

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2018, №5, Том 10 / 2018, No 5, Vol 10 <https://esj.today/issue-5-2018.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/20NZVN518.pdf>

Статья поступила в редакцию 20.09.2018; опубликована 11.11.2018

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Зиновьев А.М., Литвин А.Т., Никитин А.В. Оценка возможности применения реагентов-растворителей на стадии проектирования разработки месторождения для оптимизации добычи высоковязкой нефти // Вестник Евразийской науки, 2018 №5, <https://esj.today/PDF/20NZVN518.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

**For citation:**

Zinovev A.M., Litvin A.T., Nikitin A.V. (2018). Assessment of the possibility of using solvent reagents at the stage of field development design to optimize the production of high-viscosity oil. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 5(10). Available at: <https://esj.today/PDF/20NZVN518.pdf> (in Russian)

УДК 622.2

ГРНТИ 52.47.27

**Зиновьев Алексей Михайлович**

ВГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия  
Заместитель заведующего по учебной работе  
Кандидат технических наук, доцент  
E-mail: lekso1988@yandex.ru  
РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=327270](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=327270)

**Литвин Александр Тарасович**

ВГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия  
Студент  
E-mail: oil\_litvin@mail.ru  
РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=920587](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=920587)

**Никитин Александр Валерьевич**

ВГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия  
Студент  
E-mail: Nikitin.oil@yandex.ru  
РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=877025](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=877025)

**Оценка возможности применения  
реагентов-растворителей на стадии  
проектирования разработки месторождения  
для оптимизации добычи высоковязкой нефти**

**Аннотация.** В настоящей работе приводятся результаты лабораторных экспериментов, а именно реологических исследований высоковязкой нефти месторождения Смолькино расположенного на западе Самарской области. Также в данной статье приведены результаты анализа компонентного состава нефти Смолькинского месторождения. На основе анализа компонентного состава данной высоковязкой нефти сделан вывод о необходимости наличия ароматических углеводородов и поверхностно-активных веществ диспергирующего типа в растворителях для разрушения тиксотропной структуры нефти и, следовательно, эффективного снижения её вязкости. Приведены в пример испытания состава «Акрис» компании «Акрибия Лаб» на месторождении Стреловское, т. к. нефть данного месторождения имеет схожий компонентный состав с нефтью месторождения Смолькино. Сделан вывод о том, что более

предпочтительным вариантом разработки месторождений с подобными нефтями является применение химических композиций, растворителей, деэмульгаторов и т. д. С целью обоснования применения реагентов-растворителей были проведены исследования восьми образцов химических композиций, с различным составом, содержащих поверхностно-активные вещества и ароматические углеводороды, также было изучено влияние исследованных растворителей на реологические свойства высоковязкой нефти месторождения Смолькино. По итогам проведенных работ выбраны два реагента, показавших максимальную эффективность в плане снижения вязкости нефти. Представлены кривые течения сырой нефти и образцов с добавлением реагентов. В заключении научной работы представляется возможным сделать выводы о необходимости учета свойств нефти, о потребности изучения имеющихся на месторождении проблем, об эффективности реагентов-растворителей линейки «Акрис», о необходимости дальнейших исследований в области развития нефтепромысловой химии.

#### **Вклад авторов:**

Зиновьев Алексей Михайлович – автор внес существенный вклад в возможность публикации данной статьи. Одобрил окончательную версию статьи перед её подачей для публикации.

Никитин Александр Валерьевич – автор осуществил написание статьи. Произвел поиск и анализ необходимой информации.

Литвин Александр Тарасович – автор совершил перевод на английский язык.

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть; добыча; лабораторные исследования; повышение нефтеотдачи пластов; разработка месторождений; измерение вязкости; реагент-растворитель; углеводородный растворитель

На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции имеется большое количество месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), а именно с высоковязкой нефтью (ВВН). Данные запасы ранее не рассматривались специалистами как перспективные для добычи. Также подобные пласты, с ТРИЗ, обнаруживали и на месторождениях с традиционными запасами, однако в разработку они не вводились. В связи с тем, что запасы легкоизвлекаемой нефти в старых нефтегазоносных провинциях неуклонно уменьшаются, компаниям выгодно вводить в разработку пласты с ТРИЗ [1]. За счет наличия развитой инфраструктуры и большого количества обученного персонала, который возможно привлекать для работы на данных объектах.

В настоящей работе приводятся результаты лабораторных экспериментов, проведенных на этапе подготовки месторождения ВВН к началу добычи. Для возможности разработки таких месторождений необходимо грамотно подходить к проектированию и учитывать все возможные проблемы, в том числе, возникающие ввиду значительного содержания в компонентном составе ВВН асфальтенов, смол и парафинов, и, как следствие, высокой вязкости нефти [2, 3]. Такая аномальная вязкость добываемой продукции приводит к росту давления как в насосно-компрессорных трубах (НКТ), так и в поверхностных коммуникациях [4]. Кроме того, возрастает нагрузка на насосное оборудование, его работа зачастую происходит в периодическом режиме и увеличиваются энергозатраты. Температурный режим в средней полосе России также способствует увеличению вязкости продукции скважин в

холодное время года. В связи с этим, применение технологий понижения вязкости высоковязкой нефти является актуальной задачей. Следовательно, уже на этапе подготовки месторождения к разработке устанавливается необходимость проектирования и адаптации специальных методов воздействия на пласт и обеспечения транспортировки ВВН [5, 6, 7, 8, 9, 10]. Кроме того, при разработке месторождения ВВН и применении методов увеличения нефтеотдачи, свойства нефти также могут изменяться [11].

Образец дегазированной ВВН Смолькинского месторождения содержит по массе 6,8 % парафина, 3,6 % асфальтенов, 31,5 % смол. Плотность нефти  $0,952 \text{ г/см}^3$  при  $20^\circ\text{C}$ . По классификации Минприроды России нефть битуминозная (плотность более  $0,895 \text{ г/см}^3$ ).

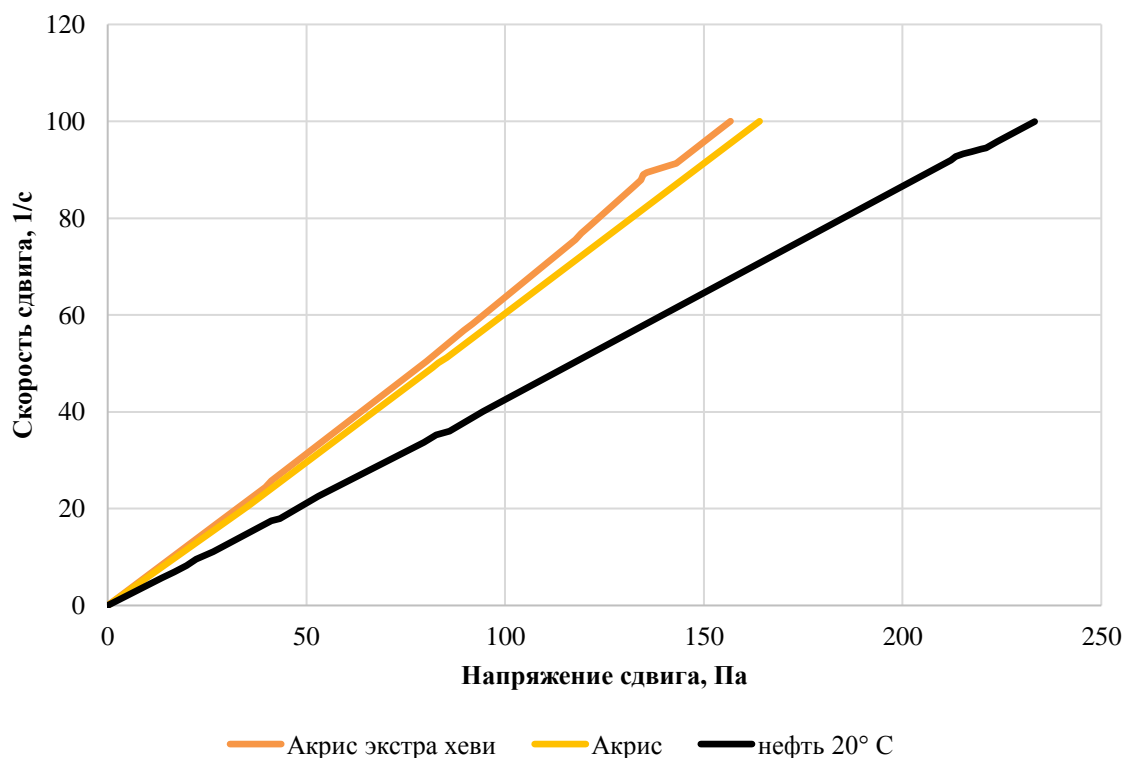
В лабораторной практике при изучении реологических свойств таких нефтей применяются ротационные вискозиметры, позволяющие изучить зависимость вязкости и напряжения сдвига нефти от скорости сдвига [12, 13, 14]. Эксперимент выполняется следующим образом: в вискозиметр помещается образец нефти, затем термостабилизуется до постоянной температуры ( $20^\circ\text{C}$ ). Устанавливается постепенное линейное увеличение скорости ротора вискозиметра по линейному закону от  $0 \text{ с}^{-1}$  до  $100 \text{ с}^{-1}$  в течение 300 секунд (100 точек) [15, 16, 17]. Исследованная нефть обладает значительным напряжением сдвига вплоть до  $232 \text{ Па}$  при скорости сдвига  $100 \text{ с}^{-1}$ . Также определена динамическая вязкость нефти при  $20^\circ\text{C}$ , составляющая  $2670,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , что позволяет отнести данную нефть к высоковязким [18].

Ранее отмечалось, что в нефти Смолькинского месторождения содержатся в большом количестве асфальтены и смолы. Данные тяжелые компоненты обуславливают необходимость использования ароматических углеводородов и поверхностно-активных веществ диспергирующего типа в растворителях для их разрушения. Тяжелые компоненты представляют собой крупные макромолекулы, образованные асфальтенами, смолами и парафинами. Именно они обеспечивают такую высокую вязкость нефти. Далее проводилось сравнение исходного образца высоковязкой нефти с нефтями других месторождений для анализа уже применяемых на других промыслах эффективных реагентов.

Наиболее близкими из нефтей, является нефть Стреловского месторождения, содержащая: смол – 10,5 %, асфальтенов – 6,5 %, парафинов – 4,3 % и отличающаяся высокой динамической вязкостью –  $8511,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  при  $20^\circ\text{C}$ . Учитывая данные свойства нефти, представляется возможным предположить, что более предпочтительным вариантом разработки месторождений с подобными нефтями является применение химических композиций, растворителей, деэмульгаторов и т. д. В июне 2017 года ООО «Акрибия Лаб» совместно с ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» провели успешные испытания реагента-растворителя «Акрис» на другом месторождении, что позволило значительно понизить вязкость добываемой продукции [19].

Таким образом, реагент-растворитель должен отвечать требованиям наличия ароматических углеводородов и поверхностно-активных веществ в своем составе для успешного растворения тяжелых компонентов высоковязкой нефти. Кроме того, растворитель при его применении не должен приводить к выпадению асфальтенов из нефти, повреждению эластомера винтового насоса и формированию труднорастворимых органических отложений. С целью обоснования применения реагентов необходимо провести исследования реологических свойств нефти, разрабатываемого месторождения, и влияния реагентов на них.

Для тестирования, согласно первичной оценке, были выбраны 8 образцов реагентов-растворителей, с различным составом, содержащие поверхностно-активные вещества и ароматические углеводороды. Реагенты добавлялись к образцам нефти в концентрации 2 % объемных. По итогам работ выбраны 2 реагента-лидера. На рисунке 1 представлены кривые течения сырой нефти и образцов с добавлением реагентов.



**Рисунок 1.** Кривые течения чистой нефти и образцов с добавлением реагентов-растворителей при 20°C

Как видно из представленного графика, наибольшую эффективность показал реагент «Акрис экстра хеви», разработанный для повышения эффективности транспортировки сверхвязких нефтей и природных битумов. Реагент характеризуется повышенной концентрацией поверхностно-активного вещества и ароматики в своем составе. На втором месте по эффективности находится, испытанный ранее в компании ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта», реагент «Акрис».

Таким образом, при анализе полученных данных возможно сделать следующие выводы:

1. на этапе подготовки проектов разработки месторождений с ВВН необходимо учитывать свойства и состав нефти для своевременного прогнозирования возможных проблем при её добыче;
2. на этапе пробной эксплуатации скважин необходимо изучать имеющиеся проблемы и ставить соответствующие задачи для их решения путем применения как реагентов растворителей, так прочих специализированных технических средств для предупреждения проблем и увеличения межремонтного периода работы скважины;
3. поставленные в рамках данной работы эксперименты продемонстрировали несомненную эффективность реагентов-растворителей линейки «Акрис» в плане снижения вязкости ВВН путем диспергирования содержащихся в компонентном составе нефти асфальтенов, смол и парафинов;
4. необходимо продолжить исследования в области развития нефтепромысловой химии, т. к. она достаточно проста в применении стандартными средствами. Это говорит о возможности её широкого внедрения с использованием серийно выпускаемого оборудования без внесения в него каких-либо технических изменений. Следовательно, отсутствуют дополнительные финансовые затраты, что делает применение подобных реагентов

относительно недорогим способом повышения эффективности разработки месторождений с ВВН.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Куклин А.И., Петухов А.В., Рошин П.В., Карпунин Н.А. Состояние изученности и перспективы применения современных технологий повышения нефтеотдачи пласта при разработке залежей высоковязких нефтей и битумов в Тимано-Печорской провинции. Неделя науки СПбПУ Материалы научной конференции с международным участием. Лучшие доклады. 2016. С. 242-246.
2. Стручков И.А. Обоснование технологии предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с использованием поверхностно-активных веществ. диссертация... кандидата технических наук: 25.00.17 / минерально-сырьевой ун-т "Горный". Самара, – 2016.
3. Стручков И.А., Хамитов И.Г., Рошин П.В., Манасян А.Э. Физико-химические методы борьбы с осложнениями при эксплуатации месторождения парафинистой нефти. Нефтепромысловое дело. 2016. № 4. С. 48-52.
4. Николаев А.К., Пшенин В.В., Закиров А.И., Зарипова Н.А. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти. Территория Нефтегаз. 2016. № 11. С. 108-114.
5. Ольховская В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011. – 224 с.
6. Ольховская В.А., Сопронюк Н.Б., Токарев М.Г. Эффективность ввода в эксплуатацию небольших залежей нефти с неньютоновскими свойствами // Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений / Самара: Сборник научных трудов ООО «СамараНИПИнефть». – 2010. – Вып.1. – С. 48-55.
7. Шагапов В.Ш., Юмагулова Ю.А., Гиззатуллина А.А. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91. – №. 2. – С. 319-328.
8. Kumar G. et al. Nanoparticle Stabilized Solvent-Based Emulsion for Enhanced Heavy Oil Recovery // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2018.
9. Roschin P.V., Zinoviev A.M., Struchkov I.A., Kalinin E.S., Dziwornu C.K. Solvent selection based on the study of the rheological properties of oil. Международный научно-исследовательский журнал. 2015. № 6-1 (37). С. 120-122.
10. Sheng K. et al. An Experimental Study of Emulsion Flow in Alkaline Solvent Coinjection with Steam for Heavy-Oil / Bitumen Recovery // SPE Improved Oil Recovery Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2018.
11. Калинин Е.С., Павлов П.В., Стручков И.А., Рошин П.В., Манасян А.Э. Анализ причин изменения компонентного состава нефти в процессе эксплуатации месторождений Самарской области. Нефтепромысловое дело. 2016. № 6. С. 45-47.

12. Аметов И.М., Байдииков Ю.Н., Рузин Л.М. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. – М.: Недра, 1985. – 205 с.
13. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.
14. Зиновьев А.М. Обоснование режима эксплуатации залежей высоковязкой нефти с использованием модели неньютоновского течения и результатов промыслово-гидродинамических исследований. диссертация... кандидата технических наук: 25.00.17 / минерально-сырьевой ун-т "Горный". Самара, – 2013.
15. Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Ильин И.В. Экспериментальные исследования реологически сложной нефти месторождений Самарской области (Россия). Нефтепромысловое дело. 2017. № 2. С. 31-38.
16. Литвин В.Т., Роцин П.В. Изучение влияния растворителя "Нефрас С2-80/120" на реологические свойства парафинистой высоковязкой нефти Петрухновского месторождения. Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2013. Т. 1. № – 1. С. 127-130.
17. Роцин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.
18. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г. № 3-р.
19. Зиновьев А.М., Бормонтов А.А., Роцин П.В., Литвин В.Т., Рязанов А.А. Анализ результатов опытно-промышленных испытаний реагента-растворителя на Стреловском месторождении высоковязкой нефти. Международный научно-исследовательский журнал. 2017. № 11-3 (65). С. 142-147.



**Zinovev Aleksei Mikhailovich**

Samara state technical university (Samara Polytech), Samara, Russia  
E-mail: lekso1988@yandex.ru

**Litvin Aleksandr Tarasovich**

Samara state technical university (Samara Polytech), Samara, Russia  
E-mail: Nikitin.oil@yandex.ru

**Nikitin Aleksandr Valerevich**

Samara state technical university (Samara Polytech), Samara, Russia  
E-mail: Nikitin.oil@yandex.ru

## **Assessment of the possibility of using solvent reagents at the stage of field development design to optimize the production of high-viscosity oil**

**Abstract.** This paper examines results of laboratory experiments, namely rheological studies of high-viscosity oil from Smolkino located in west of Samara region. Also in this article results of the analysis of the oil composition of the Smolkino field are given. Based on compositional analysis of this high-viscosity oil, it is necessary to have aromatic hydrocarbons and surfactants of dispersing type in solvents to destroy the thixotropic structure of the oil and, consequently, to effectively reduce its viscosity. The example of testing the «Akris» composition of the company «Akribia Lab» at the Strelkovskoye field is given. The oil of this field has a similar component composition with the Smolkino oil. It is concluded that the use of chemical compositions, solvents, demulsifiers etc is a more preferable option for developing deposits with similar oils. In order to justify the use of solvent reagents, eight samples of chemical compositions containing surfactants and aromatic hydrocarbons were studied, and the effect of the solvents studied on the rheological properties of the high viscosity oil of Smolkino was also studied. Based on the results of the work, two reagents were selected, which showed the maximum efficiency in terms of reducing the viscosity of oil. Curves of the flow of crude oil and samples with the addition of reagents are presented. In the conclusion of scientific work it is possible to draw conclusions about the need to take into account the properties of oil, the effectiveness of solvent reagents, the Akris line, and the need for further research in the field of development of oilfield chemistry.

**Keywords:** heavy oil; production; laboratory experiments; enhanced oil recovery; field development; viscosity measurement; solvent reagent; hydrocarbon solvent