



Разработка и внедрение научно-технических решений для повышения эффективности предупредительных работ на скважинах без вывода в капитальный ремонт

Докладчик: инженер-механик 2 категории Черенков Федор Андреевич

ЮЖНО-РУССКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

На месторождениях газодобывающих предприятий ПАО «Газпром» эксплуатируются примерно до 12% скважин от общего фонда с наличием негерметичности резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки»

Для обеспечения проектного уровня добычи, выполнения контрактных обязательств, соблюдения экологической и промышленной безопасности, особо важное значение имеет поддержание эксплуатационного фонда скважин в стабильном и безопасном работоспособном состоянии

Устранение несоответствия ручной дуговой сваркой недопустимо, в связи с отсутствием аттестации технологии ремонта резьбового соединения «Муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки»

Распространенной технологией устранения данных несоответствий является капитальный ремонт скважин с глушением, в соответствии с требованиями федерального законодательства в области промышленной безопасности опасных производственных объектов

Количество капитальных ремонтов скважин и продолжительность работ с каждым годом увеличивается за счет износа эксплуатационного фонда, усложняется технологический процесс ремонта с существенными затратами

В ОАО «Севернефтегазпром» разработано и внедрено на Южно-Русском месторождении с положительным результатом обоснованное научно-техническое решение по устранению негерметичности резьбового соединения скважин «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» без вывода в капитальный ремонт

Возможный, но недопустимый метод:

Требования к применению технологии сварки на ОПО определены в:

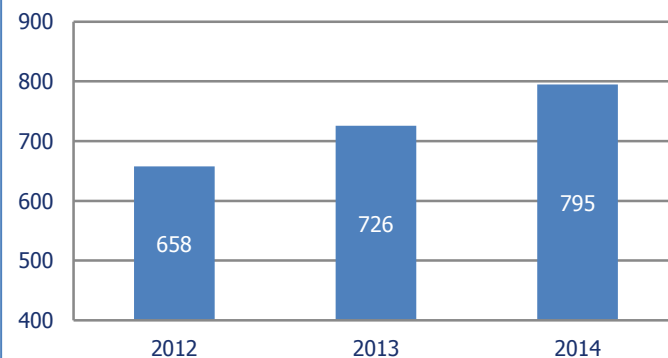
РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»



(утв. пост. Госгортехнадзора России от 19.06.2003 N 103)

«п. 1.5. Использование неаттестованных технологий сварки при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств, оборудования и сооружений опасных производственных объектов не допускается»

Количество капитальных ремонтов скважин в ПАО «Газпром»

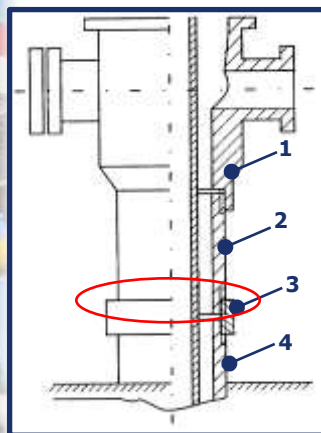


Негерметичность крепи эксплуатационных скважин имеет весьма широкое и негативное распространение

Основные причины возникновения несоответствия:

- ✓ Статические и динамические нагрузки при монтаже и эксплуатации оборудования
- ✓ Некачественное цементирование обсадных колонн при строительстве скважин
- ✓ Механические характеристики металла на поверхности резьбового соединения, наличие дефектных зон
- ✓ Природно-климатические нагрузки при эксплуатации, особенно на Крайнем Севере
- ✓ Изменение внешних грунтово-геологических условий в зоне скважин

- 1 – колонная головка
- 2 – монтажный патрубок колонной головки
- 3 – муфта кондуктора
- 4 – кондуктор



Эксплуатация газовых скважин при наличии негерметичности резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» осуществляется с признаками предельного технического состояния

Для поддержания скважин в исправном состоянии, наиболее распространенным методом устранения негерметичности резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» является комплексная замена негерметичного соединения с глушением скважин

В период 2012-2013гг. капитальный ремонт с глушением выполнен на скв. №№11, 74, 101, 113, 211, 252, 311 (7 ед.) ЮРНГКМ по договору со специализированными организациями



Основные недостатки капитального ремонта на примере скважин Южно-Русского месторождения

- ✓ Ухудшение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта в результате длительного воздействия жидкости глушения, ухудшение добычных характеристик скважин
- ✓ Технологические потери газа при освоении скважин после глушения при капитальном ремонте и негативное воздействие на окружающую среду с существенными платежами (4,713 млн. м3 при освоении 7-ми скважин)
- ✓ Риски повреждения элементов устьевого оборудования, в результате дополнительного технического воздействия при проведении работ
- ✓ Риски неисполнения плановых объемов добычи природного газа и контрактных обязательств, в связи с продолжительностью выполнения работ (73 дня при ремонте 7-ми скважин)
- ✓ Затраты на приготовление жидкостей глушения с их последующей утилизацией
- ✓ Существенные финансовые расходы на привлечение специализированной бригады КРС

Герметизирующий материал на основе полимерной химии (УНИРЕП)

Обоснование выбора:

Анализ спектра ремонтных материалов

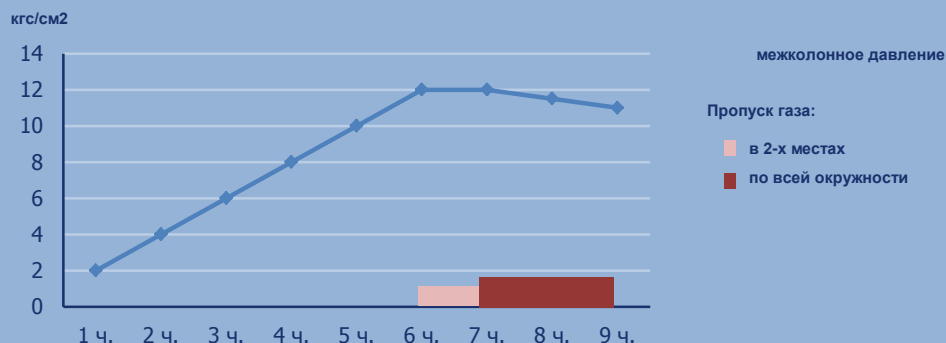
Место проведения работ:

Ремонтно-эксплуатационный блок газового промысла Южно-Русского НГКМ

Объект:

Катушки-имитаторы узлов резьбовых соединений

Результат:



Цикл работ по опробованию герметизирующего состава при ремонте и проведении испытаний по опрессовке заготовки на испытательном стенде TS 50-S (Unigrind GmbH & Co. KG, Frackersberg) выполнен 3 раза

Герметизирующий раствор на основе аэросилов

Положительный результат:

Астраханское ГКМ, скв. №214

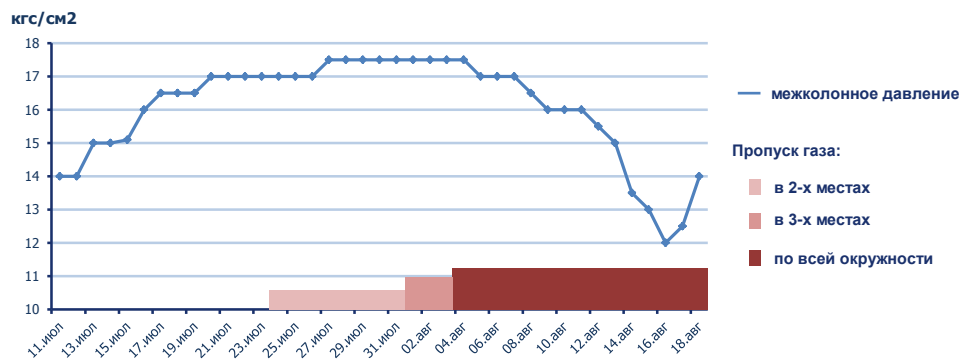
Место проведения работ:

Южно-Русское НГКМ

Объект:

Эксплуатационная скважина №252

Результат:



Работы выполнены по договору с ООО «Газпромэнергодиагностика» для различного герметизирующего состава:

- 1 этап: объем – 20 литров, концентрация – дизельное топливо + 1% аэросил марки ОРИСИЛ.
- 2 этап: объем – 15 литров, концентрация – дизельное топливо + 6% аэросил марки ОРИСИЛ-175 + 3% аэросил марки МАС-200М.
- 3 этап: объем – 12 литров, концентрация – дизельное топливо + 3% аэросил марки ОРИСИЛ-175 + 3% аэросил марки МАС-200М.

Методы признаны не эффективными в условиях Крайнего Севера

Разработка и внедрение научно-технических решений
на скважинах без вывода в капитальный ремонт

Изучение нагрузок резьбовых соединений
и подбор оптимальной схемы для испытаний

Разработка конструкции оснастки для
циклических испытаний на герметичность
резьбового соединения

Исследование результатов испытаний
и оценка напряженно-деформированного
состояния резьбового соединения

Первичная аттестация инновационной
технологии ремонта с обучением персонала
для выполнения работ

Апробация и внедрение научно-технических
решений на скв. №383 с опытной
эксплуатацией в течение года

Требования нормативно-технической документации:

Требования к применению технологии сварки на ОПО определены в:

РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»

(утв. пост. Госгортехнадзора России от 19.06.2003 N 103)

«п. 1.7. Исследовательскую аттестацию проводят при подготовке к применению новых (ранее не аттестованных) технологий сварки, с целью подтверждения ... обеспечения требованиям специальных технических регламентов к опасным производственным объектам...»

«п.4.1.9. До проведения первичной аттестации организация должна иметь утвержденную технологию..., прошедшую исследовательскую аттестацию, аттестованное сварочное оборудование, а так же аттестованный на данную технологию персонал»



Воздействия на фонтанную арматуру:

Аспект:

✓ Функциональные

внутреннее давление, весовые нагрузки, статические и динамические воздействия, порождаемые работой технологического оборудования

✓ Природно-климатические

взаимодействие элементов обвязки скважины с температурой окружающего воздуха, ветровой нагрузкой и другими параметрами

✓ Техногенные

возможные непреднамеренные воздействия на элементы конструкции при монтаже, ремонте, реконструкции и т.п.

Продолжительность:

✓ Постоянные

весовая нагрузка присоединенных трубопроводов, напряжение предварительного упругого изгиба

✓ Временные длительные

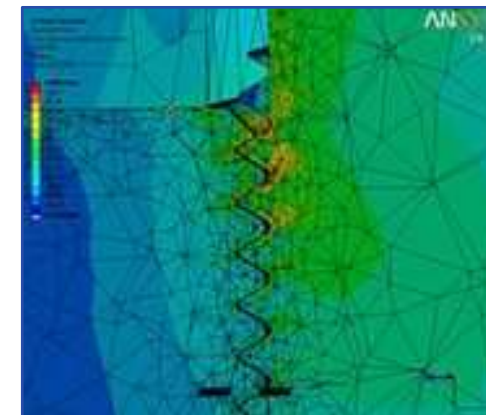
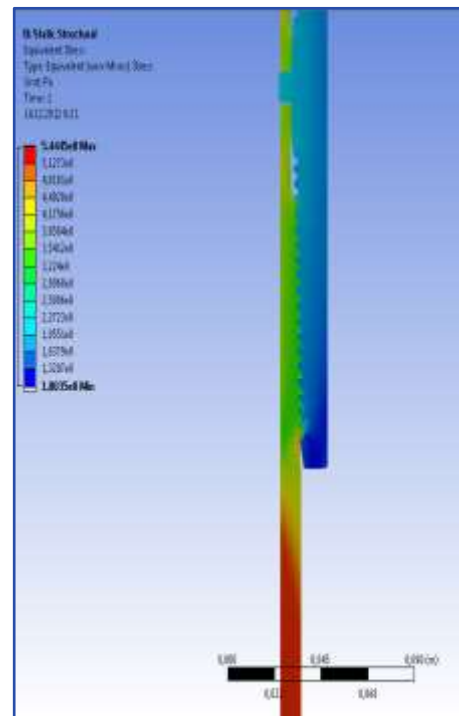
воздействия функционального происхождения, для которых характерное время изменения составляет от нескольких дней до 3-4 месяцев

✓ Кратковременные

сезонные природно-климатические нагрузки, а также технологические при испытаниях и иных операциях незначительной длительностью

✓ Особые

изменения внешних грунтово-геологических условий в зоне скважины, оттаивание промерзающего обводненного грунта и другие явления



Результат:

Схема одноосного циклического нагружения растяжением резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» при максимальных растягивающих усилиях, создающих в стенке труб, соединенных резьбовой муфтой, напряжения σ_{max} за цикл 1,3 от продольной силы, возникающей от внутреннего давления газа в системе технологических трубопроводов. Асимметрия цикла нагружения $R=0,5$

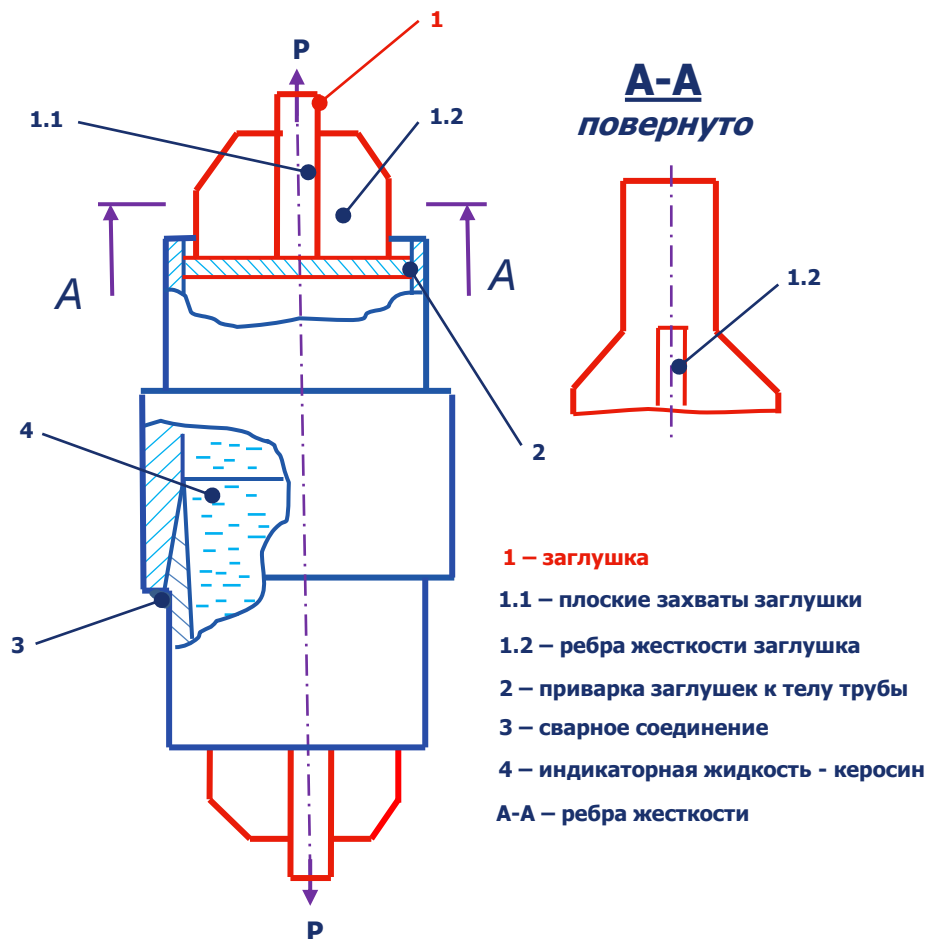


Схема опытного образца резьбового узла «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» подготовленного к циклическим испытаниям

Для реализации одноосного циклического нагружения резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» разработана конструкция оснастки с захватами и ребрами жесткости

Приварка заглушек к телу трубы (п.2) позволяет:

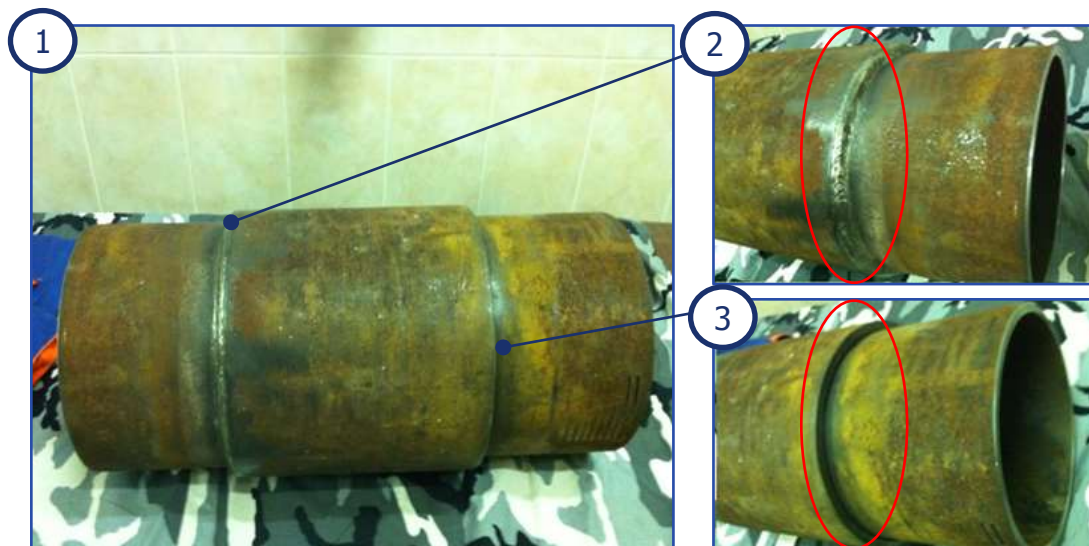
1. Подвергнуть резьбовое соединение равномерному деформированию, соответствующему нагружению продольной силой от внутреннего давления;
2. Заполнить герметичную полость индикаторной жидкостью – керосином (п.4) для регистрации момента потери герметичности резьбовым соединением «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» в процессе циклического нагружения

Для крепления собранного резьбового соединения в универсальную разрывную машину, снабженную пульсатором к заглушкам (п.1) привариваются плоские захваты (п.1.1)

В целях передачи усилия равномерно на приваренную заглушку и стенку трубы, к захватам и заглушкам привариваются ребра жесткости (п.1.2) (вид A-A)

Сварное соединение (п.3) позволяет испытать опытный образец на герметичность после проведения ремонта, имитирующего устранение негерметичности резьбового соединения на устье газовой скважины

Для определения циклической долговечности нагрузкой, резьбовые соединения испытаны на герметичность до и после применения инновационной технологии ремонта крепи скважины ручной дуговой сваркой



- 1 – общий вид собранного узла опытного образца
- 2 – узел со сварным соединением по торцу муфты
- 3 – узел без сварного соединения по торцу муфты

Циклическое нагружение резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» проводилось до момента появления на меловой пленке жирных пятен от керосина, проникшего через появившиеся трещины в сварном шве и негерметичности резьбового соединения опытного образца



**Опытный образец
на универсальной испытательной машине**

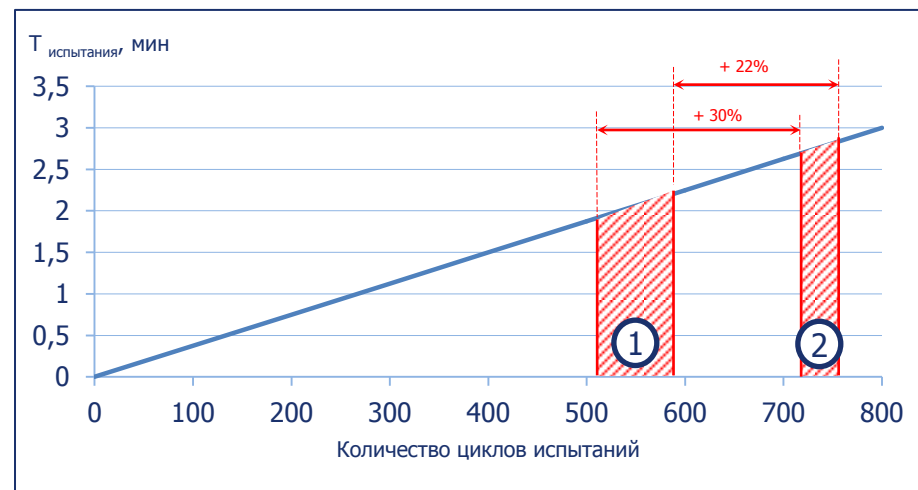
Универсальная испытательная машина ZDM-100 снабжена пульсатором (частота нагружения до 270 циклов в минуту) и развивает усилие растяжения при циклическом нагружении в 53 тонны

Результаты испытаний при нагружении в 53 тонны:

1. Потеря герметичности заводского резьбового соединения отмечена в диапазоне **510 – 590 циклов**;
2. Потеря герметичности резьбового соединения, отремонтированного по разработанной специалистами ОАО «Севернефтегазпром» инновационной технологии, отмечена в диапазоне **720 – 750 циклов**;
3. Получены материалы для проведения исследований и оценки напряженно-деформированного состояния резьбовых соединений

Основные выводы

1. разработанные технические решения оснастки опытного образца подтвердили эффективность и пригодность конструкции для изучения влияния нагружения на резьбовое соединение;
2. использование разработанной технологии ремонта **увеличивает** продолжительность сохранения герметичности узла **на 22 – 30%** при циклическом нагружении;
3. технология устранения негерметичности будет более эффективна на действующих скважинах, чем в условиях проведенного эксперимента, в связи с предварительной приработкой резьбового соединения при эксплуатации



— сохранение герметичности резьбового соединения при циклических испытаниях

 – диапазон потери герметичности

① – заводское резьбовое соединение

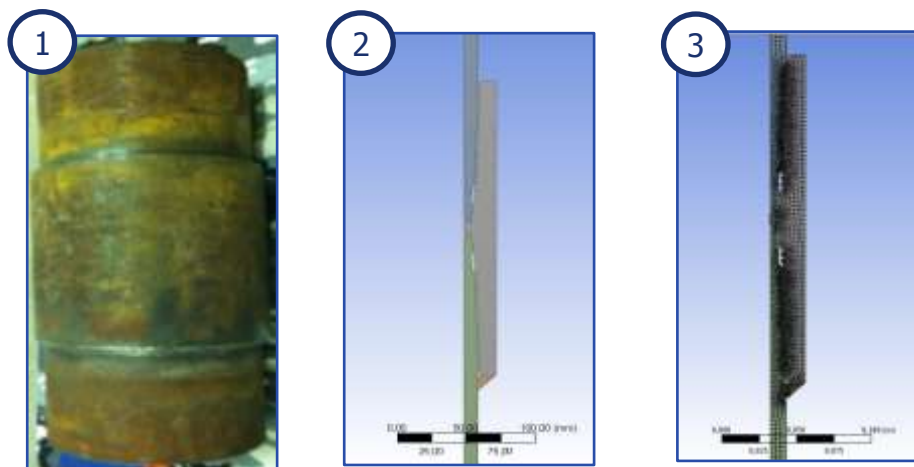
② – резьбовое соединение, отремонтированное по разработанной технологии

Циклические испытания резьбового соединения проведены на 3-х опытных образцах, подвергавшихся значительно большему нагружению, чем при фактических условиях эксплуатации конструкции скважины на месторождении

Объект исследований:
резьбовое соединение обсадных труб типа ОТГГ (ГОСТ 632-80)

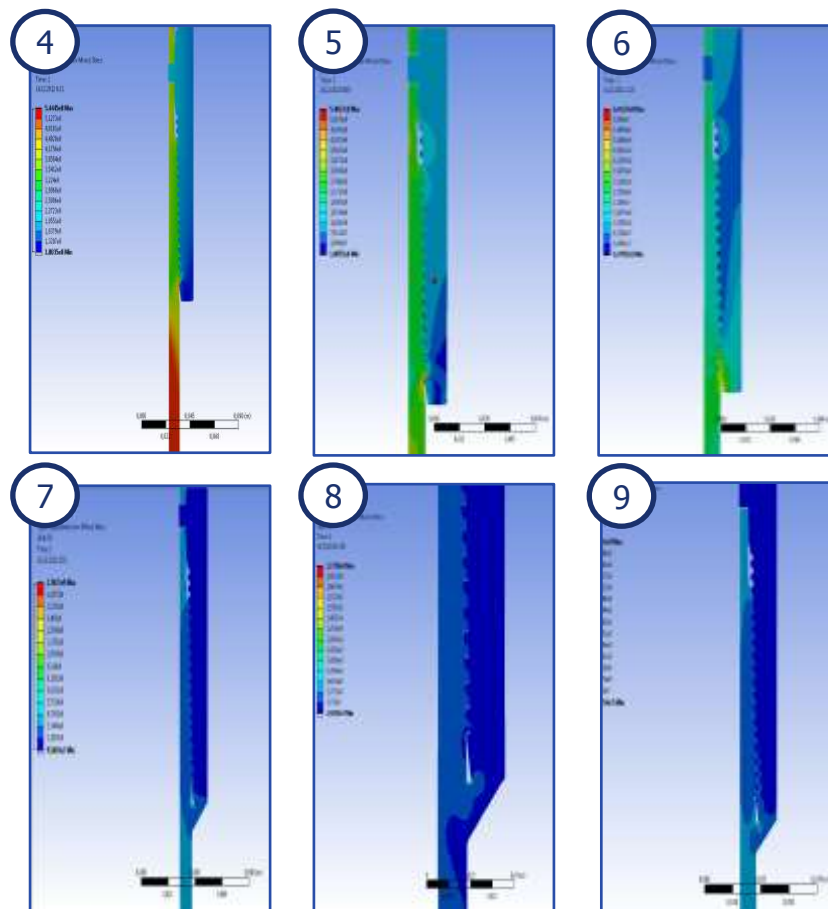
Предмет исследований:
влияние разработанной инновационной технологии на герметичность и прочность резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубков колонной головки»

Метод и инструмент исследований:
метод конечных элементов, программный комплекс ANSYS



Место сварки трубы с муфтой
(1 – внешний вид, 2 – геометрическая модель со сваркой, 3 – конечно-элементная модель)

Оценка напряженно-деформированного состояния резьбовых соединений



На рис. 4 – 6 представлены поля распределений интенсивности напряжений при проведении численных экспериментов для соединения без сварки, на рис. 7-9 – со сваркой



С целью аккредитации разработанного научно-технического решения и дальнейшего использования в производстве при проведении ремонтных работ на действующих газовых скважинах, с соблюдением требований действующего федерального законодательства в области промышленной безопасности, ОАО «Севернефтегазпром» получена аттестация НАКС

Опытно-промышленные испытания разработанной инновационной технологии ремонта резьбового соединения на действующей эксплуатационной скважине № 383 Южно-Русского месторождения выполнены в период с 12.07.2013 года по 15.07.2014 года

Межколонное давление – Р_{мк} – 12,11 кгс/см²



С целью контроля герметичности после ремонта, в период колебаний температуры наружного воздуха в условиях Крайнего Севера, организована апробация и завершено с положительным результатом обследование резьбового соединения путем обмыливания один раз в неделю

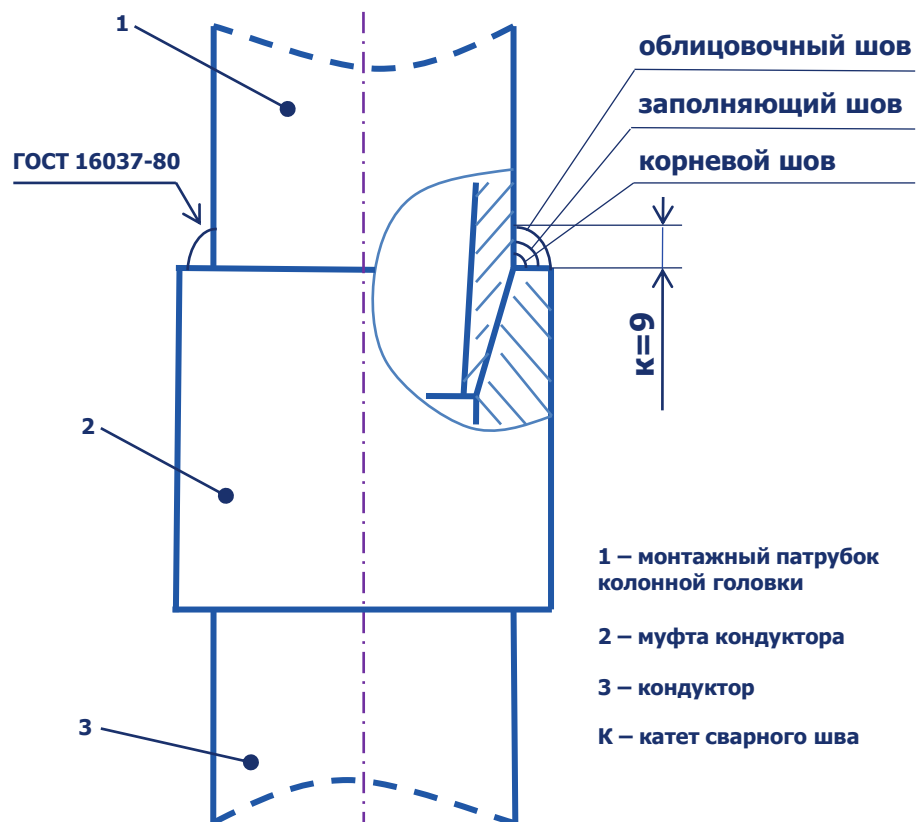
После апробации разработанной технологии на скв. №383, в 2014-2016гг. инновационные решения реализованы на 20-ти эксплуатационных скважинах Южно-Русского месторождения и получен положительный результат, который подтверждается до настоящего времени

С целью эксплуатации скважин с предельно-допустимыми межколонными давлениями, СТО Севернефтегазпром 001-2012 и 002-2012 устанавливают основные технические требования к обвязке устья и монтажу межколонного факельного отвода, обеспечивающие промышленную, пожарную и противofонтанную безопасность, охрану недр и окружающей природной среды



Патент на изобретение № 2541007 «Способ герметизации резьбового соединения муфта кондуктора – монтажный патрубков колонной головки на скважине без вывода в капитальный ремонт»

Дата приоритета 21 января 2014 года



Общий вид узла и схема наложения швов при устранении негерметичности резьбового соединения разработанной технологией

Для документирования порядка выполнения подготовительных и ремонтных работ при устранении негерметичности резьбового соединения скважин «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» разработан и утвержден Регламент проведения ремонта

Регламент разработан с использованием требований и рекомендаций НАКС к сварным соединениям, выполненным ручной дуговой сваркой плавлением штучными электродами в соответствии с ГОСТ 16037-80

Последовательность технологических операций по ремонту скважин:

1. Выполнить сброс давления в межколонном пространстве, используя дополнительный факельный отвод в соответствии с требованиями СТО Севернефтегазпром 001-2012 (002-2012). Задвижка на межколонном пространстве должна быть в положении «Открыто»;
2. Проверить состояние воздуха рабочей зоны на загазованность;
3. Провести ремонт резьбового соединения муфты кондуктора согласно утвержденной в регламенте технологической карты сварки;
4. Выполнить контроль качества швов визуально-измерительным и радиографическим контролем;
5. Закрыть задвижку на межколонном пространстве, зафиксировать текущее давление, наличие/ отсутствие пропусков по сварному соединению;
6. С целью контроля герметичности после ремонта, в период колебаний температуры наружного воздуха, обеспечить проведение дополнительного обследования резьбового соединения путем обмыливания раз в неделю в течение 1 года

При выполнении работ по ремонту резьбового соединения эксплуатация скважины не прекращается

С целью исключения нарушений федерального законодательства и правил применения аттестованной ОАО «Севернефтегазпром» технологии ремонта необходимо:

- ① Руководствоваться требованиями Регламента проведения ремонта резьбового соединения «Муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» на эксплуатируемых газовых скважинах методом ручной дуговой сварки», которые учитывают порядок организации и проведения работ, технологию проведения ремонта (устранение негерметичности), неразрушающий контроль качества сварных швов, выполненных ручной дуговой сваркой и т. д.
- ② Обеспечивать наличие технологической карты сварки, разработанной специалистом сварочного производства III, IV уровня НАКС, утвержденной техническим руководителем предприятия
- ③ Обеспечивать наличие свидетельства об аттестации в НАКС применяемой при ремонте технологии сварки в соответствии с требованиями Регламента
- ④ Получать заключения о положительных результатах неразрушающего контроля, подтверждающие соблюдение требований Регламента к технологии сварки
- ⑤ Разрабатывать и утверждать план организации и проведения огневых работ по устранению негерметичности резьбовых соединений муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки, для обеспечения безопасного проведения огневых работ на действующих скважинах, в соответствии с требованиями СТО Газпром 14-2005 (утв. распоряжением ОАО «Газпром» от 27.09.2005 №243)
- ⑥ Обеспечивать наличие нормативно-технической документации (стандарта предприятия) по эксплуатации скважин с предельно-допустимым межколонным давлением и контроль с записями в журнал наблюдений за межколонным давлением на газовых скважинах
- ⑦ Оформлять записи в журналах выполненных работ о контроле герметичности резьбовых соединений муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки с установленной периодичностью

Ликвидация негерметичности резьбового соединения скважин «муфта кондуктора – монтажный патрубков колонной головки»

Показатели эффективности:

Объем инвестиций: **3** млн руб.

Срок инвестиций: **1** год

Затраты на проведение капитального ремонта 1-ой скважины: **5,8** млн руб.

Затраты на производство работ методом электродуговой сварки 1-ой скважины: **0,1** млн руб.

Ставка дисконтирования: 10%

Затраты на проведение работ по ликвидации негерметичности разработанной инновационной технологией включают:

1. трудозатраты 4-х специалистов;
2. затраты на материалы для производства работ;
3. транспортные расходы;
4. затраты, возникающие при стравливании природного газа из межколонного пространства скважины;
5. услуги сторонней организации по ультразвуковому контролю качества сварных соединений.

		тыс. руб.			
№ п/п	Наименование показателя	Всего:	2012	2013	2014
1	Затраты на НИР	3 000	3 000	0	0
2	Количество отремонтированных скважин, шт.	6	-	1	5
3	Затраты с проведением КРС	35 090	-	5 848	29 242
4	Затраты методом ручной электродуговой сварки без проведения КРС	688	-	115	573
5	Экономия затрат при внедрении разработки	34 402	-	5 734	28 668
6	Амортизационные отчисления (норма 20%)	1 200	-	600	600
7	Налог на прибыль (ставка 20%)	6 640	-	1 027	5 614
8	Чистая прибыль (Экономия затрат - амортизация - налог на прибыль)	26 562	-	4 107	22 455
9	Приток денежных средств (Чистая Пб+Аморт. отчисления)	27 762	-	4 707	23 055
10	Чистый денежный поток	24 762	-3 000	4 707	23 055
11	Норма дисконта, %	10%	10%	10%	10%
12	Коэффициент дисконтирования	-	1,331	1,210	1,100
13	Чистый дисконтированный денежный поток	27 063	-3 993	5 695	25 360

ВНД (факт)
Внутренняя норма доходности за 3 года

267%

ВНД (прогноз)
Внутренняя норма доходности за 13 лет

343%

- 1 В соответствии с требованиями федерального законодательства в области промышленной безопасности, на Южно-Русском месторождении ОАО «Севернефтегазпром» разработаны и внедрены с положительным результатом обоснованные научно-технические решения по устранению негерметичности резьбового соединения скважин «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» без вывода в капитальный ремонт
- 2 Ремонтные работы по разработанной инновационной технологии выполняются собственными силами Общества без привлечения специализированных организаций с минимизацией финансовых затрат и исключением негативного воздействия на окружающую среду для обеспечения экологической безопасности
- 3 Использование разработанной и обоснованной на практике технологии устранения герметичности позволяет значительно продлить срок службы резьбового соединения за счет изменения напряженно-деформированного состояния после применения ручной дуговой сварки
- 4 По результатам внедрения научно-технических решений и опытно-промышленных испытаний инновационной технологии ремонта получен положительный экономический эффект с высокой степенью использования и рентабельностью разработки
- 5 Разработанное научно-техническое решение по ремонту резьбового соединения скважин, аттестованное в НАКС и внедренное на Южно-Русском месторождении с промышленным применением, может быть использовано в соответствии с требованиями федерального законодательства РФ газодобывающими предприятиями ТЭК на скважинах, имеющих негерметичность резьбового соединения, без внесения изменений в проектную документацию и согласований завода изготовителя оборудования.





**СПАСИБО
ЗА ВНИМАНИЕ!**

**Докладчик:
Черенков Федор Андреевич**