

Александров Александр Николаевич,  
к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовые технологии»,  
Образовательного центра г. Когалым (Филиал ПНИПУ),  
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра,

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ НА МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

**Аннотация:** Добыча высокозастывающих аномальных нефтей (с содержанием парафина свыше 30 % по массе) в условиях Крайнего Севера осложняется интенсивным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне продуктивного пласта, внутрискважинном и наземном оборудовании. Существующие способы и технологии борьбы с образованием органических отложений во внутрискважинном оборудовании обладают многими достоинствами, однако их применение при добыче высокопарафинистой нефти не в полной мере предотвращает образование АСПО в колонне лифтовых труб, что приводит к существенному снижению отборов нефти, сокращению межремонтного и межочистного периодов работы добывающих скважин, росту удельных эксплуатационных затрат по депарафинизации. Представленные в статье результаты теоретических и лабораторных исследований показывают, что одним из перспективных способов повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных погружными установками электроцентробежных насосов, при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей является применение новой комплексной технологии, основанной на совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти с нефтью, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, в совокупности с регулированием параметров работы погружного электроцентробежного насоса.

**Ключевые слова:** высокопарафинистая нефть, органические отложения; структурированные дисперсные системы; фазовые переходы парафина в нефти; многопластовая залежь.

Месторождения нефти с повышенным содержанием парафина широко распространены во всем мире [10, 11]. В настоящее время разработка и внедрение передовых технологий добычи, подготовки и транспорта высокопарафинистых нефтей в сложных природно-климатических условиях приобретает особое значение, формируя инновационный потенциал для дальнейшего освоения месторождений Арктической зоны РФ [6]. Основные запасы и объемы добычи таких нефтей в России приходятся на Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию (НГП) [3]. Большинство нефтей Тимано-Печорской НГП относится к аномальным – это высокопарафинистые нефти, застывающие при положительных температурах, и тяжелые высоковязкие нефти [10]. Отличительной особенностью высокопарафинистых нефтей является их высокотемпературная вязкость и выраженные структурно-механические (вязкопластичные, тиксотропные и вязкоупругие) свойства, обусловленные процессами кристаллизации парафиновых углеводородов и структурообразования при снижении температуры до уровня ниже температуры насыщения нефти парафином [2, 8, 9].

Нефти продуктивных пластов  $D_{2ef}$  (верхняя часть эйфельского яруса) и  $D_{2st}$  (старооскольская нефтегазоконденсатная залежь – основной объект разработки) Кыртаельского месторождения по содержанию парафина относятся к категории высокопарафинистых. Анализ ситуации по депарафинизации скважин на Кыртаельском



месторождении показывает, что мероприятия, проводимые с целью предупреждения образования и удаления отложений АСПО во внутрискважинном нефтепромысловом оборудовании при добыче высокозастывающей аномальной нефти, несмотря на определенные успехи в данном направлении, не позволяют в полной мере исключить возникновение осложнений и минимизировать их последствия. Остановки средне- и высокодебитных скважин по причине парафинизации колонны НКТ с последующим их выходом в капитальный ремонт значительно снижают показатели по добыче нефти, приводят к сокращению межремонтного и межочистного периодов работы добывающих скважин и росту удельных эксплуатационных затрат по депарафинизации. В связи с этим требуется совершенствование существующих и разработка новых методов и технологий борьбы с органическими отложениями, являющихся наиболее приемлемыми при эксплуатации скважин, оборудованных погружными установками ЭЦН, на многопластовых месторождениях высокопарафинистой нефти Тимано-Печорской провинции.

Определение физико-химических свойств устьевых безводных проб нефтей, отобранных с ряда скважин, вскрывших терригенные отложения среднего девона на Кыртаельском месторождении, проводилось в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. Температура застывания исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей определялась согласно ГОСТ 20287-91 (метод Б). Определение группового углеводородного состава безводных проб нефтей проводилось в соответствии с ГОСТ 11851-85 (метод А).

Исследование реологических свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей осуществлялось методом ротационной вискозиметрии по стандартным и разработанным методикам [1, 5, 7]. Реологические исследования проводились на ротационном реометре Rheotest RN 4.1 с использованием цилиндрической измерительной системы Н1. Данная система позволяет проводить измерения вязкости жидкости в рекомендуемом интервале  $10-10^5$  мПа·с при регулируемом напряжении и скорости сдвига в диапазоне  $0,2-2000$  с<sup>-1</sup>. Необходимый объем жидкости для проведения испытания составляет 35 мл. Регулирование и поддержание температурного режима в исследуемом диапазоне 65-20 °С осуществлялось с помощью циркуляционного термостата Julabo F25-ME.

Результаты экспериментальных исследований физико-химических свойств устьевых безводных проб нефтей, отобранных с ряда скважин, вскрывших терригенные отложения среднего девона на Кыртаельском месторождении, представлены в табл.1.

Таблица 1

**Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежей D<sub>2ef</sub> и D<sub>2st</sub>**

| Параметр                                     | НД на МВИ           | Значение                |                         |
|--|---------------------|-------------------------|-------------------------|
|  |                     | Залежь D <sub>2ef</sub> | Залежь D <sub>2st</sub> |
| Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>       | ГОСТ Р 51069-97     | 802,3                   | 822,4                   |
| Температура застывания, °С                   | ГОСТ 20287-91       | +40,0                   | +29,0                   |
| Групповой углеводородный состав, % по массе: |                     |                         |                         |
|  | парафины            | 32,29                   | 12,42                   |
|  | смолы силикагелевые | ГОСТ 11851-85           | 4,72                    |
| асфальтены                                   |                     | 0,68                    | 1,15                    |
| Температура плавления парафина, °С           | ГОСТ 23683-89       | +59,0                   | +52,0                   |

По физико-химическим свойствам нефти Кыртаельского месторождения относятся к особо легким, высокозастывающим, высокопарафинистым и смолистым [4]. Основными



структурообразующими компонентами в исследуемых НДС являются парафиновые углеводороды, содержание которых в нефти залежей  $D_{2ef}$  и  $D_{2st}$  составляет 32,29 и 12,42 % по массе соответственно.

Результаты определения группового углеводородного состава исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей представлены в табл.2.

Таблица 2

Групповой углеводородный состав нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей

| Нефтяная дисперсная система                                  | Содержание, % по массе |                        |          |
|--|------------------------|------------------------|----------|
|  | Асфальтены             | Смолы<br>силикагелевые | Парафины |
| Нефть верхней части эйфельского яруса<br>(залежь $D_{2ef}$ ) | 0,68                   | 4,72                   | 32,29    |
| Смесь 75/25  | 0,72                   | 5,18                   | 25,34    |
| Смесь 50/50  | 0,81                   | 5,38                   | 20,60    |
| Смесь 25/75  | 0,88                   | 5,49                   | 17,43    |
| Смесь 10/90  | 0,98                   | 5,85                   | 14,36    |
| Старооскольская нефть (залежь $D_{2st}$ )                    | 1,15                   | 6,12                   | 12,42    |

Установлено, что с увеличением в смеси доли старооскольской нефти прежде всего наблюдается существенное снижение содержания парафиновых углеводородов по сравнению с исходной нефтью верхней части эйфельского яруса (залежь  $D_{2ef}$ ). Содержание смол и асфальтенов при смешении исследуемых нефтей в отличие от парафиновых углеводородов изменяется незначительно.

Результаты экспериментальных исследований, описывающие изменение температуры застывания высокозастывающей аномальной нефти залежи  $D_{2ef}$  при ее смешении со старооскольской нефтью (залежь  $D_{2st}$ ) в соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 представлены на рис.1.

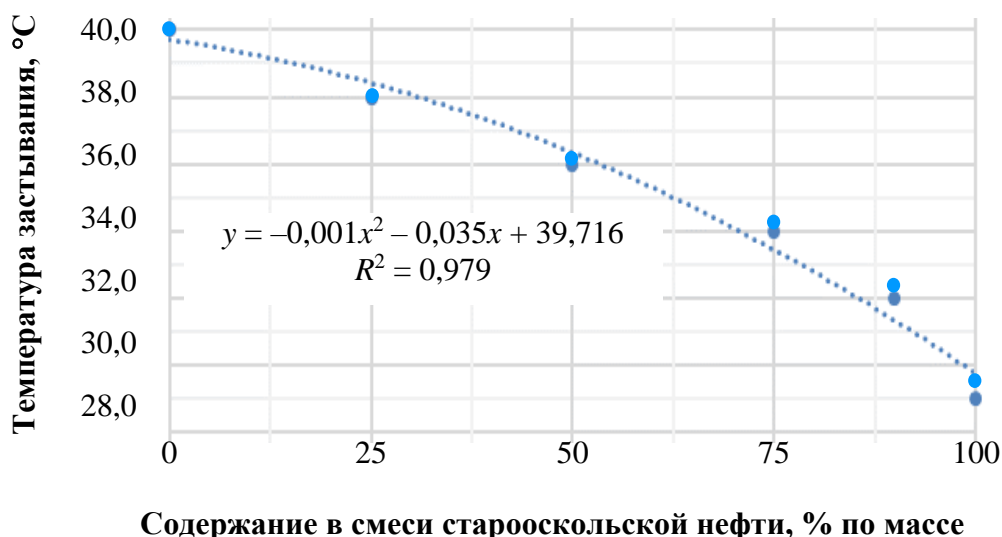


Рис.1. Изменение температуры застывания высокопарафинистой нефти залежи  $D_{2ef}$  при ее смешении со старооскольской нефтью в различных соотношениях



Установлено, что зависимость температуры застывания исследуемых нефтяных дисперсных систем от содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % по массе является квадратичной функцией. Так, при содержании в смеси старооскольской нефти в количестве 50 и 75 % по массе температура застывания снижается на 4,0 и 6,0 °С соответственно.

На рис.2 представлены зависимости, описывающие изменение эффективной вязкости исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей от температуры. Выявлено, что с увеличением содержания в смеси старооскольской нефти от 25 до 90 % по массе наблюдается многократное снижение значений эффективной вязкости исследуемых нефтяных дисперсных систем в диапазоне температур ниже 40,0 °С.

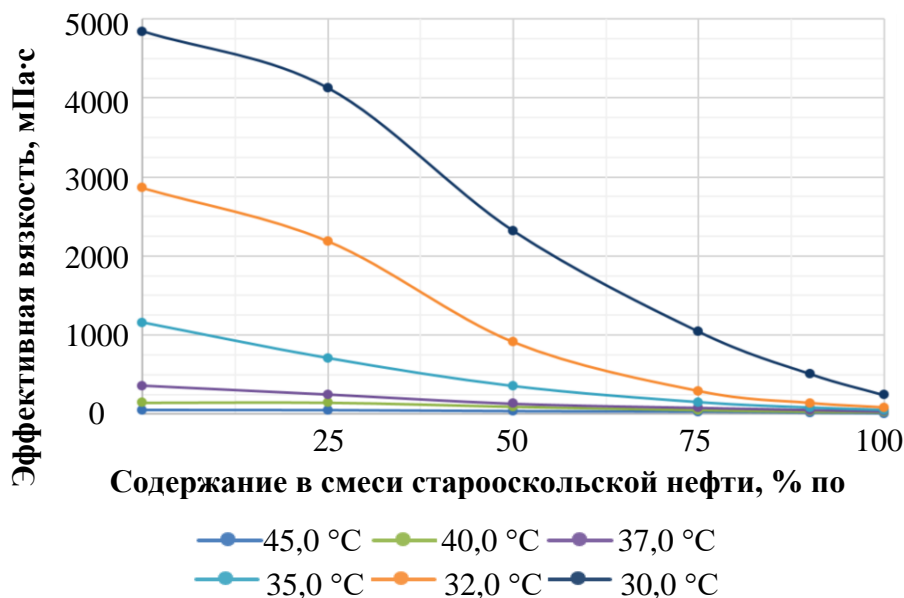


Рис.2. Изменение эффективной вязкости высокозастывающей аномальной нефти залежи D<sub>2ef</sub> при ее смешении в различных соотношениях со старооскольской нефтью в зависимости от температуры (при скорости сдвига 10,8 с<sup>-1</sup>)

### Выводы

Осложнения, возникающие при добыче высокопарафинистых нефтей, приводят к существенному снижению отборов нефти, сокращению межремонтного и межочистного периодов работы добывающих скважин и росту удельных эксплуатационных затрат по депарафинизации. Обладая многими достоинствами, существующие методы и технологии борьбы с АСПО не способны решить данную проблему в полной мере, а экономические затраты на проведение мероприятий по предупреждению образования и удалению органических отложений во внутрискважинном оборудовании при добыче высокопарафинистой нефти остаются весьма высокими.

Результаты экспериментальных исследований показывают, что предложенная комплексная технология предупреждения образования АСПО при добыче высокозастывающей аномальной нефти (с содержанием парафина свыше 30 % по массе) из многопластовых залежей, основанная на применении специального внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов и выборе режима работы скважины с учетом особенностей реологического поведения высокопарафинистых нефтей (проявление сверханомалий вязкости и наличие структурно-механических свойств) при разных температурных условиях и режимах течения, позволит



снизить риски возникновения негативных последствий, связанных с интенсивным образованием во внутрискважинном оборудовании органических отложений, повысит межочистной и межремонтный периоды работы добывающих скважин осложненного фонда. Результаты теоретических и лабораторных исследований показывают, что с уменьшением доли высокопарафинистой нефти продуктивного пласта D<sub>2ef</sub> в смеси со старооскольской нефтью Кыртаельского месторождения наблюдается снижение массового содержания парафина в смеси и температуры насыщения ее парафином, глубины и интенсивности образования органических отложений в колонне НКТ, температуры застывания и улучшение реологических свойств исследуемых структурированных дисперсных систем.

*Список литературы*

1. Александров А.Н. Исследование реологических свойств высокопарафинистой нефти / А.Н. Александров, М.К. Рогачев, И.Р. Раупов // Территория НЕФТЕГАЗ. 2018. № 6. С. 52-62.
2. Девликамов В.В. Аномальные нефти / В.В. Девликамов, М.М. Кабиров, З.А. Хабибуллин. М.: Недра, 1975. 168 с.
3. Долгий И.Е. Способы увеличения нефтеотдачи при комплексном освоении Ярегского нефтетитанового месторождения // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 263-267. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.263
4. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов: нормативно-методическая документация. М.: ЕСОЭН, 2016. 323 с.
5. Малкин А.Я. Реология: концепции, методы, приложения / А.Я. Малкин, А.И. Исаев. СПб: Профессия, 2007. 560 с.
6. Череповицын А.Е. Инновационный подход к освоению минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ / А.Е. Череповицын, С.А. Липина, О.О. Евсева // Записки Горного института. 2018. Т. 232. С. 438-444. DOI: 10.31897/PMI.2018.4.438
7. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии. М.: КолосС, 2003. 312 с.
8. Advances in rheology and flow assurance studies of waxy crude / Zhang Jinjun, Yu Bo, Li Hongying, Huang Qiyu // Petroleum Science. 2013. Vol. 10. Iss. 4. P. 538-547. DOI: 10.1007/s12182-013-0305-2
9. Adeyanju O. An experimental study of rheological properties of Nigerian waxy crude oil / O.Adeyanju, L.Oyekunle // Petroleum Science and Technology. 2012. Vol. 30. Iss. 11. P. 1102-1111. DOI: 10.1080/10916466.2010.498717
10. Modeling of heavy-oil flow with regard to their rheological properties / I. Beloglazov, V. Morenov, E. Leusheva, O.T. Gudmestad // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 2. № 359. DOI: 10.3390/en14020359
11. Van Thang Nguyen. A new approach to improving efficiency of gas-lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the Dragon field / Van Thang Nguyen, M.K. Rogachev, A.N. Aleksandrov // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. P. 3663-3672. DOI: 10.1007/s13202-020-00976-4

