

Номинация. Лучший инновационный продукт

Секция 4. Добыча и подготовка углеводородного сырья на разрабатываемых месторождениях

**РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА
СКВАЖИНАХ БЕЗ ВЫВОДА В КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ**

Касьяненко Андрей Александрович – заместитель генерального директора – главный инженер –
руководитель коллектива

Легай Алексей Александрович – начальник производственно-технического отдела

Черенков Федор Андреевич – инженер-механик 2 категории

ОАО «Севернефтегазпром»

KasyanenkoAA@sngp.com

(3494) 933-150

LegaiAA@sngp.com

(3494) 933-374

CherenkovFA@sngp.com

(3494) 933-047

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Конструкция газовых скважин и возможные причины возникновения негерметичности резьбовых соединений	5
2. Известные методы устранения негерметичности резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» скважин.	6
2.1. Капитальный ремонт скважин	6
2.2. Альтернативные методы герметизации резьбовых соединений при эксплуатации скважин	10
3. Разработка технико-технологических решений для совершенствования предупредительных работ на скважине.....	12
3.1. Подготовка методики и проведение испытаний резьбовых соединений для подбора оптимальных технико-технологических решений по выполнению предупредительных работ.....	13
3.1.1. Подбор схемы нагружения резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки»	13
3.1.2. Разработка оснастки для циклических испытаний резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки».....	15
3.1.3. Циклические испытания резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» на герметичность.	17
3.2. Исследование результатов циклических испытаний, оценка напряженно-деформированного состояния соединения с применением аттестованной технологии сварки.....	21
3.2.1. Методы и средства исследования.....	21
3.2.2. Математическая модель	23
3.2.3. Условия численных экспериментов.	25
3.3. Анализ полученных результатов, обоснование подобранных технико-технологических решений	26
4. Внедрение разработанных технико-технологических решений на резьбовом соединении «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» газовых скважин ЮРНГМ	30
5. Выводы и предложения	36
6. Список использованной литературы.....	41

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время выработка запасов природного газа на большинстве крупных месторождений России составляет 50-85 %.

Для обеспечения проектного уровня добычи, повышения степени извлечения газа из недр, соблюдения экологической и промышленной безопасности, особо важное значение имеет поддержание эксплуатационного фонда скважин в стабильном и безопасном работоспособном состоянии. Одной из основных задач, возникающих в производственной деятельности газодобывающих предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России на заключительном этапе разработки месторождения, является продление периода работы эксплуатационных скважин с обеспечением промышленной и экологической безопасности.

Нарушение герметичности крепи эксплуатационных скважин является наиболее значимым несоответствием, которое выявляется при проведении проверок обеспечения промышленной безопасности на объектах газодобывающих предприятий. В соответствии с информацией из открытых источников, на месторождениях газодобывающих предприятий, подземных хранилищах газа РФ эксплуатируются до 12% скважин с нарушением герметичности резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» от общего фонда.

С целью устранения указанного несоответствия предприятия ТЭК подвергаются следующим негативным факторам:

- необходимость привлечения специализированной организации с существенными финансовыми затратами;
- снижение объемов добычи газа в период проведения ремонтных работ;
- неблагоприятное воздействие на призабойную зону продуктивного пласта при глушении скважин для выполнения капитального ремонта;
- вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций, не поддающихся надлежащему контролю.

Данные факторы вынуждают не включать капитальный ремонт в программу проведения ремонтных работ, а эксплуатация скважин должна осуществляться с признаками предельного технического состояния.

В настоящее время проектные объемы добычи газа на Южно-Русском месторождении ОАО «Севернефтегазпром» обеспечиваются эксплуатацией 145 действующих скважин. За период работы в неблагоприятных условиях крайнего Севера, с 2007 года выявлено 27 скважин с нарушением герметичности резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубков колонной головки».

Для исключения негативных последствий и совершенствования предупредительных работ на действующих скважинах, авторским коллективом организовано проведение циклических испытаний резьбовых соединений с последующим исследованием результатов и 21 ноября 2012г. в Национальном агентстве контроля сварки (НАКС) аттестована инновационная технология ремонта ручной дуговой сваркой резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» Шифр: СНГП-РД-Р-01 (Свидетельство №АЦСТ-94-00227).

Полученные в ходе реализации проекта научно-технические материалы, а также положительные результаты опытно-промышленных испытаний апробированного метода устранения негерметичности на скважинах Южно-Русского месторождения, могут использоваться предприятиями нефтяной и газовой промышленности РФ для повышения эффективности предупредительных работ на скважинах без вывода в капитальный ремонт, с минимизацией финансовых расходов и негативного воздействия на окружающую среду для обеспечения экологической и промышленной безопасности.

1. Конструкция газовых скважин и возможные причины возникновения негерметичности резьбовых соединений

Конструкция газовых скважины — это сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично одна

внутри другой в скважину. Колонны обсадных труб скрепляются с породами геологического разреза цементным камнем, поднимаемым за трубами до устья скважины.

Устьевое оборудование газовых скважин работает в условиях длительного нестационарного (переменного) нагружения из-за турбулентности потока, вызванной различной плотностью газа по сечению трубопровода (содержание жидкой фазы), неравномерный отбор, переменное сечение участков трубопровода, изменение направления течения газа и т.п.

Признаками неисправного состояния скважины является несоответствие хотя бы одного из его элементов техническим требованиям, приведенным в конструкторской и эксплуатационной документации.

Признаками предельных состояний скважин являются следующие аспекты:

- механический, коррозионный, эрозионный износ, закритические дефекты ответственных узлов или снижение физических свойств материалов до предельно допустимого уровня;

- негерметичность крепи скважины, сопровождаемая межпластовыми перетоками, образованием техногенных залежей, грифонов;

- негерметичность устьевого оборудования скважины, сопровождаемая утечками и разливами, не ликвидируемая методами технического обслуживания и текущего ремонта;

- разрушение конструктивных элементов скважины;

- межколонное давление с параметрами, превосходящими установленные в инструкциях по эксплуатации скважин с межколонным давлением, действующих на данном месторождении.

В представленной работе описан процесс разработки и внедрения инновационных технико-технологических решений по устранению негерметичности резьбового соединения скважин «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» для совершенствования

предупредительных работ и исключения необходимости вывода скважин в капитальный ремонт с глушением.

В любом резьбовом соединении герметичность и прочность создают 1,5 - 2,5 витка, в зависимости от типа резьбы и резьбового соединения. Наличие переменных нагрузок приводит к локальным пластическим деформациям поверхностей сопряжения резьбы, причем, уровень этих деформаций зависит от целого ряда факторов: механические характеристики металла по всей поверхности контакта, наличие дефектных зон, вызванных режущим или деформирующим инструментом, процессами щелевой коррозии на резьбовых поверхностях и т.п. С увеличением факторов динамического нагружения, развитием процесса коррозии, растет уровень локальных пластических деформаций, которые развиваясь, смыкаются, охватывая все более протяженные участки резьбового соединения.

Все выше перечисленные факторы вызывают нарушение герметичности резьбового соединения в процессе длительной эксплуатации под действием переменного внутреннего давления.

2. Известные методы устранения негерметичности резьбового соединения скважин «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки»

2.1. Капитальный ремонт скважин

Одним из основных методов выполнения предупредительных работ и устранения негерметичности резьбового соединения скважин «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» для поддержания их в рабочем состоянии в соответствии с требованиями федерального законодательства в области промышленной безопасности, является полная замена негерметичного соединения. Этот вид работ относится к капитальному ремонту скважин.

Капитальный ремонт скважины – это комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и повышению газоотдачи пластов, восстановлению работоспособности обсадных колонн, цементного

кольца, призабойной зоны с установкой и извлечением подземного оборудования, ликвидацией аварий, осложнений, а также с работами, требующими предварительного глушения продуктивных пластов, установкой противовыбросового оборудования.

Работы по капитальному ремонту скважин должны проводиться специализированной организацией с применением специальных технических средств.

На основании Протоколов геолого-технических совещаний по рассмотрению вопросов перевода в наблюдательный фонд, капитального и текущего ремонта скважин в 2012-2013 гг. (утв. в ОАО «Севернефтегазпром» 30.05.2011г., 27.08.2012г.), принято решение выполнить капитальный ремонт с глушением скв. №№11, 74, 101, 113, 211, 252, 311 (7 ед.) на ЮРНГКМ по договору со специализированными организациями.

Технологические операции по устранению негерметичности резьбового соединения «монтажный патрубок колонной головки – муфта кондуктора» проводились в следующей последовательности:

1. Демонтировать промышленное оборудование. Произвести сборку и монтаж факельных и задавочных линий. Установить и обвязать емкостной парк.
2. Заготовить жидкость глушения, при необходимости, полимерный блок-состав.
3. Произвести опрессовку факельных и задавочных линий.
4. Замерить устьевые давления. Произвести прогрев скважины на факел.
5. Произвести глушение скважины. При необходимости, закачать в затрубное пространство полимерный блок-состав. Выдержать тех.отстой с постоянным контролем уровня жидкости в скважине.
6. Произвести монтаж подъемного агрегата и вспомогательного оборудования.

7. Демонтировать ФА, демонтировать коренную задвижку и адаптерный фланец. Смонтировать и опрессовать ПВО.

8. Произвести подъем НКТ (полный, либо частичный). Произвести установку устьевого пакера, ниже муфты кондуктора. Опрессовать эксплуатационную колонну по затрубному пространству.

9. Демонтировать ПВО и устьевое оборудование. Произвести демонтаж и ревизию клиновой колонной обвязки. Произвести замену монтажного патрубка и осмотр муфты кондуктора, при необходимости произвести её замену.

10. В случае явного разрушения цементной крепи в межколонном пространстве, долить в межколонное пространство цементный раствор плотностью $1,90 \text{ г/см}^3$, на основе чистого цемента, растворенного в водном растворе CaCl_2 .

11. Смонтировать ОКК, смонтировать ПВО. После затвердевания цементного камня, опрессовать межколонное пространство на необходимое давление, незамерзающей жидкостью. Произвести опрессовку межпакерного пространства, опрессовку установки ПВО и приустьевой части эксплуатационной колонны, тех. водой и инертным газом.

12. Демонтировать устьевой пакер. Спустить НКТ до искусственного забоя, промыть скважину. Установить воронку НКТ на необходимую глубину. Подвесить лифт НКТ на трубодержатель.

13. Демонтировать ПВО, смонтировать адаптерный фланец с коренной задвижкой, ФА. Опрессовать соединения ФА.

14. Произвести вызов притока пластового флюида снижением уровня жидкости в скважине. Произвести отработку скважины на факел до полной очистки и стабилизации устьевых давлений (в среднем, в течении 72 часов).

15. Демонтировать оборудование, произвести демобилизацию бригады КРС. Произвести зачистку территории после производства работ.

На скважине №11 по результатам капитального ремонта получен положительный результат, негерметичность резьбового соединения была

устранена. В дальнейшем, капитальный ремонт выполнен на остальных 6-ти скважинах с указанным несоответствием.

Представленный метод устранения негерметичности имеет основные недостатки по следующим направлениям:

1. Общая продолжительность ремонтных работ с глушением скважины при устранении негерметичности на 7 скважинах ЮРНГКМ составила 35 дней в 2012 году и 38 дней в 2013 году.

2. Существенные финансовые затраты на привлечение специализированной бригады КРС.

3. Внеплановая наработка на НКТ при спускоподъемных операциях, риск повреждения резьбового соединения НКТ, следовательно, имеется вероятность выбраковки части труб.

4. Риск повреждения элементов устьевого оборудования, в результате дополнительного воздействия на них. В первую очередь это относится к резьбовому соединению ОКК, оснащеному треугольной резьбой; верхней трубе кондуктора; клиновой подвеске эксплуатационной колонны.

5. Ухудшение ФЕС продуктивного пласта в результате длительного воздействия жидкости глушения, а следовательно и ухудшение добычных характеристик скважины.

6. Потери газа при освоении скважины после глушения при капитальном ремонте.

Общие потери при освоении 7-ми скважин Южно-Русского месторождения после капитального ремонта составили 4,713 млн. м³.

7. Затраты на приготовление жидкостей глушения, на их последующую утилизацию. Особенно фактор актуален при отсутствии возможности повторного применения технологических жидкостей, например, при проведении разовой операции.

Необходимо отметить, что указанные работы проводились на ранней стадии разработки месторождения и потери по добыче газа после глушения были незначительными.

2.2. Альтернативные методы герметизации резьбовых соединений при эксплуатации скважин

При исследовании альтернативных методов выполнения предупредительных работ по устранению негерметичности резьбового соединения на Южно-Русском месторождении, для исключения всех негативных последствий капитального ремонта скважин, были рассмотрены и опробованы такие методы ремонта, как применение герметизирующего состава «УНИРЕП» и высокодисперсных аэросилов.

«УНИРЕП» – металлосодержащая нано шпатлёвка на базе материалов полимерной химии. «УНИРЕП» применяется в целях устранения негерметичностей, последствий аварий, износа, коррозии, эрозии, кавитации, протечек, прорывов.

Опытные работы по применению герметизирующего состава «УНИРЕП» проводились в ремонтно - эксплуатационном блоке газового промысла Южно-Русского месторождения. Для проведения опытных работ были изготовлены катушки – имитаторы узлов резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки».

Цикл работ по опробованию герметизирующего состава «УНИРЕП» при ремонте и проведении испытаний по прессовке заготовки на испытательном стенде TS 50-S (Unigrind GmbH & Co. KG, Frackersberg) выполнен в полном объеме 3 раза. Полученные результаты свидетельствуют о том, что применяемая методика оказалась неэффективной.

Опытные работы по применению технологии ремонта резьбового соединения с помощью высокодисперсных аэросилов, были выполнены на скважине № 252 Южно-Русского месторождения по договору с ООО «Газпромэнергодиагностика», согласно разработанному Плану работ по ликвидации негерметичности резьбового соединения.

Аэросил – высокодисперсный порошок с непористыми шарообразными частицами, на поверхности которых расположены активные центры различной природы, диссоциирующие в щелочной среде. Удельная

поверхность аэросилов – $175-380 \text{ м}^2/\text{г}$, размер частиц колеблется от 5×10^{-6} до 40×10^{-6} мкм. Важнейшие технологические свойства аэросилов: высокая дисперсность, гомогенность, отсутствие седиментации, малая вязкость и способность к фильтрации в микропористую среду гидрозолей на основе аэросилов.

Работы выполнены в 3 этапа 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.

Анализ результатов опытных работ:

1. На начальном этапе работ по ликвидации негерметичности резьбового соединения (18.06.2011) максимальное давление в межколонном пространстве (245×168 мм) - $4,5 \text{ кгс/см}^2$, проявляющий флюид через резьбовое соединение – газ.

2. После проведения первого этапа работ по ликвидации негерметичности резьбового соединения (18-24.06.2011) максимальное давление в межколонном пространстве (245×168 мм) - 11 кгс/см^2 , проявляющий флюид через резьбовое соединение – газ. Проявление началось спустя трое суток.

3. После проведения второго этапа работ по ликвидации негерметичности резьбового соединения (18-24.06.2011) максимальное давление в межколонном пространстве (245×168 мм) - $17,5 \text{ кгс/см}^2$, проявляющий флюид через резьбовое соединение вначале – дизельное топливо, затем – газ. Регистрация давлений и проявляющего флюида через резьбовое соединение представлена наглядно на рис. 1.

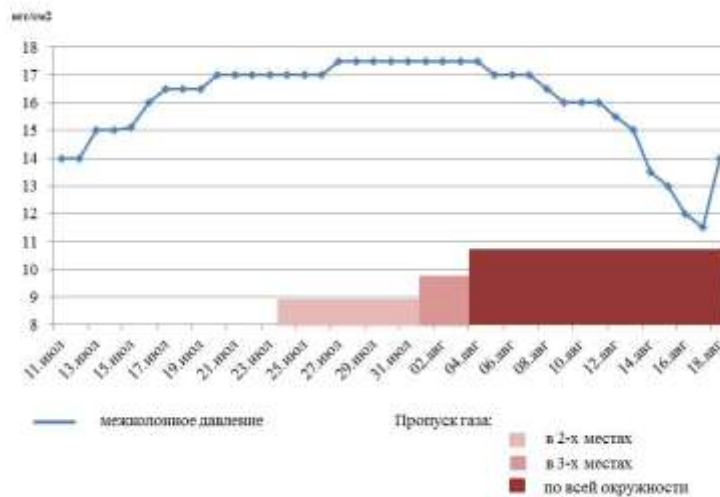


Рис.1. Диаграмма №1. Регистрация давлений и проявляющего флюида через резьбовое соединение.

4. После проведения третьего этапа работ по ликвидации негерметичности резьбового соединения (17-24.08.2011) максимальное давление в межколонном пространстве (245x168 мм) - 17,5 кгс/см², проявляющий флюид через резьбовое соединение – дизельное топливо.

По окончании третьего этапа работ, наблюдения за межколонным давлением и флюидопроявлением через резьбовое соединение, сделан вывод об отсутствии эффективности опробованной методики.

3. Разработка технико-технологических решений для совершенствования предупредительных работ на скважине

С целью подбора оптимального и обоснованного технико-технологического решения по устранению негерметичности резьбового соединения «монтажный патрубок колонной головки – муфта кондуктора», авторским коллективом принято решение изучить природу возникновения нагружения по резьбе, определить возможные способы совершенствования предупредительных работ по устранению негерметичности и реализовать подобранные научные технико-технологические решения на действующих скважинах Южно-Русского месторождения.

3.1. Подготовка методики и проведение испытаний резьбовых соединений для подбора оптимальных технико-технологических решений

3.1.1. Подбор схемы нагружения резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки»

С точки зрения возникновения нагрузок и воздействия на трубопроводы фонтанной арматуры можно выделить три основных фактора: функциональный, природно-климатический и техногенный (антропогенный).

Вся совокупность нагрузок и воздействий на оборудование объединена в четыре группы в зависимости от продолжительности воздействия: *постоянные, временные длительные и кратковременные*. В четвертую группу включены так называемые *особые* нагрузки и воздействия.

К категории постоянных, помимо собственной массы узла конструкции устьевой обвязки скважин, отнесена весовая нагрузка присоединенных трубопроводов, значений напряжений предварительного упругого изгиба.

К категории временных длительных, в основном, относятся нагрузки и воздействия функционального (технического) происхождения: внутреннее давление, температурные воздействия и т.п., для которых характерное время изменения составляет от нескольких дней до сезона (3-4 месяца).

К кратковременным отнесены сезонные природно-климатические нагрузки, а также технологические нагрузки при испытаниях, изменениях объемов добычи газа и иных операциях незначительной длительностью по сравнению со сроком эксплуатации.

К четвертой группе, так называемых «особых», отнесены нагрузки и воздействия, обусловленные существенным изменением внешних грунтово-геологических условий в зоне скважины, развития солифлюкционных процессов, протаивания и разжижения вечномерзлого и сезонно промерзающего обводненного грунта и другие явления.

Ряд перечисленных выше нагрузок не может быть учтен при выборе и назначении параметров нагружения резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки».

Объединяя нагрузки по признаку общности порождаемых ими механизмов накопления поврежденности и деградации свойств металла резьбового соединения, т.е. общности, применяемых при анализе напряженно-деформированного состояния поверхностей сопряжения резьбового соединения расчетных критериев, нагрузки и воздействия могут быть объединены в следующие группы:

- квазистатические (постоянные);
- переменные и циклические;
- динамические (ударные);
- коррозионно-механические.

Наиболее значимыми, с точки зрения авторского коллектива, являются переменные и циклические нагрузки, вносящие наибольший вклад в деформирование и разрушение сопряженных поверхностей резьбового соединения, что и приводит к потере герметичности.

Наличие переменных и циклических нагрузок, в общем случае, требует рассмотрения вопросов, связанных с накоплением усталостных повреждений, зарождением и развитием деформаций.

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

Циклическая долговечность резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» оценивалась до момента потери герметичности с обваркой ручной дуговой сваркой (РДС) контура муфты

кондуктора и без обварки. В качестве регистрации момента потери герметичности узла в процессе циклического нагружения выбрана «керосиновая проба».

В процессе испытания сварные швы покрывались водным раствором мела с той стороны, которая более доступна для осмотра и выявления дефектов. После высушивания окрашенной поверхности с обратной стороны шов обильно смачивался керосином. Неплотности швов выявлялись по наличию на меловом покрытии следов проникшего керосина. Появление отдельных пятен указывает на поры, свищи непровары в шве. Благодаря высокой проникающей способности керосина обнаруживались дефекты с поперечным размером 0,1 мм и менее.

3.1.2. Разработка оснастки для циклических испытаний резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки»

Для реализации одноосного циклического нагружения резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» была разработана схема крепления захватов, представленная на рис. 2.

Приварка по контуру заглушек (рис. 2 п. 2) к телу трубы позволяет реализовать следующую схему:

- при одноосном нагружении стенка трубы, а вместе с ней и резьбовое соединение, подвергаются равномерному деформированию, соответствующему нагружению продольной силой от внутреннего давления;

- герметичность полости между двумя заглушками позволяет заполнить ее индикаторной жидкостью – керосином (рис. 2, п. 4) для регистрации момента потери герметичности резьбовым соединением «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» в процессе циклического нагружения. Для заливки керосина в полость между двумя заглушками в верхней заглушке предусмотрено отверстие. Заливка осуществляется после установки узла на испытательную машину. Снаружи заваренное и не заваренное торцевое сопряжение обмазывается раствором на основе мела.

После высыхания мелового раствора начинается циклическое нагружение резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки».

Для крепления собранного резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» в универсальную разрывную машину УДМ – 100 (Германия), принадлежащую ООО «Центр испытания и диагностики конструкций» (г. Москва), снабженную пульсатором (частота нагружения до 270 цикл/мин) и развивающую усилие растяжения при циклическом нагружении в 53 тонны, к заглушкам (рис.2, п.2) привариваются плоские захваты (рис.2). Для передачи усилия равномерно на вваренную заглушку и стенку трубы, к захватам и заглушкам привариваются ребра жесткости (рис.2, вид А-А).

Циклическое нагружение резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» ведется до момента появления в торце на меловой пленке жирных пятен, а на заваренном РДС торце – до появления на меловой пленке, нанесенной на угловой шов, так же жирных пятен от керосина, проникшего через появившиеся трещины.

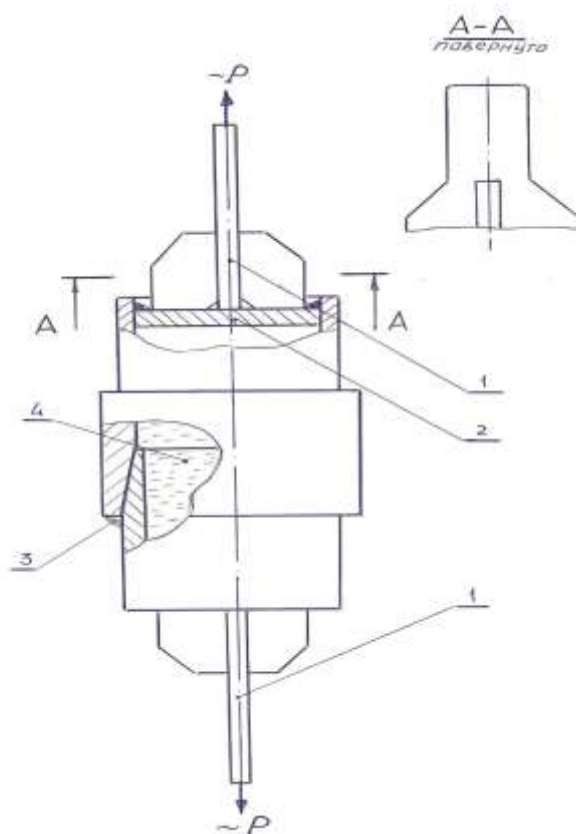


Рис.2. Схема резьбового узла «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» подготовленного к циклическим испытаниям на герметичность при одноосном растяжении.

3.1.3 Циклические испытания резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» на герметичность

Для определения циклической долговечности резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» из стали 21ХМФА на герметичность испытывались два узла:

1-й узел – без сварного соединения по торцу муфты;

2-й узел – со сварным соединением, выполненным по разработанной технологии ручной дуговой сваркой электродами марки № 2222 диаметром 4,0 мм, имитирующим ремонт узла для устранения негерметичности резьбового соединения на устье газовой скважины.

На рис. 3 показано резьбовое соединение «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» без сварного шва, а на рис. 5 - узел «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» со сварным

швом, имитирующим ремонт узла для устранения негерметичности резьбового соединения.

На рис. 6 представлен собранный узел закрепленный в испытательной машине УДМ – 100 (Германия), снабженной пульсатором для циклического нагружения одноосным растяжением.

Для определения момента потери герметичности резьбовым соединением «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» при циклическом нагружении растяжением, после заполнения внутренней полости трубы керосином, внешняя поверхность по контуру торцевого соединения муфты с монтажным патрубком смачивалась мыльно-меловым водным раствором. Тоже проделывали и со сварным швом, имитирующим ремонт узла РДС для устранения негерметичности резьбового соединения.

После высыхания раствора узел устанавливался в испытательную машину УДМ – 100 (рис. 6).

При проведении циклических испытаний контролируемое соединение располагалось в нижней части узла.



Рис.3. Вид резьбового соединение «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки».

Для устранения вытекания керосина внутрь трубы помещался надувной шар, который плотно прилегал к поверхности трубы и препятствовал вытеканию керосина вниз.

Керосин заливали внутрь узла через отверстие в верхней заглушке.

Момент потери герметичности фиксировался по появлению жирных пятен на пленке мыльно-мелового раствора.

По результатам испытания установлено:

- потеря герметичности резьбовым соединением была отмечена в диапазоне **510 000 – 590 000 циклов**;

- потеря герметичности резьбовым соединением, отремонтированным ручной дуговой сваркой по разработанной специалистами ОАО «Севернефтегазпром» технологии, была отмечена в диапазоне **720 000 – 750 000 циклов**.

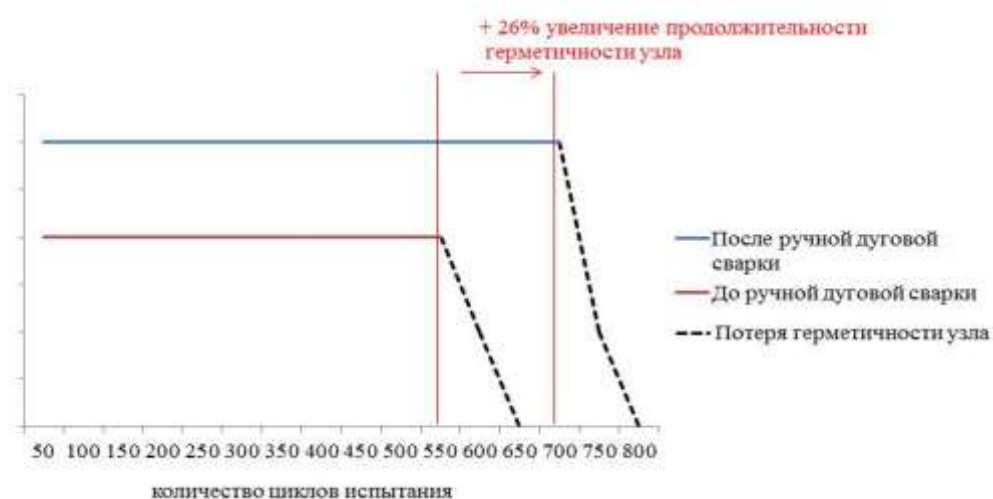


Рис.4. Диаграмма №2. Регистрация количества циклов нагружения.

Таким образом, увеличение диапазона циклов потери герметичности соединения не только обеспечивает заявленный технический результат, но и является доказательством значительного увеличения надежности и долговечности резьбового соединения после наложения сварного шва.

В целях закрепления и проверки результатов эксперимента, циклические испытания резьбового соединения проведены на 3-х изделиях, подвергающихся нагружению близкому, по выбранной схеме, к условиям работы при эксплуатации.



Рис.5. Узел «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» со сварным швом.



Рис.6. Узел закрепленный в испытательной машине.

По результатам проведенных циклических испытаний резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» до и после наложения сварного шва методом электродуговой заварки плавящимся электродом торцевого соединения были сформулированы следующие выводы:

1. устранение негерметичности резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» разработанным методом увеличивает продолжительность сохранения герметичности узла на 22 – 30% при циклическом нагружении;

2. наложение шва на резьбовой узел без его предварительной приработки, выводит сварное соединение в более нагруженное состояние, чем это было бы на реальной скважине. Следовательно, можно предположить, что данная технология устранения негерметичности будет более эффективна на действующих скважинах, чем в условиях проведенного эксперимента. Кроме этого, наложение сварного шва существенно разгружает весь резьбовой узел, что и будет доказано при исследовании результатов циклических испытаний.

3.2. Исследование результатов циклических испытаний, оценка напряженно-деформированного состояния соединения с применением аттестованной технологии сварки

3.2.1. Методы и средства исследования

Авторским коллективом выделено три метода численного решения:

- конечных элементов (МКЭ);
- граничных элементов (МГЭ);
- конечных разностей (МКР).

Наибольшее распространение получил МКЭ, так как МКР обладает недостаточной устойчивостью численных операций, а МГЭ требует использования мощнейшей вычислительной техники даже при решении простейших задач. Теория метода конечных элементов подробно освещена в работе [6].

Основная идея метода конечных элементов состоит в том, что любую непрерывную величину (перемещение, температура, давление и т.п.) можно аппроксимировать моделью, состоящей из отдельных элементов (участков). На каждом из этих элементов исследуемая непрерывная величина аппроксимируется кусочно-непрерывной функцией, которая строится на

значениях исследуемой непрерывной величины в конечном числе точек рассматриваемого элемента.

В общем случае непрерывная величина заранее неизвестна, и необходимо определить значения этой величины в некоторых внутренних точках области. Дискретную модель, однако, очень легко построить, если сначала предположить, что известны числовые значения этой величины в некоторых внутренних точках области. После этого возможно перейти к общему случаю.

К основным преимуществам МКЭ возможно отнести следующие аспекты:

1) анализ напряженно-деформированного состояния (НДС) конструкций с произвольной геометрической формой;

2) простота учета различных свойств материала (как и различных материалов) в объеме конструкции;

3) точность оценки НДС в зоне локальных концентраторов путем измельчения сетки конечных элементов в их окрестностях;

4) возможность определения граничных условий в силах и перемещениях, а также учета наличия начальной пластической или температурной деформации в конечных элементах.

В настоящее время существует множество коммерческих программных продуктов, реализующих МКЭ. К ним относятся широко известные следующие программы:

- ABAQUS;
- ANSYS;
- MSC.Nastran;
- COSMOSM;
- ПК ЛИРА и др.

Однако безусловным лидером рынка CAE-систем является ANSYS.

Набор программных продуктов ANSYS - это передовой комплекс средств компьютерного инженерного моделирования, использующий метод

конечных элементов. Инструменты ANSYS позволяют решать всевозможные задачи из различных областей физики: конструкционные, тепловые, гидрогазодинамические, электромагнитные, а также междисциплинарные (с сопряжением различных областей физики). Совокупность модулей ANSYS позволяет решать любые сложные задачи, с которыми может столкнуться современный разработчик.

3.2.2. Математическая модель

3.2.2.1. Геометрическая и конечно-элементная модель

Анализ сопоставления результатов теоретических исследований [8], использующих плоские осесимметричные модели при оценке напряженно-деформированного состояния резьбовых соединений труб большого диаметра с результатами экспериментальных исследований показал возможность использования данной модели.

На рис. 7 представлен вид геометрической модели рассматриваемого резьбового соединения со сваренными между собой муфтой и трубой.

Сварное соединение моделировалось равнобедренной треугольной поверхностью, кроме того задавался радиус перехода к основному металлу, равный 1 мм. Отрезки труб моделировались длиной 0,5 метра, размер был подобран в процессе проведенного эксперимента по циклическим испытаниям резьбового соединения.

Разбиение осуществлялось на свободную сетку плоских конечных элементов. Конечно-элементная модель узла со сваркой представлена на рис. 8.

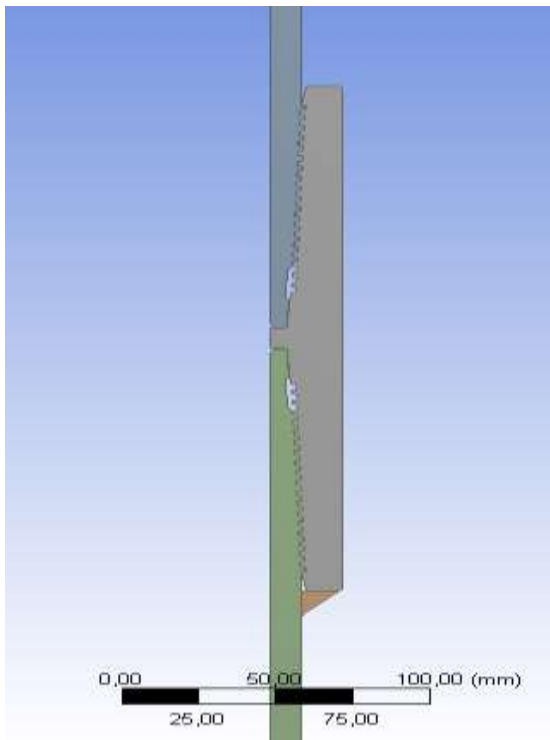


Рис.7. – Геометрическая модель узла со сваркой.

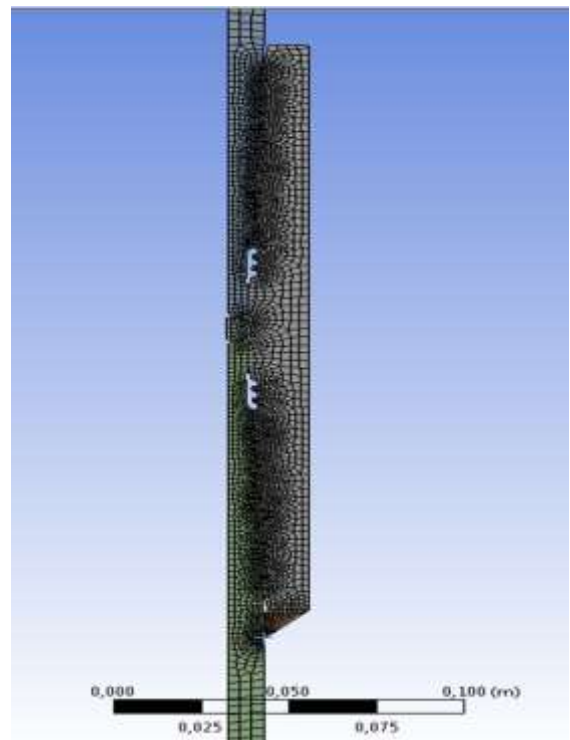


Рис.8. – Конечно-элементная модель узла со сваркой.

3.2.2.2. Модель материала

Простейшей математической моделью, применяемой на практике, является модель, построенная в предположении изотропности материала и линейно-упругого его поведения при нагружении. В линейно-упругой модели напряжения и деформации взаимно-однозначно линейно связаны друг с другом (обобщенным законом Гука):

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = \frac{1}{E} [\sigma_1 - \mu(\sigma_2 + \sigma_3)], \\ \varepsilon_2 = \frac{1}{E} [\sigma_2 - \mu(\sigma_3 + \sigma_1)], \\ \varepsilon_3 = \frac{1}{E} [\sigma_3 - \mu(\sigma_1 + \sigma_2)]; \end{cases} \quad (1)$$

где E -модуль упругости, был принят равным $2,05 \cdot 10^{11}$ Па ;

μ -коэффициент Пуассона был принят равным 0,3;

$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ - главные напряжения;

$\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$ -главные деформации

Модуль упругости и коэффициент Пуассона являются величинами, определяемыми свойствами строения тела, для металлических тел – свойствами кристаллической решетки. Стоит отметить, что кристаллические решетки, характерные для различных фаз структурно-фазового состава сталей (объемно-центрированная, гранецентрированная) обладают анизотропией механических свойств, что объясняется различным расстоянием между атомами в различных кристаллографических плоскостях.

Однако стали являются поликристаллическим материалом, с различной ориентацией кристаллов, что приводит к реализации квазиизотропности материала (усреднения свойств макрообъемов металла), что позволяет использовать предложенную модель для оценки НДС стальных конструкций.

Кроме того, согласно [8] критическая величина внутреннего давления, при которой происходит потеря герметичности, в большей степени зависит не от физико-механических характеристик стали, из которой изготовлены трубы, и является одинаковой для данного типа резьбы при прочих равных условиях.

3.2.2.3. Особенности модели

Ключевой особенностью используемой модели является решение нелинейности – контактного взаимодействия труб с муфтой, а также учет больших деформаций резьбового соединения, которые могут воздействовать на устьевое оборудование газовых скважин, которые работают в условиях длительного нестационарного (переменного) нагружения.

3.2.3. Условия численных экспериментов

Целью проведенного численного эксперимента являлось сравнение между собой напряженно-деформированного состояния резьбового соединения труб при применении разработанной технологии ремонта сварного соединения методом электродуговой заварки плавящимся электродом торцевого соединения и без нее, при прочих равных условиях.

К созданным конечно-элементным моделям при определенных выше опциях решения (особенностях математической модели) прикладывались

следующие граничные условия, выбранные в соответствии со значениями предельных нагрузок:

- 1) Внутреннее давление 39,4 МПа;
- 2) Внутреннее давление 39,4 МПа и внешнее давление 18,9 МПа;
- 3) Перемещение торца нижней трубы для моделирования растягивающей нагрузки.

Также к модели прикладывались граничные условия, соответствующие условиям симметрии и отброшенным частям труб.

3.3. Анализ полученных результатов, обоснование подобранных технико-технологических решений

Результаты многочисленных исследований показывают, что для сталей наиболее эффективной при критериальной оценке напряженно-деформированного состояния является применение энергетической теории прочности Губера-Мизеса, согласно которой, прочность материала при сложном напряженном состоянии обеспечивается в том случае, если часть удельной потенциальной энергии, идущей на изменение формы тела, не превосходит части допускаемой удельной потенциальной энергии, идущей на изменение формы, установленной из опытов с одноосным напряженным состоянием.

При этом в качестве критерия в данной теории выступает величина, называемая в русскоязычной литературе по теории упругости и пластичности интенсивностью напряжений, а в терминах ANSYS - von Mises stress:

$$\sigma_{\text{vms}} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2} . \quad (2)$$

В рамках настоящей работы был использован данный критерий для оценки напряженно-деформированного состояния труб.

На рис. 9 – 12 представлены поля распределений интенсивности напряжений при проведении численных экспериментов для соединения без сварки, на рис. 13 – 15 – со сваркой.

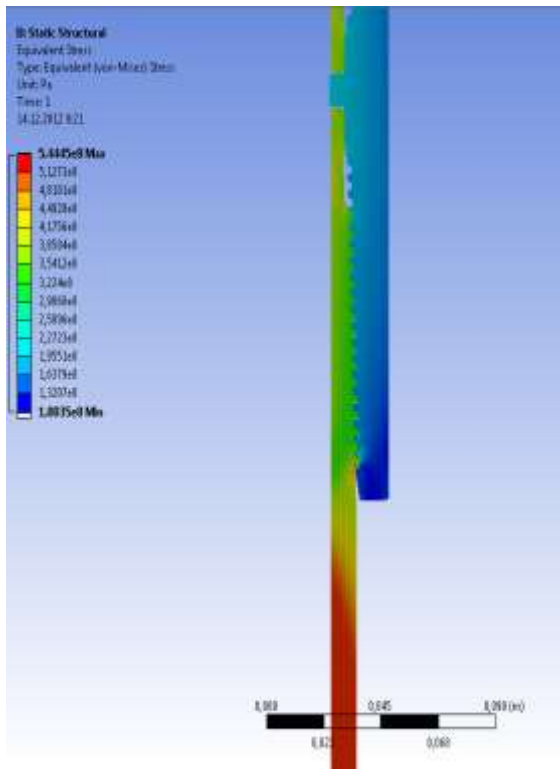


Рис.9. – Изоповерхности эквивалентных напряжений по Мизесу (внутреннее давление).

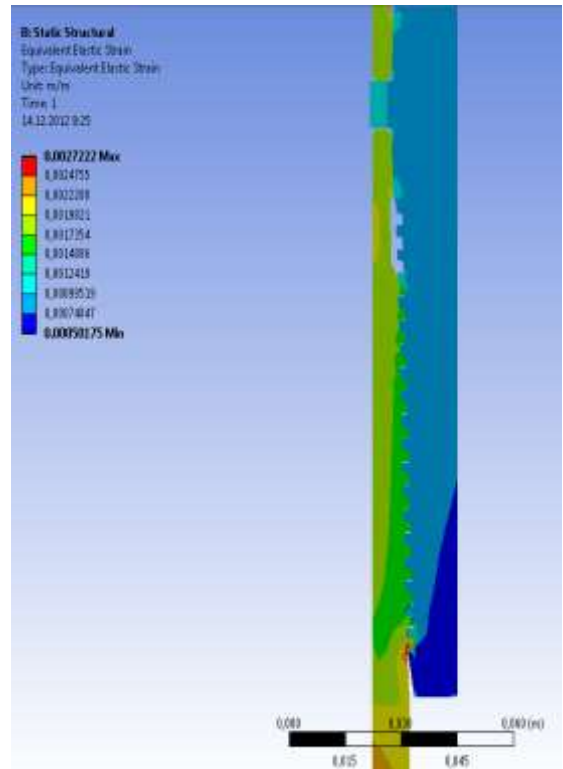


Рис.10. – Изоповерхности эквивалентных пластических Деформаций (внутреннее давление).

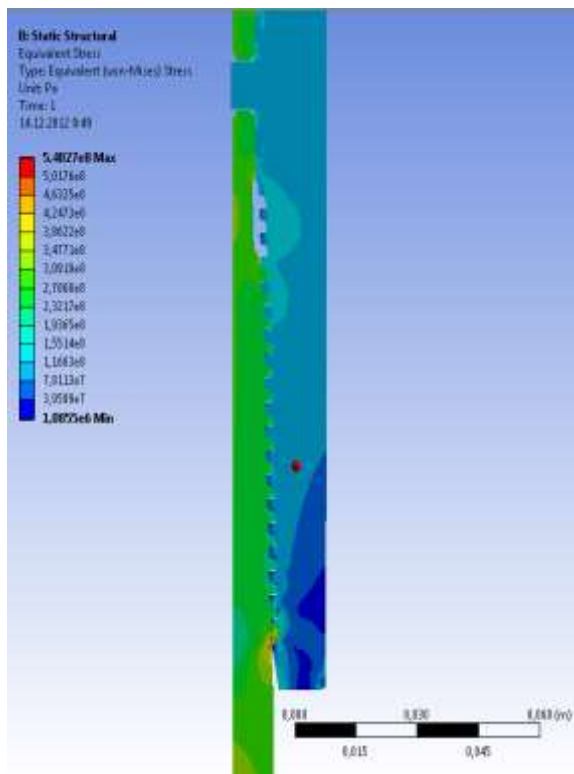


Рис.11. – Изоповерхности эквивалентных напряжений по Мизесу (внутреннее и внешнее давление).

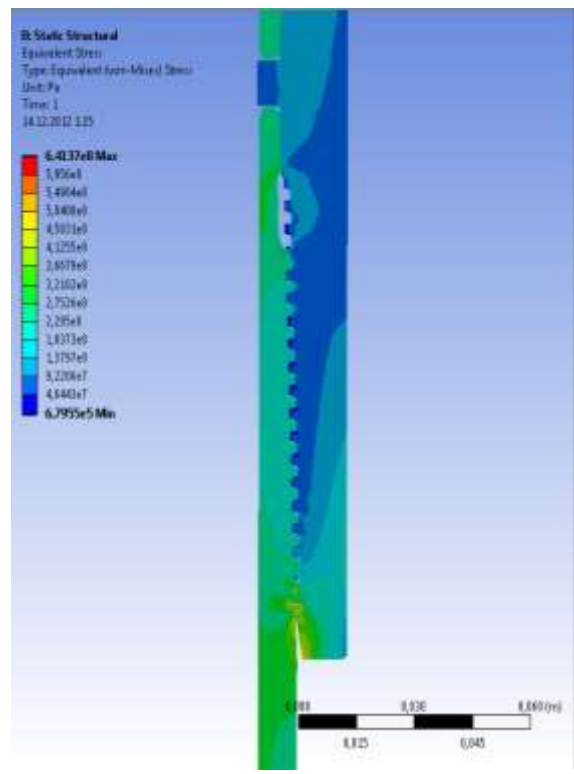


Рис.12. – Изоповерхности эквивалентных напряжений по Мизесу(растяжение).

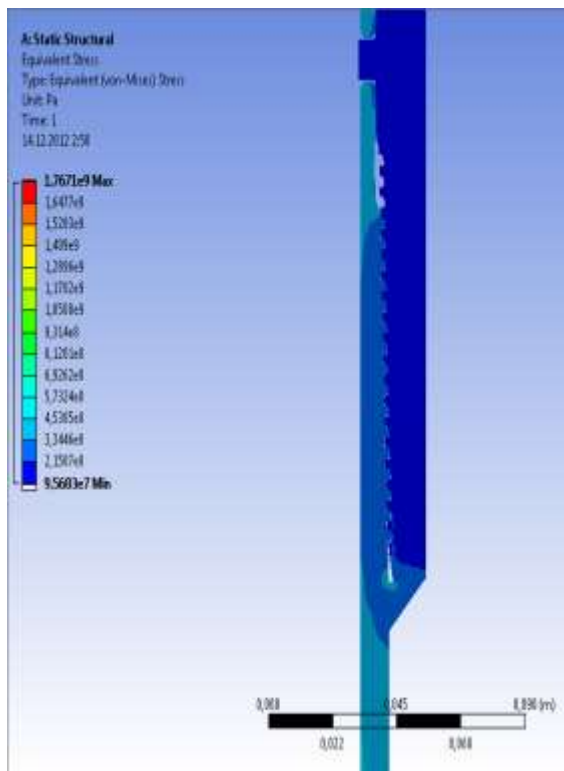


Рис.13. – Изоповерхности эквивалентных напряжений по Мизесу (внутреннее давление).

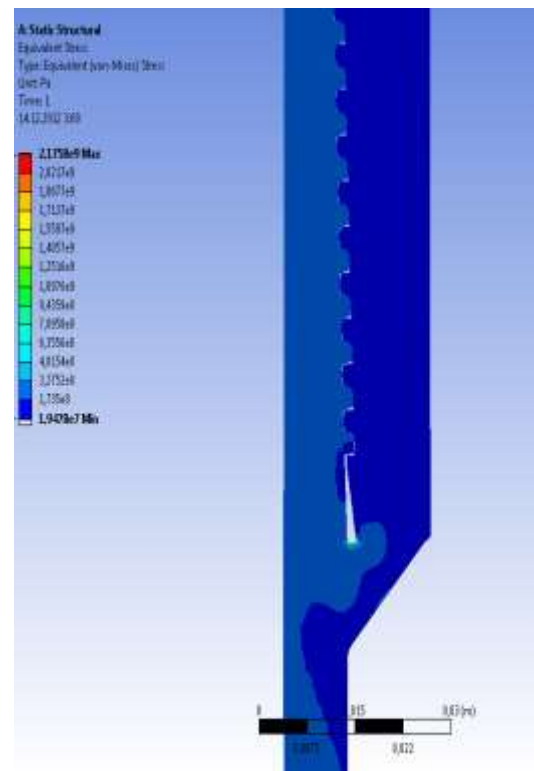


Рис.14. – Изоповерхности эквивалентных напряжений по Мизесу (внутреннее и внешнее давление).

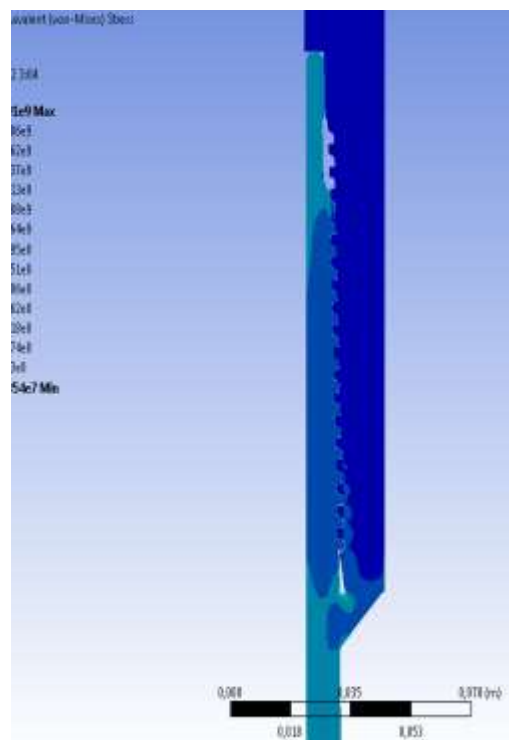


Рис.15. – Изоповерхности эквивалентных напряжений по Мизесу (растяжение).

Анализ полученных результатов подтверждает, что применение разработанной инновационной методики ремонта изменяет напряженно-деформированное состояние резьбового соединения следующим образом:

- снижает величину действующего на крайние витки резьбы трубы изгибающего момента;
- снижает величину контактных напряжений на крайних витках резьбы;
- снижает величину деформаций, вызванных действием краевого изгибающего момента на металл трубы в окрестностях торца муфты;
- не влияет на герметичность уплотнения «металл-металл»;
- вызывает незначительную концентрацию напряжений в корне шва, при этом величина концентрации определяется радиусом перехода металла корня шва к металлу трубы.

Таким образом, результаты численного моделирования подтверждают потенциальную возможность применения разработанной технологии сварки не только для устранения негерметичности, но и при монтаже резьбовых соединений при условии соблюдения плавных переходов от металла шва к основному металлу.

В целях аккредитации разработанных технико-технологических решений и дальнейшего использования в производстве при проведении ремонтных работ на действующих газовых скважинах, ОАО «Севернефтегазпром» получена аттестация НАКС, которая позволяет выполнять сварочные работы, соблюдая требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14 марта 2014 г. № 102.

4. Внедрение разработанных технико-технологических решений по устранению негерметичности на резьбовом соединении «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» на газовых скважинах ЮРНГКМ

В целях закрепления полученных результатов исследований, апробирование разработанных научных технико-технологических решений для повышения эффективности предупредительных работ на резьбовых соединениях выполнено на газовых скважинах Южно-Русского НГКМ в процессе устранения негерметичности резьбового соединения «монтажный патрубок колонной головки – муфта кондуктора».

Для определения и регламентирования порядка выполнения подготовительных работ электродуговой заварки плавящимся электродом резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» при проведении ремонта (устранения негерметичности), в Обществе разработан и утвержден «Регламент проведения ремонта (устранения негерметичности) резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» на эксплуатируемых газовых скважинах ЮРНГМ методом ручной дуговой сварки».

Регламент определяет перечень операций, требований, виды сварочных материалов и режимы сварки, а также режимы термообработки сварного соединения после проведения ручной дуговой сварки плавящимся электродом с последующим неразрушающим контролем качества полученного сварного соединения трубы монтажного патрубка колонной головки и муфты кондуктора, выполненных из стали 21ХМФА и 22Г2ФА. Обе марки стали изготовлены по ГОСТ 632-80.

В период с 2007 года на Южно-Русском месторождении выявлена негерметичность резьбового соединения монтажного патрубка на 27 скважинах. Давление в межколонном пространстве скважин с выявленным несоответствием зафиксировано в диапазоне 0,67 – 59,56 кгс/см².

На 7-ми скважинах несоответствие технического состояния скважин устранено методом капитального ремонта, описанным в разделе 2.1. На 20-ти

скважинах данное несоответствие устранено разработанными авторским коллективом технико-технологическими решениями по устранению негерметичности.

Для проведения апробирования разработанных технико-технологических решений первой определена скважина №383. Дата проведения работы – 12.07.2013г. Межколонное давление скважины до проведения работ составляло $P_{мк} = 12,11 \text{ кгс/см}^2$.

На время производства работ эксплуатация скважины не прекращается.

Технологические операции при выполнении предупредительных работ на скважине необходимо проводить в следующей последовательности.

1. Выполнить сброс давления в межколонном пространстве с записью кривой падения давления. Убедиться в отсутствии давления с использованием электронного манометра Микон-227. Производить постоянный контроль давления в межколонном пространстве.

2. Проверить состояние воздуха рабочей зоны на загазованность перед началом огневых работ и в ходе их выполнения.

3. Провести обварку резьбового соединения муфты кондуктора согласно утвержденной технологической карты сварки.

3.1. Подготовительные работы:

3.1.1. Очистить наружную поверхность трубы и муфты от земли, снега и других загрязнений.

3.1.2. Осмотреть поверхность свариваемых элементов. Царапины, риски, задиры на теле трубы и муфты глубиной менее 0,6 мм устранить шлифованием. Место сварки и поверхность соединения шириной не менее 20 мм от места сварки зачистить до металлического блеска.

3.1.3. Для предотвращения образования холодных трещин в сварном соединении трубы и муфты из стали **21ХМФА** перед сваркой этих элементов осуществить предварительный подогрев стыка до $250 - 300^{\circ}\text{C}$. Зона подогрева не менее 10-ти свариваемых толщин в каждую сторону от завариваемого соединения.

3.1.4. При сварке трубы и муфты из стали **22Г2ФА** просушить стык (наличие влаги на свариваемых деталях *не допускается*). При положительных температурах воздуха подогрев не требуется; при температуре окружающего воздуха минус 10⁰С и ниже – подогрев стыка под сварку до 150 - 200⁰С.

3.2. Технология проведения предупредительных работ (устранения негерметичности) резьбового соединения ручной дуговой сваркой плавлением.

3.2.1. Заварить корневой слой электродами с основным видом покрытия, схема наложения шва согласно рис.14.

3.2.2. Для трубы и муфты из стали **21ХМФА**.

- корневой шов: **1-й проход** (рис. 16) - электродами марки Кастолин № 2222, диаметр 2,5 - 3,0 мм, полярность - обратная, сварочный ток 80 - 90А.

- заполняющий: **2-й проход** (рис. 16) – электроды марки Кастолин № 2222, диаметр 4,0 мм, полярность - обратная, сварочный ток 100 – 140А.

- облицовочный: **3-й проход** (рис. 16) – электроды Кастолин № 2222, диаметр - 4,0 мм, полярность - обратная, сварочный ток 100 – 140А.

Режим прокали (просушки) электродов, № 2222, ОК-67,83 перед сваркой в соответствии с рекомендациями производителя.

3.2.3. Для трубы и муфты из стали **22Г2ФА**:

- корневой шов: **1-й проход** (рис. 16) - электродами Э-70 марки ЛБ-62U, диаметр 3,0 мм, полярность - обратная, сварочный ток 80 - 100А.

- заполняющий: **2-й проход** (рис. 16) – электроды Э70 марки ОК-74,86, диаметр 4,0 мм, полярность - обратная, сварочный ток 130 – 150А.

- облицовочный: **3-й проход** (рис. 16) – электроды Э70 ОК-74,86, диаметр - 4,0 мм, полярность - обратная, сварочный ток 130 – 150 А.

Режим прокали (просушки) электродов Э-70, ЛБ-62U, ОК-74,86 перед сваркой 380 – 400⁰С, время выдержки: 2,0 – 2,5 часа.

3.2.4. Зачистить шов и околошовную зону от шлака и брызг.

3.2.5. Убедиться в отсутствии недопустимых наружных дефектов (наплывы, подрезы и т.п.), измерить параметры шва – катет шва 9 мм.

3.2.6. Дефекты устранить до проведения визуально-измерительного контроля.

3.2.7. Стык после сварки укрыть термопоясом.

3.2.8. Для сварного соединения трубы и муфты из стали **21ХМФА** после сварки провести термообработку - местный отпуск: нагрев $T = 700-730^{\circ}\text{C}$ с выдержкой в течение 1 часа.

3.2.9. Для сварного соединения трубы и муфты из стали **22Г2ФА** после сварки проведение термообработки не требуется.

4. Контроль качества швов, выполненных ручной дуговой сваркой, при устранении негерметичности резьбового соединения.

4.1. После сварки и устранения дефектов, если таковые были, провести визуально-измерительный контроль по РД 03-606-2003 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю».

4.2. Провести радиографический или УЗ контроль (предпочтителен для толщин стенок более 20 мм).

5. Закрыть задвижку на межколонном пространстве, зафиксировать текущее давление, наличие/ отсутствие пропусков по сварному соединению.

6. Записать кривую восстановления давления в межколонном пространстве скважины с использованием манометра Микон-227 до полного выравнивания измеряемого параметра.

7. С целью контроля герметичности после выполнения предупредительных работ по ремонту, в период колебаний температуры наружного воздуха в условиях Крайнего Севера, обеспечить организацию проведения обследования резьбового соединения путем обмыливания раз в неделю.

Результаты апробирования технологии устранения негерметичности резьбового соединения на скв. №383 доказали обоснованность разработанных технико-технологических решений.

По сравнению с известными методами устранения негерметичности резьбового соединения «муфт кондуктора – монтажный патрубок колонной головки», получен положительный экономический эффект от выполнения работ на Южно-Русском месторождении, разработанные и внедренные решения позволяют выполнить предупредительные работы по ремонту скважин собственными силами без глушения. В результате сокращаются стоимость и время проведения предупредительных работ, исключаются необходимость глушения скважины с отрицательным воздействием на ПЗП и потери природного газа при освоении скважины с выводом на технологический режим работы.

После подтверждения корректности разработанной технологии, в период с 2014 года до настоящего времени на 20-ти эксплуатационных скважинах (№№ 53, 54, 81, 83, 92, 111, 143, 151, 164, 183, 251, 252, 413, 213, 271, 272, 322, 323, 352, 381) с указанным несоответствием проведены предупредительные работы с применением инновационных технико-технологических решений. Технологические операции по ремонту проводились в той же последовательности, как на скв. №383.

На эксплуатационных скважинах, где проводились предупредительные работы разработанным и технически обоснованным методом ремонта, получен положительный результат.

В результате экспертизы заявки «Способ герметизации резьбового соединения муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки на скважине без вывода в капитальный ремонт», Роспатентом установлено, что инновационная технология относится к объектам патентных прав и ОАО «Севернефтегазпром» получен патент на изобретение (рис. 17), заключен лицензионный договор с ООО «Газпром бурение» на право использования инновационных технико-технологических решений, договор зарегистрирован в Роспатенте и получено изменение в патент на изобретение (рис. 18).

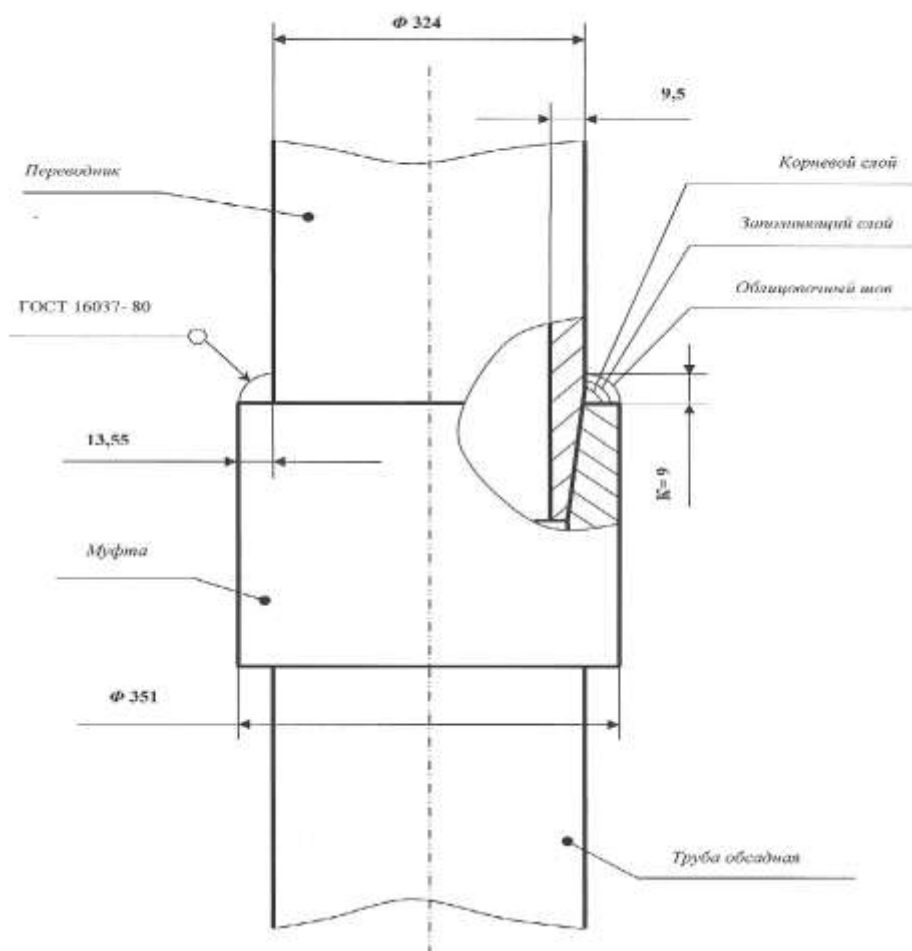


Рис.16. Общий вид узла и схема наложения швов при устранении негерметичности



Рис. 17. Патент на изобретение.



Рис. 18. Изменение в патент на изобретение.

5. Выводы и предложения

По результатам рассмотрения, представленных в данной работе материалов можно сформулировать следующие выводы и предложения:

– разработана и аттестована инновационная технология устранения негерметичности резьбового соединения скважин «муфта кондуктора-монтажный патрубок колонной головки» ручной дуговой сваркой в соответствии с требованиями федерального законодательства в области промышленной и газовой безопасности, которая позволяет выполнять предупредительные работы без останова скважин и вывода в капитальный ремонт;

– в связи с выработкой запасов природного газа на большинстве крупных месторождений на 50-85 %, одной из основных задач, возникающих в производственной деятельности газодобывающих предприятий ТЭК для обеспечения проектного уровня добычи, повышения степени извлечения газа из недр, соблюдения экологической и промышленной безопасности, является поддержание эксплуатационного фонда скважин в стабильном и безопасном работоспособном состоянии;

– в соответствии с информацией из открытых источников, на месторождениях газодобывающих предприятий эксплуатируются примерно до 12% скважин от общего фонда с нарушением герметичности резьбового соединения скважин «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки».

– на Южно-Русском месторождении ОАО «Севернефтегазпром» разработано и внедрено с положительным результатом обоснованные технико-технологические решения по устранению негерметичности резьбового соединения скважин «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» без вывода в капитальный ремонт;

– предупредительные работы по разработанному авторским коллективом инновационному методу выполняются собственными силами Общества и позволяют обеспечить не только необходимую герметичность

резьбового соединения без вывода скважин в капитальный ремонт, но и значительно продлить срок службы резьбового соединения;

– на 20-ти эксплуатационных скважинах Южно-Русского месторождения проведены предупредительные работы по устранению устранения негерметичности резьбового соединения «муфта кондуктора-монтажный патрубок колонной головки» с применением инновационной технологии и получен положительный результат, который подтверждается до настоящего времени;

– внедрение разработанных технико-технологических решений значительно сокращает финансовые расходы и продолжительность выполнения предупредительных работ, исключает необходимость останова скважины и глушения с отрицательным воздействием на ПЗП, а также потери природного газа при освоении скважины с выводом на технологический режим работы;

– доказано увеличение продолжительности сохранения герметичности узла при циклическом нагружении на 22 – 30% по результатам проведенных циклических испытаний разъемного резьбового торцевого соединения после наложения сварного шва методом ручной дуговой сварки плавящимся электродом;

– для выполнения работ по устранению негерметичности резьбового соединения скважин не требуется внесение изменений в проектную документацию (письмо ООО «ТюменНИИгипрогаз» № 35/3898-11 от 25.05.2016г.) и документацию завода-изготовителя обсадной трубы (письмо ПАО «Северский трубный завод» № 109-18/124 от 20.06.2016г.). Согласно мнений Института и Завода, устранение негерметичности резьбовых соединений монтажного патрубка методом ручной дуговой сварки классифицируются как ремонтные работы, после проведения которых внесение изменений в проектную и конструкторскую документацию не требуется.

Для исключения нарушения правил промышленной безопасности, и выявления нарушений в части применения неаттестованной технологии ремонта ручной электродуговой сваркой резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» скважин, необходимо соблюдать следующие требования:

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 патрубков колонной головки с установленной периодичностью.

8. Заключать с ОАО «Севернефтегазпром» лицензионный договор о предоставлении права использования объекта интеллектуальной собственности.

По результатам внедрения разработанных технико-технологических решений и совершенствования предупредительных работ по ремонту резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» методом ручной электродуговой сварки на скважинах Южно-Русского месторождения получен экономический эффект с высокой рентабельностью применения инновационной технологии. Период окупаемости инвестиций – 1 год с учетом затрат на разработку технологии, чистый дисконтированный доход (NPV) составил 137,7 млн. руб., внутренняя норма рентабельности (IRR) равна – 343%. Прибыль ОАО «Севернефтегазпром» от внедрения разработанных технико-технологических решений составит до 2027 года приблизительно 171,9 млн. руб. только на действующий фонд эксплуатационных скважин (145 ед.).

Чистая прибыль в результате использования разработанной технологии ремонта скважин за 2013-2016 гг. составила 94,4 млн. рублей.

Полученные в ходе реализации проекта научно-технические материалы, а также положительные результаты опытно-промышленных испытаний обоснованного метода устранения негерметичности на скважинах Южно-Русского месторождения, на основании лицензионных договоров могут использоваться предприятиями нефтяной и газовой промышленности РФ для повышения эффективности предупредительных работ на скважинах без вывода в капитальный ремонт, с минимизацией финансовых расходов и

негативного воздействия на окружающую среду для обеспечения экологической и промышленной безопасности.

6. Список использованной литературы

1. ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним.
2. ГОСТ Р 53366-2009 (ИСО 11960:2004) Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности.
3. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Техника и технология ремонта скважин: в 2 т. – М.: ООО «Газпром Экспо», 2013.- Т.1. – 360 с.
4. Жуковский Н.Е. Распределение давлений между витками/Полное собрание сочинений., том.VIII.:ОНТИ, 1937.
5. Биргер И.А. Расчет резьбовых соединений. Изд. 2-е, переработанное и дополненное - М: Оборонгиз.-1962.
6. Селезнев В.Е. Алешин В.В. Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов/под ред. В.Е. Селезнева- М.: КомКнига, 2005
7. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера: Практическое руководство.-М.:Едиториал УРСС, 2003.
8. Мочернюк Д.Ю. Исследование и расчет резьбовых соединений труб, применяемых в нефтедобывающей промышленности. - М.:Недра,1970.
9. Еременко Т.Е. Мочернюк Д.Ю., Тищенко А.В. Герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных и газовых скважин. – Киев.:Техника,1966.
10. Трубы обсадные. Руководство по эксплуатации. - Самара: ЗАО «ВНИИТнефть», 2012. - 58 с.