



**BOGORODSKNEFT**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

Закрытое акционерное общество

«БОГОРОДСКНЕФТЬ»

Россия, 410031, Саратов,  
ул. Московская, 55, оф. 75  
Тел / Факс: (8452) 26 53 79,  
e-mail: bpr@rosneft.ru 26 34 96

Россия, 107813, Москва,  
ул. Садовая-Черногрозская, д.8  
Тел. (095) 207 50 06, 207 51 10  
207 59 01



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор  
ЗАО "Богородскнефть"

В. Я. Гришанин

07.08.2003 г.

**Заключение по результатам использования  
НКТ (насосно-компрессорных труб)  
ГОСТ 633-80  
с внутренним силикатно-эмалевым покрытием.  
(ТУ 1390-001-01297858-96).**

Компания ЗАО "Богородскнефть" осуществляет добычу нефти на Богородском месторождении Саратовской области. Способ эксплуатации - фонтанный, горизонт эксплуатации - С<sub>1</sub><sup>бб</sup> (Бобринковский), глубины 1241-1264 м.

На протяжении всей своей деятельности (с 1998 г.), а именно в отношении добычи нефти, ЗАО "Богородскнефть" постоянно сталкивалось с одной проблемой - большое содержание АСПО (асфальто-смолисто-парафинистых отложений) в составе нефти:

- смол акцизных 13-17%
- парафина 6 - 8%

В процессе эксплуатации скважин парафин и смолы откладываются на стенках НКТ, что в конечном итоге приводит к уменьшению внутреннего проходного диаметра труб (с 62 мм. до 25 мм.) вплоть до создания аварийной ситуации - "глухая" парафиновая пробка в НКТ.

Основным способом борьбы с АСПО на Богородском месторождении является спуск скребковых устройств в скважину при помощи УДС. Однако периодичность спуска скребков (1 раз в 3 часа) не помогает полностью избавиться от отложений на стенках НКТ, и в результате скважины периодически (1 раз в 3-4 месяца) выводились в ремонт с целью их депарафинизации с подъемом и пропаркой НКТ на поверхности.

За время существования компании были испытаны ряд способов, при помощи которых старались достигнуть эффекта продолжительности межремонтного периода работы скважины:

1. Термальная обработка скважин при помощи АДПМ (нагрев нефти и прокачка ее в скважину).

Учитывая тот факт, что парафин плавится при температуре порядка 70°-80°С, температурный режим нагрева нефти варьировал от 70° до 120°. Объяснение выбора режима простое: если парафин при высокой температуре плавится, то, как доказано на практике, смолы "высушиваются", коксуются на стенках НКТ и это приводит к увеличению темпа роста отложений на трубах.

2. Термальная обработка при помощи ППУ (эффект тот же, что и пункте №1).

Помимо указанных способов были испытаны и ряд других способов, но все они не приносили ожидаемого результата, поэтому в 2001 году геологической и технологической службой ЗАО "Богородскнефть" было принято решение найти способ, который в корне решил бы проблему с АСПО. То есть для того чтобы не применять способы для борьбы с отложениями надо было найти решение в том, чтобы АСПО не откладывались или откладывались на стенках НКТ в меньшей степени.

Основываясь на тот факт, что парафин и смолы откладываются на неровных поверхностях и уже, потом за счет сцепления частиц парафина и смол между собой образуют своего рода нарост на внутренних стенках НКТ, было принято решение рассмотреть вопрос о спуске в интервал отложения парафина (0-700 м.) труб с внутренним покрытием сглаживающего неровности и дефекты внутренней поверхности НКТ.

ЗАО «Торговый Дом «Фамильный» по просьбе ЗАО «Богородскнефть» предложило несколько вариантов поставки подобных труб:

- С внутренним полимерным покрытием,
- С внутренним покрытием эпоксидными смолами
- Трубы с термодиффузионноцинковым покрытием
- И трубы с внутренним силикатно-эмалевым покрытием

В процессе выбора вида покрытия были учтены состав нефти и технология эксплуатации скважин, и было принято решение остановиться на НКТ с силикатно-эмалевым покрытием по ТУ 1390-001-01297858-96.

В 2001 г. в адрес ЗАО «Богородскнефть» была поставлена пробная партия трубы НКТ 73x5,5 мм с внутренним силикатно-эмалевым покрытием.

Поставляемые трубы соответствовали ГОСТ 633-80 и ТУ 1390-001-01297858-96.

Тело трубы: производства ОАО «ВТЗ» по ТТ 14-3-1029-2000 гр.пр.Д  
Муфты: производства ФГУП «Невьянский механический завод» гр.пр.Д  
Нарезка, УЗК, навинчивание муфт, гидротестирование труб произведены в соответствии с ГОСТ 633-80 ООО «Нефтебурконплект», г. Радужный.  
Эмалированные: произведено ОАО «НЕГАСПЕНЗАПРОМ» по ТУ 1390-001-01297858-96

Объем поставки: 124 шт.(1224,43 м.).

В качестве экспериментальной была выбрана новая скважина - №11 Богородского Месторождения, которая вышла из бурения, с следующим составом нефти:

- смол асфальтовых - 16%
- парафина - 4,3%
- кокса - 2,5%

В качестве оптимальной были выбраны следующие параметры подвески НКТ (снизу-вверх)

- 1230-700 м. - простая НКТ,
- 700 -0 м. НКТ с силикатно-эмалевым покрытием.

График спуска скребка - 1 раз в 3 часа. (общий график для всех скважин, для сравнения в эксперименте было задействовано еще 3 скважины: №№1, 2, 12) со сходными параметрами состава нефти, но с простой НКТ спущенной в интервале отложения парафина.

**Параметры работы скважин Богородского месторождения с 01.11.01 г. по 01.11.02 г.**

№ скважины	общее кол-во дней эксплуатации	кол-во ремонтов по причине отложения АСПО.
<b>1</b>	<b>213</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>252</b>	<b>2</b>
<b>11</b>	<b>295</b>	<b>0</b>
<b>12</b>	<b>204</b>	<b>2</b>

Стоит обратить внимание на тот факт, что НКТ в скважину №11 были спущены 23.08.01 г. и до освоения, которое было проведено 12.09.01 г., скважина была заполнена полимер-глинистым р-ом с уд. весом 1,18 г/см<sup>3</sup>, Т=30 сек., В=6 см<sup>3</sup>/30 мин.

За время эксперимента проходной внутренний диаметр НКТ на скв. №11 за счет отложения АСПО с 58 мм. уменьшился до 46 мм. Как видно из результатов эксперимента полностью предотвратить процесс отложения смол и парафина не удалось, но в тоже время безусловно налицо тот факт, что АСПО откладываются на стенках НКТ в гораздо меньшей степени и как следствие увеличение межремонтного периода скважины минимум в 3 раза.

В период с 01.11.01 г. по 01.11. 02г. был проведен еще один эксперимент по определению эффективности использования труб с силикатно-эмалевым покрытием.

02.05.02 г. в скважину №12 спустили подвеску следующего порядка (снизу-вверх):

- 1241-632 м. - простая НКТ,
- 632-131 м. - НКТ с силикатно-эмалевым покрытием.

- 131- 0 м. - простая НКТ.

В ходе эксплуатации скважины при спуске скребков, наблюдалось их торможение при прохождении интервала 0-131 м., и идеальное прохождение в интервале 132-и ниже (спуск скребков осуществляется на глубину до 750 м.).

В результате через короткий период времени (28.09.02 г.) скважина была выведена в ремонт из-за уменьшения проходного диаметра в НКТ и вставанием скребка в интервале 0 -131 м..

После подъема НКТ, при подземном ремонте, на поверхность, был проведен их осмотр и сравнение уровней отложений АСПО в простых и трубах с силикатно-эмалевым покрытием. В ходе сравнительного анализа установлено, что:

- Интенсивность отложений АСПО в простых и трубах с силикатно-эмалевым покрытием различна, по сравнению с простыми НКТ трубы с силикатно-эмалевым покрытием отличается гораздо меньшим накоплением внутри смол и парафина.

При проведении ремонта скважины трубы с силикатно-эмалевым покрытием были подвержены термальной обработке - пропарка труб при помощи ППУ (Т обработки = 120<sup>0</sup> С.) на "жесткую" до чистой эмали. После этого НКТ с силикатно-эмалевым покрытием были подвержены механическому воздействию и были осмотрены вторично, следов сколов и дефекта эмали и трубы обнаружено не было.

Как видно из вышеперечисленных фактов применение НКТ с силикатно-эмалевым покрытием позволяет значительно снизить интенсивность отложения АСПО, что приводит к увеличению межремонтного периода скважины и уменьшению экономических потерь.

Оперируя фактами суммарная экономия на непроведении подземного ремонта скважины №11 (из расчета 3-х ремонтов) за время эксперимента составила порядка 350 тыс. руб., а если учитывать время и период ожидания ремонта (порядка 20 дней из расчета 3-х ремонтов), то экономия на добытой нефти составляет - 480 тн. нефти (из расчета 24 тн/сут.).

При приёмке первой полученной партии 41% (51 шт, 505 м) труб имели технические дефекты изготовления:

- наплывы и сколы силикатно-эмалевого покрытия на концах труб (51 шт),
- искривления по телу трубы (3 шт),
- муфты на трубах затянуты слабо.

Указанные дефекты устранены выездной ремонтной бригадой поставщика. Отремонтированные трубы в полном объеме приняты в эксплуатацию на скв. №12 - 02.05.02 г.

Учитывая опыт поставки первой партии труб, были внесены изменения в технологию производства труб с покрытием, что позволило снять все вопросы по качеству. В сентябре 2002 года ООО «ТМП-Поставка» была поставлена партия труб с внутренним силикатно-эмалевым покрытием группы прочности К.

Поставленные трубы соответствуют ГОСТ 633-80 и ТУ 1390-001-01297858-96.

Тело трубы: производства ОАО «ВТЗ» по ТТ 14-3-1029-2001 гр.пр.К

Муфты: производства ФГУП «Невьянский механический завод» гр.пр.К

Нарезка, УЗК, навинчивание муфт, гидротестирование труб произведены в соответствии с ГОСТ 633-80 ООО «ИТМЗ»

Эмалирование: производства ОАО «НЕГАСПЕНЗАПРОМ» по ТУ 1390-001-01297858-96

Объем поставки 19,5 тн. - 226 штук труб.

Все 100% поставленных труб приняты к эксплуатации:

750 м. НКТ с силикатно-эмалевым покрытием спущены в скв. №13 Богородского н-ня - 09.11.02 г.

**Зам. генерального директора  
по производству  
ЗАО "Богородскнефть"**

**Геолог ЗАО "Богородскнефть"**

*Кротов*  
*Михеев*

**А. В. Кротов**  
**А. С. Михеев**

