

*Кудешов А.А.,  
Студент магистратуры  
1 курс, Инженерная школа природных ресурсов  
Национальный исследовательский Томский политехнический  
университет  
Россия, г. Томск*

## **АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ**

***Аннотация:** Борьба с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями в скважинах на многих месторождениях России является одной из актуальных и важных проблем и требует значительных материальных и трудовых затрат. Сокращение этих затрат возможно на основе создания и внедрения эффективных методов для чего необходимо углубленное изучение процессов отложений органических веществ на поверхности нефтепромыслового оборудования скважин при добыче нефти.*

***Ключевые слова:** АСПО, химические методы, обводненность, эмульсия, присадки.*

***Annotation:** The fight against asphaltene sediments in wells at many fields in Russia is one of the urgent and important problems and requires significant material and labor costs. The reduction of these costs is possible on the basis of the creation and implementation of effective methods, which requires an in-depth study of the processes of deposits of organic substances on the surface of oilfield equipment of wells during oil production.*

***Keywords:** asphaltene sediments, chemical methods, water cut, emulsion, additives.*

Наиболее перспективными и технологичными методами борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) являются специально разрабатываемые химические реагенты, принцип работы которых основан на адгезионно-адсорбционных процессах, происходящих на границах раздела фаз. Действие этих соединений направлено либо на удаление уже сформировавшихся отложений (растворители), либо на предотвращение их образования (вещества смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы). Применение ингибиторов позволяет предупредить образование АСПО как в скважине, так и в выкидной линии и промышленном трубопроводе. Практика показала, что предотвращение отложения тяжелых органических соединений является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление [1].

В настоящее время многие исследования направлены на создание ингибиторов комплексного действия, отличающихся многофункциональностью и большей эффективностью за счет использования эффекта синергизма – взаимного усиления присадками свойств друг друга. Так, в работе [2] был предложен реагент, работающий одновременно как депрессор (препятствуя росту кристаллов парафина), и как моюще-диспергирующая присадка (препятствуя адгезии парафина). Результаты лабораторных испытаний образцов парафинистых нефтей и водонефтяных эмульсий (ВНЭ) показали, что эффективность предлагаемой композиции выше, чем у применяемых на практике индивидуальных реагентов. В результате опытнопромышленных испытаний также наблюдались положительные результаты (улучшение работы глубинного оборудования).

Применение растворителей позволяет удалять глубокозалегающие отложения, обрабатывать призабойную зону пласта (ПЗП), не вызывает осложнений при обработках [1]. Практика показывает, что при подборе растворителей АСПО необходимо учитывать различную степень растворимости компонентов отложений. В связи с этим предлагаемые к применению составы представляют собой композиции нафтеновых, алифатических, ароматических углеводородов [3]. В состав

разрабатываемых в настоящее время растворителей добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ), увеличивающие их растворяющую способность и при этом диспергирующие отложения .

Несмотря на то, что химические составы для предотвращения образования и удаления отложений разрабатываются и модифицируются на протяжении длительного времени, проблема их подбора для каждого конкретного случая остается актуальной. Результаты успешных тестирований составов реагентов в лаборатории являются предварительными и всегда требуют подтверждения опытно-промышленными испытаниями [4]. Зачастую из-за недостаточной изученности компонентов отложений, пластовых условий и свойств нефти, предложенные составы могут быть малоэффективными. Так, на месторождениях Вала Гамбурцева (юго-восточная часть Ненецкого автономного округа) из-за достаточно большой глубины залегания нефти (2500 м), присутствия в разрезе многолетнемерзлых пород, невысоких пластовых температур (41–43°C) и высокой температуры кристаллизации парафина (38°C) на стенках скважин образуются прочные АСПО [5]. Введение специально подобранного в лабораторных условиях ингибитора в скважины № 5016 и №5008 не привело к устойчиво положительным результатам: были отмечены случаи возрастания интенсивности отложения АСПО, что привело к сокращению межочистного периода [6].

Авторы [7] отмечают, что дальнейшее совершенствование технологий предотвращения образования и удаления АСПО должно быть направлено на совмещение различных методов с целью повышения эффективности их действия. Так, на многих месторождениях используют ингибиторы в сочетании со спущенным в скважину греющим кабелем и термохимические обработки [8].

Обработка скважин химическими реагентами осуществляется с помощью глубинных дозаторов и устьевых блоков подачи реагента. Наряду с совершенствованием химических составов, совершенствуются и способы проведения обработки скважин, например, разрабатываются и внедряются

дозаторы различных конструкций [1]. В 2011 году специалистами ОАО «Башнефть-Добыча» для повышения эффективности промывки скважин растворителем была разработана методика доставки растворителя на прием глубинного насоса в чистом виде (без перемешивания с продукцией). Методика заключается в спуске герметичного хвостовика под насос и заведении в этот хвостовик капиллярного рукава. Скважина останавливается и через капилляр производится закачка порции чистого растворителя на прием насоса, затем насос запускается в работу. Благодаря данной методике, удалось повысить эффективность обработок в 2-3 раза [9].

Образование АСПО может происходить как в скважине (если температура нефти в пласте выше температуры начала кристаллизации парафина), так и в самом пласте (если температура нефти в пласте ниже температуры начала кристаллизации парафина), приводя к закупориванию каналов и снижению проницаемости. Второй вариант возможен при осуществлении заводнения путем закачки в продуктивный пласт холодной воды. В связи с этим разрабатываются и совершенствуются технологии, связанные с добавлением ингибитора к нефти, еще находящейся в пласте. Их цель – не допустить отложения парафина в пласте, улучшить поглощение ингибитора пластом и не допустить его быстрого выхода на поверхность вместе с нефтью, т.е. подобрать ингибитор необходимой концентрации с оптимальными адсорбционно-десорбционными свойствами. Подобные исследования осуществляются в лабораториях на различных образцах нефти и керновом материале [10]. На практике для увеличения поглощения ингибитора пластом после очистки и обратной промывки скважины, пласт обрабатывается активатором, затем закачивается нефтяной буфер, ингибитор и осуществляется промывка сырой нефтью. После закрытия скважины на сутки добыча возобновляется. Применение этого метода на месторождениях Венесуэлы, Персидского и Мексиканского заливов, Адриатического моря позволило увеличить дебит нефти и сократить частоту очистки скважины [11].

Образование АСПО вызывает затруднения при добыче нефти:

осложняется эксплуатация скважин, снижается их производительность и сокращается время безаварийной работы оборудования, особенно на месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки. На многих из них сталкиваются как проблемой образования АСПО, так и с растущей обводненностью продукции, образованием солеотложений, повышенным выносом из пласта механических примесей, коррозией оборудования. В работе [4] показано, что увеличение обводненности продукции приводит к образованию стойких ВНЭ и усилению процесса осадкообразования. Лабораторные исследования действия ингибиторов АСПО для таких условий позволили подтвердить закономерность: для ВНЭ наиболее эффективны ингибиторы на основе ПАВ по сравнению с ингибиторами на полимерной основе. Это же утверждение подтверждается лабораторными исследованиями образцов нефти месторождений ООО «Лукойл-ПЕРМЬ».

На сегодняшний день химические методы борьбы с АСПО представляют собой наиболее перспективное и технологичное направление решения данной проблемы. Вместе с тем невозможность разработки универсального состава химического реагента из-за различия физико-химических свойств нефтей, высокая стоимость реагентов, зачастую полуэмпирический подбор составов, – эти и некоторые другие проблемы все еще стоят перед учеными, и их решение является актуальной задачей дальнейшего углубления исследований в этой области.

## **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Миллер, В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии): Дисс. канд. тех. наук.02.00.13 / Миллер Вероника Константиновна – Москва, 2016. – 196 с.

2. Егоров, А.В. Ингибитор парафиноотложения комплексного действия для нефтяных эмульсий и парафинистых нефтей / А.В. Егоров, В.Ф.

Николаев, К.И. Сенгатуллин, И.Я. Муратов, Х.Г. Зайнутдинов // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №2. – С.334-348.

3. Иванова, Л.В. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы / Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №2. – С. 257-268.

4. Глущенко, В.Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений / В.Н. Глущенко, Л.М. Шипигузов, И.А. Юрпалов // Техника и технология добычи нефти. – 2007. – №5. – С. 84-87.

5. Турукалов, М.Б. Анализ проблемы отложения тяжелых органических соединений на примере месторождения вала Гамбурцева // Электронный научно-технический журнал Физико-химический анализ свойств многокомпонентных систем. – 2006. – № 4. – С. 1-6.

6. Переседов, А. Эмаль против АСПО и коррозии труб // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 19. – С. 58-61.

7. Волкова, Г.И., Лоскутова, Ю.В., Прозорова, И.В., Березина, Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.

8. Герасимова, Е.В., Ахметов, А.Ф., Красильникова Ю.В. Растворители-теплоносители для удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2010. – №2. – С. 37-44.

9. Еникеев, Р.М. Башнефть-Добыча: опыт работы с осложненным фондом скважин / Р.М. Еникеев, С.Е. Здольник, А.Р. Гарифуллин // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – №19. – С. 70-73.

10. Коробов, Г.Ю., Рогачев, М.К. Исследование процессов адсорбции и десорбции ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений в поровом пространстве карбонатного коллектора // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – №1. – С. 89-100.

11. Акбарзаде К. Асфальтены: проблемы и перспективы / К. Акбарзаде, А. Хаммами, А. Харрат, и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – С. 28-53.