

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ИЗ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ И ОЦЕНКА ИХ ДОЛГОВЕЧНОСТИ

DEVELOPMENT AND INVESTIGATION OF PUMP TUBES MANUFACTURE USING COMPOSITE MATERIALS

Богатов Н. А., Богатов А. А., Салихьянов Д. Р.

Институт Материаловедения и металлургии УрФУ, Екатеринбург, omd@mtf.ustu.ru

In this article low service life problem of pump tubes in oil production actual condition is considered. External environment of tubes has been analyzed in detail. Main factors causing pump tubes corrosion have been discussed. Application of bimetallic tubes is offered. Processing technique of these tubes has been designed, some tubes have been manufactured and proved.

В современных условиях нефтедобывающие скважины используются несколько десятков лет. За все время эксплуатации, скважины проходят различные стадии – от начальной, когда добывается безводная нефть фонтанным способом, до завершающей стадии, когда обводненная нефть добывается механизированными способами. Пластовое давление в процессе нефтедобычи снижается, поэтому через нагнетательные скважины закачивается в пласт вода и содержание нефти в добываемой нефтегазоводяной смеси снижается до 10 – 15 %. Принципиальная схема конструкции скважины представлена на рис. 1. Важнейшим элементом конструкции скважины являются колонна насосно-компрессорных труб (НКТ), которая используется для подъема на поверхность отбираемой из пласта нефтегазовой обводненной смеси, а также для подвески в скважине насосного оборудования, проведения ремонтных и спускоподъемных работ, поддержания пластового давления.

1. Процессы коррозии – основная причина снижения долговечности труб

Процесс эксплуатации труб характеризуется жесткими условиями: воздействием агрессивных сред и абразивных частиц, а также механическими нагрузками. Из-за интенсивного воздействия коррозии и эрозии НКТ истощается эксплуатационный ресурс и трубы подлежат замене новыми НКТ. Содержание в извлекаемом продукте агрессивных компонентов, таких как сероводород H_2S , углекислый газ CO_2 , кислород O_2 , высокоминерализованная вода, различные типы бактерий (в основном сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)) и других агрессивных компонентов инициирует коррозию и приводит к коррозионному разрушению внутренней поверхности НКТ. При этом коррозионные процессы, вызываемые этими факторами, крайне неоднозначны [1]. Сероводород вызывает водородное растрескивание (ВР), а при наличии растягивающих напряжений в металле НКТ, приводит и к сульфидному растрескиванию

металла под напряжением (СРН), которое является наиболее опасным видом коррозионного разрушения труб [2]. Под воздействием диоксида углерода возникает углекислотная коррозия, которая существенно отличается по механизму от ВР и СРН. Быстрому коррозионному разрушению способствуют и СВБ (размер бактерий 0,2-5 микрон, скапливаются колониями между выступами профиля шероховатой поверхности НКТ). Бактерии в результате своего метаболизма образуют сероводород, что инициирует процесс электрохимической коррозии. Следует отметить и тот факт, что повышение давления добываемого продукта в колонне НКТ увеличивают напряжения в трубах.

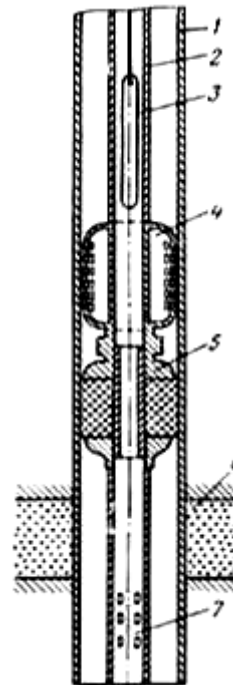


Рис.1. Схема конструкции скважины:

1 - обсадная колонна; 2 - насосно-компрессорные трубы; 3 - скважинные манометры; 4 - якорь; 5 - пакер; 6 - продуктивный пласт; 7 - хвостовик для опоры на забой.

Японская фирма «Ниппон Стил Корпорейшн», на основе многолетних исследований процессов

коррозии внутрискважинного оборудования и промысловых трубопроводов, изложенных в работе [2], объясняет причины наиболее опасных коррозионных повреждений, к которым она относит водородное растрескивание (ВР) и сульфидное растрескивание металла под напряжением (СРН). Причиной обоих видов коррозионного поражения авторы работы усматривают проникновение атомарного водорода (Н) внутрь стали. Различие этих процессов состоит в том, что ВР возникает вне зависимости от наличия или отсутствия напряжений, в то время как для возникновения процесса по механизму СРН необходимо наличие напряжений и внешних нагрузок. Сульфидное растрескивание под напряжением (СРН), как правило, наблюдается у углеродистых и низколегированных сталей с высокой прочностью ($\sigma_b > 560$ МПа), чем выше прочность стали, тем более она склонна к сульфидному растрескиванию. Атомарный водород возникающий в результате коррозионных процессов стали под действием агрессивных компонентов (H_2S , CO_2 и т.п.) проникает внутрь стали и накапливается у концентраторов напряжений (сегрегации химических элементов, неметаллических включений). В дальнейшем атомарный водород объединяется в молекулы, возникающие при этом, внутренние напряжения действуют параллельно с напряжениями от внешних нагрузок, а значение интенсивности напряжений превосходит допустимое, вследствие чего интенсифицируется процесс накопления повреждений металла и образуются микropopы и микротрещины. Схематическое изображение процессов образования и развития коррозионных повреждений по механизму сероводородного растрескивания под напряжением (СРН) приведено на рис. 2.

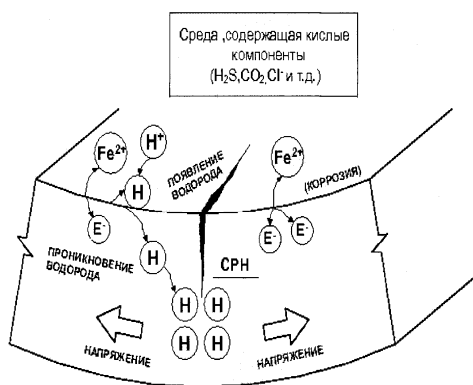


Рис. 2. Схематическое изображение процесса коррозии по механизму СРН

Специфичный характер воздействия агрессивных компонентов и силовых нагрузок требует соответствующих особых мер по защите металла. Для придания коррозионной стойкости трубам по механизму СРН, в химсоставе стали следует уменьшать содержание углерода, марганца и никеля. Наибольшим сопротивлением к сульфидному растрескиванию обладают стали

после высокого отпуска, микроструктура которых представляет собой обезуглероженный феррит с высокодисперсным перлитом или сорбитом. Мартенситная или бейнитная структуры, в особенности неотпущенный мартенсит, способствуют сульфидному растрескиванию. Механизм разрушения труб вследствие высокого содержания в добываемой продукции коррозионно-агрессивного диоксида углерода (CO_2) выглядит следующим образом. Углекислый газ, растворяясь в воде, превращается в угольную кислоту, действие которой способствует интенсивной общей и питтинговой коррозии. Действие питтинговой коррозии носит локальный характер, и ее скорость может быть в несколько раз выше средней скорости общей коррозии. Микробиологический анализ отложений в местах участков, подвергшихся язвенной коррозии, показывает наличие тионовых углерод-окисляющих (УОБ) и сульфат — восстанавливающих (СВВ) бактерий. В процессе жизнедеятельности СВВ выделяется сероводород, который взаимодействует с ионами железа, образуя сульфиды железа, которые, отлагаясь на поверхности металла инициируют процесс электрохимической коррозии. Существенным фактором, определяющим коррозионную агрессивность добываемой продукции скважин является гидроабразивный износ. При этом разрушается пассивированный слой на поверхности металла и происходит прямое воздействие коррозионных факторов — прежде всего углекислого газа. Характерные разрушения НКТ в результате действия коррозии приведены на рис. 3. Присутствует в основном язвенная и мейза-коррозия.



Рис. 3. Типичные коррозионные разрушения НКТ

2. Анализ производства и потребления НКТ в России

В России ежегодно добывается более 500 млн. т. нефти, эксплуатируется 150 тыс. добывающих нефтяных скважин. Эксплуатационный фонд НКТ в нефтяной промышленности России составляет 3,5 млн. т. Трубная промышленность России и поставки труб по импорту ежегодно предоставляют нефтегазовому комплексу 430-450 тыс. т. НКТ, в том числе нефтяным компаниям 350 тыс. т. На укомплектование вновь построенных нефтяных скважин требуется 120-130 тыс. т., остальные 230 тыс. т. используются на замену изношенных. Долговечность НКТ в значительной степени

зависит от условий эксплуатации. Средний жизненный цикл службы НКТ может быть определен исходя из общего эксплуатационного фонда и ежегодного его обновления, и составляет 10-12 лет, что приемлемо для условий эксплуатации и обслуживания насосно-компрессорных колонн. Новые горячекатаные трубы после определенного срока эксплуатации демонтируют, очищают от асфальтосмолапарафинистых отложений, обрезают участки НКТ с недопустимой (25 – 30 % от номинальной толщины стенки) глубиной дефектов, а также концевые части с резьбой, наносят на внутреннюю поверхность труб покрытие эпоксидными красками, нарезают резьбу, укомплектовывают муфтами и возвращают в эксплуатационный фонд. Этот цикл «эксплуатация - ремонт» повторяется несколько раз, пока длина трубы не станет короче 5,5 м. Технология нанесения мягкого покрытия освоена не во всех нефтедобывающих компаниях.

Исследователи коррозионных процессов отмечают, что для скважин с высокой коррозионной активностью срок службы НКТ не превышает 300-350 суток, а в некоторых случаях 200-250 суток. Ежегодные затраты на восстановление эксплуатационного фонда труб на нефтедобывающих компаниях России составляют более 12 млрд. руб. Проблему увеличения эксплуатационного ресурса НКТ следует считать актуальной и первоочередной. Пути решения проблемы связаны с разработкой и освоением производства высокохромистых сталей с содержанием хрома более 13%, удовлетворительно противостоящих коррозионному растрескиванию, освоением производства низколегированных сталей с низким содержанием неметаллических включений, а также термообработкой труб, обеспечивающей структуру металла с повышенной коррозионной стойкостью. Однако следует иметь в виду, что повышение прочностных характеристик металла труб снижает их устойчивость против сульфидного растрескивания. Отсюда следует вывод, что НКТ, изготовленные по традиционной технологии в монометаллическом варианте не могут обеспечить одновременно и высокие прочностные характеристики, и высокую коррозионную стойкость.

3. Защита НКТ от коррозии лейнированием

Достичь решения создавшегося комплекса проблем позволит внедрение производства лейнированных НКТ, а также технологии лейнирования изношенных НКТ [3]. Лейнированные НКТ представляют собой биметаллические трубы, в которых внешняя оболочка (НКТ) имеет высокие прочностные характеристики, воспринимающие внешние напряжения (давление добываемого продукта, вес насосно-компрессорной колонны и т. п.), а внутренняя оболочка представляет собой вставку в виде тонкостенной электросварной трубы (лейнер),

обеспечивающей повышение антикоррозионных свойств. Лейнирование труб - это изготовление биметаллической трубы способом совместной раздачи тонкостенной сварной трубы из коррозионно-стойкой стали и НКТ со слоем герметика между ними.

Схема технологического процесса лейнирования НКТ приведена на рис. 4.

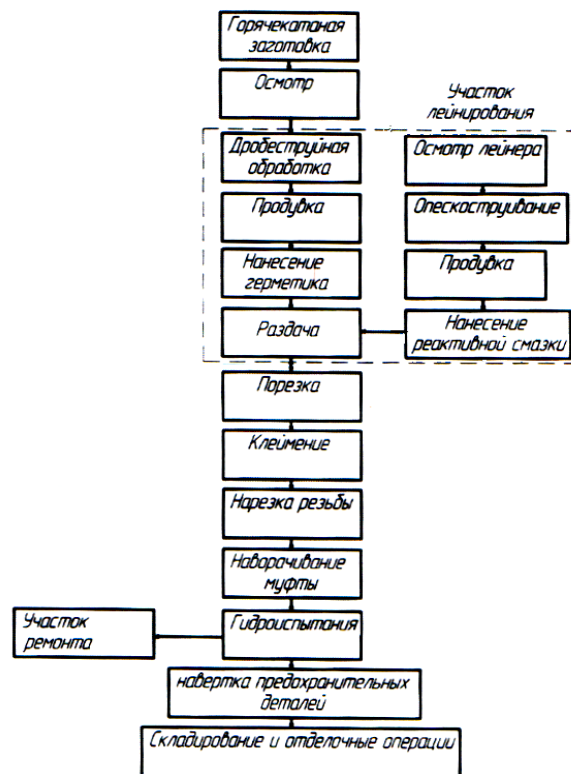


Рис. 4. Предлагаемая схема технологического процесса

Пакет НКТ труб-заготовок переносится на загрузочный стол и трубы поштучно подаются в желоб линии для обработки внутренней поверхности дробью. По окончании обработки труба передается на стол, где зажимается упором и продувается воздухом под давлением. Лейнер подвергается пескоструйной обработке наружной поверхности. На внутреннюю поверхность НКТ наносится герметик, а на внутреннюю поверхность лейнера – реактивная смазка. После сборки НКТ и лейнера осуществляется раздача лейнера оправкой на волочильном стане, а лейнированная НКТ подвергается нагреву до 150 °С для полимеризации герметика. В результате, он становится стойким к воздействию влаги, многократного термоциклирования и вибрации. Температуры эксплуатации отвержденного герметика находятся в диапазоне от -60 °С до 200 °С. Важная функция герметика заключается в разделении высокопрочной и коррозионностойкой оболочек, тем самым устраняя образование гальванопары, где металл лейнера выступает в качестве анода – расходующегося электрода. Устойчивость процесса раздачи без задигов на внутренней поверхности лейнера и налипание металла на оправку зависит от конструкции оправки, настройки волочильного

стана, обеспечивающих соосность НКТ, лайнера и оправки в любой момент раздачи трубы, особенно в начальный момент втягивания оправки в передний, предварительно подготовленный в виде раструба. Существенное влияние на качество лейнированных композитных труб оказывает смазка внутренней поверхности перед раздачей лайнера, обеспечивающей чистоту поверхности ($Ra = 0,5 \dots 0,6$ мкм) и уменьшение асфальтосмолопарафинистых отложений при эксплуатации. От смазки зависит износостойкость оправки, надежность разделения поверхности деформируемой трубы и оправки и снижение энергозатрат при раздаче. Технологические расчеты процесса лейнирования включают в себя: расчет зазоров между НКТ и лайнером; расчет поврежденности металла; расчет силы при раздаче труб. Расчет зазоров производится для того, чтобы подобрать размер лайнера, подходящий для определенного размера НКТ. Минимальный зазор

между лайнером и НКТ не должен быть меньше 1,5 мм, что обеспечит свободное прохождение лайнера в НКТ при сборке. Размеры НКТ и допустимые отклонения по диаметру и толщине стенки соответствуют [4]. Размеры лайнеров и допустимые отклонения по диаметру и толщине стенки соответствуют [5].

Расчет зазоров производится по формулам:

$$\delta_{\max} = \frac{1}{2} (D_{\max}^{\text{нкт}} - 2S_{\min}^{\text{нкт}} - D_{\min}^{\text{л}});$$

$$\delta_{\min} = \frac{1}{2} (D_{\min}^{\text{нкт}} - 2S_{\max}^{\text{нкт}} - D_{\max}^{\text{л}}).$$

Пример расчета зазора δ для НКТ с размерами 60x5,0 мм; 75x5,5 мм; 89x6,5 мм и 89x8 мм приведены в табл. 1.

Таблица 1

Расчет зазоров между НКТ и лайнером

№	Размеры НКТ, мм	Размеры лайнера, мм	δ_{\max} , мм	δ_{\min} , мм
1	$60,3 \pm 0,8 \times 5,0 \pm 10\%$	$45 \pm 1\% \times 1,5 \pm 0,2$	3,78	1,53
2	$73 \pm 0,8 \times 5,5 \pm 10\%$	$55 \pm 1\% \times 1,5 \pm 0,2$	4,7	2,3
3	$73 \pm 0,8 \times 7 \pm 10\%$	$53 \pm 1\% \times 1,5 \pm 0,2$	4,37	1,64
4	$88,9 \pm 0,8 \times 6,5 \pm 10\%$	$70 \pm 1\% \times 1,5 \pm 0,2$	4,35	1,55
5	$88,9 \pm 0,8 \times 8 \pm 10\%$	$65 \pm 1\% \times 1,5 \pm 0,2$	5,48	2,4

Расчет поврежденности металла. Полученные трубы не должны иметь макро- и микротрещин, которые снижают антикоррозионные свойства. Возможность макро- и микроразрушения проверяется по величине накопленной поврежденности металла труб, которая рассчитывается по формулам [6]:

$$\omega = \left(\frac{\Lambda}{\Lambda_p} \right)^a,$$

где Λ - степень деформации сдвига, определяется по формуле

$$\Lambda = 2 \ln \frac{D_{\max}^{\text{нкт}} - 2S_{\min}^{\text{нкт}} + 0,2}{D_{\min}^{\text{л}}},$$

Λ_p - пластичность металла, определяется по формуле

$$\Lambda_p = \chi \cdot \exp \left(\lambda \frac{\sigma}{T} \right),$$

где χ и λ - эмпирические константы материала лайнера [6]. Для материала шва лайнера при коэффициенте Лоде $\mu_0 = -1$: $\chi = 4,436$, $\lambda = -0,418$, а при коэффициенте Лоде $\mu_0 = 0$: $\chi = 2,448$, $\lambda = -0,419$;

$\frac{\sigma}{T}$ - показатель напряженного состояния, $\frac{\sigma}{T} =$

0,58; a - коэффициент пластического разрыхления, определяемый по формуле

$$a = a_0^{1+0,238 \frac{\sigma}{T}}, \quad \text{где } a_0 - \text{эмпирический}$$

коэффициент, a_0 для материала шва лайнера равен 1,63 [6]. Пороговые значения поврежденности были определены экспериментально [6]:

$$\omega^* = 0,2 \dots 0,3, \quad \text{что соответствует}$$

образованию энергетически устойчивых микропор, которые не заживают при термообработке;

$$\omega^{**} = 0,6 \dots 0,7, \quad \text{при этих значениях}$$

происходит объединение микропор в микрополости, что приводит к снижению эксплуатационных характеристик металлопродукции. Поврежденность не должна превышать критического значения $[\omega] = 0,2 \dots 0,3$.

Из табл. 2 видно, что на всех маршрутах раздачи лайнера поврежденность не превышает критическое значение.

Таблица 2

Расчет поврежденности металла при изготовлении биметаллических труб

№	Размеры НКТ, мм	Dmax, мм	Dmin, мм	Smax, мм	Smin, мм	Размеры лейнера, мм	Dmax, мм	Dmin, мм	Smax, мм	Smin, мм
1	60,3x5,0	61,1	59,5	5,5	4,5	45x1,5	45,45	44,55	1,7	1,3
2	73x5,5	73,8	72,2	6,05	4,95	55x1,5	55,55	54,45	1,7	1,3
3	73x7,0	73,8	72,2	7,7	6,3	53x1,5	53,53	52,47	1,7	1,3
4	88,9x6,5	89,7	88,1	7,15	5,85	70x1,5	70,7	69,3	1,7	1,3
5	88,9x8,0	89,7	88,1	8,8	7,2	65x1,5	65,65	64,35	1,7	1,3

Продолжение табл. 2.

№	Λ	ω(μσ=-1)	ω(μσ=0)
1	0,3208	0,01563	0,0445
2	0,3263	0,0161	0,0458
3	0,3143	0,0151	0,043
4	0,2416	0,0095	0,0271
5	0,3196	0,0155	0,0442

Расчет силы при раздаче труб. При раздаче происходит одновременное изменение диаметра, толщины стенки и длины лейнера. Так как изменение толщины стенки не зависит от размеров инструмента, то для получения труб заданных размеров важно знать зависимость между увеличением диаметра, утонением стенки и уменьшением длины трубы. Величина утонения стенки при раздаче была определена с помощью принципа возможных изменений

деформированного состояния. Имея в виду, что раздаче подвергаются тонкостенные трубы, расчет осуществили без учета дополнительной деформации, вызванной изгибом трубы в плоскостях на входе и выходе из очага деформации. Решение поставленной вариационной задачи выполнено в перемещениях В.Л Колмогоровым [7]. Из энергетического уравнения получена формула для расчета силы раздачи труб:

$$P = \sigma_s \pi D_0 S_0 \frac{2,025 \varepsilon \left(1 + \frac{\varepsilon}{2}\right) (\mu + \tan \alpha)}{2 \tan \alpha (1 - \mu \tan \alpha) + a \mu (1 + (\tan \alpha)^2)},$$

где $\varepsilon = \frac{\Delta D}{D_0}$ - величина подъема по диаметру; a -

относительное укорочение трубы, $a = \frac{\Delta l}{l_0}$ (Δl -

укорочение трубы, l_0 - исходная длина трубы).

Укорочение трубы Δl определено из равенства объемов трубы до раздачи и после раздачи.

S_0 - толщина стенки трубы, D_0 - исходный диаметр трубы.

α - угол наклона образующей к оси оправки, в нашем случае $\alpha=6^\circ$.

μ - коэффициент трения, принимаем $\mu = 0,1$ (при волочении со смазкой).

Расчеты усилия раздачи произведены с учетом того, что наружный диаметр НКТ при раздаче увеличится на 0,2 мм. Результаты расчетов сведены в табл. 3.

Таблица 3

Расчет силы раздачи

D _{нкт} , мм	D _л , мм	S _{нкт} , мм	S _л , мм	ε	P _{разд} , кН
60,3	45	5	1,5	0,0033	50,1489
73	55	5,5	1,5	0,0027	66,1701
73	53	7	1,5	0,0027	56,7443
88,9	70	6,5	1,5	0,0022	48,8695
88,9	65	8	1,5	0,0022	74,5319

Видно, что для всего сортамента труб сила на стенке с оправкой не превышает 75 кН. Технология лейнирования изношенных НКТ состоит в следующем.

Вышедшие из эксплуатации НКТ очищают от асфальтосмолопарафинистых отложений, а дальнейшие операции выполняются в соответствии со схемой на рис. 5.

4. Исследование надежности и долговечности лейнированных труб

Бесшовные насосно-компрессорные трубы, в монометаллическом варианте изготавливаются по традиционной технологии, как правило из стали марок 37Г2С и 32Г2С. Надежность и долговечность их определяется процессами коррозии и механических воздействий. Дефекты, имеющие локальный характер, образуются при эксплуатации преимущественно на внутренней поверхности труб, т. к. наружная поверхность НКТ защищается от коррозии ингибированием жидкости, находящейся в замкнутом пространстве между НКТ и обсадной трубой эксплуатационной колонны. В нижней части колонны замкнутые пространства загерметизировано пакером. По существующим нормативам глубина дефектов на внутренней поверхности труб не должна превышать 1,9 мм. На первом этапе было выполнено исследование герметичности и несущей способности биметаллических труб 60х5,0 мм группы прочности Д. Опытные трубы были изготовлены из шести биметаллических патрубков длиной 1700 – 1900 мм. На трех из шести изношенных НКТ с дефектами глубиной более 1,9 мм в среднем сечении по длине дополнительно перед лейнированием наносили по четыре сквозных отверстия диаметром 3 мм. Изношенные НКТ лейнировали раздачей электросварными трубами 47х1,5 мм из стали марки 10. Межслойные зазоры и резьбовые соединения сборной трубы были загерметизированы герметиком. Патрубки соединяли друг с другом на резьбе муфтами. Испытание сборных биметаллических труб осуществлялось на гидравлическом прессе «Brocke» в трубопрокатном цехе №4 ОАО «ПНТЗ». Гидравлическое давление за шесть ступеней повысили от 150 атм. до 580 атм. С выдержкой 60 с. По результатам испытаний сборная биметаллическая труба длиной 9500 мм выдержала испытание под давлением больше нормативного по ГОСТ Р 52203-2004 для НКТ группы прочности Д, изготавливаемых по традиционной технологии, на 13% без нарушения герметичности межслойных зазоров и резьбовых соединений с полным сохранением несущей способности по всей длине биметаллической трубы, включая участки со сквозными отверстиями в теле НКТ. Таким образом, технология лейнирования изношенных НКТ позволяет восстановить их эксплуатационный ресурс. Опытно-промышленные партии биметаллических НКТ, полученных способом лейнирования из изношенных труб 73х5,5 мм, имевших дефекты глубиной от 1,9 мм до 3,4 мм, прошли испытания в промысловых условиях на четырех объектах ОАО «Татнефть», в том числе на двух нагнетательных, одной добывающей скважинах и на трубопроводе высокого давления подачи воды к нагнетательной скважине. Условия эксплуатации НКТ на всех объектах характеризуются как тяжелые. Тонкостенные электросварные трубы-лейнеры, были изготовлены из стали 22ГЮ по ТУ 1373-021-05757850-07. Требования по содержанию химических элементов и механическим свойствам, изложенные в технических условиях ТУ 1373-021-05757850-07 существенно ужесточают нормативы, установленные для бесшовных и электросварных труб ГОСТ Р 52203-2004 и ГОСТ 10704-80. Поэтому исследованием служебных свойств лейнированных НКТ, после их эксплуатации более 3 лет установлено, что лейнированные трубы будут обладать повышенной коррозионной стойкостью

по сравнению с бесшовными НКТ на основании следующих показателей:

- у лейнированных НКТ обеспечено пониженное содержание химических элементов, в том числе: углерода в два раза, серы в 4,5 раза, фосфора в 2,5 раз;
- внутренняя поверхность лейнированной НКТ имеет шероховатость Ra 0,5-0,6, а бесшовной НКТ Ra 40-50, что больше, чем у лейнированной трубы в 8 раз;
- пластичность металла лейнера, определяемая относительным удлинением, нормой испытания на раздачу и сплющивание, в два-три раза превышают аналогичные показатели металла бесшовных НКТ, что увеличивает их ремонтпригодность, надежность и долговечность эксплуатации насосно-компрессорных колонн;
- снижение содержания в химсоставе стали вредных примесей серы, фосфора, азота существенно уменьшает количество неметаллических включений (сульфидов, нитридов, и т.п.), что повышает сопротивляемость стали коррозионным процессам;
- НКТ и лейнер, изготовленные из различных марок стали, разделены герметиком, что предотвращает развитие электрохимической коррозии.

Лейнированные НКТ из опытно промышленной партии эксплуатируются с 4 марта 2009 г., замечаний к качеству и работоспособности отремонтированных труб нет. Периодический контроль качества НКТ визуальным осмотром и гидроиспытанием, осуществляемые с подъемом труб из скважин, не выявил каких-либо нарушений их качества. После инспекции трубы продолжают эксплуатироваться в штатном режиме.

Восстановление эксплуатационного фонда НКТ лейнированием вместо приобретения новых труб обеспечивает увеличение эксплуатационного ресурса в 2 – 3 раза и снижение финансовых затрат на обслуживание скважин и приобретение новых НКТ на 30 – 50%.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев Ю. В. Подбор коррозионно-стойких НКТ к условиям месторождений ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК» // Журнал «Инженерная практика». №1. 2012. С. 74.
2. Шидгер. М. А., Ашогин Ф. Ф., Ефимов Е. А. Коррозия и защита металлов. М.: Металлургия, 1981, с. 358.
3. Пат. 2344266 Российская Федерация. МПК E21B17/01, B32B1/08, F16L9/18, B23K20/16, B21C37/06. Способ изготовления насосно-компрессорных труб / Богатов Н. А. № 2007114162/02, заявл. 17.04.2007; опубл. 20.09.2007.
4. ГОСТ Р 52203-2004. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия.
5. ГОСТ 11068-81. Трубы электросварные из коррозионно-стойкой стали. Технические условия.
6. Богатов А. А. Механические свойства и модели разрушения металлов: Учебное пособие для вузов. - Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. 329 с.
7. Теория обработки металлов давлением. Тарновский И. Я. и др. М.: Металлургиздат, 1963, 672 с.