

ЭМАЛЬ ПРОТИВ АСПО И КОРРОЗИИ ТРУБ

АЛЕКСАНДР ПЕРЕСЕДОВ
Генеральный директор ЗАО «ГИОТЭК»



Основными направлениями деятельности инжиниринговой компании ГИОТЭК являются производство и поставка стальных труб с внутренним силикатно-эмалевым покрытием, металлопластовых труб для добычи и транспортировки агрессивных и высоковязких нефтей, а также оказание услуг по обработке призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин в целях повышения нефтеотдачи (приемистости) методом газимпульсной обработки (ГИО). Многолетний опыт показал, что в жестких условиях эксплуатации никакие другие покрытия или материалы не могут быть противопоставлены эмалированным в защите и от АСПО, и от коррозии. Применение труб с покрытием в 4–6 раз увеличивает межочистный период с минимизацией интенсивности отложения асфальтосмолопарафиновых веществ и повышением межремонтного периода работы скважин. В свою очередь, наработка НКТ с эмалевым покрытием составляет от 835 до 1392 суток по сравнению с предыдущей наработкой стальных обычных НКТ от 97 до 187 суток. Есть силикатно-эмалевое покрытие — нет отказов...

С производством насосно-компрессорных труб с внутренним силикатно-эмалевым покрытием для добычи высоковязкой и агрессивной нефти наш холдинг, в состав которого входит известное в отрасли ЗАО «Эмант», стартовал в 2001 году (см. «Первый опыт»). Компания владеет патентом на этот процесс и на сегодня является единственной, осуществляющей такое производство в промышленных масштабах.

Защита для нефтепроводов

Внутреннее силикатно-эмалевое покрытие представляет собой композицию на основе силикатов и отличается высокой термической и химической стойкостью, устойчиво к абразивному износу и не допускает отложения парафина, смол и солей на стенках труб, надежно работает при температурах от -50°C до $+350^{\circ}\text{C}$.

Толщина покрытия промышленных трубопроводов 300–500 микрон гарантирует защиту от внутренней коррозии при транспортировке агрессивных продуктов (включая кислоту и щелочь) до 50 лет, а также уменьшает гидравлическое сопротивление и увеличивает пропускную способность трубопроводов.

Для защиты от почвенной коррозии на наружную поверхность труб наносится двух-трехслойная антикоррозионная изоляция из экструдированного полиэтилена. Толщина покрытия соответствует требованиям усиленной и весьма усиленной полиэтиленовой изоляции.

При сооружении трубопроводов для защиты от коррозии наружного сварного шва используются термоусаживающиеся манжеты (поставляются в комплекте с изолированными трубами по заявке покупателя).

Производство лицензировано Госгортехнадзором РФ. Система управления качеством по нанесению антикоррозионного полиэтиленового и силикатно-эмалевого защитного покрытия отвечает требованиям международного стандарта ISO 9001 (сертификат соответствия №87966).

Данный вид покрытий не только защищает внутреннюю поверхность трубы от коррозии, но и уменьшает отложения АСПО. Технология сварки позволяет наносить силикатно-эмалевое покрытие на внутреннюю поверхность сварного шва непосредственно на месторождении со 100%-ным контролем качества такого покрытия.

Отсутствие отказов эмалированных труб в течение более 20 лет позволяет оптимистично говорить о надежности разработанного и предлагаемого ЗАО «ГИОТЭК» метода защиты сварного шва в процессе сварки.

ЗАО «ГИОТЭК» комплектует поставляемые трубы (по заявке покупателя) эмалированными соединительными деталями трубопроводов (отводами, переходами, тройниками, заглушками). Кроме того, возможно изготовление и поставка нефтепроводных труб для промышленных и магистральных нефтегазопроводов с внутренним силикатно-эмалевым покрытием (76–325 мм) и наружным алюмокерамическим напылени-

ПЕРВЫЙ ОПЫТ

Первым в практике применения трубы ГИОТЕКа стало НГДУ «Богородскнефть», работавшее на границе Саратовской и Волгоградской областей, которое эксплуатировало четыре фонтанирующих скважины со следующими характеристиками: состав нефти — смол акцизных 13–17%, парафина 6–8%; глубины скважин — от 1241 до 1264 метров; периодичность спуска скребка с использованием устройства депарафинизации скважин (УДС) — 1 раз в 3 часа.

Пробки в скважинах образовывались на отметке 700 метров от устья с периодичностью от двух недель до четырех месяцев. Ремонтных бригад у НГДУ не было, нанимали «юкосовские» — ремонт скважины составлял до 10 суток, а сутки работы ремонтной бригады в ценах 2001 года составляли 51 тыс. рублей. В итоге за год только на ремонт скважины тратилось от 1,5 млн рублей, не считая стоимости недобытой нефти, при дебите скважины в среднем 24 тонны в сутки.

Официальные итоги производственных испытаний зафиксировали эффективность труб с эмалевым покрытием производства ЗАО «ГИОТЭК» — ныне они являются основой всех скважин НГДУ, как и введенного в эксплуатацию внутрипромыслового нефтепровода.

ем (56–325 мм), а также оснащение колон эмНКТ эмалированными скребками.

Эмалированные трубы незаменимы при транспортировке особо агрессивных сред в химической, нефтеперерабатывающей, пищевой промышленности. Срок их службы намного выше, чем труб из нержавеющей стали или сплавов. От кислот, например, трубы из нержавеющей стали выходят из строя через один-два месяца, фторопластовые приходится «штопать» дважды в месяц, а эмалированные держатся не менее года.

Подтверждением этому являются многолетние наблюдения

за «поведением» промышленных партий эмалированных труб, эксплуатируемых ОАО «Транснефть», Запорожским заводом «Кремнийполимер», Омским заводом синтетического каучука, Новокуйбышевским нефтеперерабатывающим комбинатом, компанией «Приднепровские магистральные нефтепроводы» и многими другими предприятиями (см. «География применения...»).

Защита от АСПО

Месторождения Хасырейское, Черпаюское, Нядейюское, входящие в группу Вала Гамбурцева

(НАО), территориально приурочены к зоне сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. Средняя глубина залегания продуктивных пластов — 2503 метра. Нефти месторождений Ва-

ЗАО «ГИОТЕК» — единственная отечественная компания, производящая насосно-компрессорные трубы с внутренним силикатно-эмалевым покрытием в промышленных масштабах

ла Гамбурцева высокопарафинистые (10,2–12,9%) с высоким содержанием смол (9,9–17,5%), асфальтенов (2,5%); средняя температура застывания нефти 18°C. Температура начала кристаллизации парафина при пластовом дав-

Эмалированные трубы незаменимы при транспортировке особо агрессивных сред: срок их службы намного выше, чем труб из нержавеющей стали или сплавов

лении составляет 38°C, температура плавления парафина — 72°C.

Анализ геолого-физических характеристик месторождений, глубинных и устьевых проб нефти и АСПО выявил основные факторы, обуславливающие интенсивное накопление твердой фазы на поверхности НКТ при добыче нефти.

На сегодняшний день по всем скважинам, оборудованным НКТ с внутренним покрытием, межочистной период увеличился в среднем в пять раз

Прежде всего, это невысокие пластовые температуры (41–43°C) в сочетании с высокой температурой кристаллизации парафина (38°C), достаточно большая глубина залегания нефти (2500 метров) и присутствие в разрезе многолетнемерзлых пород.

Перечисленные факторы способствуют образованию АСПО на поверхности насосно-компрессорных труб с глубины 2000 метров. Это осложняется тем, что процесс парафинизации оборудования интенсифицируется высоким содержанием в нефти пара-

ГЕОГРАФИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТРУБ ЗАО «ГИОТЭК»

ОАО «Роснефть»:

- ОАО «Северная нефть» — группа прочности Е (отложения смол и асфальтенов);
- ОАО «НК Роснефть-Пурнефтегаз» — группа прочности К (отложения смол и асфальтенов).

ОАО «РИТЭК»:

- НГДУ «РИТЭКНадымнефть» — группа прочности Д, К (отложения парафинов);
- НГДУ «РИТЭКБелоярскнефть» — группа прочности К (коррозионно-активный фонд скважин).

ОАО НК «ЛУКОЙЛ»:

- ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» — группа прочности Д, К (коррозионно-активный фонд скважин);
- ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» — группа прочности Д (коррозионно-активный фонд скважин, отложения АСПО);
- ООО «Нарьянмарнефтегаз» — коррозионно-активный фонд скважин.

ОАО «Сургутнефтегаз» — коррозионно-активный фонд скважин.

ОАО «Томскнефть» — группа прочности Е (отложения смол и асфальтенов).

Результаты исследований НКТ с внутренним покрытием

№ скважины	Дата спуска	Глубина спуска, м	Параметры работы скважин с обычными НКТ			Параметры работы скважин после спуска эмНКТ		
			Кол-во	МРП, сут.	Межочистной период, час	Кол-во	МРП, сут.	Межочистной период, час
			ремонтов по причинам АСПО в год			ремонтов по причинам АСПО		
5016	22.05.2004	2 020	2	190	3	0	В работе 355 сут.	12
5008	26.07.2004	1 950	4	93	4	0	В работе 463 сут.	24

финов и смол в сочетании с шероховатостью поверхности НКТ. В результате происходит образование прочных АСПО, хорошо сцепленных между собой и поверхностью НКТ. И, наконец, в процессе эксплуатации скважин при снижении давления до давления насыщения и ниже при подъеме продукции происходит разгазирование нефти и ее охлаждение, что повышает интенсивность процесса парафиноотложения.

С 2006 года весь действующий фонд скважин месторождений Вала Гамбурцева комплектуется НКТ с внутренним силикатно-эмалевым покрытием

В процессе эксплуатации скважин происходит уменьшение внутреннего проходного сечения труб вплоть до создания аварийной ситуации — парафиновой пробки. Достаточно высокие дебиты скважин (180–200 м³/сут.) и, соответственно, высокие скорости потока жидкости в подъемных трубах не снижают интенсивность отложения парафина в НКТ.

Наработка НКТ с эмалевым покрытием составляет от 835 до 1392 суток по сравнению с предыдущей наработкой стальных обычных НКТ от 97 до 187 суток

Для безаварийной, устойчивой работы фонда скважин на месторождениях Вала Гамбурцева в 2004 году ОАО «РосНИПИтермнефть» выполнило работу по подбору технологий предотвращения и удаления АСПО в лифтах скважин. Кроме стандартных скребков к опытно-промышленному внедрению было предложено несколько наиболее перспективных технологий.

Проводились испытания ингибиторов парафиноотложения рос-

сийского и импортного производства специально подобранных для нефти Вала Гамбурцева. При дозировании ингибиторов на скважине №5018 межочистной период увеличился с трех до шести часов. При этом надо отметить, что устойчиво положительных результатов достичь не удалось — были отмечены случаи возрастания интенсивности отложения АСПВ и необходимости сокращения межочистного периода до трех часов.

Помимо химического метода было апробировано применение труб с внутренним силикатно-эмалевым покрытием по ТУ 14-2Р-370-2003, представляющим собой композицию на основе силикатов. Используемые эмНКТ 73*5,5 группы прочности «Е» характеризуются высокой степенью гладкости, абразивной устойчивостью, термостойкостью.

Опытные работы по определению эффективности применения эмНКТ с внутренним покрытием проводились в 2004 году (см. «Результаты исследований...»). Итоги свидетельствуют о том, что применение труб с покрытием значительно (в 4–6 раз) увеличивает межочистной период, т.е. снижается интенсивность отложения асфальтосмолопарафиновых веществ, повышается межремонтный период работы скважин.

Визуальный осмотр НКТ после подъема из скважины показал отсутствие твердой фазы АСПО на поверхности с силикатно-эмалевым покрытием; наличие отложений отмечено на незащищенной покрытием внутренней поверхности соединительных муфт.

На сегодняшний день по всем скважинам, оборудованным НКТ с внутренним покрытием, есть положительный результат: межочистной период увеличился в среднем в пять раз. Ремонтов, связанных с АСПО, по данным скважинам не проводилось. С

2006 года весь действующий фонд скважин месторождений Вала Гамбурцева комплектуется НКТ с внутренним силикатно-эмалевым покрытием.

Необходимо ответить, что, кроме описанных выше, проводились испытания других способов, в том числе: очистные устройства (фрезы), скребок парашютный автоматический (СПАА), твердые ингибиторы отложений АСПВ, но в сложившихся условиях эксплуатации скважин данные методы оказались неэффективными.

На основании анализа возможности применения различных технологий борьбы с АСПО в условиях скважин месторождений Вала Гамбурцева и результатов проведения опытно-промышленных работ можно сделать вывод, что на сегодняшний день не определен метод предотвращения образования АСПО, позволяющий полностью отказаться от механической очистки скребками. Но если принять за критерий эффективности применяемых методов увеличение межочистного периода работы скважин, то наиболее эффективным является применение эмНКТ с силикатно-эмалевым покрытием по ТУ 14-2Р-370-2003 (см. «Преимущества НКТ с силикатно-эмалевыми покрытиями»).

Защита от коррозионно-активных нефтей

С целью прогнозирования работоспособности промышленного оборудования и разработки эффективных способов защиты от коррозии на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проводится коррозионный мониторинг, основанный на системном анализе условий и кинетики коррозионных процессов, по определению содержания коррозионной агрессивности нефтепромысловых сред,

ПРЕИМУЩЕСТВА НКТ С СИЛИКАТНО-ЭМАЛЕВЫМИ ПОКРЫТИЯМИ

В сравнении с остеклованными, эпоксидными и полимерными покрытиями трубы с силикатно-эмалевым покрытием имеют следующие преимущества:

- температура эксплуатации труб до +350°C, что позволяет проводить распарафиневание на «жесткую», при этом целостность слоя эмали не нарушается и смолы не коксуются на стенках труб, как это имеет место на черных трубах;
- высокая стойкость к абразивному износу, возможно применение УДС;
- эмаль достаточно пластична, при упругих деформациях металла не происходит разрушение и отслаивание эмали;
- эмаль стойка к воздействию кислот и агрессивных сред;
- механические свойства эмали: удар не менее 20 кгс/см².

скоростей коррозии трубопроводных систем и оборудования.

В результате проведенного коррозионного мониторинга были выявлены основополагающие факторы коррозии. При значительном обводнении добываемой продукции (свыше 70%) наблюдается тенденция роста содержания H₂S.

Преждевременный выход в ремонт оборудования вызван отказами в работе по причинам коррозии узлов электрогрузных установок (ЭПУ) и негерметичностью насосно-компрессорных труб (НКТ), причем доля низкой эксплуатационной надежности НКТ составляет около трети отказов. Из-за сквозных коррозионных поражений заметно увеличилось число отказов узлов ЭПУ и НКТ, отбраковок по причине коррозии, что приводит к снижению наработки внутрискважинного оборудования, которая зачастую не превышает 100 суток.

Исследование извлеченного во время ремонта скважин ЭПУ позволило установить, что коррозионные поражения являются преимущественно локальными: пятнами и язвами, часто приводящими к сквозным коррозионным разрушениям НКТ, насосов, рабочих колес двигателей и коррозионному растрескиванию. Повреждения развиваются под слоем продуктов коррозии и могут долго оставаться незамеченными, вплоть до отказа. Обширные язвы, глубокие питтинги, вплоть до сквозных локальных разрушений, присущи тем скважинам, где есть условия для редуцирования сероводорода сульфатвосстанавливающими бактериями.

Исследования показывают, что под отложениями концентрация

биогенного сероводорода составляет 1400 мг/дм³ и в несколько раз превышает его содержание в объеме среды (до 100 мг/дм³). Скорости коррозии локальных участков с учетом глубины поражения в системе ППД составляют в среднем 3,5 мм/год. Коррозионные процессы в скважине развиваются еще активнее, скорости растут, достигая на некоторых локализованных участках 25–30 мм/год.

Внедрение комплексной антикоррозионной защиты, включающей ингибиторные обработки систем ППД и периодические ударные бактерицидные обработки продуктивных пластов, дало возможность повысить технологическую и экономическую эффективность защиты нефтепромыслового оборудования и коммуникаций.

С целью комплексного подхода к антикоррозионным мероприятиям стали внедряться ЭПУ и НКТ — внутрискважинное оборудование в коррозионно-стойком исполнении.

В ОАО «ЛУКОЙЛ-Коми» трубы нашего производства в сентябре 2004 года были установлены на пяти самых проблемных скважинах. До этого НКТ в данных скважинах стояли не более 100 дней. Выброски НКТ по причине сквозной коррозии составляли от 30% до 80% от труб подвески. С тех пор эмНКТ закупается на регулярной основе. В ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» после поставки пробной партии эмНКТ в марте 2004 года отмечены высокие эксплуатационные характеристики эмНКТ и заказана новая партия продукции. Всего на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» находятся в эксплуатации 17 скважин, осна-

щенных НКТ с внутренним антикоррозионным покрытием. Все они производства нашего холдинга.

Наработка НКТ с эмалевым покрытием составляет от 835 до 1392 суток по сравнению с предыдущей наработкой стальных обычных НКТ от 97 до 187 суток.

Совместно с заказчиком приняты меры по совершенствованию технологии изготовления в

Качественному эмалевому покрытию НКТ для защиты поверхности труб нет альтернативы при использовании в осложненном коррозионном фонде скважин

части производства и применения НКТ с высаженными наружу концами и муфтами. При этом утолщение стенки в высаженной части обеспечит напряжение в трубе ниже предела текучести металла. Ведутся работы по подбору марок сталей и оптимизации температурного режима эмалирования с целью повышения качества покрытия. Отсутствие опыта работы с НКТ с внутренним покрытием требует внесения дополнений в регламент на проведение СПО, эксплуатации труб и по их отбраковке. Проблемы данного порядка в настоящее время решаются.

Заказчик подтвердил, что качественное эмалевое покрытие НКТ является высокоэффективным для

Отсутствие отказов эмалированных труб в течение более 20 лет позволяет говорить о надежности предлагаемого ЗАО «ГИОТЭК» метода защиты

защиты поверхности труб и рекомендовал к промышленному использованию в осложненном коррозионном фонде скважин. В отличие от полимерных покрытий оно абсолютно непроницаемо для коррозионной среды и защищает от коррозионного разрушения. Кроме того, гладкое эмалевое покрытие предотвращает соле- и парафиноотложения. 

тел. / факс: (495) 777-52-48
адрес электронной почты: info@giotek.ru
www.giotek.ru