

## ИССЛЕДОВАНИЯ АНОМАЛИЙ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Статья посвящена оценке интенсивности проявления аномально-вязких свойств пластовых нефтей месторождений Республики Татарстан. Следствием проявления нефтями аномально-вязких свойств является образование в пласте зон пониженной фильтрации или застойных зон, уменьшение полноты вытеснения нефти и увеличение затрат на добычу. Вязкости нефтей с неразрушенной пространственной структурой до десятка и более раз превышают вязкости этих же нефтей с полностью разрушенной структурой. Интенсивность проявления аномалий вязкости и подвижности нефтей во многом зависит от количества и состава растворенного газа. Даны количественные оценки реологических и фильтрационных характеристик пластовых нефтей, учет которых повысит надежность проектирования разработки и промышленного обустройства месторождений с неьютоновскими нефтями.

*Ключевые слова:* нефть, вязкость, аномалия, напряжение, асфальтены, фильтрация, разработка.

Эффективность процесса разработки нефтяных залежей, эксплуатация технологического оборудования скважин во многом зависят от состава и свойств нефти, в частности от содержания в ней высокомолекулярных компонентов – смол, асфальтенов, парафина. Эти компоненты

являются основными структурообразующими соединениями и обуславливают проявление нефтями аномально-вязких свойств. Последнее оказывает заметное влияние на фильтрацию нефти, на полноту ее вытеснения из породы.

При разработке месторождений парафинистых неф-

Окончание статьи А.С. Султанова «Регулирование процесса разработки ...»

контролируемых экономических показателях.

Масштабы применения тех или иных технологий увеличения извлекаемых запасов нефти определяются в зависимости от поставленных целей и экономической целесообразности.

Использование экономических критериев позволяет рассчитать вариант максимально возможного охвата фонда скважин комплексом ГТМ, для интенсивного развития нефтедобычи.

### Выводы

1. Интенсификация добычи нефти заводненных зон, трудноизвлекаемых запасов возможна при регулировании процесса разработки с применением комплекса технологий воздействия, использовании новых технологических и технических средств.

2. Необходимо создание регулируемой, контролируемой по технологической и экономической эффективности системы разработки при исходной предпосылке: объект разработки, состоящий из множества элементов самостоятельной разработки.

3. Необходимо непрерывное совершенствование, усиление системы заводнения путем организации самостоятельных участков в пределах ранее выделенных эксплуатационных объектов. Создание интенсивной системы разработки с бурением горизонтальных, многозабойных скважин, резки боковых ответвлений, скважин малого диаметра, гидроразрыва пласта, одновременно-раздельная эксплуатация пластов установкой ОРЭ. Управляемое, циклическое воздействие на пласт, в т.ч. с применением МУН, изменения фильтрационных потоков.

4. Организация участков самостоятельной разработки и системы воздействия в пределах линз, создание 5 – 7 точечных элементов с очаговым заводнением исходя из геологических особенностей. Выделение самостоятельных

участков разработки с организацией заводнения пластовой водой (глинистость > 3 – 5%).

5. Благоприятным экономическим условием для стабилизации добычи для «старых», выработанных месторождений и для сверхвязкой нефти на ближайшие три года является снижение налоговой нагрузки и другие стабилизационные программы на Федеральном уровне.

### Литература

Муслимов Р.Х. *Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения*. Казань: КГУ. 2003. 596.

Хисамов Р.С. *Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти*. Альметьевск: ТатАСУнефть. 2008. 177.

A.S. Sultanov. **Regulation of the process of oil field development with high depletion level of oil reserves with respect to economic criteria.**

The author studies possibilities of using economic criteria allowing calculation of the option of the maximal coverage of the well stock by a set of geological and technical actions in order to intensify oil production.

*Key words:* production, enhanced oil recovery (EOR), geological and technical actions (intervention), well stock, depletion of oil reserves.

### Альфат Салимович Султанов

К.т.н., зам. главного геолога по производству – начальник технологического управления по разработке нефтяных и газовых месторождений ОАО «Татнефть». Научные интересы: совершенствование разработки системы эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений, внедрение технологий повышения нефтеотдачи пластов.

423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75. Тел.: (8553) 307-245, Факс: (8553) 307-485.

тей с использованием заводнения было отмечено изменение состава и свойств нефти в пористой среде и в скважинах при охлаждении и выделении из нее растворенного газа. Охлаждение нефтей до температуры ниже температуры насыщения парафином сопровождается образованием пространственных структур и проявлением нефтями структурно-механических свойств. Подобные структуры образуются в нефтях и при высоком содержании асфальтово-смолистых веществ. Вязкость таких нефтей оказывается непостоянной, зависящей от величины действующих напряжений сдвига. Аномалии вязкости особенно заметны при малых скоростях сдвига. Такие нефти называют аномальными или неньютоновскими. Аномалии вязкости при фильтрации нефтей в пористых средах приводят к нарушению закона фильтрации Дарси и проявлению нефтями аномалий подвижности.

Аномалии вязкости нефти, нарушения закона Ньютона и закона Дарси при фильтрации часто бывают причиной низкой нефтеотдачи пласта. Анализ результатов разработки большого числа месторождений аномально-вязких нефтей показал, что для этих залежей нефтеотдача значительно ниже, чем при фильтрации, когда аномалии подвижности не наблюдаются. Это было подтверждено нашими исследованиями путем анализа и обобщения практических результатов разработки достаточно большого числа месторождений Башкортостана и других регионов. Однако до настоящего времени при проектировании разработки нефтяных месторождений эти факторы надлежащим образом не учитываются.

Экспериментальные исследования включали изучение процессов течения аномально-вязких нефтей в капилляре и фильтрации в естественных образцах горных пород. По данным опытов строились реологические линии в координатах: «напряжение сдвига ( $\tau$ ) – скорость сдвига ( $\gamma$ )» и «градиент давления ( $\text{grad } P$ ) – скорость фильтрации ( $V_f$ )».

Исследования аномально-вязких свойств пластовых нефтей проводили на лабораторной установке, позволяющей определять реологические характеристики нефти в свободном объеме и пористой среде. При изучении течения нефтей через капилляр градиенты скорости сдвига составляли  $1,1 \cdot 10^{-2} \div 5,2 \cdot 10^4 \text{ c}^{-1}$ , напряжения сдвига  $4,5 \cdot 10^{-4} \div 90 \text{ Па}$ . Скорости фильтрации нефтей в процессе экспериментов изменялись в пределах  $3 \cdot 10^{-3} \div 15 \cdot 10^3 \text{ м/год}$ , градиенты давления –  $2 \cdot 10^{-4} \div 2 \text{ МПа/м}$ .

Типичный график зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига аномально-вязкой нефти приведен на Рис. 1. В большинстве случаев кривые по форме аналогичны кривым С. Оствальда, полученным для структурированных жидкостей. По классификации академика П.А. Ребиндера кривые consistency такой формы характерны для жидкообразных структурированных систем.

Полную кривую consistency можно разделить на три участка: «о-а», «а-б» и «б-в». Характерными для границ участков являются критические напряжения сдвига, определяющие условные границы характерных систем: границу прочности структуры  $\tau_r$  для области течения нефти с практически неразрушенной структурой и границу предельного разрушения структуры нефти  $\tau_m$ . По графикам находят два напряжения: критическое напряжение сдвига начала разрушения структуры (ПДНС) –  $\tau_r$  и критическое напряжение сдвига предельного разрушения

структуры (НСПРС) –  $\tau_m$ . Оба этих параметра используются при проведении инженерных расчетов процессов разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

При напряжениях сдвига меньше  $\tau_r$  (участка «о-а») график зависимости « $\gamma$ - $\tau$ » практически линейный, т.е. движение нефти в капилляре происходит при постоянной вязкости  $\mu_0$  (Рис. 1б). Область «о-а» называется областью с практически неразрушенной структурой в нефти. При напряжениях сдвига больше  $\mu_m$  (участок за точкой «б»)) изменение скорости сдвига в зависимости от  $\tau$  также происходит по линейному закону. Здесь нефть движется с ньютоновской вязкостью  $\mu_m$ , что соответствует состоянию течения нефти с полностью разрушенной структурой. В пределах напряжений сдвига от  $\tau_r$  до  $\tau_m$  вязкость нефти переменна и по терминологии П.А. Ребиндера называют эффективной вязкостью.

Для оценки аномалий вязкости и подвижности нефти нами дополнительно введены две численные характеристики: индекс аномалий вязкости (ИАВ), определяемый как отношение вязкости нефти с неразрушенной структурой  $\mu_0$  к вязкости нефти с предельно разрушенной структурой  $\mu_m$ ; и индекс аномалий подвижности (ИАП), определяемый как отношение подвижности нефти с предельно разрушенной структурой  $(k/\mu)_m$  к подвижности нефти с неразрушенной структурой  $(k/\mu)_0$ .

С целью обоснования реологических характеристик аномальных нефтей для описания особенностей процесса филь-

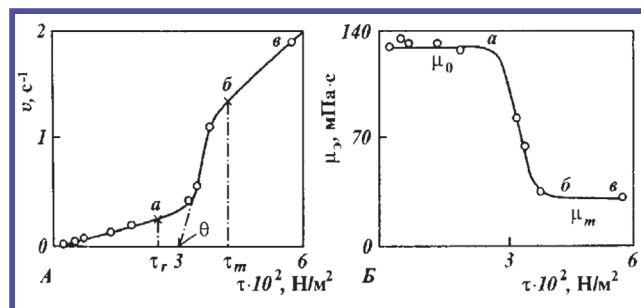


Рис. 1. Реологические характеристики нефтей Таймурзинского месторождения. Зависимость скорости сдвига (А) и эффективной вязкости (Б) от напряжения сдвига.

трации в пористой среде были проведены исследования в естественных образцах нефтенасыщенных пород. Типичный график зависимости скорости фильтрации аномальной нефти от градиента давления приведен на Рис. 2.

Для описания процессов фильтрации необходимо определять следующие реологические характеристики аномально-вязких нефтей:

- градиент динамического давления сдвига (ГДДС) –  $H$ ;
- градиент давления предельного разрушения структуры (ГДПРС) –  $H_m$ ;

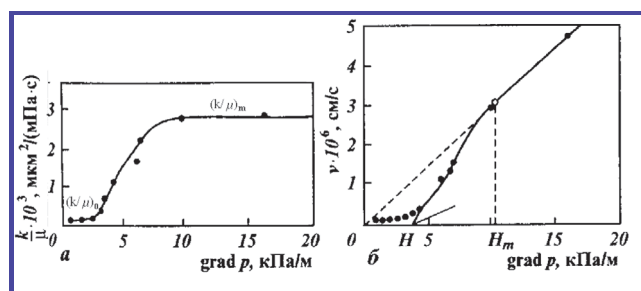


Рис. 2. Изменение подвижности (а) и скорости фильтрации (б) пластовой нефти.

- коэффициент подвижности нефти практически неразрушенной структуры –  $(k/\mu)_0$ ;
- коэффициент подвижности нефти с предельно разрушенной структурой –  $(k/\mu)_m$ .

Определение перечисленных характеристик аномальных нефтей позволит рассчитать местоположение границ возможных зон проявления нефтями аномально-вязких свойств, что очень важно на стадиях проектирования разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

Нефти представляют сложную систему, состоящую из компонентов с различными свойствами. Проведенные исследования показали, что интенсивность проявления аномально-вязких свойств определяется содержанием в составе нефтей высокомолекулярных компонентов и легких газов (азот, метан). В наших экспериментах с пластовыми нефтями турнейского яруса и бобриковского горизонта месторождений Татарстана количество основных структурообразующих компонентов – асфальтенов изменялось в пределах 5,2... 11,9% масс. Наряду с асфальтенами интенсивность проявления аномалий вязкости определяется наличием в составе нефтей силикагелевых смол и парафинов. Смолы и ароматические углеводороды нефти за счет большей полярности образуют на поверхности мицелл асфальтенов адсорбционные слои. Эти слои обладают стабилизирующим действием и во многом определяют способность нефтей проявлять структурно-механические свойства. Породы продуктивных пластов преимущественно были представлены известняками – турнейский ярус и песчаниками – бобриковский горизонт.

Реологические исследования пластовых нефтей проводились в условиях пропускания через медный капилляр нефтей по двум вариантам. Первый вариант – начиная с минимальных значений объемного расхода при постепенном его увеличении до достижения состояния полного разрушения пространственной структуры в объеме нефти (прямой ход). По второму варианту эксперименты начинались со значений расходов, соответствующих ньютоновской вязкости нефти с последующим уменьшением расходов до минимально возможных (обратный ход).

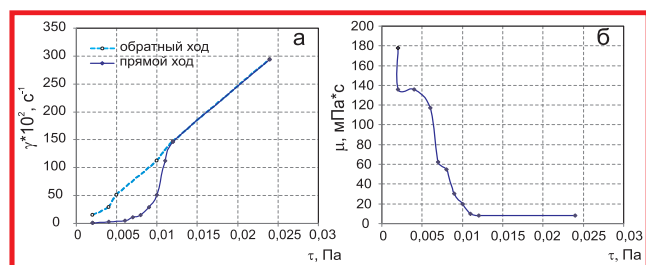


Рис. 3. Линии консистентности и эффективной вязкости пластовой нефти скв.6295 Алексеевского месторождения.

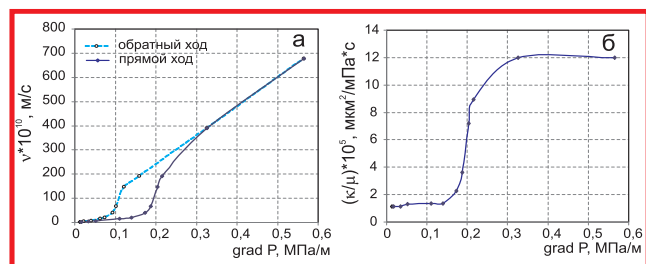


Рис. 4. Динамика скоростей фильтрации и подвижности нефти скв.6295 Алексеевского месторождения при различных градиентах давления.

Как показали анализы у большинства исследованных нефтей четко выражены структурно-механические свойства и аномалии вязкости. Линии консистентности и реологические кривые у нефтей имеют характерную форму, аналогичную кривым типа С. Оствальда (Рис. 3). Многие нефти являются тиксотропными системами, когда степень упрочнения структуры зависит от продолжительности нахождения пробы в покое до начала реологических исследований. С целью проведения опытов в одинаковых условиях все эксперименты по варианту прямого хода проводились с предварительным разрушением тиксотропной структуры нефти путем многократного перемешивания.

Из рисунка 3 видно, что эффективная вязкость нефти является величиной не постоянной и зависит от действующих значений напряжений сдвига. От минимального на-

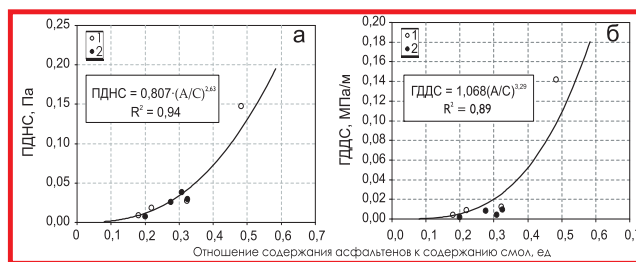


Рис. 5. Зависимость ПДНС (а) и ГДДС (б) нефтей от содержания асфальтенов и смол. 1 – Турнейский ярус, 2 – Бобриковский горизонт.

пряжения сдвига до напряжения, соответствующего  $m$  эффективная вязкость нефти скв.6295 Алексеевского месторождения уменьшилась в 21 раз. Таким образом, величина ИАВ для этой нефти составила 21.

Аномалии вязкости нефтей являются одной из основных причин проявления нефтями аномалий подвижности в процессе их фильтрации по каналам в пласте. При градиентах давления ниже  $H$  подвижность нефти минимальная. С увеличением градиентов давления подвижность нефтей постепенно увеличивается и достигает максимального значения, равного  $(k/\mu)_m$  при градиентах давления больше  $H_m$ . Характерные зависимости – фильтрационные характеристики аномально вязкой нефти показаны на Рис. 4. Кроме аномалий вязкости на аномалии подвижности нефтей оказывает проницаемость породы. Наши эксперименты показали, что с уменьшением проницаемости образцов естественных горных пород величина  $H$  увеличивается. Как видно из Рис. 4, индекс аномалий подвижности нефти Алексеевского месторождения составил 10,4. Индекс подвижности нефти является следствием влияния проницаемости породы на процессы фильтрации аномально-вязкой нефти.

Аналогичным образом были определены реологические и фильтрационные характеристики пластовых проб нефтей по другим месторождениям. Сведения о результатах этих экспериментов представлены в Табл. 1.

Основные параметры, характеризующие реологические свойства проб пластовых нефтей, определяли с использованием экспериментальных зависимостей перепада давления на концах медного капилляра (длина 2,23 м, диаметр 0,4 мм.) от объемного расхода жидкостей. Для всех проб нефтей при пластовых температурах характерным являлось отличие форм линий течения от формы линии, свойственной ньютоновским жидкостям (Рис. 3). В определен-

ном интервале зависимости градиента скорости сдвига от действующих напряжений сдвига – нелинейная. Отклонения от закона Ньютона происходят вследствие образования в нефти объемной пространственной структуры из высоко-молекулярных компонентов нефти – асфальтенов, смол и парафинов. Такие структуры образуются в нефти даже при температурах выше температуры насыщения нефти парафинами – т.е. обусловлены асфальтенами. При малых значениях напряжений сдвига вязкость нефтей имеет максимальные значения, что соответствует движению нефти в капилляре с практически неразрушенной структурой. Начиная с некоторого значения напряжения сдвига, вязкость нефти уменьшается. Причиной этого является частичное разрушение структуры в нефтях. Разрушение структуры в нефтях продолжается вплоть до момента, когда значения напряжений сдвига достигнут значения, соответствующего напряжению сдвига предельного разрушения структуры (НСПРС). При больших значениях напряжений сдвига вязкости нефтей становятся минимальными и неизменными. На этих участках реологических линий вязкости нефтей можно считать ньютоновскими.

Для пластовых нефтей турнейского яруса (кроме пробы нефти Степноозерского месторождения) величины ПДНС при прямом ходе изменялись в пределах от 0,009 до 0,147 Па. Аналогичные значения ПДНС у нефтей, относящихся к бобриковскому горизонту изменялись от 0,007 до 0,029 Па. По максимальным значениям ПДНС отличались более, чем в 5 раз.

Все исследованные пробы нефтей содержат большое количество основных структурообразующих компонентов – асфальтенов. Это стало причиной того, что после предварительного покоя вязкости нефтей достигали больших значений. Вязкость нефтей турнейского яруса изменялась в пределах 82...893 мПа·с, а нефтей бобриковского горизонта – 270...846 мПа·с. Отличия вязкостей нефтей с неразрушенными и с полностью разрушенными структурами были значительны. Величины ИАВ составили: нефть турнейского яруса – 21,3, бобриковского горизонта – 15,9. Высокие отличия вязкостей с различными состояниями пространственных структур будут оказывать большое

влияние на реальные условия фильтрации нефтей в пласте и полноту их вытеснения.

Помимо исследований особенностей течения нефтей в капилляре изучали условия фильтрации нефтей в образцах естественных кернов. Кривые течения нефтей в породе также имели форму, характерную структурированным жидкостям. Вязкость и подвижность всех проб нефтей определялась значениями действующих градиентов давления (Рис. 4). В опытах по фильтрации нефтей не было отмечено наличие статических градиентов давления – процессы фильтрации нефтей начинались уже при малых значениях скоростей фильтрации. При этом подвижность нефтей была минимальной. При минимальных значениях градиентов давления фильтрация пластовых нефтей в каналах малых размеров происходила при постепенном росте подвижности. Это может быть следствием изменения структурной вязкости нефтей. Наиболее сильное увеличение подвижности нефтей происходило при значениях градиентов давления, соответствующих ГДДС. При этом зависимость скорости фильтрации от градиента давления становилась нелинейной. После достижения в опытах градиентов давления, равных ГДПРС, подвижность становилась максимальной и неизменной. На этих участках линий фильтрация нефтей подчинялась закону Дарси.

Количественные значения граничных градиентов давления у исследованных нефтей достигали (Табл. 1):

– ГДДС у нефтей турнейского яруса – от 0,008 до 0,284 МПа/м, у нефтей бобриковского горизонта – от 0,002 до 0,009 МПа/м;

– ГДПРС у нефтей турнейского яруса – от 0,011 до 0,378 МПа/м, у нефтей бобриковского горизонта – от 0,003 до 0,013 МПа/м.

Проявление нефтями аномалий подвижности сопровождалось значениями индекса аномалий подвижности (ИАП) от 1,2 до 17,0. Большие отличия в значениях ИАП могут быть связаны с количественным содержанием в составе нефтей высокомолекулярных углеводородов.

По результатам проведения экспериментов были построены зависимости основных показателей, характеризующих интенсивность проявления нефтями аномально-

Показатели	Горизонт (ярус)								
	турнейский				бобриковский				
	Месторождение (скважина)								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Реологические параметры</b>									
ПДНС при прямом ходе, Па	0,018	0,009	0,027	0,009...0,147	0,034	0,026	0,007	0,029	0,038
ПДНС при обратном ходе, Па	0,009	0,005	0,014	0,05...0,078	0,018	0,013	0,003	0,015	0,020
НСПРС при прямом ходе, Па	0,024	0,013	0,037	0,012...0,198	0,047	0,035	0,010	0,040	0,052
НСПРС при обратном ходе, Па	0,013	0,007	0,020	0,006...0,105	0,025	0,019	0,008	0,021	0,028
Вязкость нефти с разрушенной структурой, мПа·с	46	186	42	5...18	404	23	500	28	363
Вязкость нефти с неразрушенной структурой, мПа·с	893	803	508	82...330	6453	270	804	446	2230
ИАВ	19,4	4,3	12,1	14,6...21,3	15,9	11,7	1,6	15,9	6,1
<b>Фильтрационные параметры</b>									
Проницаемость образца породы, мкм <sup>2</sup>	0,010	0,010	0,010	0,003...0,010	0,018	0,060	0,060	0,060	0,386
ГДДС при прямом ходе, МПа/м	0,019	0,0084	0,0253	0,092...0,284	0,023	0,0081	0,0020	0,0094	0,0040
ГДДС при обратном ходе, МПа/м	0,009	0,0042	0,0126	0,046...0,142	0,011	0,0041	0,0010	0,0047	0,0020
ГДПРС при прямом ходе, МПа/м	0,026	0,0118	0,0342	0,123...0,378	0,031	0,0114	0,0033	0,0131	0,0060
ГДПРС при обратном ходе, МПа/м	0,013	0,0062	0,0174	0,062...0,189	0,016	0,0060	0,0027	0,0068	0,0032
Подвижность нефти с разрушенной структурой $\mu\text{м}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$	8,69	2,72	11,9	6,7...50,0	2,7	156	7,53	136	0,0071
Подвижность нефти с неразрушенной структурой $\mu\text{м}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$	1,34	1,47	0,8	0,48...4,59	0,17	9,2	5,25	11,5	0,0011
ИАП	6,5	1,8	14,9	10,6...16,2	16,0	17,0	1,2	11,8	6,3

Табл. 1. Реологические и фильтрационные параметры пластовых нефтей. 1 – Красногорское (скв.12607), 2 – Демкинское (скв. 4707), 3 – Березовское (скв.2142), 4 – Алексеевское (скв.6295, 6439), (6738, 6784), 5 – Степноозерское (скв.2252), 6 – Тюгеевское (скв.17523), 7 – Демкинское (скв.4664), 8 – Беркет-Ключевское (скв.11794), 9 – Степноозерское (скв.2037, 2156).

вязких свойств – ПДНС и ГДДС от содержания в составе проб нефтей асфальтенов и смол. Графики этих зависимостей представлены на Рис. 5. Как видно из рисунка величины граничных напряжений и давлений сдвига нефтей турнейского яруса и бобриковского горизонта хорошо согласуются с количественным содержанием асфальтенов (А) и смол (С). Эти зависимости с достаточной надежностью аппроксимируются эм-

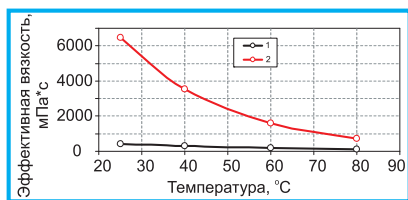
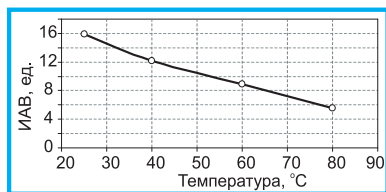


Рис. 6. Эффективная вязкость пластовой нефти скв. 2252 при различных температурах. 1 – с разрушенной структурой, 2 – с неразрушенной.

Рис. 7. Влияние температуры на ИАВ пластовой нефти скв. 2252.



пирическими кривыми и могут быть применены для прогноза интенсивности проявления нефтями аномалий вязкости и подвижности в пластовых условиях.

Из всех исследованных пластовых нефтей выделяются пробы нефти Степноозерского месторождения. Эти нефти обладают очень высокими значениями вязкости - при пластовой температуре динамическая вязкость дегазированной нефти из турнейских и бобриковских отложений достигала, соответственно, 810 и 986 мПа·с. Такие значения вязкости являются причиной потери текучести дегазированных нефтей при пластовых температурах. На базе проб дегазированных нефтей нами были рекомбинированы пробы пластовых нефтей путем растворения в объеме нефти требуемых количеств газообразных компонентов. Подготовленные таким образом пробы нефтей затем были подвергнуты исследованиям по определению реологических и фильтрационных параметров.

Как показали эксперименты, пластовые пробы нефтей приобрели текучесть, но при этом значения вязкости нефтей с неразрушенной структурой достигали огромных величин – 6453 мПа·с. Интенсивность роста эффективной вязкости рекомбинированных проб нефтей наиболее сильно произошла в пробе нефти из турнейских отложений. Вязкость нефти с неразрушенной структурой пробы бобриковского горизонта была практически в три раза меньше и составила 2230 мПа·с.

В связи с трудностями обеспечения условий текучести нефтей Степноозерского месторождения нами были проведены эксперименты по изучению влияния температуры на реологические параметры нефтей (Рис. 6, 7). Как видно из графиков нагрев нефтей до температуры 80 °С привел к уменьшению динамической вязкости нефти как с разрушенной, так и с неразрушенной структурой. Вязкость нефти с неразрушенной структурой (прямой ход) в результате нагрева до 80 °С уменьшилась в 9,1 раза и составила 712 мПа·с. Вязкость нефти с разрушенной структурой при таком же нагреве уменьшилась только в 3,2 раза и составила 127 мПа·с. Соответственно, ИАП нефти в результате нагрева также уменьшился приблизительно в три раза. Это означает, что влияние повышенной температуры сильнее сказывается на уменьшении вязкости нефтей с неразрушенной структурой, нежели вязкости нефти с разрушенной структурой.

## Выводы

1. Отличительными особенностями исследованных проб нефтей турнейского яруса и бобриковского горизонта месторождений Татарстана являются:

– высокие значения плотности и вязкости дегазированной

ных нефтей, что объясняется повышенным содержанием в их составе асфальто-смолистых веществ;

– высокие значения вязкости пластовых нефтей при низких значениях газового фактора;

– при низких значениях газового фактора пластовых нефтей отмечено высокое содержание в попутном газе азота – компонента, способствующего интенсификации проявления аномально-вязких свойств.

2. Образцы исследованных нефтей при температуре, равной пластовой, обладают аномалиями вязкости и подвижности, и их можно отнести к классу неньютоновских нефтей.

3. Фильтрация исследованных нефтей через образцы естественных горных пород происходит при высоких значениях граничных градиентов давления, низких и переменных значениях подвижности нефти, что, безусловно, будет отрицательно сказываться на процессе извлечения нефти из пласта и должно учитываться при проектировании разработки залежей.

4. Уменьшение вязкости нефтей при повышении температуры происходит более интенсивно для нефтей с неразрушенной структурой, чем с рарушенной.

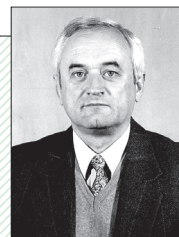
## R.N. Diyashev, Y.V. Zeigman, R.L. Rahimov. Research on viscosity anomaly of formation oil on the fields of the Republic of Tatarstan

The article deals with the assessment of intensity of quasi-viscous properties displayed by formation oil on the fields of the Republic of Tatarstan. As a result of quasi-viscous properties, displayed by oil, low-filtration or stagnant zones are formed in the reservoir, oil displacement is reduced and production costs are increased. Oil viscosity with a non-destructive spatial structure exceed by a degree and even more the viscosity of oil of the same kind with a completely destructed structure. The intensity of viscosity anomaly display and oil mobility depends to a large extent on the quantity and composition of the dissolved gas. The article represents quantitative assessment of rheological and filtration properties of formation oil. Taking them into account shall increase reliability of development design and construction of facilities for the fields with non-Newtonian oil.

Keywords: oil, viscosity, anomaly, tension, asphaltenes, filtration, development.

### Юрий Вениаминович Зейман

Профессор, зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений». Научные интересы: исследование особенностей фильтрации различных жидкостей в нефтегазонасыщенных средах, реология пластовых нефтей.



Уфимский гос. нефтяной технический университет. 450062, Россия, РБ, Уфа, ул. Космонавтов, 1. Тел.: (8347) 243-17-71.

### Рустем Ленарович Рахимов

Начальник отдела геологии и разработки месторождений. Научные интересы: геология и разработка нефтяных месторождений.



ОАО «Татнефтеотдача», Россия, РТ, г. Альметьевск, ул. Шевченко, 9а. Тел.: (8553) 37-15-89.