

УДК 622.276.652, 622.276.55, 622.276.43

DOI: 10.15372/ChUR2021292

## Изменение состава нефти и воды при пароизоляции гелеобразующей композицией ГАЛКА® в горизонтальной скважине, разрабатываемой методом термогравитационного дренирования

В. С. ОВСЯННИКОВА, Ю. В. САВИНЫХ, Л. К. АЛТУНИНА

*Институт химии нефти СО РАН,  
Томск (Россия)**E-mail: varja@ipc.tsc.ru*

### Аннотация

Исследовано влияние на добычу нефти и ее состав пароизоляции с применением гелеобразующей композиции ГАЛКА® при разработке горизонтальной скважины методом термогравитационного дренирования на участке Лыаель Ярегского месторождения. Эффект обработки составил 2–4 т дополнительно добытой нефти в сутки при снижении обводненности на 8–10 %. Эффект сопровождался ростом, а затем снижением до исходных значений вязкости нефти и доли в ней тяжелых полярных компонентов. В попутно добываемой воде после обработок термотропной композицией ГАЛКА® отмечено появление ионов аммония и гидрокарбонатов, увеличение содержания карбонат- и хлорид-ионов, а также повышение минерализации в 2 раза и рН добываемой воды – с 7.1 до 9.7.

**Ключевые слова:** высоковязкие нефти, термогравитационное дренирование, прорыв теплоносителя, гелеобразующая композиция, состав нефти

### ВВЕДЕНИЕ

Структура мировых запасов нефти неуклонно меняется в сторону увеличения доли высоковязких и тяжелых нефтей, которые входят в категорию трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Более 15 % извлекаемых запасов сверхвязкой нефти в России приходится на Республику Коми (Ярегское и Усинское месторождения). Для повышения эффективности разработки месторождений ТРИЗ необходимо снижение себестоимости добычи как за счет оптимизации операционных затрат и капитальных вложений, так и путем внедрения новых технологий или усовершенствованных вариантов существующих методов, обеспечивающих увеличение коэффициента извлечения нефти. Термогравитационное дренирование пластов является промышленно освоенной технологией добычи тяжелой высоко-

вязкой нефти. На Ярегском месторождении она была запущена впервые, а затем использовалась на Ашальчинском месторождении (Республика Татарстан), в Канаде и других странах [1].

В технологии задействована система двух горизонтальных скважин: в верхнюю подается пар для прогрева пласта, за счет чего снижается вязкость нефти и повышается ее текучесть, и под действием силы тяжести нефть собирается в нижележащей добывающей скважине [2]. В трещиноватом карбонатном коллекторе за счет разной проницаемости случаются прорывы теплоносителя, что ведет к повышению обводненности добываемой нефти и повышению расхода энергии на производство пара и, следовательно, экономических затрат в экстремальных климатических условиях северных регионов.

В Институте химии нефти СО РАН созданы термотропные гелеобразующие системы, кото-

рые в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, а в пластовых (под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя) превращаются в гели. Одна из таких систем – композиция на основе соли алюминия и карбамида – ГАЛКА® [3, 4].

В 2018 г. на Ярегском месторождении (участок Лыаель) в горизонтальную скважину, разрабатываемую по технологии термогравитационного дренирования, была закачана термотропная гелеобразующая композиция ГАЛКА® для изоляции прорывов пара. В период с 06.12.18 по 10.12.18 г. прошли три обработки, 17.12.18–18.12.18 – еще одна.

Цель данной работы – оценка эффективности пароизоляционных работ и исследование влияния обработки скважины гелеобразующей композицией ГАЛКА® на состав и свойства добываемой продукции.

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Расчет динамики дебитов нефти и обводненности продукции проведен по данным, представленным ООО “ЛУКОЙЛ-Коми”, в программе Microsoft Excel 2007.

До и после закачки композиции было отобрано 9 проб добываемой продукции для физико-химических анализов – определения pH, мине-

рализации и катионно-анионного состава извлекаемой воды, вязкости и состава нефти.

Катионно-анионный состав воды определяли методом капиллярного электрофореза с помощью прибора “Капель” (Россия), минерализацию воды – весовым методом.

Вязкость нефти рассчитывали методом вибрационной вискозиметрии с использованием прибора “Виброскан” (Россия).

Для исследования состава нефти из нее выделяли смесь насыщенных и ароматических углеводородов (мальтенов) *n*-гексаном на силикагеле в аппарате Сокслета. Индивидуальный состав *n*-алканов в мальтенах анализировали с помощью метода газожидкостной хроматографии (ГЖХ) на приборе “Хромос GX-1000” (Хромос Инжиниринг, Россия, капиллярная колонка длиной 25 м с фазой OV-101, газ-носитель – гелий, температура испарителя и интерфейса составляла 250 °С). Нагрев колонки осуществлялся в режиме линейного программирования температуры: начальная температура  $T_{\text{нач}} = 80$  °С, далее температура повышалась со скоростью 10 °С/мин до максимального значения  $T_{\text{макс}} = 280$  °С.

ИК-спектры образцов нефти регистрировали в области 400–4000 см<sup>-1</sup> в тонком слое с помощью ИК-Фурье спектрофотометра Nicolet 5700 с Raman-модулем (Thermo Electron, США). Об изменении содержания тех или иных групп и связей судили по следующим оптическим ко-

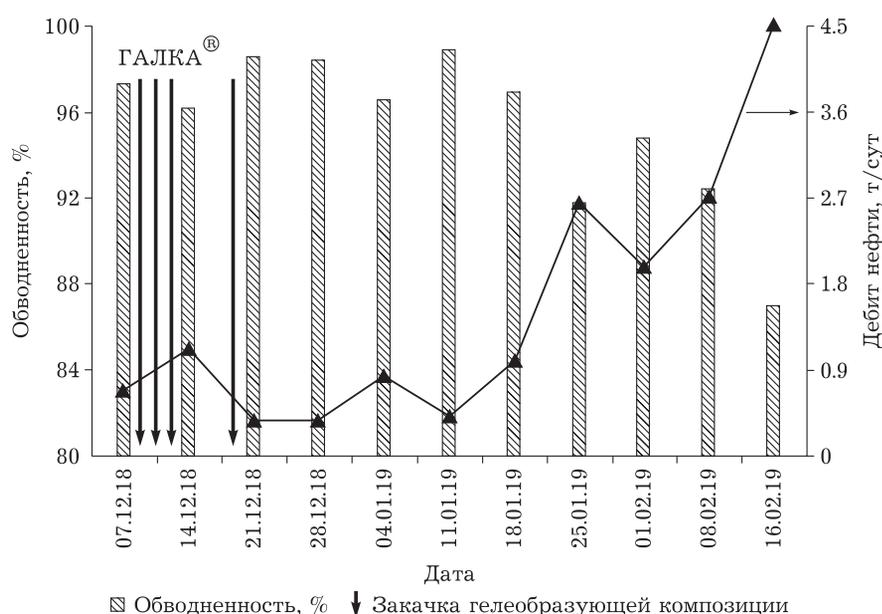


Рис. 1. Изменение обводненности продукции и среднесуточного дебита нефти из горизонтальной скважины Ярегского месторождения после пароизоляционных работ гелеобразующей композицией ГАЛКА®.

эффициентам ( $C_i$ ), равным отношениям оптических плотностей ( $D_i$ ):

$C_1 = D_{1610}/D_{1461}$  – соотношение ароматических и алифатических структур;

$C_2 = D_{820}/D_{1610}$  – соотношение полизамещенных ароматических структур и общего содержания ароматических структур;

$C_3 = D_{1710}/D_{1461}$  – соотношение карбонильных групп карбоновых кислот (C=O) и алифатических структур;

$C_4 = D_{1380}/D_{1461}$  – коэффициент разветвленности, характеризующий относительное содержание  $\text{CH}_3$ -групп;

$C_5 = D_{1170}/D_{1461}$  – условное содержание эфирных групп;

$C_6 = D_{1030}/D_{1461}$  – условное содержание сульфоксидных групп.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Объемы обработок составили 100, 80, 80 и 90 м<sup>3</sup> гелеобразующей композиции ГАЛКА®. Отслеживание добычи нефти и обводненности показало, что в течение двух месяцев после обработок добыча постепенно увеличилась с 0.7–1.3 до 2.5–4.5 т/сут, что сопровождалось снижением обводненности с 96–98 до 86–92 % (рис. 1).

Карбамид в составе гелеобразующей композиции под действием теплоносителя подвергается термическому гидролизу до аммиака и угле-

ТАБЛИЦА 1

Изменение физико-химических характеристик попутно добываемой пластовой воды из горизонтальной скважины Ярегского месторождения после пароизоляционных работ гелеобразующей композицией ГАЛКА®

Дата отбора	Минерализация, г/мл	рН	Минеральный состав воды, мг/л						
			$\text{NH}_4^+$	$\text{Na}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{CO}_3^{2-}$	$(\text{NH}_2)_2\text{CO}$
29.10.18	5.2	9.6	2650	330	13.2	3150	0	2430	0.027
<b>07.12.18–10.12.18 Обработка композицией ГАЛКА®</b>									
11.12.18	4.2	7.1	0	1060	140	2125	83	0	0.012
13.12.18	2.0	9.1	260	400	21	1055	464	58	0
17.12.18	4.9	7.3	0	1495	168	2460	107	0	0
<b>17.12.18–18.12.18 Обработка композицией ГАЛКА®</b>									
21.12.18	7.3	9.7	7065	335	21	4450	0	4080	0.060
24.12.18	7.8	9.7	8130	372	35	4825	0	4248	0.032
31.12.18	5.3	9.7	4907	386	16	3050	0	3408	0.021
07.01.19	5.2	9.5	3585	350	16	3025	0	2736	0.022

ТАБЛИЦА 2

Изменение характеристик добываемой нефти после изоляции прорыва теплоносителя в горизонтальной скважине гелеобразующей композицией ГАЛКА®

Дата отбора	Вязкость нефти, мПа·с	Содержание, отн. %			Содержание, м. д.			VO-p/Ni-p
		Масла	Смолы	Асфальтены	Ni-p	VO-p	$\Sigma$ porf	
29.10.18	5655	81.8	18.1	0.9	17.61	120.81	138.43	6.86
<b>07.12.18–10.12.18 Обработка композицией ГАЛКА®</b>								
11.12.18	15 039	80.4	19.6	1.6	5.99	127.96	133.95	21.37
13.12.18	11 486	79.7	20.2	1.7	8.29	125.94	134.23	15.20
17.12.18	13 317	80.0	20.0	1.8	0.00	56.90	56.90	–
<b>17.12.18–18.12.18 Обработка композицией ГАЛКА®</b>								
21.12.18	14 396	78.6	21.3	2.2	45.09	127.85	172.94	2.84
24.12.18	1111	78.1	21.8	0.7	18.59	154.16	172.75	8.29
27.12.18	–	81.2	18.8	0.9	19.23	132.93	152.16	6.91
31.12.18	6465	77.6	22.4	1.2	16.77	153.11	169.88	9.13
07.01.19	5875	79.3	20.7	1.0	15.55	154.81	170.36	9.96

Примечание. Ni-p, VO-p – порфириновые комплексы никеля и ванадия соответственно;  $\Sigma$  porf – суммарное содержание металлопорфиринов; VO-p/Ni-p – соотношение содержания ванадиевых и никелевых комплексов.

кислого газа, обеспечивая щелочные условия, необходимые для формирования геля.

Поэтому о процессах в скважине, запускаемых обработками, можно судить по свойствам попутно добываемой воды: если перед обработкой и непосредственно после первой серии обработок пластовая вода имела рН 7.0–7.3 (ней-

тральная среда) и минерализацию 2.0–4.2 г/см<sup>3</sup>, то после последней обработки минерализация увеличилась до 5.2–7.8 г/см<sup>3</sup>, а рН – до 9.1–9.7. Если после первой серии обработок повышенное значение рН и присутствие иона аммония наблюдалось однократно, то последняя обработка значительно поменяла состав воды: щелоч-

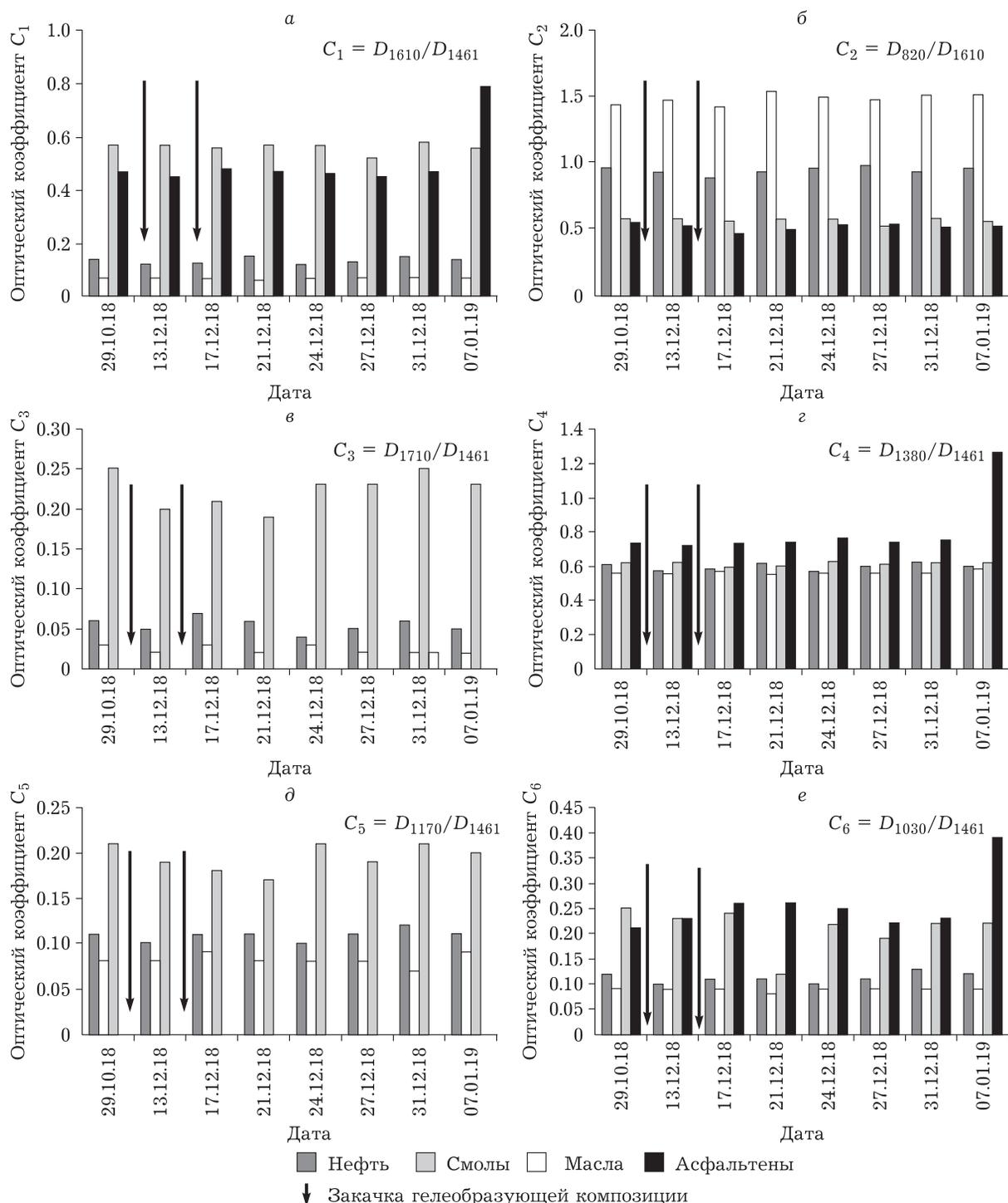


Рис. 2. Изменение структурного состава масел, смол, асфальтенов и добываемых нефтей в целом в ходе пароизоляционных работ композицией ГАЛКА® по данным ИК-спектров.

ная среда вызвана высокой концентрацией иона аммония ( $4-8 \text{ г/дм}^3$ ), появлением сначала гидрокарбонатов, а затем карбонатов – продуктов гидролиза карбамида и их последующих реакций с компонентами породы коллектора и пластовой воды (табл. 1). Сам карбамид в пробах присутствовал в следовых концентрациях, что говорит о высокой степени его гидролиза.

После последней обработки в воде снизилась концентрация ионов натрия, но увеличилось содержание ионов хлора, что связано с введением композиции.

Состав воды может меняться вследствие прямого воздействия композиции (появления ее компонентов), а на состав нефти композиция может влиять в основном опосредованно – за счет перераспределения фильтрационных потоков.

Исследования показали, что изолирующие работы с применением гелеобразующей композиции ГАЛКА® сопровождались изменениями вязкости добываемой нефти: сначала увеличением (после первой серии обработок) с  $5600$  до  $13\,000-15\,000 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ , а затем (через две недели после последней обработки) снижением до исходного значения (табл. 2). Кроме того, отмечено однократное снижение вязкости до  $1111 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  в пробе от 24.12.18. Изменения вязкости были связаны с составом нефти: с даты начала исследования и до 24.12.18 содержание масел снижалось, а смол и асфальтенов – возрастало (см. табл. 2). Через 7–10 суток после последней

обработки композицией отмечено повышение содержания масел (27.12.18) и снижение доли смол и асфальтенов. Это могло быть следствием подключения в разработку небольшого, ранее не дренированного участка залежи. К 31.12.18 содержание масел уменьшилось, а количество смол и асфальтенов начало возрастать, что свидетельствует об истощении непромытого участка.

Согласно данным ИК-спектроскопии (рис. 2), влияние обработки композицией ГАЛКА® выражалось в изменениях структурных характеристик цельных нефтей, смол и асфальтенов. В ходе обработок наблюдались колебания окисленности ( $C_3$ ), содержания эфирных ( $C_5$ ) и сульфоксидных групп ( $C_6$ ) в добываемой нефти и смолах, что может быть следствием десорбции полярных гетероатомных компонентов.

Для смол характерно увеличение коэффициента  $C_1$ , определяющего соотношение ароматических и алифатических структур (ароматичность). Это может свидетельствовать о дополнительном доотмыве ранее слабо дренированных участков после перераспределения потоков в результате закачки потокоотклоняющей композиции.

По данным ГЖХ, состав нефти был стабилен до обработок (проба за 29.10.18 г.) и после первых трех обработок (пробы за 13.12.18 и 17.12.18 г.). После последней обработки на хроматограммах появились пики парафиновых углеводородов (пробы за 24.12.18, 27.12.18 и 31.12.18 г.). Это наблюдалось в течение недели, затем состав вер-

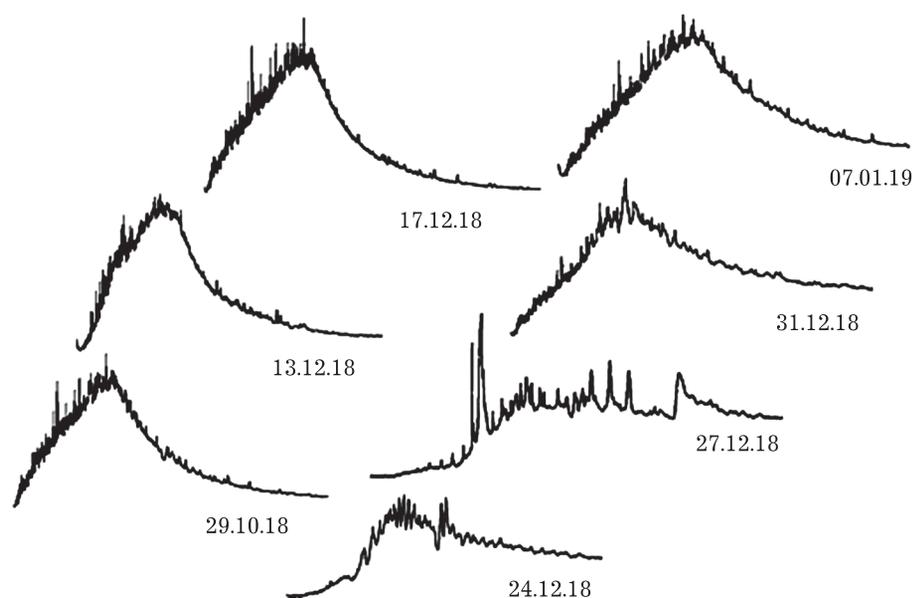


Рис. 3. Хроматограммы образцов добываемой нефти (по датам) из горизонтальной скважины Ярегского месторождения после изоляции прорыва пара гелеобразующей композицией ГАЛКА®.

нулся к исходному, что также свидетельствует о малом размере целика, затронутого заводнением после применения потокоотклоняющей композиции (рис. 3).

Содержание металлопорфириновых комплексов начало увеличиваться через 7–10 сут после третьей обработки, в пробе за 24.12.18 г. их количество скачкообразно упало, затем снова увеличилось, что можно объяснить десорбцией полярных смолисто-асфальтеновых компонентов (см. табл. 2). Ванадилловые комплексы составляли основную часть металлопорфиринов, их содержание на протяжении исследования было выше, чем комплексов никеля в 2.84–21.37 раз.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изоляционные работы с применением термотропной гелеобразующей композиции ГАЛКА® для горизонтальной скважины, разрабатываемой методом термогравитационного дренирования, оказали положительный эффект, обеспечив прирост среднесуточной добычи нефти с 0.69 до 2.6–4.5 т и снижение обводненности с 96–98 до 86–92 %. В присутствии гелеобразующей композиции в попутно добываемой воде фиксировалось появление ионов аммония и гидрокарбонатов, увеличение концентраций карбонат- и хлорид-ионов, а также формирование щелочной среды (рН 9.5–9.7) и рост минерализации в 1.5–2 раза.

Изменения вязкости и состава нефти сразу после начала обработок свидетельствуют об отмыве полярных компонентов – смол и асфальтенов. Эпизодическое снижение вязкости, содержания асфальтенов и металлопорфиринов, а также появление *n*-алканов указывает на захват небольшого по объему ранее не дренированного участка с нефтью более легкого состава.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Малюков В. П., Буурулдай Ш. Э. Физические процессы циклического паротеплового воздействия при разработке месторождений высоковязкой нефти // Горный информ.-аналит. бюлл. 2016. № 12. С. 260–269.
- 2 Дуркин С. М., Меньшикова И. Н., Терентьев А. А., Рузин Л. М., Морозюк О. А., Калинин С. А. Обоснование применения технологии дифференцированного термогравитационного дренирования пласта путем численного моделирования участка Ягерского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 6. С. 101–103.
- 3 Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Thermotropic inorganic gels for enhanced oil recovery // Progress in Oilfield Chemistry. 2011. Vol. 9. Recent Innovations in Oil and Gas Recovery. Ed. by I. Lakatos. Akademiai Kiado, Budapest, 2011. P. 165–178.
- 4 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А., Кувшинов И. В. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи тяжелой нефти // Химия уст. разв. 2018. Т. 28, № 3. С. 261–277.