

УДК 665.7.038

**ИНГИБИТОР ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ
ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ**

**COMBINED ACTION INHIBITOR OF PARAFFIN DEPOSITION
FOR WAXY CRUDE OIL AND WATER IN OIL EMULSIONS**

Егоров А.В., Николаев В.Ф., Сенгатуллин К.И., Муратов И.Я., Зайнутдинов Х.Г.

Казанский национальный исследовательский технологический университет,
Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНИЦ РАН,
г. Казань, Россия

A.V. Egorov, V.F. Nikolaev, K.I. Sengatullin, I.Ya. Muratov, H.G. Zaynutdinov

Kazan national research technological university, Kazan, Russia

A.E. Arbuzov Institute of organic and physical Chemistry KSC RAS, Kazan, Russia

e-mail: egorov-539@yandex.ru

Аннотация. Проведен краткий обзор проблем, связанных с возникновением в нефтепромысловом оборудовании асфальтосмолопарафиновых отложений, рассмотрен химический метод предотвращения отложений как наиболее технологичный и перспективный способ борьбы с парафиноотложением. Описаны основные типы существующих химерагентов для решения данной проблемы, их достоинства и недостатки. Предложен новый состав синергетической композиции ингибитора парафиноотложения совмещенного депрессорного и моюще-диспергирующего действия на основе полимерного компонента и композиции поверхностно-активных веществ. Эффективность реагента доказана лабораторными испытаниями на нефтяных эмульсиях и безводных нефтях с использованием вискозиметрического метода (вискозиметр Brookfield LVDV-II+), а также качественными методиками оценки моюще-диспергирующих свойств, основанных на оценке кинетики отмыва пленки нефти с поверхности стекла и характера диспергирования частиц АСПО относительно эффективности, выпускаемых, в настоящее время, ингибиторов парафиноотложения и депрессорных присадок. В связи с многокомпонентностью состава активной основы реагента рассмотрены различные механизмы его действия на эмульсии и безводные нефти. Синергетический эффект между поверхностно-активной и полимерной компонентой ингибитора подтвержден эффективным снижением вязкости безводной нефти, отобранной из транспортного трубопровода ОАО «Самаранефтегаз». После проведения лабораторных испытаний и оптимизации состава совместно с ООО «Прикладная химия отходов производства этилена» разработаны технические условия на

выпуск опытной партии реагента под торговой маркой «Танпар» и проведены опытно-промысловые испытания на добывающих скважинах №890 и №871 Мензелинского месторождения ТПП «ТатРИТЭЖнефть» в течение более чем 40 суток. Закачка осуществлялась периодически (раз в сутки) в затрубное пространство из среднесуточного расчета начальных дозировок 200 и 125 г/т нефти. После выхода на режим дозировка «Танпар» на скважине №890 без ущерба для добычи была снижена до 125 г/т. Испытания показали высокую эффективность реагента, обеспечившего стабильность добычи нефти, снижение токовых и динамических нагрузок, отказ от горячих промывок. До опытно-промысловых испытаний промывки проводились 3-5 раз в месяц.

Abstract. The brief overview of the problems relating with the occurrence in oilfield equipment paraffin depositions, the chemical prevention method of paraffin deposits as the most technologically and promising way to deal with paraffin are made. The basic types of existing chemicals for solutions to this problem, their advantages and disadvantages are described. A new composition paraffin inhibitor consisting of synergistic compositions combined pour point depressant and detergent-dispersant action based on a polymeric component and a composition of surfactants is presented. The effectiveness of the reagent proved by laboratory tests on oil emulsions and water-free oil using viscometric method (viscometer Brookfield LVDV-II+), as well as qualitative methods of evaluation of detergent-dispersant properties, based on the evaluation of the kinetics of washing the oil film from the glass surface and the character of the particle dispersion of paraffin deposition on the effectiveness of currently shipping paraffin inhibitors and depressants. In connection with the multi-component active base of reagent considered various mechanisms of its action on the water-oil emulsion and free water oil. The synergistic effect between surfactant and polymer component of inhibitor is confirmed the effective viscosity reduction of water-free oil selected from the transport pipeline of "Samaraneftegaz". After laboratory testing and optimization of the composition we together with LLC "Prikladnaya khimiya otkhodov proizvodstva etilena" have developed specifications for the pilot batch of reagent under the brand name "Tanpar" and carried out pilot tests on wells №890 and №871 Menzelinsky oilfield of TPP "TatRITEKneft" for more than 40 days. Injection was performed periodically (once a day) in the annulus of the calculation of average daily primary doses of 200 and 125 ppm of oil. After release on the static regime the dosage of «Tanpar» on the well №890 was reduced to 125 pp m without reducing production. Tests have shown high efficiency of reagent ensured the stability of oil production, reducing the current and dynamic stresses, the rejection of hot washes. Before the field tests washes were carried out 3-5 times per month.

Ключевые слова: асфальтеносмолопарафиновые отложения, ингибиторы, депрессоры, температура застывания, парафинистые нефти, нефтяные эмульсии.

Keywords: paraffin depositions, paraffin inhibitors, pour point depressant, pour point, paraffinic oil, water in oil emulsions.

Как показывает практика [1], основными объектами, в которых наблюдается образование отложений парафина, являются скважинные насосы, насосно-компрессорные трубопроводы (НКТ), выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин и транспортных трубопроводов, что приводит к повышению давления в линии при перекачке, вследствие снижения полезного сечения диаметра трубопровода, к росту гидравлического сопротивления, увеличению расходов на электроэнергию и другим дополнительным расходами при эксплуатации и обслуживании оборудования. Для решения данных проблем применяются различные методы борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями (АСПО) [2], среди которых наиболее эффективным и технологичным является химический метод, когда осуществляется обработка перекачиваемого потока жидкости химическими реагентами - ингибиторами АСПО, позволяющими предотвратить накопление отложений и увеличить межочистной период.

В настоящее время известно и разрабатывается множество составов для удаления и ингибирования отложений АСПО. Механизмы их действия рассмотрены в [3]. Эффективность их действия значительно различается от месторождения к месторождению, от скважины к скважине и зависит от физико-химического состава свойств нефти. Поэтому перед нефтепромысловыми компаниями и фирмами, занимающимися подбором реагентов, встает вопрос о разработке наиболее эффективных композиций, обладающих комплексным действием и сочетающих в себе моюще-диспергирующие и депрессорные свойства.

Анализ многочисленных публикаций и патентные исследования показали, что в качестве ингибиторов АСПО используются, главным образом, растворы ПАВ в углеводородном растворителе [4, 5], а в качестве депрессоров – полимерные вещества, растворенные в ароматическом растворителе [6]. К недостаткам упомянутых классов химреагентов следует отнести:

для ингибиторов на основе ПАВ

- неспособность проявлять эффективность при действии на безводные нефти;
- низкая депрессорная эффективность;
- низкая продолжительность действия защитного эффекта;
- снижение эффективности при любых отклонениях от оптимального режима применения (температура, дозировка).

для ингибиторов на полимерной основе

- неспособность проявлять эффективность на высокообводненных нефтяных эмульсиях;
- высокая температура застывания растворов товарных форм требует дополнительных технологических операций (нагрев, разбавление) при

применении на месторождениях с отрицательными температурами окружающей среды;

- высокая температура ввода в поток перекачиваемой жидкости (выше температуры начала кристаллизации молекул n-алканов) обязательна для всех полимерных присадок;

- эффективность действия снижается при суммарном содержании смолисто-асфальтеновых компонентов в нефти выше содержания парафинов;

- снижение эффективности при любых отклонениях от оптимального режима применения.

Состав активной основы разработанного реагента включает в себя как депрессорную (полимерную), так и моюще-диспергирующую (ПАВ) составляющие. Их выбор основывался на личном опыте авторов, а также литературных данных и результатах патентных исследований.

В качестве полимерной составляющей использовался 5%-ный раствор в ЭБФ одной из марок сополимера этилена с винилацетатом (СЭВ) производства ОАО «НефтеХимСэвилен», наиболее подходящей по содержанию звеньев винилацетата и молекулярной массе к парафинистым нефтям [**Ошибка! Закладка не определена.**]. Моюще-диспергирующая компонента состояла из смеси неионогенного (оксипропилированный алкилфенол) и анионного ПАВ сульфонатного типа, широко применяющихся в составах активных основ ингибиторов АСПО [7].

В результате первичных исследований было установлено, что в ряде случаев наблюдается увеличение эффективности композиций по сравнению с индивидуальными компонентами в отдельности. Для различных нефтей оптимальным является следующее соотношение компонентов:

- 2% масс. СЭВ m.I;
- 5–20% * масс неионогенный ПАВ;
- 5–20% * масс анионный ПАВ;
- до 100% масс композиционный растворитель.

Оптимальные соотношения ПАВ для каждого месторождения уточняются в дополнительном эксперименте.

Полученная композиция названа как ингибитор асфальтеносмолопарафиновых отложений Д-1. Заявленный состав реагента стабилен при хранении в течение длительного времени, не образует осадка, не расслаивается. Ниже рассмотрена эффективность реагента для предотвращения АСПО парафинистых нефтей и нефтяных эмульсий. По сравнению с обычными депрессорами Д-1 обладает более низкой температурой застывания – ниже минус 50 °С, что значительно ниже температуры застывания обычных депрессоров, представляющих собой раствор полимеров в углеводородном растворителе. Физико-химические характеристики реагента Д-1 представлены в таблице 1.

Таблица 1. Физико-химические характеристики разработанного реагента Д-1

Цвет	светло-коричневый
Активная основа, % масс.	25
Плотность при 20°C, кг/м ³	858
Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с	6
Температура застывания не выше, °С	минус 50

Влияние нового реагента на вязкостно-температурные свойства нефтей и водонефтяных эмульсий оценивалась с помощью ротационного вискозиметра Brookfield LVDV-II+ путем снятия политерм динамической вязкости с использованием адаптера для малых объемов и шпинделя SC4-31. Конструкция адаптера предусматривает жидкостное термостатирование наружной части ячейки в широком интервале температур – от минус 25 °С до 200 °С с точностью $\pm 0,01^\circ$. Для этого к термостатируемой ячейке через внешний контур подключался циркуляционный низкотемпературный термостат Huber K6-cc-NR.

Образцы жидкостей охлаждались с +60 °С до -20 °С в зависимости от нефти. Полученные данные по значениям вязкости регистрировались и анализировались с помощью программного обеспечения Wingather v. 3.0-1, поставляемого в комплекте с ротационным вискозиметром.

Температурную зависимость динамической вязкости нефтяной эмульсии Змеевского месторождения Пермского края при действии Д-1 изучали при скорости сдвига $\gamma = 1,02 \text{ с}^{-1}$. Эмульсия представляла собой усредненную смесь эмульсий добывающих скважин куста 9А в соотношениях, взятых согласно дебитам скважин. Полученная смесь содержала свободной воды – 14%, обводненность составляла 66%, а агрегативная устойчивость – 78,8%. Особенностью данного образца нефтяной эмульсии является ее высокая вязкость и стойкость (при выдерживании 60 °С в течение часа вода в свободном виде не выделяется), что создает определенные проблемы особенно в зимний период с перекачкой и возможным остановом трубопровода системы сбора перед установкой подготовки.

Обычно применяют композиции различных ПАВ, снижающие вязкость водонефтяных эмульсий. В качестве реагентов сравнения для Д-1 нами были использованы ингибиторы АСПО РТФ-1 и, применяемый на промыслах СНПХ-7920 м. Для сравнения был использован также классический депрессор РАО. Удельная дозировка реагентов составляла 400 г/т нефти. Высокая дозировка объясняется высокой стойкостью эмульсии, стабилизированной природными ПАВ, входящими в состав нефти, смолами и асфальтенами, а также высокоминерализованной пластовой водой. Результаты представлены на рисунке 1, из которого следует, что при дозировке 400 г/т реагент Д-1 проявляет свойства

ингибитора и снижает вязкость эмульсии наравне с ингибиторами РТФ-1 и СНПХ-7920м, в то время как депрессор РАО не только не снизил вязкость, но и повысил.

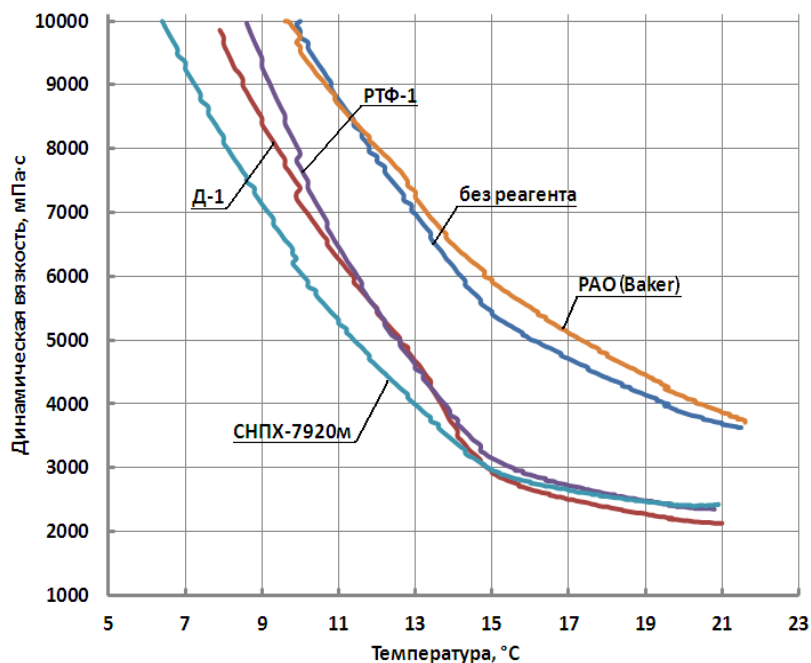


Рисунок 1. Политермы динамической вязкости нефтяной эмульсии Змеевского м/р с различными реагентами

Динамическая вязкость эмульгированной воды в десятки раз больше вязкости отдельно каждой из фаз и зависит от дисперсности. Входящая в состав Д-1 композиция ПАВ проявляет свои поверхностные смачивающие свойства, снижая поверхностное натяжение на границе фаз нефть-вода. Это приводит к разрушению адсорбционно-сольватных оболочек глобул воды, образованных природными эмульгаторами. Сталкиваясь между собой глобулы воды коалесцируют, дисперсность снижается и наблюдается эффект снижения вязкости. Присутствие СЭВ в данном случае не оказало отрицательного воздействия ввиду его невысокой концентрации в отличие от депрессора РАО, где 10% масс полимера приводит к еще большему эмульгированию и стабилизации эмульсии.

В качестве образца безводной нефти использовалась парафинистая нефть, отобранная из транспортного трубопровода ОАО «Самаранефтегаз» (состав, % масс: асфальтены – 0,6; смолы – 4,9; парафины – 6,8; $\rho^{20} = 822 \text{ кг/м}^3$, $\nu^{20} = 6 \text{ мм}^2/\text{с}$, $t_{\text{ЗАСТ}} = 7 \text{ }^\circ\text{C}$). Политермы реагента Д-1 при скорости сдвига $\gamma = 10 \text{ с}^{-1}$ сравнивались с политермами его моюще-диспергирующей и депрессорной составляющих, а также с образцами промышленно выпускаемых ингибиторов АСПО. Они представлены на рисунках 2 и 3.

Сопоставление приведенных на рисунке 2 политерм показывает, что реагенты Д-1 и РАО в дозировке 100 г/т снизили динамическую вязкость при 4 °С на 18% и 28%, соответственно. В то время как СНПХ-7920 м даже повысил ее на 20%. Наиболее эффективной в этом испытании оказалась депрессорная присадка Flexoil CW288.

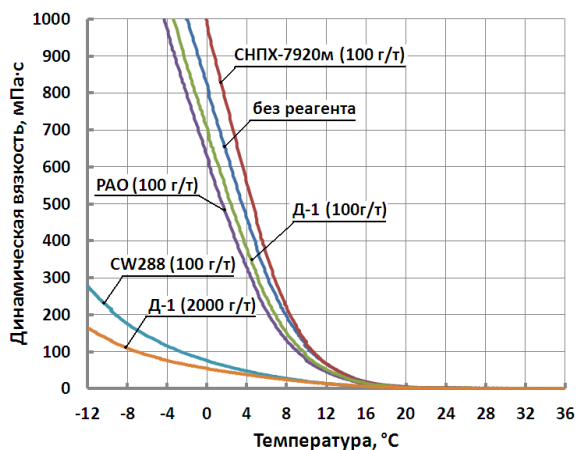


Рисунок 2. Политермы динамической вязкости нефти ОАО «Самаранефтегаз», обработанной различными реагентами

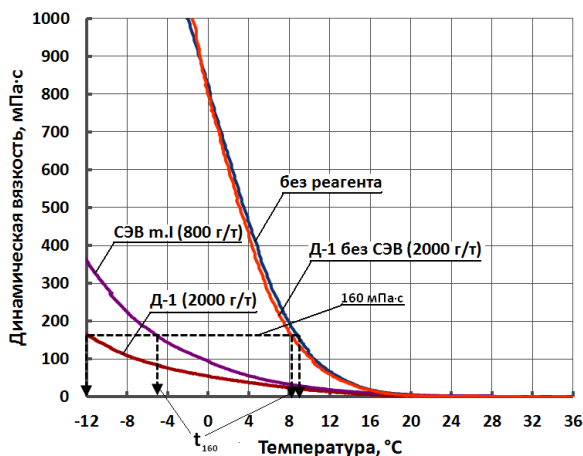


Рисунок 3. Индивидуальная эффективность депрессорной полимерной и ПАВ-содержащего компонентов реагента Д-1 и его товарной формы

Это связано с тем, что последняя представляет собой высококонцентрированную дисперсию полимера 40% масс в композиционном растворителе. Фактически его концентрация при добавлении в нефть оказывается в 4 раза выше, чем 10% масс раствор обычного депрессора. В пересчете на полимер дозировка Flexoil CW288, равная 100 г/т, соответствует 40 г полимера на тонну нефти, а этой дозировке полимерного компонента соответствует дозировка Д-1 равная 2000 г/т. Можно видеть, что присутствие в составе Д-1 композиции ПАВ усиливает действие СЭВа, снижая динамическую вязкость. На рисунке 3 представлены политермы той же нефти, обработанные отдельно депрессорной (полимерной) и моюще-диспергирующей составляющими, входящими в состав товарной формы реагента Д-1.

На рисунке 3 виден синергетический характер действия композиции веществ, входящих в состав Д-1, что следует из низкой эффективности только моюще-диспергирующей части Д-1 и полимерной компоненты ингибитора по сравнению с собственно Д-1 при одинаковых дозировках полимера на 1 тонну нефти. Количественно депрессорная эффективность реагентов может быть оценена по характеристическим температурам политерм t_{160} , при которых обработанная ими нефть достигает значения динамической вязкости в 160 мПа·с (таблица 2).

Таблица 2. Депрессии характеристических температур t_{160} нефти «ОАО Самаранефтегаз»

Реагент	$D_{\text{реагент}}$, г/т	$D_{\text{пол}}$, г/т	$D_{\text{ПАВ}}$, г/т	t_{160} , °С	Δt_{160} , °С
без реагента	(0)	(0)	(0)	8,8	(0)
Д-1 без СЭВ	2000	–	460	8,3	0,5
СЭВ m.I	800	40	–	-4,9	13,7
Д-1	2000	40	460	-11,7	20,5

Примечание: $D_{\text{реагент}}$ – дозировка товарной формы реагента, г/т; $D_{\text{пол}}$ – дозировка полимерной составляющей Д-1, г/т; $D_{\text{ПАВ}}$ – дозировка моюще-диспергирующей составляющей Д-1, г/т.

Синергетический характер заключается, по-видимому, в сочетании и дополнении механизмов действия отдельных компонентов реагента Д-1 на нефтяные дисперсные системы (НДС). В жидких углеводородных смесях при достаточно высоких температурах *n*-алканы существуют в молекулярно-дисперсном состоянии. По мере охлаждения и приближения к температуре кристаллизации последние образуют рои или ассоциаты с параллельно расположенными молекулами, которые при дальнейшем охлаждении кристаллизуются, приводя к коллоидно-дисперсному состоянию, схожему с суспензией, образуются крупные кристаллы, агломерирующиеся в прочный пространственный каркас. Молекулы СЭВа на стадии образования роев за счет своих алкильных групп способны включаться в эти ассоциаты, образуя комплексы *n*-алканов и СЭВ, в которых полярные группы полимера направлены наружу в дисперсионную среду. Образование ассоциированных комплексов с участием СЭВ препятствует созданию разветвленной структуры в НДС и тем самым способствует снижению ее динамической вязкости и облегчению прокачки нефти, последняя, при температурах не намного выше температуры начала кристаллизации, обладает четко выраженной структурной вязкостью. Композиция ПАВ реагента Д-1 адсорбируется на поверхности коллоидных и грубодисперсных частиц ассоциатов *n*-парафин-депрессор и металлической поверхности оборудования, изменяя их смачиваемость. Поверхностная энергия при этом снижается, и частицы АСПО переходят с границы раздела в объем нефтяной фазы. Поверхностно-активные вещества занимают их место, образуя гидрофильную пленку, препятствующую формированию отложений. Одновременно реагент оказывает диспергирующее действие, создавая на поверхности ассоциатов совместно с полярными группами СЭВ структурно-механический барьер, исключая агрегирование твердых частиц при столкновении их между собой и с металлической поверхностью и способствующий беспрепятственному выносу их потоком жидкости. Сочетание

этих механизмов приводит к усилению общего эффекта – эффекта снижения вязкости.

Сравнение полученных данных показывает, что реагент Д-1, содержащий 2% масс полимера, проявляет себя по депрессорной эффективности как 7% масс раствор полимера в углеводородном растворителе, в то время, как температура застывания первого почти на 60 °С ниже температуры застывания второго.

Другие реологические характеристики (эффективная вязкость и предельное напряжение сдвига), характеризующие прочность структурной сетки НДС, которую необходимо разрушить для обеспечения начала течения (начало прокачивания), изучались на водонефтяной эмульсии Змеевского месторождения и товарной нефти Мамуринского месторождения. Диапазон скоростей вращения шпинделя SC4-31 при измерениях изменялся в пределах 0,3÷100 об/мин, что соответствовало диапазону скоростей сдвига от 0,1 до 34,0 с⁻¹.

Эффективность действия Д-1 оценивалась при дозировке 400 г/т в области температур 15÷12,5 °С, так как при этой температуре происходит гелирование нефти и именно при этой температуре возникают первые проблемы с транспортом эмульсии по трубопроводу. В результате измерений были получены зависимости напряжения сдвига от градиента скорости сдвига (кривые течения) и зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига (кривые вязкости) при температурах 15 и 12,5 °С, показанные на рисунках 4 и 5. Анализ кривых течения проводился с использованием программном обеспечении Wingather v. 3.0 по модели Гершеля-Балкли, как наиболее соответствующей течению вязкопластичной жидкости, к типу которой относятся НДС [8, 9].

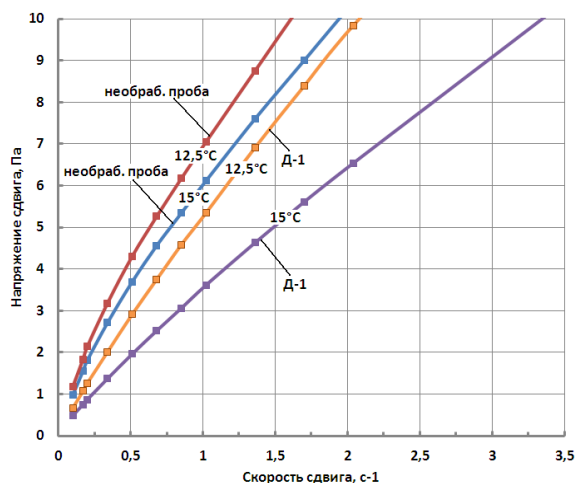


Рисунок 4. Кривые течения при температурах 15,0 и 12,5 °С необработанной эмульсии Змеевского м/р и эмульсии, обработанной реагентом Д-1 (400 г/т)

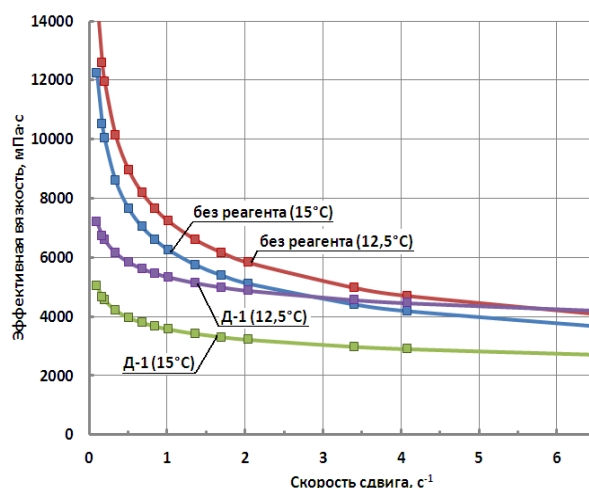


Рисунок 5. Эффективная вязкость при температурах 15,0 и 12,5 °С необработанной эмульсии Змеевского м/р и эмульсии, обработанной реагентом Д-1 (400 г/т)

Из рисунков 4 и 5 видно, что реагент Д-1 эффективно снижает ключевые реологические характеристики эмульсии относительно эмульсии, необработанной реагентом. Эффективная вязкость при температурах гелирования снижается, что отчетливо видно при малых скоростях сдвига (таблица 3).

Таблица 3. Коэффициенты снижения вязкости (скорость сдвига $1,02 \text{ c}^{-1}$) и предельного напряжения сдвига эмульсии Змеевского м/р при $15,0$ и $12,5^\circ\text{C}$

Реагент	Дозировка, г/т	Эфф. вязкость, мПа·с	Коэфф. снижения вязкости	Предельное напряжение сдвига, Па	Коэфф. снижения напряжения сдвига
Температура $15,0^\circ\text{C}$					
Без реагента	(0)	6256	(1)	10,1	(1)
Д-1	400	3567	1,75	4,2	2,4
Температура $12,5^\circ\text{C}$					
Без реагента	(0)	7223	(1)	9,59	(1)
Д-1	400	5330	1,36	3,85	2,49

Из таблицы 3 видно, что под действием реагента Д-1 достигается снижение предельного напряжения сдвига почти в 2,5 раза по сравнению с исходной эмульсией. Снижение вязкости для данных условий наблюдается в интервале $1,36 \div 1,75$ раза.

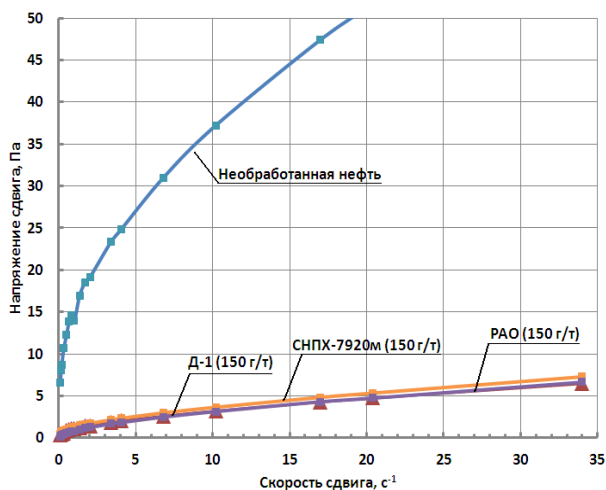


Рисунок 6. Кривые течения нефти Мамуринского месторождения при $12,5^\circ\text{C}$ с различными реагентами сравнения

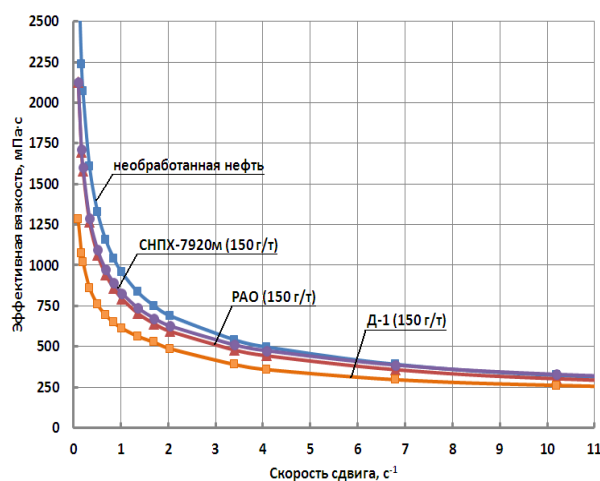


Рисунок 7. Зависимость эффективной вязкости нефти Мамуринского месторождения с различными реагентами сравнения от скорости сдвига при $12,5^\circ\text{C}$

Используя в качестве исследуемого образца товарную нефть Мамуринского месторождения, мы придерживались той же методики определения кривых течения и эффективной вязкости, что и для нефтяной эмульсии куста 9А Змеевского месторождения. Нефть Мамуринского месторождения имеет состав, % масс: асфальтены – 0,8; смолы – 12,6; парафины – 6,0; физико-химические свойства: плотность $\rho^{20} = 884 \text{ кг/м}^3$; температура застывания $t_{\text{ЗАСТ}} = 12^\circ\text{C}$.

Кривые течения и эффективной вязкости нефти Мамуринского м/р при $12,5^\circ\text{C}$ с различными типами химреагентов представлены на рисунках 6 и 7. Выбор температуры испытания $12,5^\circ\text{C}$ обусловлен тем, что вблизи температуры застывания необработанной нефти аномалии в реологических свойствах НДС проявляются наиболее ярко.

Дозировка для всех реагентов составляла 150 г/т, температура смешения – 60°C , время выдержки – $45\div 50$ минут.

Результаты снижения вязкости (при $12,5^\circ\text{C}$) под действием Д-1 и реагентами сравнения СНПХ-7920м и РАО, характеризующиеся коэффициентом снижения вязкости (при скорости сдвига $2,04 \text{ с}^{-1}$) и коэффициентом снижения предельного напряжения сдвига в рамках модели Гершеля-Балкли, представлены в таблице 4.

Таблица 4. Коэффициенты снижения вязкости (скорость сдвига $2,04 \text{ с}^{-1}$) и предельного напряжения сдвига нефти Мамуринского месторождения при $12,5^\circ\text{C}$

Реагент	Дозировка, г/т	Эфф. вязкость, мПа·с	Коэфф. снижения вязкости	Предельное напряжение сдвига, Па	Коэфф. снижения напряжения сдвига
Без реагента	(0)	689	(1)	4,95	(1)
Д-1	150	487	1,42	1,90	2,61
СНПХ-7920м	150	627	1,10	4,04	1,23
РАО	150	594	1,16	2,17	2,28

Как показал эксперимент, реагент Д-1 (таблица 4) снизил эффективную вязкость в 1,42 раза, и предельное напряжение сдвига более чем в 2,6 раза по отношению к необработанной пробе, что свидетельствует о несомненной эффективности разработанного реагента Д-1 на безводной нефти.

Моющие и диспергирующие свойства характерны только для водорастворимых ингибиторов с поверхностно активными свойствами. Поэтому, лишь подтвердив эффективность реагента Д-1 по этим критериям, можно

говорить о его комплексности и универсальности, как для водонефтяных эмульсий, так и подготовленных нефтей.

Моющая способность реагента Д-1 и его диспергирующие свойства оценивались на нефти Осинского месторождения (пластовая вода того же месторождения) и на АСПО Школьного месторождения. Исследования проводились по методике, описанной в [10]. Полученные результаты приведены в таблицах 5 и 6, соответственно.

Таблица 5. Результаты по отмыву пленки нефти различными реагентами

Реагент	РТ-1М	С НПХ-4114	без реагента	Д-1	Flexoil WM1470	СНПХ-7920м	СОНПАР 5403Б
$\tau_{\text{отмыв}}^*$, с	93	168	> 180	101	> 180	140	116
оценка	отл.	хор.	уд.	отл.	уд.	хор.	хор.

Примечание: * – время отмыва 90-100% поверхности пленки нефти

В обоих случаях композиция проявляет моюще-диспергирующие свойства на уровне типичного моющего реагента РТ-1М и диспергатора-смачивателя Flotron CW511, в то время как стандартные депрессоры не проявляют эффективности в этих тестах.

Таблица 6. Оценка диспергирующей способности реагентов (АСПО Школьного м/р)

Реагент	без реагента	СОНПАР-5403Б	Flotron CW511	РТФ-1	Д-1
Размер частиц, мм	комок	>5	0,5-1	0,5-1	0,5-1
Замазывание*, %	100	80	0	20	5
$\tau_{\text{отст.}}^{**}$, мин.	-	<3	<3	<3	<3
Общая оценка	неуд.	неуд.	отл.	уд.	хор.

Примечание: * – замазывание стенок колбы, ** – время отстаивания после окончания перемешивания.

По результатам лабораторных испытаний было определено оптимальное соотношение компонентов в композиционном составе Д-1 и совместно с ООО «Прикладная химия отходов производства этилена» были разработаны технические условия на выпуск опытной партии реагента ингибитора парафиноотложения под торговой маркой «ТАНПАР» для проведения промысловых испытаний на реальных объектах добычи нефти. Технические требования по ТУ 0258-004-85318622-2012 на реагент «ТАНПАР» приведены в таблице 7.

Таблица 7. Технические требования на реагент «ТАНПАР»

Наименование показателя	Значение
1. Внешний вид	жидкость темного цвета
2. Плотность при 20 °С, г/см ³ , не ниже	0,850
3. Вязкость при 20 °С, мм ² /с, не выше	20
4. Температура застывания, °С, не выше	минус 45

Промысловые испытания композиционного ингибитора парафиноотложения ТАНПАР проводились в период с 08.09.2012 по 20.10.2012 на добывающих скважинах №871 и №890 Мензелинского месторождения ТПП «ТатРИТЭКнефть», осложненных выпадением АСПО на внутренней поверхности эксплуатационных колонн скважин и устьевого арматуры по мере охлаждения потока водонефтяной эмульсии. Предварительно перед применением реагента ингибитора скважинное оборудование подвергалось промывке по 400 л на каждую скважину растворителем ТАНСОЛЬВ с добавлением 1% масс ингибитора ТАНПАР (единовременная закачка с работой скважин «на себя» в течение 4 часов). Технология ввода ингибитора парафиноотложения заключалась в его периодической закачке (1 раза в сутки) в затрубное пространство каждой скважины из расчета начальных суммарных дозировок 200 г/т для скв. №890 и 125 г/т для скв. 871 г/т. Использование других реагентов и горячих промывок не проводилось. Контроль за работой штангового глубинного насоса (ШГН), установленного в скв. №871, и электрического центробежного насоса (ЭЦН), используемого в скв. №890, осуществлялся путем снятия показаний счетчика количества жидкости (СКЖ), снятия динамограмм, отбивки уровня и снятия показаний со станции управления.

Выводы

На момент окончания опытно-промышленных работ получены следующие результаты:

По скважине №890: Результаты положительные. Работа глубинного насосного оборудования (ГНО) улучшилась: снизились динамические уровни, положительная опрессовка, снизилась нагрузка, дебит скважины стабилен. Расход реагента снижен до 125 г/т без уменьшения эффективности ингибирования. Прекратились остановки скважины по «дисбалансу токов». После окончания подачи ингибитора в двухнедельный срок наблюдается рост остаточных АСПО на выкидной линии устьевого арматуры (АУ) с 5% до 60%.

По скважине №871: Результаты работы реагента положительные. Работа ГНО улучшилась: стабилизировались динамические уровни, положительная опрессовка, дебит скважины стабилен. Нагрузка на штанги уменьшилась на 800 кг. После прекращения подачи ингибитора через 7 дней наблюдается рост нагрузок на штанги и ухудшение работы ГНО.

Литература

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: «Недра-Бизнесцентр», 2000. 653 с.
2. Бабалян Г.А. Борьба с отложениями парафина. М.: «Недра», 1965. 340 с.
3. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2011. № 1. С. 261-284 URL: http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf
4. Пат. 2064480 РФ. Состав для предотвращения асфальтеносмолопарафиновых отложений; заявл. 29.10.93; опубл. 27.07.96. // БИ. 1996. №3. 5 с.
5. Пат. 2159787 РФ. Ингибитор парафиноотложений; заявл. 05.01.00; опубл. 27.11.00. // БИ. 2000. №15. 4 с.
6. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. М.: Химия, 1990. 238 с.
7. Мастобаев Б.Н., Шаммазов А. М., Мовсумзаде Э. М. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти. М.: Химия, 2002. 296 с.
8. Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие. Уфа: УГНТУ, 2000. 89 с.
9. Муфтахов Е.М. Реологические свойства нефтей и нефтепродуктов: учеб. пособие. Уфа: УГНТУ, 2001. 76 с.
10. Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа: СТ-17-03-02. ОАО АНК. Уфа: «Башнефть», 2011. 83 с.

References

1. Persiyantsev M.N. Oil production in the complicated conditions. M.: «Nedra - Business center», 2000. 654 p. [in Russian]
2. Babalyan G.A. Paraffin deposition control. M.: «Nedra», 1965. 340 p. [in Russian]
3. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asphaltene deposition in the processes of oil production, transportation and storage // Oil and gas business: the el. scientific. journal, 2011. № 1. pp. 261-284 URL: http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf
4. Pat. 2064480 RF. The composition for preventing asphaltene depositions; stated 10.29.93, publ. 07.27.96. // BI 1996. №3. 5 p. [in Russian]
5. Pat. 2159787 RF. Paraffin Inhibitor; stated. 05.01.00, publ. 27.11.00. // BI 2000. № 15. 4 p. [in Russian]

6. Terteryan R.A. Pour point depressants additives for lube oils, diesel fuels and crude oils. M.: Chemistry, 1990. 238 p. [in Russian]
7. Mastobaev B.N., Shammazov A.M., Movsumzade E.M. Chemicals and technologies in the pipeline transport of crude oil. M.: Chemistry, 2002. 296 p. [in Russian]
8. Rogachev M.K., Kondrasheva N.K. Rheology of crude oil and petroleum products: the manual. Ufa: UGNTU, 2000. 89 p. [in Russian]
9. Muftakhov E.M. The rheological properties of crude oils and petroleum products: the manual. Ufa: UGNTU, 2001. 76 p. [in Russian]
10. The procedure of laboratory and pilot oilfield testing of chemicals for use in the oil extraction processes and preparation of oil and gas: ST-17-03-02. OJSC oil company. Ufa: «Bashneft», 2011. 83 p. [in Russian]

Сведения об авторах

Егоров А.В., аспирант кафедры технологии основного органического и нефтехимического синтеза ФГБОУ ВПО КНИТУ, г. Казань.

A.V. Egorov, post graduate student, department of basic organic and petrochemical synthesis technology the FGBEI of HPE KNRTU, Kazan, Russia.

Николаев В.Ф., д-р хим. наук, старший научный сотрудник лаборатории оптической спектроскопии ФГБУН Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН, г. Казань.

Nikolaev V.F., dr. techn. sci., sr. res. assist. of optical spectroscopy laboratory FGBIS A.E. Arbuzov Institute of organic and physical Chemistry KSC RAS, Kazan, Russia.

Сенгатуллин К.И., директор ООО «Прикладная химия отходов производства этилена», г. Казань.

Sengatullin K.I., director of LLC "Prikladnaya khimiya otkhodov proizvodstva etilena", Kazan, Russia.

Муратов И.Я., ведущий инженер ЦДНГ-2 ТПП «ТатРИТЭКнефть», г. Нурлат, Республика Татарстан.

Muratov I.Ya., chief engineer CDNG-2 TPE "TatRITEKneft", Nurlat, the Republic of Tatarstan, Russia.

Зайнутдинов Х.Г., заведующий отделом внедрения ООО «Прикладная химия отходов производства этилена», г. Казань.

Zaynutdinov H.G., chief of department of introduction LLC "Prikladnaya khimiya otkhodov proizvodstva etilena", Kazan, Russia.

email: egorov-539@yandex.ru