

## ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ОСОБЕННОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ\*

*А.М. Зиновьев<sup>1</sup>, В.А. Ольховская<sup>1</sup>, В.В. Коновалов<sup>1</sup>, Д.В. Мардашов<sup>2</sup>,  
Д.С. Тананыхин<sup>2</sup>, П.В. Роцин<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> Самарский государственный технический университет  
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244  
E-mail: renigm.samgtu@gmail.com

<sup>2</sup> Национальный минерально-сырьевой университет («Горный»)  
199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, 2  
E-mail: kafedra\_rngm@mail.ru

*Приведены и проанализированы результаты экспериментальных исследований реологических (структурно-механических) свойств высоковязких нефтей с повышенным содержанием асфальтенов и смол и их влияние на процесс фильтрации в пустотной среде на примере месторождений Самарской области.*

**Ключевые слова:** *высоковязкая нефть, фильтрационные и реологические характеристики, нефтяные смолы и асфальтены, напряжение сдвига, скорость фильтрации, градиент давления, проектирование разработки.*

В последние годы в общей структуре запасов нефти в России существенно увеличилась доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. В основном это месторождения с высоковязкими неньютоновскими нефтями, а также с низкопроницаемыми коллекторами. Применение на таких месторождениях традиционных методов воздействия на продуктивный пласт характеризуется низкими технико-экономическими показателями и нефтеотдачей менее 20...30 %. В условиях истощения активных запасов нефти Урало-Поволжья трудноизвлекаемые запасы, среди которых высоковязкие нефти составляют наиболее крупную долю перспективных запасов, приобретают все большую значимость для нефтедобывающего комплекса Российской Федерации.

---

\* *Работа выполнена в рамках федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы», по лоту № 2013-1.5-14-515-0002 «Разработка технологических основ методов интенсификации добычи нефти».*

*Работа проведена с использованием оборудования ЦКП «Исследование физико-химических свойств веществ и материалов» Самарского государственного технического университета при финансовой поддержке Минобрнауки России.*

*Алексей Михайлович Зиновьев, ассистент.*

*Валерия Александровна Ольховская (к.т.н., доц.), доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».*

*Виктор Викторович Коновалов (к.х.н., доц.), заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».*

*Дмитрий Владимирович Мардашов (к.т.н., доц.), доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».*

*Дмитрий Сергеевич Тананыхин, аспирант.*

*Павел Валерьевич Роцин, аспирант.*

Систематизация современных представлений о внутренней организации и особенностях поведения высоковязких нефтей как неньютоновских систем [1, 2, 3, 4] позволяет утверждать, что в процессе разработки, пока температура пласта остается выше температуры насыщения нефти парафином, неньютоновское поведение нефти обусловлено концентрацией и эволюцией асфальтено-смолистых веществ (АСВ).

В задачу исследования входило:

- изучение реологических свойств высоковязких нефтей на месторождениях, приуроченных к юго-восточному борту Мелекесской впадины и расположенных на территории Самарской области;

- оценка их влияния на процесс фильтрации по данным лабораторных реологических и фильтрационных экспериментов;

- обоснование математической модели притока нефти с повышенным содержанием АСВ к вертикальной скважине на основе полученных результатов.

На первом этапе были проведены лабораторные исследования реологических свойств нефтей Юганского, Авралинского, Стреловского и Сборновского месторождений (табл. 1). С целью большей репрезентативности результатов исследований пробы нефти отбирались из месторождений, удаленных друг от друга, из пластов различных горизонтов, сложенных как карбонатными, так и терригенными породами.

Таблица 1

**Стандартная характеристика проб исследуемой нефти  
(согласно проектной и промысловой документации)**

№ п/п	Месторождение (пласт)	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Содержание смол, %	Содержание асфальтенов, %	Пластовая температура, °С
1	Авралинское (Б <sub>2</sub> )	182,6	6,56	8,5	37
2	Сборновское (В <sub>1</sub> )	461,1	15,6	6,31	30,2
3	Стреловское (А <sub>4</sub> )	276,2	11,75	9,19	26
4	Юганское (Д <sub>3fm</sub> )	50,1	11,07	8,26	46

Исследование реологических свойств нефтей осуществлялось с использованием ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 компании Messgerate Medingen GmbH по следующей методике:

- 1) задавалось время прохождения теста (300 с) и предельное напряжение сдвига, развиваемое прибором для исследуемого образца нефти;

- 2) в течение 300 с прибор плавно увеличивал напряжение сдвига на роторе до заданного максимального значения;

- 3) производилось построение зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига;

- 4) фиксировался диапазон значений начального напряжения сдвига  $\tau_0$ .

Следует отметить, что образцы исследуемых нефтей не подвергались предварительному вакуумированию. Подготовка образцов нефти к реологическим исследованиям производилась путем длительного ее отстоя и очистки от нерастворимых твердых частиц.

Результаты реологических исследований проб нефти при пластовых температурах представлены на рис. 1 – 4.

На втором этапе проводились лабораторные фильтрационные исследования на модели, составленной из естественных образцов кернов пласта А<sub>4</sub> Стреловского месторождения при термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым.



Рис. 1. Зависимость скорости сдвига от напряжения сдвига образца нефти Юганского месторождения (пласт Д<sub>3fn</sub>) при 46 °С



Рис. 2. Зависимость скорости сдвига от напряжения сдвига образца нефти Авралинского месторождения (пласт Б<sub>2</sub>) при 37 °С



Рис. 3. Зависимость скорости сдвига от напряжения сдвига образца нефти Стреловского месторождения (пласт А<sub>4</sub>) при 26 °С

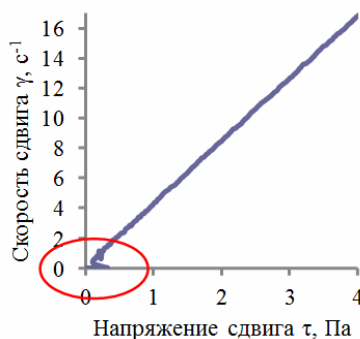


Рис. 4. Зависимость скорости сдвига от напряжения сдвига образца нефти Сборновского месторождения (пласт В<sub>1</sub>) при 30 °С

Подготовка образцов керна и пластовых флюидов, а также проведение исследований были выполнены в соответствии с требованиями ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях» [8].

Таблица 2

**Результаты измерений фильтрационно-емкостных свойств образцов керна по азоту**

№ п/п	№ керна	Пористость по азоту, %	Проницаемость по азоту, мД	Длина, см	Диаметр, см
1	174	19	126,9	3,03	3
2	720	18	121,1	2,97	3
3	768	14	123,4	1,5	3

Результаты анализа ФЕС (по азоту) подобранных образцов керна представлены в табл. 2. Всего было подготовлено три образца керна.

Лабораторные фильтрационные исследования проводились на установке RPS-812 компании Coretest Systems Corporation. Перед началом фильтрационных исследований по вышеуказанной методике проводилась подготовка кернов и насыщение их пластовой водой. После размещения исследуемых образцов, насыщенных водой, в кернодержателе системы RPS-812 и создания первоначальных термобарических условий (температура 26 °С, поровое давление 12,1 МПа, горное давление 26,1 МПа) производили формирование остаточной водонасыщенности в составной модели керна путем прокачки 10 поровых объемов стреловской нефти при перепаде давления 10 psi ( $\approx 0,7$  атм). После этого приступали к проведению экспериментальных исследований процессов фильтрации anomalно вязкой нефти при различных температурах (26, 45 и 70 °С) в режиме постоянных расходов. Значения выбранных расходов соответствуют условиям фильтрации нефти как в удаленной области пласта, так и в призабойной зоне.

При каждой температуре предварительно проводилась термостабилизация всей системы в течение 4-5 час. Затем с наименьшего расхода начиналась фильтрация нефти через керн. При этом фиксировалось дифференциальное давление до и после керна, а также объемный расход на выходе из керна. Стабилизация режима фильтрации фиксировалась по постоянному градиенту давления (стабилизация градиента давления). Итоговые значения расхода и перепада давления фиксировались для дальнейшего анализа. После этого повышали расход и повторяли вышеуказанные операции. Фильтрационные исследования проводились при следующих расходах: 0,25; 0,5; 1,0; 1,7; 2,5 см<sup>3</sup>/мин (при 26 °С) и 0,1; 0,25; 0,5; 1,0; 2,0 мл/мин (при 45 и 70 °С). При достижении максимального расхода исследования проводили в обратном направлении (в сторону уменьшения расхода) до достижения первоначального минимального значения. Затем изменяли температуру и проводили аналогичные операции по снятию кривой фильтрации прямого и обратного хода.

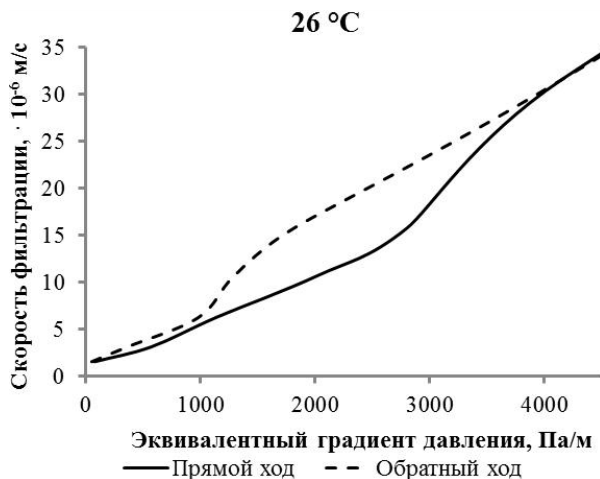


Рис. 5. Зависимость градиента давления от скорости фильтрации (при прямом и обратном ходе) нефти Стреловского месторождения при 26 °С

Таким образом, целью фильтрационных экспериментов являлся замер градиентов давлений при фильтрации через образец керна нефти с различными расходами в сторону увеличения, а затем – уменьшения до момента стабилизации фильтрацион-

ного потока. В результате проведенных фильтрационных экспериментов строилась зависимость градиента давления от скорости фильтрации нефти через образец керна.

Результаты лабораторных исследований процесса фильтрации нефти Стреловского месторождения с переходом от масштабов модели к масштабу пласта представлены на рис. 5 – 7.

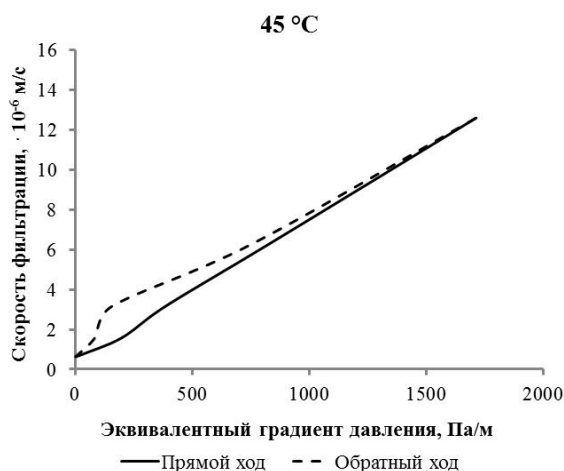


Рис. 6. Зависимость градиента давления от скорости фильтрации (при прямом и обратном ходе) нефти Стреловского месторождения при 45 °C

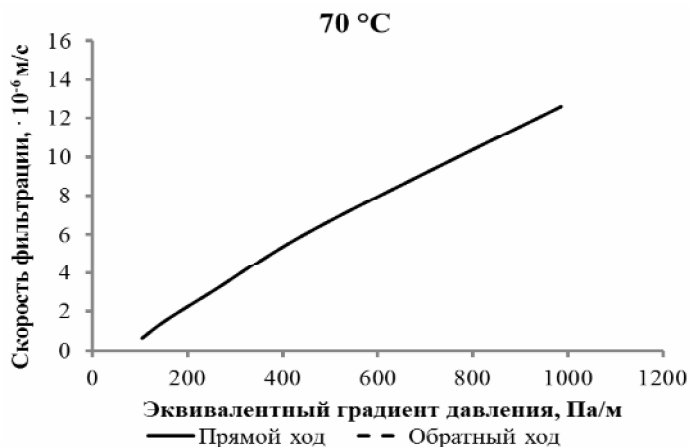


Рис. 7. Зависимость градиента давления от скорости фильтрации (при прямом и обратном ходе) нефти Стреловского месторождения при 70 °C

Итоговые результаты фильтрационных исследований сведены в табл. 3.

В результате проведенных фильтрационных и реологических исследований установлено, что нефть Стреловского месторождения обладает структурно-механическими свойствами, следовательно, для нее характерен эффект аномалии вязкости и аномалии подвижности при течении в пустотной среде (см. табл. 3 и 4).

Очевидно, что с ростом температуры влияние реологических свойств на процесс фильтрации будет снижаться, а эффективная подвижность – расти (см. табл. 3). Таким образом, данную нефть можно отнести к классу неньютоновских жидкостей.

**Результаты экспериментов по определению фильтрационных свойств нефти  
Стреловского месторождения**

Скорость фильтрации $v \cdot 10^{-6}$ , м/с	Градиент давления, МПа/м		Эффективная подвиж- ность, мкм <sup>2</sup> /МПа с		Эквивалентный градиент давления, Па/м	
	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход
26 °С						
3,15	1,1	0,7	0,0028	0,0033	518,7	363,1
6,3	2,2	1,9	0,0028	0,0033	1141,1	985,5
10,73	3,9	2,5	0,0028	0,0033	2022,8	1296,7
15,77	5,4	3,5	0,0029	0,0040	2800,8	1815,3
31,55	8,0	8,0	0,0041	0,0041	4149,3	4149,3
45 °С						
0,63	0,007	0,002	0,0038	0,0040	3,6	1,0
1,57	0,38	0,16	0,0042	0,0042	197,1	83,0
3,15	0,74	0,30	0,0042	0,0042	383,8	155,6
6,3	1,60	1,46	0,0042	0,0042	829,9	757,2
12,6	3,30	3,30	0,0042	0,0042	1711,6	1711,6
70 °С						
0,63	0,2	0,2	0,0060	0,0060	103,7	103,7
1,57	0,3	0,3	0,0060	0,0060	155,6	155,6
3,15	0,5	0,5	0,0060	0,0060	259,3	259,3
6,3	0,9	0,9	0,0060	0,0060	466,8	466,8
12,6	1,9	1,9	0,0060	0,0060	985,5	985,5

Таблица 4

**Анализ данных реологических и фильтрационных исследований нефти пласта А<sub>4</sub>  
Стреловского месторождения при температуре 26 °С**

Параметр вязкости	Величина	Критический градиент пластового давления, Па/м	
		Сдвига структуры $H$	Разрушения структуры $H_m$
Максимальная вязкость нефти $\mu_0$ , мПа · с	1085,7	2800,8	—
Эффективная вязкость нефти $\mu_{эф}$ , мПа · с	732,1	—	—
Минимальная вязкость нефти $\mu_m$ , мПа · с	400,7	—	4149,3

Полученные зависимости подтвердили теоретические положения о том, что для нефти с повышенным содержанием асфальтено-смолистых веществ характерна нелинейная связь между скоростью фильтрации и градиентом давления как следствие проявления структурно-механических (реологических) свойств. В результате процессов структурообразования фильтрация неньютоновской нефти не подчиняется закону вязкого трения Ньютона. Ее течение характеризуется критическими напряжениями сдвига и, соответственно, критическими градиентами давления. От соотношения асфальтенов и смол зависят такие реологические параметры, как градиент динамического давления сдвига ГДДС ( $H$ ) и градиент давления предельного разрушения структуры ( $H_m$ ) [1].

Кроме того, приток нефти к скважине будет происходить с переменным значением вязкости в зависимости от градиента давления. На удалении от скважины до достижения в пласте градиента сдвига  $H$  фильтрация нефти будет происходить с максимальной вязкостью  $\mu_0$ . При достижении фактическим градиентом величины  $H$

начнется процесс постепенного разрушения внутренней структуры нефти, следствием чего явится снижение ее вязкости по мере роста градиента давления. После преодоления в пласте градиента предельного разрушения  $H_m$  нефть будет фильтроваться с минимальной вязкостью  $\mu_m$ , так как структура, образованная асфальтенами и смолами, вблизи добывающей скважины будет полностью разрушена. Вариации вязкости – интегрального макроscopicого реологического параметра – должна воспринимать скорость фильтрации как функцию градиента давления. Теоретическая зависимость, характерная для нелинейно вязкопластичной нефти, изображена на рис. 8 [1, 4]. Ей полностью соответствует экспериментальная зависимость скорости фильтрации от градиента давления, полученная для нефти Стреловского месторождения Самарской области.

В работе [1] приведена математическая модель, описывающая фильтрацию неньютоновской нефти на основе критических (граничных) градиентов давления (1). Классическое уравнение стационарного плоскорадиального притока нелинейно вязкопластичной нефти к забою добывающей вертикальной гидродинамически совершенной скважины имеет вид

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_\kappa - P_c)}{\mu_m \cdot \ln \frac{r_m}{R_c} + \mu_0 \cdot \ln \frac{R_\kappa}{r_d} + \frac{\Delta H \cdot \mu_0 + \Delta \mu \cdot H}{\Delta H} \cdot \ln \frac{\frac{\Delta \mu}{\Delta H} + \frac{\mu_0}{H}}{\frac{\Delta \mu}{\Delta H} + \frac{\mu_m}{H_m}}}, \quad (1)$$

где  $R_\kappa$  – радиус кругового контура питания, а радиусы  $r_m$  и  $r_d$  подобластей фильтрации зависят от дебита скважины  $Q$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) и определяются по формулам:

$$r_m = \frac{Q \cdot \mu_m}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot H_m}, \quad r_d = \frac{Q \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot H}.$$

На основе совместного анализа промысловых и экспериментальных данных, а также классических математических моделей описания процесса фильтрации нефти [1, 2, 6, 7] можно предложить аналитическое уравнение псевдоустановившегося притока нелинейно вязкопластичной нефти к вертикальной скважине с произвольной по форме площадью дренирования:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_\kappa - P_c)}{B_0 \cdot \left\{ \mu_m \cdot \ln \frac{r_m'^2}{R_c} + \frac{\Delta H \cdot \mu_0 + \Delta \mu \cdot H}{\Delta H} \cdot \ln \frac{\frac{\Delta \mu}{\Delta H} + \frac{\mu_0}{H}}{\frac{\Delta \mu}{\Delta H} + \frac{\mu_m}{H_m}} + \mu_0 \cdot \left( \ln \sqrt{\frac{2,2458 \cdot A}{C_a \cdot r_d'^2}} \right) \right\}}, \quad (2)$$

где  $\Delta H = H_m - H$ ;  $\Delta \mu = \mu_0 - \mu_m$ ;  $k$  – проницаемость пласта,  $\text{м}^2$ ;  $h$  – толщина пласта,  $\text{м}$ ;  $H$  и  $H_m$  – критические градиенты давления, определенные экспериментально или по одной из эмпирических методик [1],  $\text{Па}/\text{м}$ ;  $\mu_m$  и  $\mu_0$  – соответственно минимальная и максимальная вязкость нефти,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $r_m'$  – внешний условный радиус подобласти

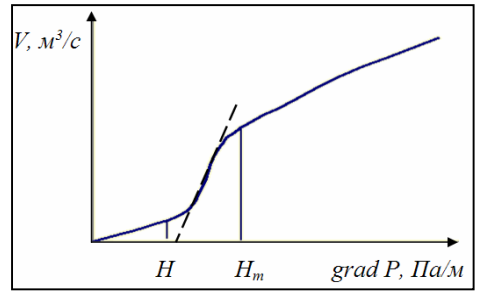


Рис. 8. Общий вид зависимости скорости фильтрации нелинейно вязкопластичной нефти от градиента давления

фильтрации нефти с минимальной вязкостью,  $m$ ;  $r_d'$  – внутренний условный радиус подобласти фильтрации нефти с максимальной вязкостью,  $m$ ;  $R_c$  – радиус скважины,  $m$ ;  $P_c$  – забойное давление в скважине, Па;  $P_k$  – пластовое давление (давление на внешней границе области фильтрации), Па;  $A$  – площадь области дренирования,  $m^2$ ;  $C_a$  – безразмерный фактор формы площади дренирования;  $B_0$  – объемный коэффициент нефти.

В отличие от классического варианта (1) модифицированное уравнение (2) учитывает переходный характер режима фильтрации и геометрию области дренирования. Кроме того, в зависимости от разновидности фактора формы учитываются условия на контуре питания. Так, для замкнутых систем, т. е. пластов, разрабатываемых на режимах естественного истощения, рекомендуется использовать фактор формы Дитца. Для систем открытого или частично открытого типа, на всех или нескольких границах которых поддерживается постоянное пластовое давление (за счет нагнетания воды или связи с аквифером), предпочтительнее использовать фактор формы Ларсена [6, 7]. Таким образом, теоретически уравнение притока (2) может быть применено для интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на месторождениях высоковязких нефтей.

## Выводы

Исследованиями реологических свойств нефтей месторождений Самарской области, приуроченных к юго-восточному борту Мелекесской впадины, выявлены тиксотропные свойства, характерные для неньютоновских жидкостей.

Экспериментально доказано, что исследованная нефть обладает структурно-механическими свойствами; следовательно, для нее характерен эффект аномалии вязкости и аномалии подвижности. Этот факт принципиально важен для проектирования и мониторинга процесса разработки месторождений.

Изучены закономерности проявления структурно-механических (реологических) свойств нефти, заключающиеся в том, что при достижении определенных значений градиентов давления происходит процесс постепенного разрушения внутренней структуры самой нефти, образованной асфальтенами и смолами, вследствие чего зависимость скорости фильтрации от градиента давления приобретает нелинейный характер.

Установленные нестандартные свойства высоковязкой нефти рекомендуется учитывать при проектировании технологических процессов разработки месторождений (особенно тепловыми методами), эксплуатации скважин и нефтепромысловых систем. Поскольку фильтрация исследованных нефтей через образцы естественных горных пород характеризуется высокими значениями граничных градиентов давления, это, безусловно, будет отрицательно сказываться на процессе нефтеизвлечения и должно учитываться при выборе системы разработки залежей.

С этой целью в свете полученных данных предложено аналитическое уравнение псевдоустановившегося притока нелинейно вязкопластичной нефти к вертикальной скважине с произвольной по форме площадью дренирования. Использование данного уравнения при интерпретации промысловой информации и проектировании разработки [5] позволит учесть специфические эффекты, обнаруженные в ходе исследований и обусловленные неньютоновским поведением высоковязких нефтей месторождений Самарской области. Внедрение предлагаемой аналитической модели притока в практику проектирования должно способствовать формированию опти-



мальной системы эксплуатации месторождений, нефть которых содержит структурообразующие компоненты в повышенных концентрациях.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 368 с.
3. Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем и нефтегазовые технологии / Под. ред. Р.З. Сафиевой, Р.З. Сюняева. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. – 580 с.
4. Ольховская В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти. – М.: ВНИИО-ЭНГ, 2011. – 224 с.
5. Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Максимкина Н.М. Проектирование систем разработки месторождений высоковязкой нефти с использованием модели неньютоновского течения и результатов исследования скважин на приток // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 1. – С. 4-14.
6. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с.
7. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Tulsa, Oklahoma: Pennwell Publishing, 1991. – 424 p.
8. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.
9. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации.

*Статья поступила в редакцию 30 апреля 2013 г.*

## RESEARCH OF RHEOLOGICAL PROPERTIES AND FEATURES FILTERING OF HIGH-VISCOUS OIL AT FIELDS OF THE SAMARA REGION

*A.M. Zinoviev<sup>1</sup>, V.A. Olkhovskaya<sup>1</sup>, V.V. Konovalov<sup>1</sup>, D.V. Mardashov<sup>2</sup>,  
D.S. Tananykhin<sup>2</sup>, P.V. Roshchin<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> Samara State Technical University  
244, Molodogvardeiskaya st., Samara, 443100

<sup>2</sup> National mineral resources University («Gorny»)  
21st line 2, Vasilyevsky island, Saint-Petersburg, 199106

*The results of experimental research of rheological (structural-mechanical) properties of high-viscous oil with increased content of petroleum asphaltenes and resins and their impact on the process of oil filtration in the producing formation the article presents and analyzes on the oil fields example in the Samara region.*

**Keywords:** *High-viscosity oil, filtration and rheological properties, petroleum resins and asphaltenes, shearing stress, filtration rate, formation pressure gradient, planning of development.*

---

*Aleksey M. Zinoviev, Aspirant.*

*Valeriya A. Olkhovskaya (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.*

*Victor V. Konovalov (Ph.D (Chem.)), Associate professor.*

*Dmitry V. Mardashov (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.*

*Dmitry S. Tananykhin, Aspirant.*

*Pavel V. Roshchin, Aspirant.*