дебита нефти   |
| КР5   | Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей                      | Выполнение запланированного объема работ, герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объемов закачки воды  |
| КР6   | Комплекс подземных работ, связанных с бурением                                       |   |
| КР6-1 | Зарезка новых стволов скважин  | Выполнение запланированного объема работ  |
| КР6-2 | Бурение цементного стакана   | То же   |
| КР6-3 | Фрезерование башмака колонны с углублением ствола в горной породе                    | То же   |
| КР6-4 | Бурение и оборудование шурфов и артезианских скважин                                 | Выполнение запланированного объема работ  |
| КР7   | Обработка призабойной зоны   |   |
| КР7-1 | Проведение кислотной обработки   | Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных скважин и увеличение приемистости нагнетательных скважин |
| КР7-2 | Проведение ГРП   | То же   |
| КР7-3 | Пропадание ГПП   | То же   |
| КР7-4 | Виброобработка призабойной зоны  | То же   |
| КР7-5 | Термообработка призабойной зоны  | То же   |
| КР7-6 | Промывка призабойной зоны растворителями   | То же   |
| КР7-7 | Промывка призабойной зоны растворами ПАВ   | То же   |
| КР7-8 | Обработка термогазохимическими методами (ТГХВ, ПГД и т.д.)                           | Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных скважин и увеличение приемистости нагнетательных скважин |

**Продолжение таблицы 1**

| 1      | 2  | 3   |
|--------|--|---|
| КР7-9  | Прочие виды обработки при забойной зоны  | То же   |
| КР7-10 | Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин   | Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями   |
| КР7-11 | Дополнительная перфорация и торпедирование ранее простреленных интервалов  | Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных скважин и приемистости нагнетательных скважин                  |
| КР8    | Исследование скважин   |   |
| КР8-1  | Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважинах   | Выполнение запланированного комплекса исследований в заданном режиме (приток, закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения |
| КР8-2  | Оценка технического состояния скважины (обследование скважины)   | Выполнение запланированного объема работ, выдача заключения   |
| КР9    | Перевод скважин на использование по другому назначению   |   |
| КР9-1  | Освоение скважин под нагнетательные  | Достижение приемистости, оговоренной в плане  |
| КР9-2  | Перевод скважин под отбор технической воды   | Выполнение запланированного объема работ. Получение притока   |
| КР9-3  | Перевод скважин в наблюдательные, пьезометрические   | Выполнение запланированного объема работ  |
| КР9-4  | Перевод скважин под нагнетание теплоносителя или воздуха   | Получение приемистости  |
| КР10   | Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин  |   |
| КР10-1 | Оснащение паро- и воздушнонагнетательных скважин противопесочным оборудованием                                       | Обеспечение приемистости  |
| КР10-2 | Промывка в паро- и воздушнонагнетательных скважинах песчаных пробок  | Восстановление приемистости   |
| КР11   | Консервация и расконсервация скважин   | Выполнение запланированного объема работ  |
| КР12   | Ликвидация скважин   | Выполнение запланированного объема работ  |
| КР13   | Прочие виды работ  | Выполнение запланированного объема работ  |
| ТР1    | Оснащение скважин скважинным оборудованием при вводе в эксплуатацию (из бурения, освоения, бездействия, консервации) |   |
| ТР1-1  | Ввод фонтанных скважин   | Выполнение запланированного объема работ  |
| ТР1-2  | Ввод газлифтных скважин  | То же   |
| ТР1-3  | Ввод скважин, оборудованных ШГН  | То же   |
| ТР1-4  | Ввод скважин, оборудованных ЭЦН  | Выполнение запланированного объема работ  |
| ТР2    | Перевод скважин на другой способ эксплуатации  |   |
| ТР2-1  | Фонтанный – газлифт  | Выполнение запланированного объема работ  |
| ТР2-2  | Фонтанный – ШГН  | Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче   |
| ТР2-3  | Фонтанный – ЭЦН  | Нормальная подача и напор   |
| ТР2-4  | Газлифт – ШГН  | Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче   |
| ТР2-5  | Газлифт – ЭЦН  | Нормальная подача и напор   |
| ТР2-6  | ШГН – ЭЦН  | То же   |
| ТР2-7  | ЭЦН – ШГН  | То же   |
| ТР2-8  | ШГН – ОРЭ  | Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача и напор   |
| ТР2-9  | ЭЦН – ОРЭ  | То же   |
| ТР2-10 | Прочие виды перевода   | То же   |

**Продолжение таблицы 1**

| 1     | 2   | 3  |
|-------|---|--|
| ТР3   | Оптимизация режима эксплуатации                                 |  |
| ТР3-1 | Изменение глубины подвески, смена типоразмера ШГН               | Достижение цели ремонта  |
| ТР3-2 | Изменение глубины подвески, изменение типоразмера ЭЦН           | То же  |
| ТР4   | Ремонт скважин, оборудованных ШГН                               |  |
| ТР4-1 | Ревизия и смена насоса  | Нормальная работа насоса по динамограмме                           |
| ТР4-2 | Устранение обрыва штанг   | Устранение дефекта. Нормальная работа насоса                       |
| ТР4-5 | Замена полированного штока                                      | То же  |
| ТР4-6 | Замена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ             | Достижение цели ремонта. Нормальная подача насоса                  |
| ТР4-7 | Очистка и пропарка НКТ  | То же  |
| ТР4-8 | Ревизия, смена устьевого оборудования                           | То же  |
| ТР5   | Ремонт скважин, оборудованных ЭЦН                               |  |
| ТР5-1 | Ревизия и смена насоса  | Нормальная подача и напор  |
| ТР5-2 | Смена электродвигателя  | То же  |
| ТР5-3 | Устранение повреждения кабеля                                   | Устранение дефекта, нормальная работа насоса                       |
| ТР5-4 | Ревизия, смена, устранение негерметичности НКТ                  | Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса |
| ТР5-5 | Очистка и пропарка НКТ  | То же  |
| ТР5-6 | Ревизия, смена устьевого оборудования                           | Достижение цели ремонта  |
| ТР6   | Ремонт фонтанных скважин  |  |
| ТР6-1 | Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ     | Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса |
| ТР6-2 | Очистка и пропарка НКТ  | То же  |
| ТР6-3 | Смена, ревизия устьевого оборудования                           | То же  |
| ТР7   | Ремонт газлифтных скважин                                       |  |
| ТР7-1 | Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ     | Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса |
| ТР7-2 | Очистка и пропарка НКТ  | То же  |
| ТР7-3 | Ревизия, замена, очистка газлифтных клапанов                    | То же  |
| ТР7-4 | Ревизия, смена устьевого оборудования                           | То же  |
| ТР8   | Ревизия и смена оборудования артезианских и поглощающих скважин | Выполнение запланированного объема работ                           |
| ТР9   | Очистка, промывка забоя   |  |
| ТР9-1 | Промывка горячей нефтью (водой) с добавлением ПАВ               | Достижение цели ремонта  |
| ТР9-2 | Обработка забоя химреагентами (ТГХВ, СКО, ГКО и т.д.)           | То же  |
| ТР10  | Опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования | Выполнение запланированного объема работ                           |
| ТР11  | Прочие виды работ   | Выполнение запланированного объема работ                           |

Ремонт скважин Югидского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) осуществляется цехом капитального ремонта скважин (ЦКРС) и научно-исследовательской лабораторией интенсификации производственно-технологической службы (НИЛ ПТС) Вуктыльского ГПУ.

Основаниями для проведения ремонта скважин являются неудовлетворительное техническое состояние скважины, скважинного оборудования и ПЗП, необходимость улучшения эксплуатационных параметров при проведении плановых и профилактических мероприятий.

Объём ремонтных работ определяется по результатам газодинамических (ГДИ) и промыслово-геофизических исследований (ПГИ) с учётом экономической целесообразности планируемой эффективности работ.

Исследования при контроле геолого-технического состояния скважин производятся силами ООО «Вуктылгазгеофизика» и геологической службы Вуктыльского ГПУ, а также специализированными диагностическими организациями, имеющими соответствующий опыт и лицензии.

Потребность в капитальных и текущих ремонтах определяется геологической службой Вуктыльского ГПУ посредством сбора заявок на их проведение от промыслов. На основании заявок составляются план-заказы на ремонт скважин. Заявки и план-заказы составляются и передаются в ПТС и ЦКРС не позднее ноября месяца, предшествующего планируемому году.

#### **Капитальный ремонт скважин**

Капитальный ремонт скважин (КРС) – комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны пласта (ПЗП), ликвидацией аварий, спуском и подъёмом подземного скважинного оборудования (лифтовой колонны, пакера), а также с другими работами, требующими предварительного глушения скважин и установки противовибросового оборудования.

Капитальный ремонт скважин ведётся согласно существующих методик на виды ремонтов:

- ремонтно-изоляционные работы, связанные с отключением отдельных обводнённых интервалов пласта и исправлением негерметичности цементного кольца;
- устранение негерметичности эксплуатационной колонны;
- устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта;
- переход на другие горизонты;
- извлечение аварийных НКТ;
- замена и устранение негерметичности НКТ;
- перевод скважин на использование по другому назначению;
- ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин;
- консервация и расконсервация скважин;
- ликвидация скважин;
- прочие виды работ.

#### ***Ремонтно-изоляционные работы***

Выбор метода и составов для проведения изоляционных работ осуществляется на основе результатов комплексного исследования скважин, включающего термометрию, шумометрию, дефектоскопию эксплуатационной колонны и цементного камня, а также результатов лабораторных и опытно-промышленных испытаний эффективности применяемых составов и технологий.

Проведение изоляционных работ должно полностью соответствовать требованиям нормативной документации по применению данного метода и состава, включая соблюдение правил техники безопасности и условий охраны окружающей среды. Все ремонтно-изоляционные работы проводятся в заглушенной скважине. Скважину во время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), особенно при ремонте колонны, следует оставлять под избыточным давлением. Величина избыточного давления устанавливается в пределах от 40 до 60 % от достигнутого при цементировании. Срок ОЗЦ устанавливается по данным лабораторного анализа цементного раствора. При изоляции сквозных дефектов обсадных колонн время ОЗЦ должно составлять не менее 3 сут.

При температурах пласта 80 °С и выше время ОЗЦ может быть снижено. До и после проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) определяется приёмистость интервала изоляции.

При разработке газоконденсатных месторождений посторонняя вода может поступать в скважину в период её освоения, по окончании бурения, после непродолжительной или длительной эксплуатации скважины.

Причины прорыва посторонних вод:

- недоброкачественное цементирование эксплуатационной колонны, вследствие чего не достигается полного разобщения нефтеносных и газоносных горизонтов от водоносных;
- нарушение цементного кольца в заколонном пространстве или цементного стакана на забое скважины;
- обводнение через соседнюю скважину, эксплуатирующую тот же горизонт;
- дефект в эксплуатационной колонне вследствие недоброкачественности металла (наличие в теле обсадных труб трещин, раковин);
- разрушение колонны под воздействием минерализованных пластовых вод;
- нарушение колонны в процессе освоения скважины;
- повреждение колонны при текущем и капитальном ремонтах.

Место притока и пути движения верхней воды, поступающей в скважину через дефект в колонне, определяют при помощи геофизических методов.

Работы по изоляции скважины от проникновения верхних вод через дефект в эксплуатационной колонне осуществляют после установки взрыв-пакера ниже дефекта на 1,5–2,0 м следующими способами:

- нагнетанием водоцементного раствора под давлением через дефект в колонне с последующим разбуриванием цементного стакана;
- нагнетанием нефтцементного раствора с последующим вымыванием излишка раствора;
- спуском дополнительной предохранительной колонны или «летучки» с последующим их цементированием;
- спуском специальных пакеров.

Работы по изоляции скважины от поступающей по заколонному пространству через отверстия фильтра верхней воды осуществляют:

- нагнетанием полимерного раствора через отверстия фильтра с использованием тампонажных селективно отверждающихся реагентов только в водонасыщенных интервалах пласта;
- нагнетанием нефтцементного или пеноцементного раствора после установки взрыв-пакера между пропластками через верхние отверстия фильтра с последующим вымыванием излишка раствора.

Ограничение водопитока производят через существующий фильтр или при необходимости используют пакеры в соответствии с РД [1], регламентирующим применение конкретных изоляционных составов.

Во избежание попадания цементного раствора в эксплуатационный пласт выше фильтра скважины устанавливают взрыв-пакер, при необходимости создают цементный стакан над пакером, перфорируют спецотверстия выше фильтра. В водоцементный раствор перед закачкой добавляют радиоактивные изотопы, чтобы определить пути движения раствора за колонной.

По истечении срока твердения раствора опрессовкой испытывают колонну на герметичность. Затем цементный стакан в колонне разбуривают и промывают скважину ниже дефекта до взрыв-пакера, после чего место дефекта испытывают на герметичность опрессовкой или снижением уровня, а затем разбуривают пакер и промывают скважину до забоя. При наличии в колонне нескольких дефектов на различных глубинах их последовательно устраняют, начиная с верхней части колонны (сверху вниз). В целях изоляции верхней воды, поступающей по заколонному пространству к забою скважины по трещинам и другим нарушениям в пласте, колонну изолируют через отверстия фильтра с помощью растворов селективного воздействия на водонасыщенные интервалы пласта. Для цементирования эксплуатационного объекта с низким пласто-

вым давлением также применяют селективные растворы. При этом борьба с обводнением сводится в основном к селективной изоляции водонасыщенной зоны.

Нижние воды могут проникать в эксплуатационный объект через цементный стакан или заколонное пространство на забое скважины вследствие недоброкачественного цементирования при возврате скважины на вышележащий горизонт, либо вследствие разрушения цементного стакана в процессе эксплуатации скважины. В случае заколонных перетоков цементный стакан следует разбурить до прежнего забоя, прострелять спецотверстия и по возможности промыть скважину. Пути проникновения нижних вод в скважину по заколонному пространству через отверстия фильтра определяют таким же способом, как и при проникновении верхних вод. Для изоляции скважины от проникновения нижних вод применяют цементирование под давлением через отверстия фильтра пеноцементным раствором или растворами селективного действия на водонасыщенные интервалы.

Технологический процесс цементирования и связанные с ним работы выполняют в той же последовательности, что и при изоляции скважины от проникновения верхних вод – цементированием под давлением через отверстия фильтра при необходимости с установкой пакера. Иногда целесообразно нагнетать под давлением изолирующий раствор через специально простреленные отверстия в эксплуатационной колонне в интервале газовой контактной зоны для предупреждения подтягивания конуса воды при эксплуатации скважины.

#### ***Переход на другие горизонты эксплуатации и приобщение пластов***

Перевод на другие горизонты и приобщение пластов осуществляются в соответствии с требованиями технологических схем и проектов разработки месторождений. Перед переходом на другие горизонты и приобщением пластов проводят геофизические исследования для оценки газонефтеводонасыщенности продуктивных горизонтов и состояния цементного кольца между ними и соседними водоносными пластами.

Ремонтные работы по переходу на другие горизонты включают работы по отключению нижнего перфорированного горизонта и вскрытию перфорацией верхнего продуктивного горизонта или наоборот.

При возврате на нижележащие горизонты проводится обследование эксплуатационной колонны. Обнаруженные дефекты ликвидируются.

Для перехода на верхний горизонт над нижним горизонтом устанавливают цементный мост. Особое внимание уделяется изоляции оставляемого горизонта от проникновения воды. Когда возвратный горизонт находится на незначительном удалении от оставляемого объекта, изоляцию последнего необходимо производить заливкой под давлением через существующие отверстия фильтра. Когда возвращаемый горизонт находится на значительном удалении от оставляемого объекта, можно создавать цементный стакан заливками без давления.

Работы по изоляции верхних продуктивных пластов ведутся в соответствии с разделом изоляции пластов или их отдельных интервалов. Тампонажные материалы выбирают в зависимости от геологической характеристики пласта. Методы тампонирующего под давлением применяют при негерметичном цементном кольце между горизонтами и наличии признаков разрушения или отсутствия цементного кольца в интервале перфорации отключаемого горизонта.

Метод установки металлических пластырей применяют в условиях герметичного цементного кольца между горизонтами и отсутствия признаков разрушения цементного кольца в интервале перфорации изолируемого горизонта. Сочетание методов тампонирующего под давлением и установки металлических пластырей применяют в случаях, когда не удаётся добиться полной герметичности изолируемого горизонта.

При производстве возвратных работ скважина испытывается на герметичность опрессовкой и снижением уровня.

#### ***Перфорация в газовой и пенной среде***

Перфорацию в газовой среде целесообразно проводить в сухих газовых скважинах, так как не кольматируется продуктивный пласт и вся операция проводится без глушения. Перфорация в газовой среде без глушения скважины проводится в том слу-



чае, если башмак НКТ, оборудованный воронкой, установлен на расстоянии от 3 до 5 м выше верхнего интервала перфорируемого горизонта.

Через лубрикатор в скважину по НКТ спускаются на кабеле до заданной глубины разрушающиеся перфораторы ПР-54 или ПР-43. При максимальном избыточном давлении газа из шлейфа производится необходимое число спусков перфоратора для запланированной плотности перфорации. После извлечения каротажного кабеля и демонтажа лубрикатора скважина в течение 1–2 часов обрабатывается на факел, затем по результатам обработки подключается к коллектору для эксплуатации.

Если скважину необходимо глушить, то перфорацию целесообразно проводить в пенной среде. Проводится глушение скважины, демонтаж фонтанной арматуры (ФА) и подъём НКТ. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно схеме для данного вида работ.

В скважину на заданную глубину спускается перфоратор, производится прострел и осуществляется подъём перфоратора.

Производится спуск в скважину НКТ, устье скважины оборудуется ФА. Осуществляется освоение скважины двухфазной пеной.

### ***Ловильные работы***

Наиболее сложные и трудоёмкие виды работ, выполняемых при капитальном ремонте скважин, – работы по ликвидации аварий и осложнений, возникающих в скважинах.

В эксплуатационных и нагнетательных скважинах наиболее часто встречаются следующие виды аварий:

- прихват одного ряда труб грязевой, парафиновой или цементной пробкой в процессе эксплуатации или при изоляции воды в скважине;
- прихват грязевой пробкой НКТ со скважинным насосом, скребками, приборами, кабелем и др.;
- обрыв одного или комбинированного рядов НКТ;
- обрыв НКТ со скважинным насосом, плунжерным лифтом, кабелем, проволокой и приборами;
- оставление проволоки вследствие обрыва или прихвата во время чистки скважины скребками от парафиновой пробки или при газодинамических исследованиях;
- обрыв каротажного кабеля при проведении геофизических работ;
- оставление в скважине или падение в неё отдельных предметов.

Извлечение оборванных НКТ из скважины производят при последовательном выполнении следующих операций:

- спускают свинцовую печать и определяют состояние оборванного конца труб;
- в зависимости от характера оборванного участка (разрыв, смятие, вогнутость краев и т.п.) спускают ловильный инструмент соответствующей конструкции для выправления конца трубы;
- вырезание бурильных труб и НКТ диаметром 73 мм производят при помощи наружных труборезов; НКТ диаметром 89 и 114 мм вырезают внутренними труборезами, а обсадные трубы – внутренними труборезами с выдвижными резцами гидравлического действия.

Извлечение из скважины отдельных предметов осуществляют после предварительного обследования свинцовыми печатями характера и места их нахождения. В качестве ловильного инструмента применяют труболочки, колоколы, метчики, овершоты, магнитные фрезеры, фрезеры-пауки. Ловильные работы производят с промывкой. Извлекаемые предметы предварительно отфрезеровывают. В случае если предмет не удаётся извлечь из скважины, его необходимо отфрезеровать или раздробить на мелкие куски, захватить ловильными инструментами и поднять из скважины.

Для освобождения прихваченных труб применяют расхаживание, т.е. попеременные натяжки и посадки колонны труб. Нагрузка при натяжке должна быть на 60–70 % меньше разрывных усилий для труб данного диаметра и марки.

Расхаживать колонну следует равномерно при натяжках не более чем на 0,3–0,5 м за один приём, периодически оставляя трубы под натяжкой. Продолжительность натяжек зависит от схемы лифта и диаметра спущенных труб, глубины скважины, характера и места прихвата.

Если после первых двух-трёх натяжек при одной и той же нагрузке (по гидравлическому индикатору массы) удаётся поднимать трубы за каждый приём на 0,3–0,5 м, то это указывает на то, что есть возможность полностью освободить прихваченные трубы путём расхаживания. В противном случае расхаживание следует прекратить.

Иногда путём длительного расхаживания удаётся поднять трубы только на 5–10 м. Это объясняется тем, что при расхаживании и подъёме труб пробка в затрубном пространстве уплотнилась до такой степени, что дальнейшее расхаживание не рационально. В таких случаях в НКТ спускают внутреннюю освобождающуюся трубуловку на бурильных трубах, отвинчивают и извлекают до места прихвата.

Техника извлечения упавших труб заключается в следующем. С помощью печати устанавливают местонахождение и определяют состояние конца труб. Нарушения конца трубы бывают различными: разрыв, смятие, вогнутость краёв и т.п. Так как при этом невозможно захватить трубы ловильным инструментом как с наружи, так и изнутри, необходимо предварительно исправить конец трубы, а затем уже спускать ловильный инструмент. Исправление нарушенного конца трубы, если он разорван и разворочен наружу, производят торцевыми или кольцевыми фрезерами. Если фрезер с направлением свободно проходит вниз (на 1–3 м), захватывают трубу ловильным инструментом и при небольшой натяжке отвинчивают её. Больших нагрузок при натяжке давать не рекомендуется, так как ловильный инструмент может сорваться. Для исправления нарушенного конца трубы фрезером срезают её разорванные концы, срезаемые части трубы извлекают магнитными фрезерами-пауками, после чего приступают к работе фрезерами по исправлению нарушенного конца.

Если же конец трубы не разорван, а вогнут внутрь и невозможно захватить его наружным ловильным инструментом, следует обработать конец трубы так, чтобы внутрь его можно было бы пропустить ловильный инструмент. Такие нарушения обычно исправляют конусным райбером.

Иногда при падении трубы, врезаясь друг в друга, разрываются на отдельные ленты, которые извлекают фрезерованием торцевыми и магнитными фрезами.

Определённые затруднения представляет извлечение различного вида перфораторов, так как их гладкая наружная поверхность, термически обработанная, не захватывается колоколами и наружными трубуловками. При наличии в скважине кармана (зумпфа) достаточной глубины и невозможности извлечь отдельные предметы их проталкивают в зумпф и оставляют на забое.

При чистке скважин для удаления парафиновых и грязевых пробок, при геофизических и других исследовательских работах возможны прихваты или обрывы каротажного кабеля и проволоки от лебёдки. При прихвате инструмента или прибора не разрешается их расхаживать, что может привести к обрыву проволоки или кабеля. Если верхний конец кабеля находится на устье скважины, в неё спускают канаторезку, которой отрезают канат или кабель непосредственно у дужки прихваченной желонки или прибора.

Необходимо обследованием печатью определить глубину нахождения посторонних предметов в скважине. Для чистки ствола применяют паук, ёрш, сверла различных видов, пикообразные долота, магнитные, забойные и торцевые фрезеры и другие инструменты.

### **Текущий ремонт скважин**

Текущий ремонт скважин (ТРС) – комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности скважинного подземного (плунжерный лифт, струйный насос) и устьевого оборудования, работ по изменению режима эксплуатации скважины, по интенсификации притока флюида, а также по очистке лифтовой колонны и арматуры от парафино-смолистых отложений и солей. При текущем ремонте глушение скважины производится при необходимости.

#### ***Методы повышения газо- и нефтеотдачи пластов***

К методам повышения газо- и нефтеотдачи пластов, осуществляемым силами бригад по текущему ремонту скважин НИЛ интенсификация ПТС Вуктыльского ГПУ, относятся:

- кислотные обработки скважин;
- гидравлический разрыв пласта;

- виброобработка призабойной зоны скважин;
- тепловое воздействие на призабойную зону скважин;
- обработка призабойной зоны скважин ПАВ и др.

Кислотные обработки скважин предназначены для очистки забоев (фильтров) призабойной зоны, для увеличения проницаемости призабойной зоны, очистки забоев от солевых, парафинисто-смолистых отложений (термокислотные обработки) и очистки труб от солей и продуктов коррозии.

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами – двуххлористый кальций ( $\text{CaCl}_2$ ) и двуххлористый магний ( $\text{MgCl}_2$ ) – хорошо растворимы в воде, а также остаток прореагировавшей кислоты при промывке скважины извлекаются на поверхность. Углекислый газ  $\text{CO}_2$  в зависимости от давления выделяется в виде свободного газа либо растворяется.

Под воздействием соляной кислоты образуются пустоты, каверны, «каналы разъедания» в призабойной зоне, вследствие чего увеличивается проницаемость последней, а, следовательно, и производительность нефтяных (газовых) и приёмистость нагнетательных скважин.

Для приготовления рабочего раствора соляной кислоты концентрированную соляную кислоту разбавляют до заданного содержания  $\text{HCl}$  (рабочего раствора) на месте её хранения (базе) или непосредственно у скважины перед её обработкой. Так как соляная кислота, поступающая с заводов, может иметь различную концентрацию, необходимо определить количество воды, потребное для её разбавления до заданной концентрации.

Объём товарной кислоты  $V_m$ , необходимый для получения  $V_p$  кубометров рабочего раствора заданной концентрации, определяют по формуле:

$$V_m = V_p \cdot \frac{\rho - 1}{\rho_m - 1}, \quad (2)$$

где  $V_m$  – объём концентрированной товарной кислоты,  $\text{м}^3$ ;  $V_p$  – объём рабочего раствора,  $\text{м}^3$ ;  $\rho_m$  – плотность товарной кислоты,  $\text{г/см}^3$ ;  $\rho$  – заданная плотность готового рабочего раствора кислоты,  $\text{г/см}^3$  (находят исходя из заданного процентного содержания  $\text{HCl}$  в рабочем растворе).

На практике широко применяют следующие разновидности кислотных обработок:

- 1) кислотные ванны;
- 2) обычные кислотные;
- 3) под давлением;
- 4) пенокислотные;
- 5) серийные;
- 6) поинтервальные (ступенчатые);
- 7) кислотоструйные;
- 8) термохимические и термокислотные.

Кислотные ванны предназначены для очистки поверхности открытого забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений из пластовых вод, а также для очистки фильтра в скважинах со спущенным перфорированным «хвостовиком» в интервале продуктивного объекта, освобождения прихваченного пробкой подземного оборудования, очистки забоя и фильтровой части после ремонтных работ.

Кислотная ванна отличается от других видов солянокислотных обработок тем, что рабочий раствор кислоты закачивают в скважину в объёме ствола (в зоне фильтра) от его кровли до забоя, не продавливая в пласт. При этом раствор кислоты выдерживают в интервале обработки в течение 16–24 часов. Затем отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции удаляют из скважины обратной промывкой или продувкой газом.

Скважины с открытым стволом обычно обрабатывают кислотным раствором с содержанием  $\text{HCl}$  от 15 до 20 %, а обсаженные скважины – раствором с содержанием  $\text{HCl}$  от 10 до 12 %. В качестве промывочной жидкости обычно применяют пластовую воду.

Обычные (простые) кислотные обработки предназначены для воздействия на породы призабойной зоны с целью увеличения их проницаемости; процесс ведётся с обязательным задавливанием кислоты в пласт.

Потребный для обработки объём кислотного раствора выбирают в зависимости от мощности и физических свойств пласта, химического состава породы и количества предыдущих обработок. На основании имеющегося опыта по обработке карбонатных коллекторов рекомендуются следующие средние объёмы потребного кислотного раствора на 1 м обрабатываемого интервала пласта (кислота 8–15 %-ной концентрации), м<sup>3</sup>.

Для первичных обработок гранулярных пород:

- малопроницаемых, тонкопористых 0,4–0,6;
- высокопроницаемых 0,6–1,0.

Для вторичных обработок гранулярных пород:

- малопроницаемых, тонкопористых 0,6–1,0;
- высокопроницаемых 1,0–1,5.

Для первичных обработок трещиноватых пород 0,6–0,8.

Для вторичных обработок трещиноватых пород 1,0–1,5.

Для последующих обработок объём кислотного раствора увеличивают на 20–40 % или повышают концентрацию рабочего раствора.

При простых обработках необходимо, чтобы уровень кислоты в затрубном пространстве в период закачки и продавки её в пласт находился только в пределах интервала ствола скважины, выбранного для обработки.

Важное условие успешности солянокислотных обработок – время выдерживания кислоты в пласте, которое зависит от многих факторов и для различных условий различно.

Ориентировочно рекомендуются следующие сроки выдерживания:

- при оставлении последней порции кислоты в открытом стволе скважины – от 8 до 24 часов;

при задавливании всей кислоты в пласт:

- при температуре забоя 15–30 °С – до 2 часов;
- при температуре от 30 до 60 °С – 1,0–1,5 часа.

Точные сроки времени выдерживания кислоты на реагирование устанавливаются опытным путём для каждого эксплуатационного объекта на основе определения остаточной кислотности раствора после различных сроков выдерживания его в пласте.

Кислотные обработки под давлением применяют с целью продавливания кислоты в малопроницаемые интервалы продуктивного пласта. Этот вид обработки рекомендуется проводить с применением пакера.

При открытой задвижке на отводе затрубного пространства и непосаженном пакере в скважину закачивают кислоту в объёме труб и подпакерного пространства, после чего пакером герметизируют затрубное пространство и закачивают кислоту в объёме спущенных труб с максимальным повышением темпа закачки. Затем, не снижая давления, вслед за кислотой прокачивают расчётный объём продавочной жидкости и закрывают задвижку на арматуре от НКТ. Скважину оставляют до полного спада или стабилизации давления.

Пенокислотные обработки применяют при больших мощностях пласта или низких пластовых давлениях. Сущность этого вида обработки заключается в том, что в призабойную зону скважины вводят азрированный раствор кислоты с ПАВ в виде пены.

Для пенокислотной обработки используют кислотный агрегат, передвижной газовый компрессор (или газ из газопровода) и азратор.

Азратор предназначен для перемешивания раствора соляной кислоты с воздухом (азрации) и образования пены. Для создания пены к раствору кислоты добавляют 0,1–0,5 % ПАВ от объёма раствора при средней степени азрации (т.е. объёма газа в кубических метрах на 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора в пределах 15–25). В качестве ПАВ применяют сульфолон, ОП-7, ОП-10, катапин, дисолван и др.

Серийные обработки заключаются в том, что призабойную зону скважины обрабатывают несколько раз с интервалами между обработками в 5–10 сут. с целью вывода скважины на максимальную производительность за короткий срок.

Поинтервальными (ступенчатыми) называют последовательные обработки нескольких интервалов пласта значительной толщины с целью полного охвата пласта по всей толщине или отдельных его продуктивных пропластков. После обработки первого интервала и кратковременной его эксплуатации принудительно-направленным способом обрабатывают следующий интервал или пропласток и т.д., пока полностью не будут охвачены вся толщина продуктивного пласта или его пропластки.

Поинтервальные обработки применяют в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах с открытым забоем, а также в скважинах, закреплённых обсадной колонной. Проводить их целесообразно в начальный период эксплуатации скважин или после выхода их из бурения.

Кислотоструйные обработки проводят через гидромониторные насадки (сопла). Сущность метода заключается в том, что растворяющее действие активной кислоты и механическое разрушающее действие струи большого напора способствуют:

- очистке стенок скважин от цементной и глинистой корок;
- разрушению и удалению плотных забойных песчаных пробок струями, направленными в пробку;
- интенсивному разрушению пород с созданием каналов растворения в заданном интервале пласта для последующего направленного гидравлического разрыва пласта.

При таких обработках необходимо обеспечивать максимально возможную для данного диаметра сопла скорость выходящей струи.

Сущность термохимических обработок заключается в обработке скважины горячей соляной кислотой, нагрев которой происходит за счёт теплового эффекта экзотермической реакции между кислотой и магнием (или другими химическими реагентами) в специальном реакционном наконечнике, спущенном на НКТ в пределы интервала, намеченного под обработку.

Термокислотные обработки – комбинированный процесс, в первой фазе которого осуществляется термохимическая обработка, во второй (без перерыва во времени после термохимической) – обычная солянокислотная обработка.

Термохимическую обработку применяют для очистки призабойной зоны скважин от асфальто-смолистых, парафиновых и других отложений. Наиболее целесообразно применять обработки при температуре забоя не более 40 °С. При растворении 1 кг магния в соляной кислоте выделяется 18,9 МДж тепла.

Для растворения 1 кг магния необходимо 18,6 л 15 %-ной соляной кислоты, которая при этом полностью нейтрализуется и выделившимся теплом (18,9 МДж) нагревается до температуры 308 °С. Оптимальным для обработки считают такое соотношение количества магния и соляной кислоты, при котором остаточная концентрация HCl составляет 11–12 %, а температура кислотного раствора на выходе из наконечника 75–80 °С. Такое соотношение (при температуре на забое скважины 20–30 °С) достигается, если на 1 кг магния приходится от 70 до 100 л 15 %-ной соляной кислоты.

### **Ремонт скважин с применением колтюбинговой установки**

Идея использования колонны гибких труб (КГТ) для выполнения операций подземного ремонта скважин представляет собой принципиально новый подход. При этом не само предложение о применении одной сплошной непрерывной колонны вместо собираемой из отдельных труб является новаторским, а реализация схем работоспособного оборудования в подземных условиях. Причём имеется в виду не новая технология выполнения спускоподъёмных операций, а всего комплекса работ.

Мировой опыт применения колонн гибких труб насчитывает более 35 лет. И, конечно, за это время были выявлены и неоднократно подтверждались на практике преимущества использования этой технологии проведения работ по сравнению с традиционной. К ним относятся:

- обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций;
- возможность осуществления работ в нефтяных и газовых скважинах без их предварительного глушения;
- отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин;

- безопасность проведения спускоподъёмных операций;
- значительное улучшение условий труда работников бригад подземного ремонта при выполнении всего комплекса операций;
- сокращение времени при спуске и подъёме внутрискважинного оборудования на проектную глубину;
- обеспечение возможности бурения, спуска забойных инструментов и приборов;
- соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по ремонту и бурению скважин, в частности, за счёт меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными;
- существенный экономический эффект в результате применения колонн гибких труб как при ремонте, так и при проведении буровых работ.

В 2007 году цехом капитального ремонта скважин Вуктыльского ГПУ было получено «Оборудование ремонтно-технологическое колтюбинговое М-20» производства белорусского объединения «ФИД». Комплекс «ОРТК М-20» предназначен для проведения технологических и ремонтно-восстановительных работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах без их глушения с использованием стальной БДТ при давлении на герметизируемом устье до 35 МПа, в том числе:

- ликвидации отложений парафина, гидратных и песчаных пробок в колонне НКТ;
- обработки призабойной зоны, подачи технологических растворов, специальных жидкостей, в том числе смесей соляной и плавиковой кислот, газов, включая азот;
- спуску в скважину оборудования для проведения геофизических исследований;
- установки цементных мостов;
- выполнение работ по изоляции пластов.

#### Удаление песчаных и парафиновых пробок

В процессе эксплуатации скважин фонтанным и газлифтным способами, а также при применении установок электропогружных насосов в определённом интервале глубин происходит отложение парафина, провоцирующее осаждение песка (если он есть) с последующим образованием пробок. Помимо традиционных методов их удаления (скребками, спускаемыми на проволоке; «летающими» скребками и другими инструментами), достаточно эффективно может быть использовано оборудование с КГТ, которое позволяет проводить операции по удалению пробки без прекращения эксплуатации скважины.

При проведении данных работ применяют комплект оборудования, аналогичный описанному ранее, если условия промывки не требуют нагретой технологической жидкости.

Эффективность выполнения подобных работ существенно возрастает, если используют нагретую технологическую жидкость. Схема оборудования, располагаемого на поверхности у скважины, приведена на рисунке 1.

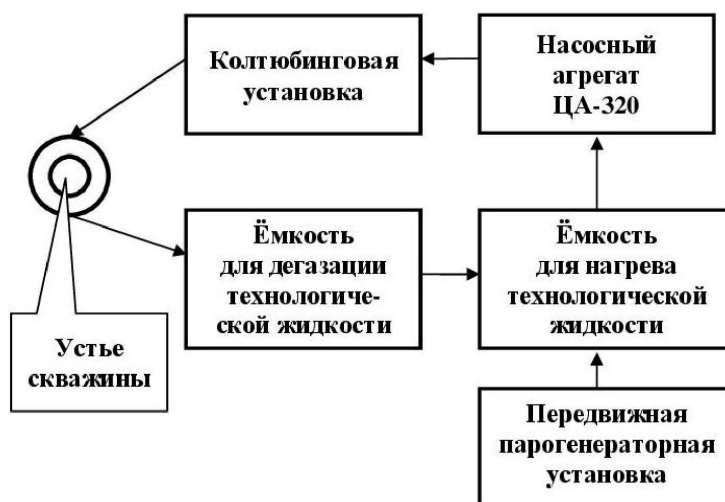


Рисунок 1 – Технологическая схема промывки скважины нагретой жидкостью

Подготовка скважины и оборудования к работе также аналогичны описанным выше. Спуск КГТ осуществляют до верхней предполагаемой границы интервала образования пробки (если он известен) с максимально возможной скоростью, при подходе к пробке скорость снижают до минимума и дальнейший спуск продолжают при этих значениях. При удалении пробок в лифтовой колонне показания индикатора нагрузки уменьшают более плавно, чем при промывке забоя от песка. Поэтому верхнюю границу пробки надо определять очень внимательно, в противном случае может произойти прихват колонны гибких труб.

Режим работы промывочных насосов выбирают исходя из обеспечения условия разрушения пробки и эффективного выноса материала, образующего её. Если очистку колонны лифтовых труб выполняют в профилактических целях, то скважинный насосный агрегат включать не следует, что обеспечит более эффективный вынос материала пробки.

### Предупреждение образования кристаллогидратов, их ликвидация и свойства

Гидраты представляют собой кристаллические соединения – включения, которые могут существовать в стабильном состоянии, не являясь химическими соединениями. По существу гидраты – это твёрдые растворы, в которых растворителем являются молекулы воды, образующие с помощью водородных связей объёмный каркас гидратов. В полостях этого каркаса находятся молекулы газов, способных образовывать гидраты (метан, этан, пропан, изобутан, азот, сероводород, диоксид углерода, аргон).

По структуре газовые гидраты – это клатраты, которые образуются при внедрении молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды. Различают несколько типов кристаллической решётки гидратов. На рисунке 2 показаны три структуры:

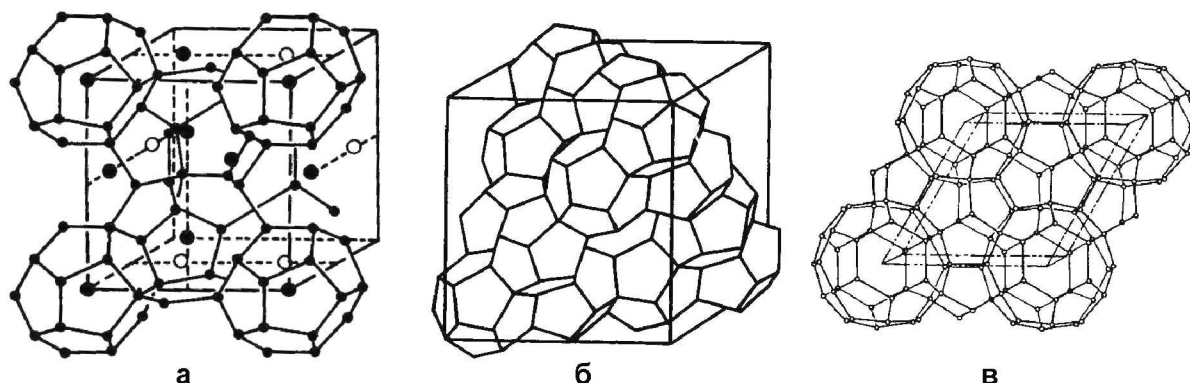


Рисунок 2 – Структуры элементарных ячеек гидратов:

а – структура КС-I; б – структура КС-II; в – структура КС-III (или H-structure)

- I структура содержит 46 молекул воды и 2 малых полости и 6 больших полостей;
- II структура содержит 136 молекул воды, 16 малых и 8 больших полостей;
- III структура (или H-structure) содержит 34 молекулы вод, 5 малых полостей и 1 сверхбольшую полость.

Форма гидратов разнообразна – она определяется составом газа и термодинамическими условиями, при которых находится данная система. Обычно по внешнему виду гидраты напоминают лёд или мокрый спрессованный снег. Метан, этан, двуокись углерода образуют гидраты первой структуры, при этом идеальная формула гидрата в этом случае будет  $8M \cdot 46H_2O$  ( $M$  – молекула газа). Пропан и изобутан образуют гидраты второй структуры с формулой  $8M \cdot 136H_2O$ .

Метан образует гидрат, имеющий формулу  $CH_4 \cdot 6H_2O$ . Массовое содержание метана в составе гидрата составляет 12,9 %. Для связывания 1 кг метана в гидрат, соответствующий указанной формуле, требуется 6,75 кг воды. По данным, 1 м<sup>3</sup> гидратов содержит 0,78 м<sup>3</sup> воды и  $165 \div 180$  нм<sup>3</sup> метана.

Углеводороды, молекулы которых больше молекулы изобутана, не могут проникать внутрь каркаса, а поэтому не образуют гидратов. Нормальный бутан не образует

гидратов, но его молекулы способны проникать через решётку гидратного каркаса вместе с молекулами газов меньших размеров, что приводит к изменению равновесного давления над гидратом.

Кристаллы гидратов зарождаются на поверхности раздела фаз системы «газ – вода». Свободная вода после образования гидратов продолжает переходить в гидратное состояние только при перемешивании фаз и при наличии соответствующих термодинамических условий. При отсутствии необходимой степени перемешивания диффузия газа через твёрдую плёнку гидрата становится затруднительной и дальнейший рост гидратов прекращается. На рисунке 3 показаны условия гидратообразования индивидуальных газов; на рисунке 4 – условия гидратообразования многокомпонентных углеводородных газов различной плотности.

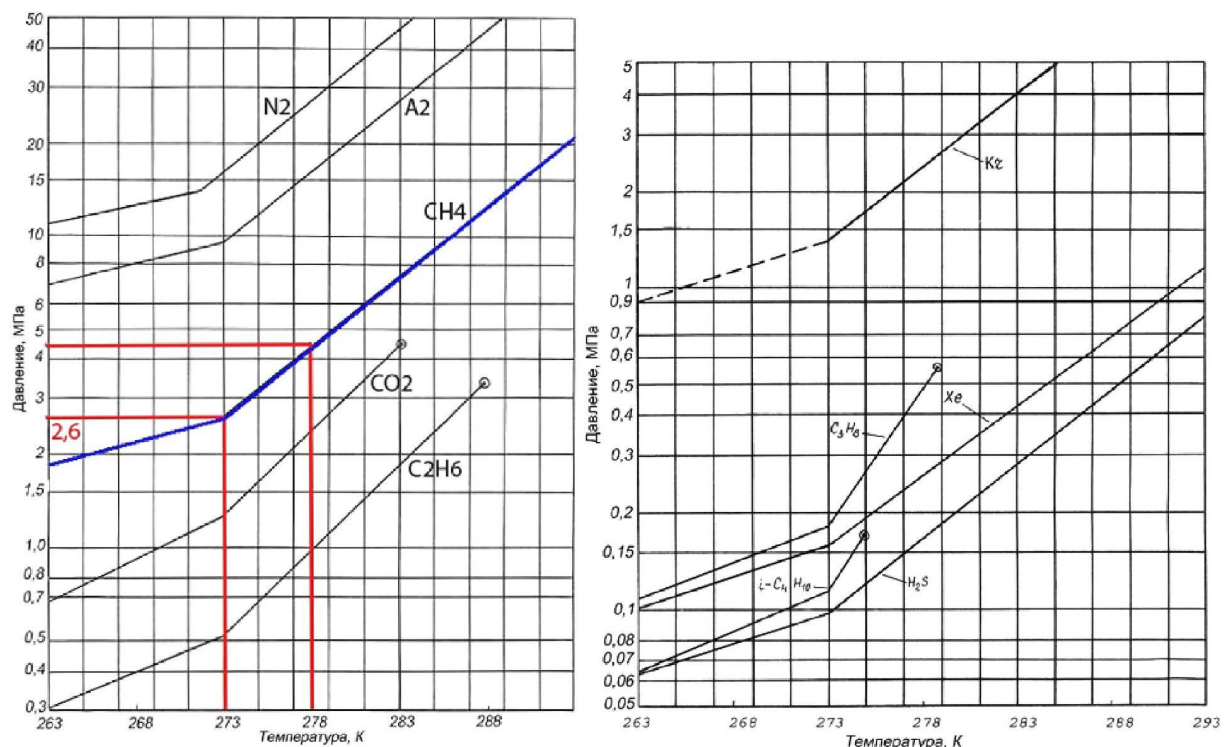


Рисунок 3 – Условия гидратообразования индивидуальных газов

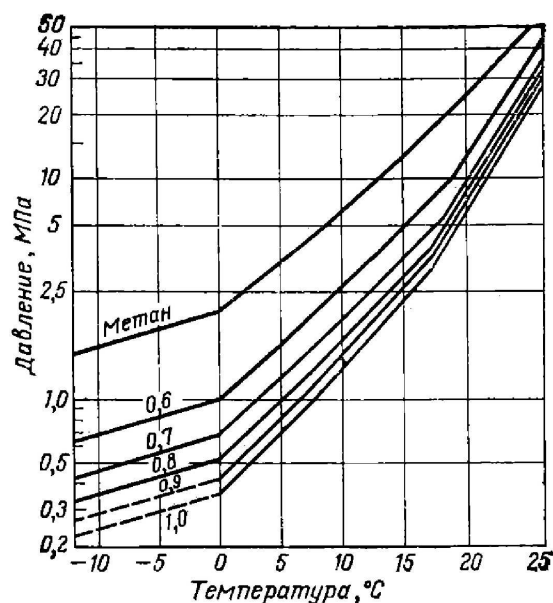


Рисунок 4 – Условия гидратообразования многокомпонентных углеводородных газов различной плотности



Цифры на графиках – плотность газа относительно воздуха.

В таблице 2 приведено сравнение некоторых физических свойств льда и газовых гидратов, выполненное в 1983 году Дэвидсоном и дополненное авторами работы [2]. Многие свойства гидратов близки к таковым для льда (либо имеются теоретические основания предполагать их близость).

Таблица 2 – Плотность некоторых гидратов при 0 °С

|                  | Тип структуры гидрата | Плотность, г/см <sup>3</sup> |
|------------------|-----------------------|------------------------------|
| метан            | КС-I                  | 0,913                        |
| этан             | КС-I                  | 0,967                        |
| пропан           | КС-II                 | 0,899                        |
| изобутан         | КС-II                 | 0,934                        |
| CO <sub>2</sub>  | КС-I                  | 1,107                        |
| H <sub>2</sub> S | КС-I                  | 1,046                        |
| лёд              | –                     | 0,917                        |
| вода             | –                     | 1,000                        |

Отметим те свойства, по которым имеются существенные различия. Это, прежде всего, коэффициенты теплопроводности, статическая диэлектрическая проницаемость, подвижность молекул воды в структурах льда и гидратов и, возможно, диффузионные свойства (например, коэффициент диффузии воды в гидратах, по мнению Рилмейстера, может быть на несколько порядков ниже, чем у льда). А коэффициенты диффузии гостевых молекул в гидратах, по-видимому, вообще ещё не изучались, что представляет значительный интерес. Кристаллогидраты практически непроницаемы для свободных молекул воды и газа.

Упругие свойства гидратов оцениваются по скорости распространения в них звука. Зная продольную и поперечную величины скорости звука, рассчитывают адиабатический модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

#### **Теплопроводность гидратов**

В 1979 году Столл и Брайн для гидратов метана и пропана обнаружили чрезвычайно низкий коэффициент теплопроводности  $\lambda = 0,4$  Вт/(м · °К). Эта величина оказалась очень близкой к теплопроводности воды, но более чем в 5 раз ниже теплопроводности льда (теплопроводность льда при 260 °К составляет 2,35 Вт/(м · °К)).

Необычным оказались не только аномально низкие значения коэффициента  $\lambda$ , но и температурная зависимость: для большинства кристаллических тел (в частности, для льда) при температурах выше температуры Дебая коэффициент теплопроводности убывает с ростом температуры, тогда как у клатратного гидрата возрастает (см. табл. 3). При низких температурах ( $\approx 100$  °К) различие в коэффициентах теплопроводности льда и гидрата достигает 20 раз.

Таблица 3 – Теплопроводность метановых гидратов по данным

| Температура, °К               | 22    | 35    | 50    | 70    | 85    | 100   |
|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Теплопроводность, Вт/(м · °К) | 0,045 | 0,065 | 0,090 | 0,095 | 0,100 | 0,110 |

Возрастание коэффициентов теплопроводности с увеличением температуры характерно главным образом для аморфных (стеклообразных) тел, тогда как газовые гидраты имеют чётко выраженную кристаллическую структуру (в этом и состоит необычность полученного результата).

Добываемые углеводородные газы насыщены водяными парами, содержание которых определяется давлением, температурой и химическим составом газа. Каждому значению температуры и давления соответствует определённое максимально возможное содержание водяных паров. На рисунке 5 представлена зависимость равно-

весного влагосодержания газа от температуры, плотность которого по отношению к воздуху равна 0,6. При плотности газа более 0,6 и при наличии в воде солей величину влагосодержания, полученную с помощью этого графика, необходимо умножить соответственно на коэффициенты  $C_c$  и/или  $C_2$ . С увеличением плотности газа и содержания солей величина влагосодержания уменьшается (при прочих равных условиях). На равновесное влагосодержание влияет также наличие в газе пропана и более тяжёлых углеводородов, сероводорода ( $H_2S$ ), диоксида углерода ( $CO_2$ ) и азота ( $N_2$ ). Влажность газа снижается с увеличением в газе концентрации углеводородов  $C_3$  и выше.

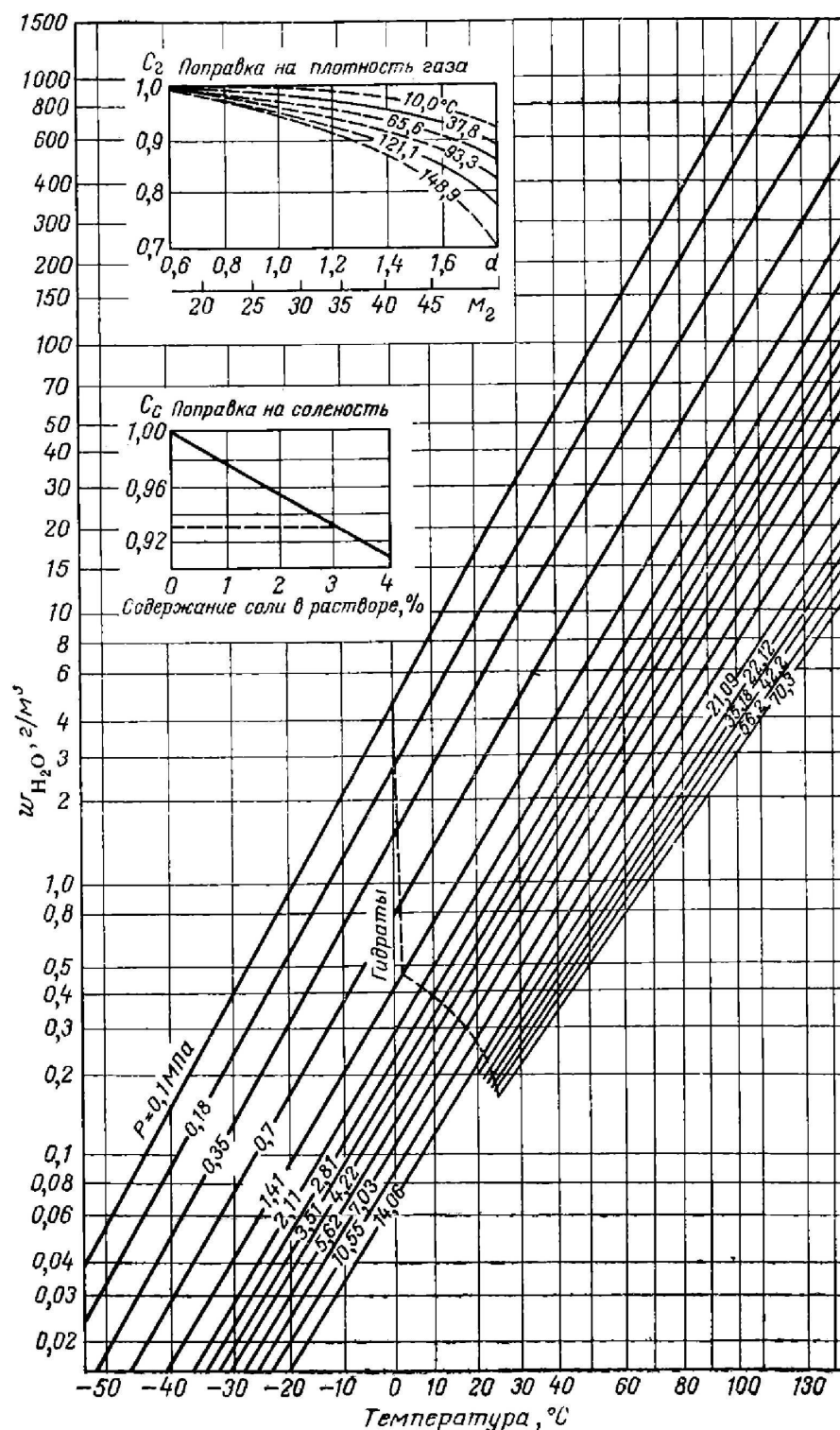


Рисунок 5 – Равновесное влагосодержание ( $P = 0,1 MPa$ ;  $t = 15,6^{\circ}C$ ) углеводородного газа при различных температурах и давлениях

В присутствии  $H_2S$  и  $CO_2$  влагосодержание увеличивается, а при наличии в газе  $N_2$  уменьшается. Поэтому при содержании в газе больших количеств тяжёлых углеводородов,  $CO_2$  и  $H_2S$  значения влагосодержания, определённые по графикам на рисунке 5, могут существенно отличаться от фактических значений.

При определённых термобарических условиях вода и газы создают твёрдые кристаллические соединения – гидраты, которые закупоривают рабочие пространства трубопроводов и аппаратов и нарушают нормальные условия эксплуатации объектов добычи, транспортировки и переработки газа (рис. 6).

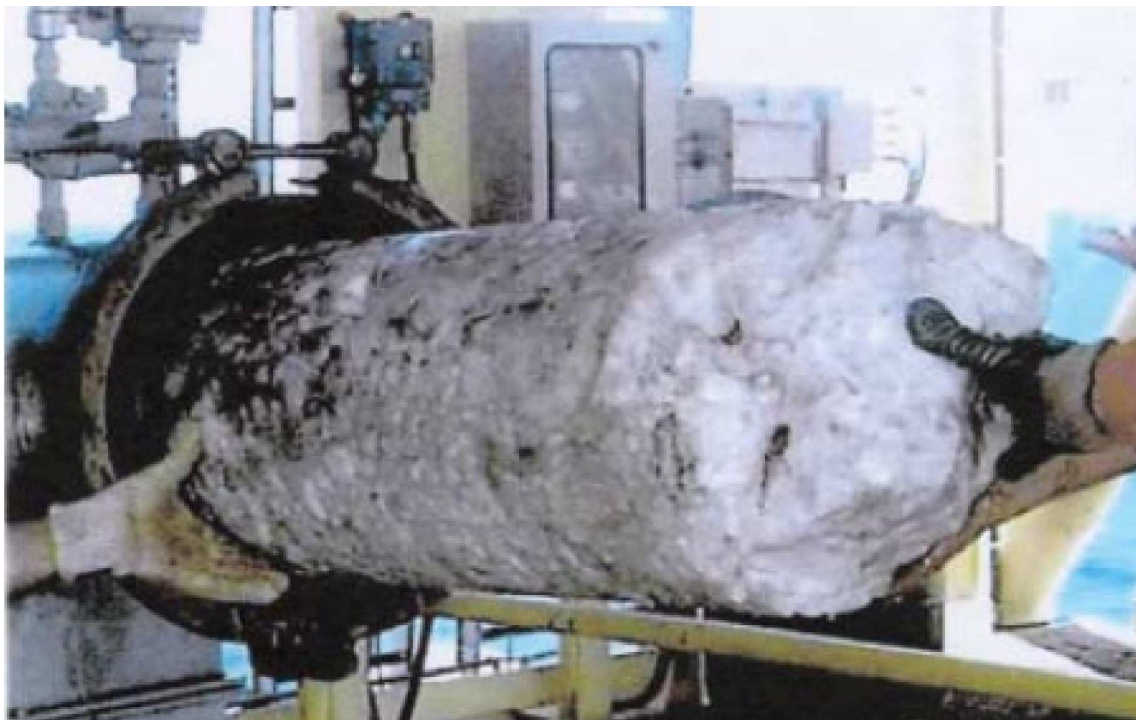


Рисунок 6 – Газогидратная пробка

Гидраты образуются с момента появления центров кристаллизации, которые обычно формируются на поверхностях раздела:

- при контакте «вода – газ»; «вода – сжиженный газ»; «сжиженный газ – влажный газ»;
- при конденсации воды из объёма газа и на пузырьках газа при его барботировании через воду;
- при контакте «вода – металл» за счёт сорбции газа, растворённого в воде.

Для предупреждения образования гидратов и борьбы с ними разработан ряд методов, в которых учитываются физико-химические свойства гидратов, термобарические условия их образования-разложения. К этим методам относятся:

- *химические*, которые основаны на использовании ингибиторов гидратообразования и гидратоотложения, при использовании последних многофазную продукцию (газ, конденсат, воду, нефть) транспортируют в режиме гидратообразования;
- *физические*, которые предусматривают использование тепловых методов; акустические и СВЧ воздействия; механическое разрушение;
- *технологические* – поддержание безгидратных режимов эксплуатации.

#### **Ингибирование**

Для предупреждения образования гидратов и их разрушения разработан ряд методов, использующий химические реагенты. Такие реагенты называют антигидратными или же ингибиторами газовых гидратов. Ингибиторы гидратов подразделяют на *ингибиторы гидратообразования* и *ингибиторы гидратоотложения*. Под ингибиторами гидратообразования по сложившейся (но не вполне точной) терминологии понимают вещества, которые изменяют термобарические условия образования гидратов

(это «ингибиторы» в термодинамическом смысле) или влияют на скорость образования гидратов в газожидкостном потоке (это ингибиторы в прямом смысле этого термина или кинетические ингибиторы).

Первоначально в литературе использовался вполне естественный термин «антифризы», который впоследствии был вытеснен термином «ингибиторы».

Механизм действия ингибиторов гидратообразования в термодинамическом смысле заключается в снижении активности воды в водном растворе и, как следствие, в изменении равновесных условий образования гидратов. В качестве таких ингибиторов используют водные растворы электролитов и неэлектролитов. Однако существуют такие вещества (например, серный эфир, ацетон, некоторые спирты), которые, с одной стороны, снижают активность воды в водном растворе, а с другой – сами участвуют в образовании смешанного газового гидрата. Для таких веществ обнаруживается предел (по концентрации) их ингибирующего действия. Предел ингибирующего действия для ряда водорастворимых веществ впервые обнаружил и исследовал Э.В. Маленко.

Собственно ингибиторы гидратообразования – это вещества, сильно замедляющие скорость роста гидратов. К ним можно отнести некоторые ПАВ. Разумеется, рассматриваемая классификация ингибиторов гидратообразования несколько условна. Например, большинство неэлектролитов – ингибиторов в термодинамическом смысле – являются эффективными катализаторами процесса гидратообразования, например, метанол. Не учёт этого обстоятельства приводил (и до сих пор приводит) к многочисленным неточностям при экспериментальном определении равновесных условий гидратообразования в присутствии ингибиторов.

Ингибиторы гидратоотложения – вещества, изменяющие консистенцию гидратной массы (т.е. делающие её текучей, например, за счёт диспергирования газовых гидратов в газожидкостном потоке) и/или меняющие условия адгезии (прилипания) гидратов к внутренним поверхностям промысловых коммуникаций.

Ингибиторы по своему составу можно подразделить на *простые* и *смешанные* (т.е. состоящие из ряда веществ). Смешанные ингибиторы могут быть ингибиторами синергетического действия (в этом случае компоненты смешанного состава взаимно усиливают антигидратную активность реагента, иначе говоря, имеет место неаддитивный вклад каждого компонента в антигидратную активность).

По характеру своего действия ингибиторы делятся на *простые* (одноцелевые) и *комплексные* (многоцелевые). Последние являются не только антигидратными, но могут также предотвращать коррозию, отложения солей и парафинов, способствовать выносу жидкости с забоя скважины. Появление и расширение ассортимента многоцелевых ингибиторов обусловлено чисто технологическими причинами. Кроме того, следует отметить, что многие ингибиторы гидратов (например, гликоли) одновременно являются и осушителями газов.

При выборе конкретного ингибитора гидратов необходимо учитывать следующие основные моменты:

- геологические, физико-географические и климатические условия того или иного месторождения;
- технологические особенности ингибитора, предполагаемого к применению с учётом функционирования сбора и промысловой обработки газа на рассматриваемом месторождении, возможностей применения современных технологий рециркуляции ингибиторов;
- коррозионную активность основного реагента, входящего в состав ингибитора гидратов;
- совместимость ингибитора с пластовой минерализованной водой и с другими реагентами при разработке составов многоцелевого назначения, например, при разработке комплексных ингибиторов коррозии, парафиноотложения и гидратообразования;
- возможность организации собственного производства ингибитора вблизи месторождения с использованием компонентов нефтяного газа в качестве сырья, например, производство метанола методом неполного окисления кислородом воздуха;
- ожидаемый (планируемый и/или расчётный) и фактический удельные расходы ингибитора на промысле и вытекающие отсюда технико-экономические показатели с учётом дополнительных затрат на хранение реагентов, создание резервных запасов и утилизацию промстоков;

- особенности приготовления ингибитора нужного состава и его распределения по точкам ввода и те трудности, которые возникают при автоматизации и регулировании процесса ингибирования;

- класс токсичности и соблюдение мер безопасности, необходимые при применении реагента;

- возможность и целесообразность регенерации отработанных растворов ингибиторов и выбор оптимальной технологии регенерации;

- пути утилизации отработанных растворов ингибиторов, не подлежащих регенерации с целью обеспечения постоянно повышающихся требований к охране окружающей среды (воздушного бассейна; обезвреживание промстоков и их закачка в поглощающие горизонты с учётом особенностей охраны геологической среды).

Это далеко не полный перечень вопросов, которые возникают и требуют решения при проектировании и разработке систем сбора нефтяного газа, при реконструкциях и модернизациях действующего промышленного оборудования и изменении технологии сбора и первичной обработки газа, а также при анализе возможностей перехода на новые ингибиторы гидратообразования.

Наряду с этим предъявляются и технологические (физико-химические) требования к ингибиторам гидратообразования. Ингибиторы должны иметь:

- высокую поглотительную способность водного компонента в широком интервале концентраций, давления и температур;

- низкие давления насыщенных паров, чтобы потери, связанные с их испарением, были незначительными;

- температуру кипения, отличающуюся от температуры кипения воды настолько, чтобы отделение поглощённой воды от ингибитора могло бы осуществляться простыми методами;

- плотность, отличающуюся от плотности углеводородного конденсата, для обеспечения чёткого разделения простыми способами;

- низкую вязкость в условиях эксплуатации, обеспечивающую хороший контакт с газом;

- нейтральные свойства, т.е. не вступать в химические реакции с ингибиторами, применяемыми в процессе добычи нефти;

- малую коррозионную активность;

- низкую вспениваемость в условиях контакта с газовой смесью;

- высокую устойчивость против окисления и термического разложения.

Наличие второго компонента в осушителе, когда смесь готовят непосредственно на промысле, требует дополнительных емкостей и насосов для его хранения и закачки. Если из-за необходимости изменения качественных показателей (температуры застывания, вязкости и т.д.) применяют двухкомпонентный осушитель, то второй компонент должен отвечать тем же требованиям, что и все осушители.

Этим требованиям в той или иной степени отвечают метанол, гликоли – этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), пропиленгликоль (ПГ), смеси гликолей с их эфирами и т.д.

Сущность метода ингибирования заключается в том, что введённый в поток влажного газа ингибитор растворяется в свободной воде, в результате чего снижаются давление паров воды и температура гидратообразования.

Последовательность расчёта количества ингибитора, которое необходимо ввести в систему для предотвращения гидратообразования такова:

1. Определяется температура гидратообразования газа.

2. Определяется минимально возможная температура газа в газопроводе. Если этих данных нет, то для газопроводов, заглубленных в грунт, её можно принять равной 4,5 °С.

3. Рассчитывается количество жидкой влаги, которое может появиться в системе при минимальной температуре газа. В расчёте принимается, что точка росы газа по воде равна этой температуре.

4. Определяется концентрация ингибитора.

5. Если в качестве ингибитора применяется метанол, то при определении его расхода необходимо вводить поправку на его потери в паровой фазе, которые можно

определить с помощью данных, представленных на рисунке 7 (при этом расход метанола рассчитывается как сумма расходов, определённых на рисунке 7).

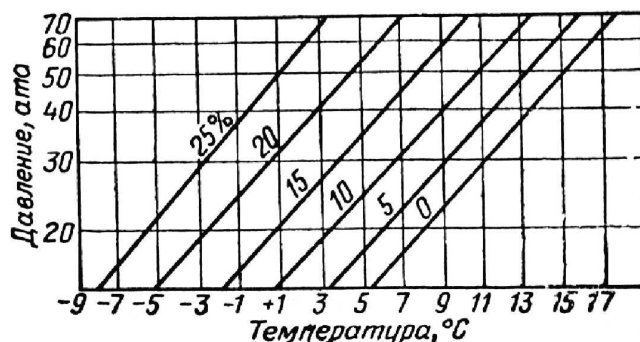


Рисунок 7 – Влияние концентрации метанола на разложение гидратов природного газа

### Краткая характеристика цеха капитального ремонта скважин (ЦКРС) Вуктыльского ГПУ

Цех капитального ремонта скважин базируется в г. Вуктыл Вуктыльского района. В составе цеха работает 4 бригады капитального ремонта скважин.

В состав каждой бригады входит 4 вахты по 5 рабочих. Цех оснащён установками капитального и текущего ремонта скважин, в том числе одной «Р-80» и одной «F-100» румынского производства, «АРБ-100» г. Кунгур, «А-50» на базе автомобиля «Татра», «К-703 127 МТП» и «К-703МТУ80ВГ», колтюбинговая установка «М-20» Белорусского производства. ЦКРС выполняет ремонтные работы на всех месторождениях Вуктыльского ГПУ независимо от их отдалённости.

К основным видам работ, выполняемым бригадами КРС, относятся:

- замена, допуск до работающих интервалов пласта, ревизия НКТ, ФА;
- спуск струйных аппаратов;
- ревизия эксплуатационных колонн;
- разбуривание и установка цементных мостов;
- изоляция водопритоков и дополнительная перфорация;
- ликвидация парафино-гидратных пробок в стволах скважин;
- ликвидация скважин, консервация и расконсервация скважин;
- извлечение аварийных НКТ и другие работы.

Анализ затрат рабочего времени на капитальный ремонт скважин показывает, что значительное количество рабочего времени используется на строительномонтажные и подготовительно-заключительные работы (в среднем они составляют около 30–50 %). Велики непроизводительные затраты, они составляют от 5,2 до 61,4 % всего рабочего времени. Это связано как с неудовлетворительным состоянием межпромысловых и промысловых дорог и невозможностью круглогодичного завоза грузов, оборудования и материалов на отдалённые месторождения (Западно-Соплесское, Югидское, Васильковское, Северо-Вуктыльская залежь), использованием морально и физически устаревшего оборудования, недостатком финансирования работ. Бригады ощущают недостаток в инструменте для ловильных работ (труболовки, Гумы, ВУК и «Пулмастер»). Большие трудности возникают в связи с недостаточной грузоподъёмностью применяемых установок для капремонта скважин.

Две установки «F-100» и «Р-80» эксплуатируются по второму и третьему сроку, происходит увеличение непроизводительных затрат, которые составляют 6 %. Сегодняшняя практика применения парка требует скорейшего его обновления и получения лучше оснащённых, мобильных установок в северном исполнении и большей грузоподъёмности до 125 тонн. Они в обязательном порядке должны оснащаться котельными установками. Это позволит применять при ремонте скважин оптимальные технологические растворы и улучшить безопасность и экологичность технологических операций.

Технику для перевозки оборудования, планировки площадок и выполнения подготовительных и специальных работ (таких как глушение, цементирование, подъём, перевозка и установка тяжёлого оборудования) ЦКРС получает по заявкам. Своей автомобильной и тракторной техники ЦКРС не имеет.

Также необходимо учитывать при планировании ремонта скважин недостаточную оснащённость бригад аварийным инструментом, оборудованием, запчастями и бурильными трубами для замены вышедших из строя. Фактором, увеличивающим продолжительность ремонтных работ, являются большие затраты времени на подготовительно-заключительные и монтажно-демонтажные работы, связанные с дальними передислокациями и длительным ремонтом оборудования при отсутствии межпромысловых дорог круглогодичного действия.

### Результаты ремонтных работ на скважинах Югидского НГКМ за 2006–2010 гг.

За 2012–2016 гг. на Югидском месторождении цех капитального ремонта скважин Вуктыльского ГПУ выполнил 21 скважино-операцию по ремонту скважин, из них:

- в 2012 году ремонт скважин №№ 68 и 66;
- в 2013 году ремонт скважин №№ 143 и 129;
- в 2014 году ремонт скважин №№ 143 (2 раза) и 138;
- в 2015 году ремонт скважин №№ 64, 66, 52 и 141;
- в 2016 году ремонт скважин №№ 52, 62, 141, 138 и 66 (переходящая в 2017 год).

Также ремонт с помощью колтюбинговой установки М-20:

- в 2014 году скважина № 143;
- в 2015 году скважин №№ 52 и 138;
- в 2016 году скважин №№ 143 и № 129.

По видам работ при выполнении ремонтов скважин на Югидском НГКМ за 2012–2016 гг.:

- основная доля 33 % приходится на ревизию, замену НКТ и ФА;
- 26 % – ликвидация парафиновых и гидратных отложений и пробок, в том числе и с применением колтюбинговой установки «М-20»;
- 20 % – дополнительная или повторная перфорация;
- по 6 % – интенсификация притока и промывка забоя скважины;
- единичны по 3 % – ловильные работы, водоизоляция и ликвидация негерметичности ФА.

Структура распределения ремонтов по видам работ за указанный период показана на рисунке 8.



Рисунок 8 – Структура распределения ремонтных работ на Югидском НГКМ за 2006–2010 гг. по видам работ

С применением подъёмного агрегата за 2012–2016 гг. (за исключением скважины № 66, которая переходит ремонтом на 2017 год) было выполнено 17 скважино-операций по ремонту скважин и их успешность составляет 90 %. В данном случае ус-

пешность ремонтов на скважинах рассматривается с точки зрения добывных возможностей скважины после ремонта и сроков выполнения ремонта. Причиной снижения успешности являются две скважины (№№ 66 и 138), которые после ремонта не дали положительных результатов и сроки ремонта их значительно высоки.

С помощью колтюбинговой установки «М-20» за данный период было выполнено 5 скважино-операций по ликвидации парафино-гидратных отложений и пробок в стволе скважины.

Успешность ремонтов скважин с применением колтюбинговой установки при ликвидации парафино-гидратных отложений и пробок в стволе скважины составляет 75 %.

Анализ результатов с точки зрения успешности произведённых работ позволяет отметить следующее. На всех скважинах, где выполнялись ремонтные работы с помощью подъёмных агрегатов, кроме скважин №№ 66 и 138, получен положительный результат. Переведённые в эксплуатационный фонд скважины обеспечивают суточную добычу газа в среднем 490 тыс. м<sup>3</sup> в сутки, а УВ жидкости – 600 тонн в сутки. Из 5 ремонтов, проведённых с помощью колтюбинговой установки «М-20», замечен положительный эффект в виде увеличения послеремонтного периода работы скважины (в среднем в 1,4 раза) на четырёх скважинах. Эффективность ремонтов скважин Югидского НГКМ в 2016 году по дебиту газа показана на рисунке 9, по дебиту УВ жидкости – на рисунке 10.

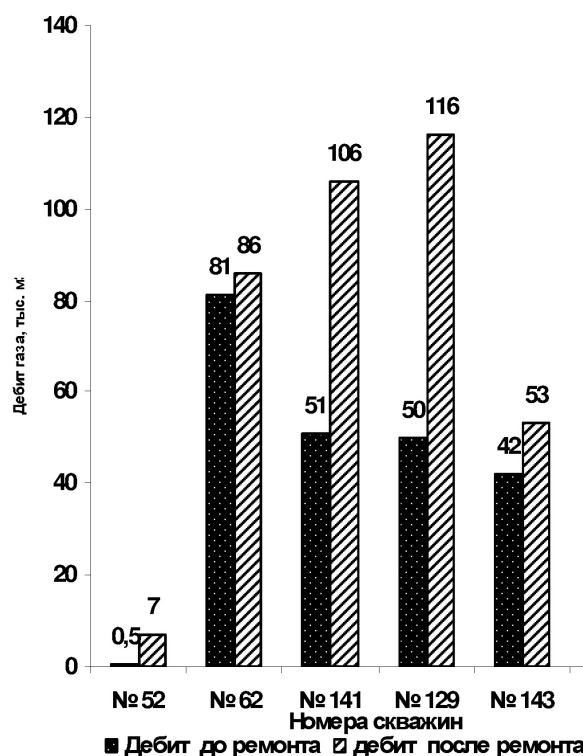


Рисунок 9 – Эффективность ремонта скважин на Югидском НГКМ (по дебиту газа) в 2016 году

Если провести анализ эффективности ремонтов скважин с точки зрения успешности на Югидском НГКМ по каждому году, можно отметить, что в 2016 году успешность составила 50 %. После проведения работ по расконсервации скважины № 68 и повторной перфорации продуктивных горизонтов дебит скважины составил по газу 181 тыс. м<sup>3</sup>/сут., по конденсату 139 тонн/сут. На скважине № 66 ремонт положительных результатов не дал в связи с отсутствием новых технологий по ликвидации парафиновых пробок в стволе скважины. Промывку скважины проводили с помощью подъёмного агрегата «F-100» спуском в НКТ труб меньшего диаметра, поэтому сроки ремонта скважины значительно высоки.

В 2013 году успешность ремонтов скважины составила 100 %. В скважинах №№ 129 и 143 замечается увеличение дебита. Ремонт проводили подъёмной установ-



кой «F-100», при которой недостатком являются большие затраты по времени на подготовительные, монтажные и демонтажные работы (около 1 месяца). Несмотря на это, обе скважины не превышают по времени ремонта плановое время, и фактические затраты меньше сметной стоимости ремонта скважины.

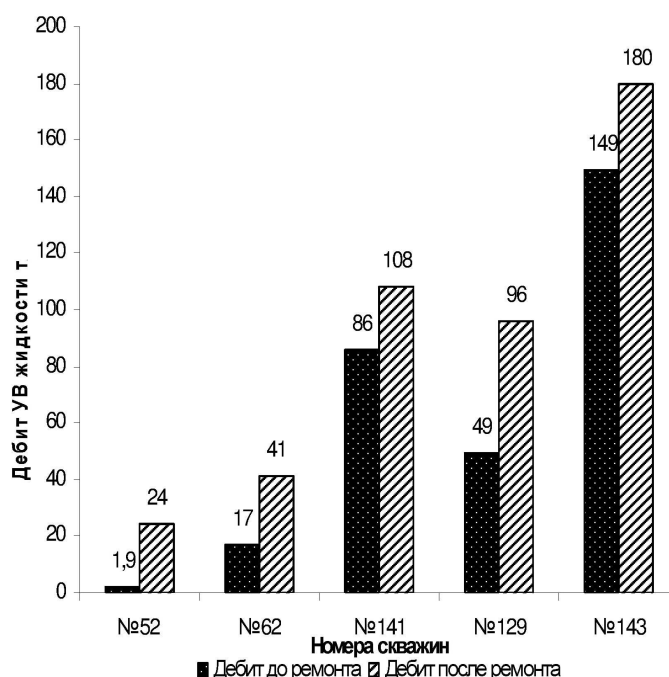


Рисунок 10 – Эффективность ремонта скважин на Югидском НГКМ (по дебиту УВ жидкости) в 2014 г.

В 2014 году успешность ремонта составляет 50 %. Скважина № 138 по добычным возможностям после ремонта результатов не дала. Несмотря на это, положительной стороной ремонта этой скважины является внедрение новых мероприятий и рационализаторских предложений по интенсификации с помощью струйного насоса, которые в дальнейшем применялись на Печоро-Кожвинском месторождении. При работе со струйным насосом получена максимальная депрессия на пласт 11,67 МПа при давлениях нагнетания жидкости 20,0–20,5 МПа двумя насосными агрегатами ЦА-320. Работа со струйным насосом в циклическом режиме (45–60 мин. – работа; 15–30 мин. – остановка) при давлении нагнетания 12–16 МПа в течение более четырёх суток позволила отобрать 73,8 м<sup>3</sup> воды из пласта, очистить его и увеличить его проницаемость.

Ремонт скважины № 143 в 2014 году проводился 3 раза. Первый ремонт проводился впервые с применением колтюбинговой установки «М-20». Целью ремонта являлась ликвидация парафиновых отложений в стволе скважины для последующего качественного глушения скважины перед выполнением ремонта с помощью подъёмной установки «А-50». Так как в продукции данной скважины большой процент тяжёлых углеводородов, следующим шагом для повышения добычи продукции скважины является замена НКТ спуском в скважину НКТ с полимерным покрытием для предотвращения образования внутри НКТ парафиновых отложений. После проведения ремонтных работ при исследовании скважины произошёл прихват и обрыв геофизического прибора и кабеля, что явилось причиной третьего ремонта скважины.

Все три случая ремонта скважины № 143 характеризуются высокими добычными показателями и малыми сроками ремонта.

В 2015 году успешность ремонтов скважин составила 80 %. Снижением процента успешности является скважина № 138. Причиной осложнений в процессе ремонта скважины являются гидратообразования по стволу скважины в больших интервалах. Промывка скважины с помощью колтюбинговой установки результатов не дала, в итоге ловильные работы подъёмными установками «К703-127 МТП» и «К703-80ВГ» выполнены не до конца в связи с малой мощностью ротора этих установок. В настоящее время скважина находится в ожидании капремонта.

В 2016 году успешность ремонтов скважин составила 85 %.

Все скважины, за исключением скважины № 138, после проведения ремонтных работ имеют дополнительный прирост дебита газа и конденсата.

### **Технология ремонтных работ на скважинах Югидского НГКМ**

В качестве примера рассмотрим наиболее характерные отдельные технологические схемы ремонта скважин, проводимые в 2016 году.

#### *Ремонт скважины № 141*

Цель ремонта этой скважины – это ревизия НКТ и фонтанной арматуры, проведение комплекса геофизических исследований (ГИС) и дополнительной перфорации скважины.

– Начало ремонта: 01.02.2016 г.;

– конец ремонта: 16.03.2016 г.

Ремонт скважины производили установкой «А-50» на базе автомобиля «Татра».

#### **Основные данные по скважине и её текущее состояние**

Глубина скважины – 3114 м. Искусственный забой – 3108 м (цементный мост). Текущий забой – 3090 м.

Конструкция скважины:

- направление  $\varnothing$  426 мм – 17,1 м;
- кондуктор  $\varnothing$  324 мм – 144 м;
- промежуточная колонна  $\varnothing$  245 мм – 2158 м;
- эксплуатационная колонна  $\varnothing$  168 мм спущена до глубины 3109 м и зацементирована до устья.

Верхняя секция колонны опрессована водой и воздухом на 28 МПа, вся колонна опрессована водой на 15 МПа и признана герметичной.

Устье скважины оборудовано:

- КГ-ОКК1-350 – 168х245;
- ФА-АФК6 – 100х65-350 ХЛ.

В скважину спущены НКТ 89 мм общей длиной 3040,03 м в количестве 349 шт. с расточной муфтой в «башмаке».

С 01.07.2012 г. по 01.08.2015 г. скважина была законсервирована, ствол скважины был заполнен газоконденсатной смесью. 10.12.2015 г. произвели освоение, и скважина запущена в эксплуатацию со следующими параметрами:

- пластовое давление  $P_{пл} = 24,87$  МПа на глубине 3060 м (замер от 21.12.2015 г.);
- статическое давление буфер  $P_{ст.буф} = 4,78$  МПа (замер от 21.12.2015 г.);
- статическое давление затрубье  $P_{ст.затр} = 13,11$  МПа (замер от 21.12.2015 г.).

Дебит газа  $Q_{газа} = 51$  тыс. м<sup>3</sup>/сут., дебит конденсата  $Q_{конд} = 81$  тонн/сут. (21.12.2015 г.).

#### **Порядок проведения ремонтных работ**

После глушения скважины закачкой обратной эмульсии (4 м<sup>3</sup>) для блокирования интервалов перфорации с последующей закачкой пластовой воды произвели подготовку площадки для расстановки оборудования согласно утверждённой схемы. Демонтировали фонтанную ёлку, планшайбу, установили превентор. Произвели полный подъём НКТ 89 мм общей длиной 3041 м. Произвели ГИС в объёме:

- ПО-90 – шаблонирование до глубины 2920–3106 м;
- ВГД – уровень воды на глубине 538,5 м;
- ЭМДС на глубине 46–3028 м;
- АКЦ на глубине 560–3030 м;
- ПТС на глубине 0–3030 м;
- СГДТ на глубине 285–3030 м;
- ГК, ННКт на глубине 2380–3106 м;

Произвели дополнительную перфорацию в интервалах: 3072–3068 м, 3064–3056 м, 3044–3040 м, 3038–3021 м зарядами ПКС-105 плотностью 10 зарядов на погонный метр. Произвели спуск отреставрированных НКТ 89 мм общей длиной 3012,01 м в количестве 345 шт. с расточной муфтой в «башмаке». Установили планшайбу и опрессо-

вали её гидравлически на 5 МПа. Установили фонтанную ёлку ФА АФК 6-100/65-35 ХЛ после ревизии и опрессовали её на 15 МПа.

Убрали территорию вокруг скважины и сдали скважину промыслу.

#### **Результаты проведения ремонтных работ**

Основной результат ремонта скважины № 141 – это увеличение дебита газа (до ремонта 51 тыс. м<sup>3</sup>/сут, после ремонта 116 тыс. м<sup>3</sup>/сут.) и конденсата (до ремонта 86 тонн/сут., после ремонта 96 тонн/сут.) за счёт выполнения следующих мероприятий:

- глушение скважины с применением обратной эмульсии для блокирования интервалов перфорации;
- проведение дополнительной перфорации;
- сокращение срока ремонта скважины за счёт рационального подбора подъёмной установки, которая не требует значительных затрат по времени на подготовительные работы, монтажные и демонтажные работы по сравнению с другими подъёмными установками ЦКРС. Также на сокращение времени ремонта скважины повлияло наличие связи с базой ЦКРС по «зимнику».

#### **Ремонт скважины № 129 с помощью колтюбинговой установки «М-20»**

Цель ремонта скважины – это промывка парафиновых отложений.

Начало ремонта: 22.10. 2016 г.;

конец ремонта: 05.11.2016 г.

Ремонт вели колтюбинговой установкой «М-20» Белорусского производства.

#### **Основные данные по скважине и её текущее состояние**

Глубина скважины – 3156 м, искусственный забой – 3078 м.

Конструкция скважины:

- направление Ø 426 мм – 21 м;
- кондуктор Ø 324 мм – 450 м;
- промежуточная колонна Ø 245 мм-2450 м;
- эксплуатационная колонна Ø 168 мм спущена до глубины 3156 м, зацементирована до устья вся колонна, опрессована на 11,5 МПа.

Интервалы перфорации:

- 3121–3112 м, 3093-3083 м – зацементирован;
- 3018–3010 – ПКО 89;
- 2996–2986 м, 2984–2972 м, 2963–2959 м, 2956–2948 м – ПКО 89;
- ЗПКС-100 – 12 отверстий на погонный метр.

Устье скважины оборудовано:

- КГ-ОКК1-1-350;
- ФА АФК 6-80/65-350.

В скважину спущены НКТ 73 мм с воронкой в «башмаке» на глубину 2934,5 м в количестве 348 шт. – пластовое давление  $P_{пл} = 26,3$  МПа на глубине 2996 м (замер при опробовании 08.10.2015 г.);

- статическое давление буфер  $P_{ст.буф} = 18$  МПа (замер от 08.10.2015 г.);
- статическое давление затрубье  $P_{ст.затр} = 18,7$  МПа (замер от 08.10.2015 г.);
- $Q_{газа} = 50$  тыс. м<sup>3</sup>/сут.;  $Q_{конденсата} = 49$  м<sup>3</sup>/сут. (09.2016).

После монтажа установки на устье скважины согласно схемы расстановки оборудования произвели спуск бесшовной длинномерной трубы (БДТ) в НКТ скважины до глубины 3000 м с промывкой горячей пластовой водой парафиновых отложений на факел. Давление промывки изменялось в интервале 8–3 МПа, температура промывочной жидкости составляла 40–50 °С. Промывку производили в интервале 0–3000 м, по окончании промывки на глубине 3000 м произвели полный подъём БДТ. Демонтировали установку, убрали территорию вокруг скважины и сдали скважину промыслу.

#### **Результаты проведения ремонтных работ**

Основной результат ремонта скважины № 129 – это увеличение дебита газа (до ремонта 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут., после ремонта 116 тыс. м<sup>3</sup>/сут.) и конденсата (до ремонта 49 тонн/сут., после ремонта 96 тонн/сут.) за счёт выполнения следующих мероприятий:

- увеличение проходного сечения НКТ и эксплуатационной колонны (ЭК) за счёт промывки скважины горячей пластовой водой для ликвидации парафиновых от-

ложений в НКТ и ЭК с помощью бесшовной длинномерной трубы (БДТ) без предварительного глушения скважины.

Единственным недостатком технологии ремонта скважины № 129 является отсутствие в комплекте колтюбинговой установки «М-20» и в цеху оборудования для замкнутой схемы промывки парафиновых отложений в НКТ и ЭК (в частности, дегазатора). Промывка на скважине № 129 проводилась циклически закачкой горячей пластовой воды по 10 м<sup>3</sup> с последующим выбросом на факел газированной пластовой воды. Этот недостаток значительно повлиял на сроки ремонта и его фактическую сметную стоимость.

### **Выводы и рекомендации**

На основании анализа эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского НГКМ можно сделать следующие выводы:

- основные виды ремонтных работ, выполняемые ЦКРС, – это замена, ревизия НКТ и ФА, дополнительная перфорация, установка цементных мостов, техническое освидетельствование скважины, ликвидация парафино-гидратных пробок и др.;
- продолжительность и стоимость ремонтных работ зависит от геолого-технического состояния скважин, сложности ремонта, текущей стадии разработки месторождения, удалённости от основной базы, наличие круглогодичных дорог до месторождения и других факторов;
- при ведении ремонтных работ с применением подъёмных установок успешность ремонта составила 90 %, а с применением колтюбинговой установки 75 %;
- дополнительный прирост дебита газа и конденсата в результате выполненных ремонтных работ в 2012–2016 гг. составил соответственно по газу 53490 тыс. м<sup>3</sup>, по конденсату 65265 тонн.

Для снижения стоимости ремонтных работ на Югидском НГКМ можно рекомендовать следующие мероприятия:

- планировать ремонт скважины с помощью мобильных установок;
- сократить время на подготовительно-заключительные операции за счёт улучшения планирования и выполнения организационно-технических мероприятий;
- необходимо обеспечить оснащённость ЦКРС требуемым оборудованием и материальными средствами.

Для повышения успешности ремонтных работ необходимо проводить качественные газодинамические и геофизические исследования, а также качественное глушение и освоение скважины, и рациональный подбор установки для ремонта скважин.

### **Литература:**

1. Правила ведения ремонтных работ в скважинах : РД 153-39-023-97. – М. : Минтопэнерго, 1997.
2. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М. : Недра, 1992 – 235 с.
3. Проект пробной эксплуатации старооскольской нефтегазоконденсатной залежи Югидского месторождения, том 1 : Отчёт ГП «Севергазпром»; руководитель Родыгин В.Р. – Ухта, 1991. – 118 с.
4. Авторский надзор за разработкой месторождений ВГПУ ПО «Севергазпром». Югидское месторождение : Отчёт о НИР «СеверНИПИгаз»; авторы Трегуб Н.И., Шелгунов В.В. – Ухта, 1993. – 132 с.
5. Совершенствование техники и технологии эксплуатации скважин и методов интенсификации притока газа на месторождениях П «Севергазпром» : Отчёт о НИР по теме 8.2.1 «СеверНИПИгаз»; руководитель Федосеев А.В. – Ухта, 1998. – 79 с.
6. Выполнить анализ пробной эксплуатации Югидского НГКМ, тема 13/96 : Отчёт о НИР «СеверНИПИгаз»; руководитель Петров Г.В. – Ухта, 2005. – 112 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2010. – 539 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2010. – 522 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1. – 540 с.

10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 2. – 576 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 3. – 576 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – Т. 4. – 512 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 1. – 432 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 2. – 532 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 3. – 348 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 4. – 464 с.
17. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2011. – 603 с.
18. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

### References:

1. Rules of conducting repair work in wells : RD 153-39-023-97. – M. : Ministry of Fuel and Energy, 1997.
2. Istomin V. A., Yakushev V.S. Gas hydrates in nature. – M. : Nedra, 1992 – 235 p.
3. Project of test operation of the Stary Oskol oil-gas condensate deposit of the Yugidsky field, volume 1 : Report of GP «Severgazprom»; the head Rodygin V.R. – Ukhta, 1991. – 118 p.
4. Architectural supervision of development of fields of VGPU PO Severgazprom. Yugidsky field : Report on research of SeverNIPGaz; authors of Tregub N.I., Shelgunov V.V. – Ukhta, 1993. – 132 p.
5. Improvement of the equipment and technology of operation of wells and methods of an intensification of inflow of gas on fields P Severgazprom: Report on research on a subject 8.2.1 SeverNIPGaz; the head Fedoseyev A.V. – Ukhta, 1998. – 79 p.
6. To make the analysis of test operation of the Yugidsky OGCF, a subject 13/96 : Report on research of SeverNIPGaz; the head Petrov G.V. – Ukhta, 2005. – 112 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education - the South, 2010. – 539 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : Education - the South, 2010. – 522 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 1. – 540 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 2. – 576 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – Т. 3. – 576 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – Т. 4. – 512 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 1. – 432 p.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 2. – 532 p.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 3. – 348 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – Т. 4. – 464 p.
17. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 603 p.
18. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.