

# ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНОГО ОБРАЗОВАНИЯ АСПО

на месторождениях Вала Гамбурцева ОАО «Северная нефть»

«Тяжелые условия добычи нефти» — эти слова, подразумевающие не только климатические условия, но и высокое содержание парафина, смол, асфальтена в нефти, характеризуют, в том числе, и группу месторождений Вала Гамбурцева — Хасырейское, Черпаюское, Нядейюское. Месторождения расположены в юго-восточной части Ненецкого автономного округа, территориально приурочены к зоне сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. Средняя глубина залегания продуктивных пластов — 2503 м. Нефти месторождений Вала 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 давлении составляет 38°C, температура плавления парафина 72°C. Все это создает ряд серьезных проблем. Одним из основных факторов, осложняющих эксплуатацию скважин, является отложение асфальтосмолопарафиновых веществ на поверхности внутрискважинного оборудования, которое приводит к снижению межремонтного периода работы, эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин.

**БЫЛКОВ  
ВАСИЛИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ**  
Заместитель начальника  
производственного отдела  
ОАО «Северная нефть»

## Характеристика проблемы

Анализ геолого-физических характеристик месторождений Вала Гамбурцева, глубинных и устьевых проб нефти и АСПО позволил выявить основные факторы, обуславливающие интенсивное накопление твердой фазы (в частности, АСПО) на поверхности НКТ при добыче нефти. Прежде всего, это невысокие пластовые температуры (41–43°C) в сочетании с высокой температурой кристаллизации парафина (38°C), достаточно большая глубина залегания нефти (2500 м) и присутствие в разрезе многолетнемерзлых пород. Перечисленные факторы способствуют образованию АСПО на поверхности насосно-компрессорных труб с глубины 2000 м. Это осложняется тем, что процесс парафинизации оборудования интенсифицируется высоким содержанием в нефти парафинов и смол в сочетании с шероховатостью поверхности НКТ. В ре-

зультате происходит образование прочных АСПО, хорошо сцепленных между собой и с 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.

Достаточно высокие дебиты скважин (180–200 м<sup>3</sup>/сут) и, соответственно, высокие скорости потока жидкости в подъемных трубах не снижают интенсивность отложения парафина в НКТ.

В процессе эксплуатации скважин происходит уменьшение внутреннего проходного сечения труб вплоть до создания аварийной ситуации — парафиновой пробки.

Основным способом борьбы с АСПО является механическая очистка колонны НКТ спуском скребков на про-

волоке с установки депарафинизации УДС. Данный способ, при достаточно высокой частоте спуска скребков (в среднем 1 раз в 3 часа), не позволяет полностью исключить остановки скважин из-за обрывов, подбросов, непрохождения скребков с последующим выводом скважин в ремонт для подъема и депарафинизации НКТ на поверхности, что значительно снижает межремонтный период работы скважин.

## Предложенные решения

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

Для испытания работоспособности и эффективности действия ингибиторов АСПО был применен комплекс оборудования для глубинного дозирования реагента непосредственно в лифт скважины (производства ООО «Синергия-лидер», г. Пермь). Данный комплекс представлен наземными и подземными комплектами (Рис.1). Наземная часть состоит из блока подачи реагента, наземной части трубопровода с клапаном ввода реагента. Подземная часть состоит из скважинного трубопровода и муфты клапана под НКТ-2,5 дюйма для

## Результаты применения НКТ с внутренним покрытием

№ скважины	Дата спуска	Глубина спуска, м	Параметры работы скважин с обычными НКТ			Параметры работы скважин после спуска эмНКТ		
			Кол-во ремонтов по причинам АСПО в год	МРП, сутки	Межочист-ной период, час	Кол-во ремонтов по причинам АСПО	МРП, сутки	Межочист-ной период, час
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

ввода реагента в полость НКТ. Скважинный трубопровод Ду-6х0,4 мм на рабочее давление Р-400 атм. (Рис.2). Подача реагента производится ниже зоны начала образования АСПО (на скв. №5018 — 2290 м), предотвращая тем самым образование парафиновых отложений. Проводились испытания ингибиторов парафиноотложения российского и импортного производства (фирм Baker Petrolite и СЕСА), специально подобранных для нефтей Вала Гамбургцева. При дозировании ингибиторов на скв. №5018 межочистной период увеличился с 3 до 6 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 3 часов.

Положительным фактом является отсутствие ремонтов на данной скважине за период дозирования ингибиторов (490 суток).

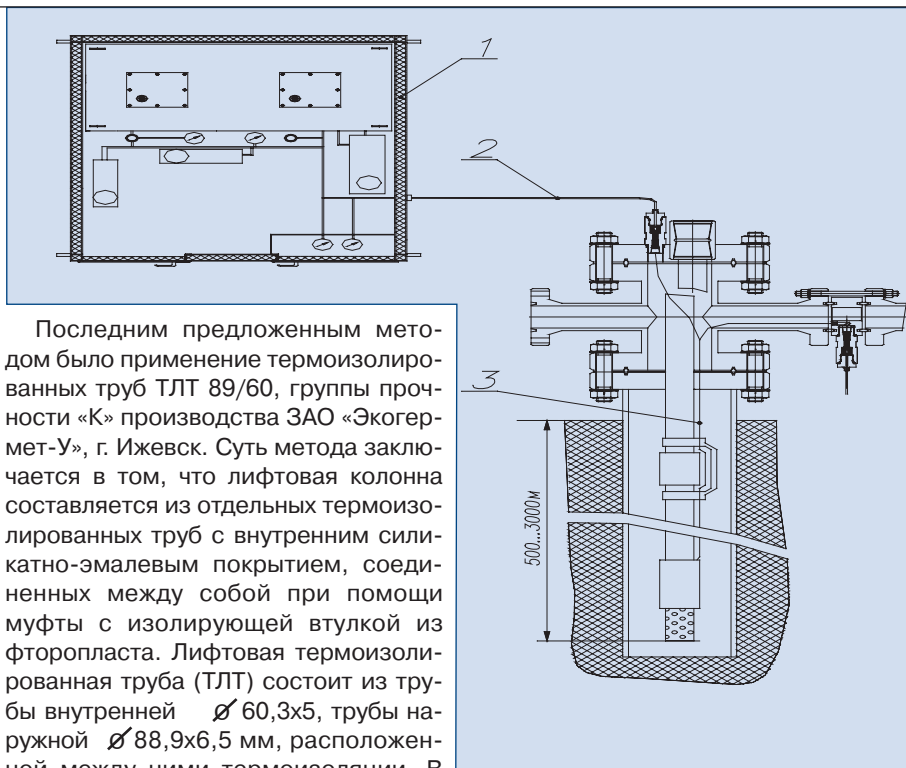
Помимо химического метода было апробировано применение труб с внутренним силикатно-эмалевым покрытием по ТУ 14-2Р-370-2003 (производства ЗАО «ЭМАНТ»), представляющим собой композицию на основе силикатов. Используются эмНКТ 73х5,5 группы прочности «Е» характеризуются высокой степенью гладкости, абразивной устойчивостью, термостойкостью.

Опытные работы по определению эффективности применения эмНКТ с внутренним покрытием проводились в 2004 году, результаты приведены в таблице.

По результатам исследований видно, 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 не защищенной покрытием внутренней поверхности соединительных муфт.

По состоянию на 1 ноября 2005 года, НКТ с внутренним покрытием оборудованы 36 скважин, по всем скважинам получен положительный результат, межочистной период увеличился в среднем в 5 раз. Ремонт, связанных с АСПО, по данным скважинам не было. В дальнейшем планируется оборудовать весь действующий фонд скважин месторождений Вала Гамбургцева НКТ с внутренним силикатно-эмалевым покрытием.



**Рис. 1** Оборудование подачи реагента:  
1-блок подачи реагента БПР;  
2-трубопровод наземный;  
3-трубопровод скважинный гибкий

Последним предложенным методом было применение термоизолированных труб ТЛТ 89/60, группы прочности «К» производства ЗАО «Экогермет-У», г. Ижевск. Суть метода заключается в том, что лифтовая колонна состоит из отдельных термоизолированных труб с внутренним силикатно-эмалевым покрытием, соединенных между собой при помощи муфты с изолирующей втулкой из фторопласта. Лифтовая термоизолированная труба (ТЛТ) состоит из трубы внутренней  $\varnothing 60,3 \times 5$ , трубы наружной  $\varnothing 88,9 \times 6,5$  мм, расположенной между ними термоизоляции. В межтрубном пространстве создан вакуум.

Лифтовой колонной из термоизолированных труб оборудована скважина №5010 Хасырейского месторождения. В результате применения термоизолированных труб температура на устье скважины повысилась с  $4^{\circ}\text{C}$  до  $18^{\circ}\text{C}$ , межочистной период увеличился с 3 до 12 часов. При дальнейшем увеличении межочистного периода происходит замедление скорости спуска скребка в интервалах муфтовых соединений колонны ТЛТ, несмотря на применение изолирующих фторопластовых втулок.

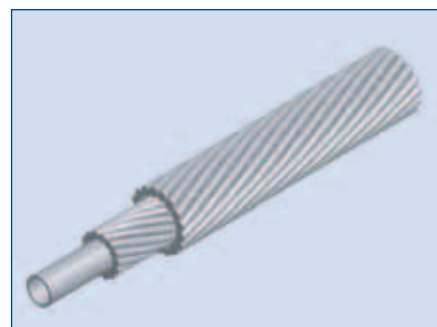
При применении термоизолированных труб основное условие образования АСПО — пониженная температура — сохранилось. Достаточно высокий защитный эффект можно объяснить наличием на внутренней поверхности труб силикатно-эмалевого покрытия. Необходимо отметить, что при сравнимой эффективности термоизолированные трубы дороже НКТ с силикатно-эмалевым покрытием в 6,5 раз.

Если принять за критерий эффективности применяемых методов увеличение межочистного периода работы скважин, то наиболее эффективным является применение эмНКТ (Рис.3).

Кроме описанных выше, проводились испытания других способов, в том числе: очистные устройства компании «Каскад» (фрезы), скребок парашютный автоматический (СПАА) ООО «Идсон», твердые ингибиторы отложений АСПВ «Трил»; но в сложившихся условиях эксплуатации скважин данные методы оказались неэффективными.

На основании анализа возможности применения различных технологий борьбы с АСПО к условиям скважин месторождений Вала Гамбургцева, ре-

зультатов проведения опытно-промышленных работ можно сделать вывод, что на сегодняшний день не определен метод предотвращения образования АСПО, позволяющий полностью отказаться от механической очистки скребками. Наиболее эффективным и технологичным является применение НКТ с силикатно-эмалевым покрытием по ТУ 14-2Р-370-2003.



**Рис. 2** Трубопровод скважинный гибкий Ду-6х0,4

**Рис. 3** Защитный эффект испытанных методов

