

ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ, ГАЗА И ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

УДК 622.27, 665.614

К.А. Вяткин, Д.Ю. Соловьев, Ю.А. Баранова, Т.С. Ладейщикова
K.A. Vyatkin, D.Yu. Solovyev, Yu.A. Baranova, T.S. Ladeyshchikova

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Perm National Research Polytechnic University

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТАХ

RHEOLOGICAL PROPERTIES OF WATER-OIL EMULSION AND THEIR USE IN HYDRAULIC CALCULATIONS

Исследованы реологические свойства водонефтяных эмульсий, определены точки инверсии их фаз, построены схематические реологические карты Пермского края, Европейской и Центральной частей России. Результаты проведенных реологических исследований использованы для моделирования добычи, системы сбора и подготовки скважинной продукции. Приведен гидравлический расчет участка системы сбора (скважина – АГЗУ) в программном комплексе с использованием данных реологических исследований.

Ключевые слова: реологические свойства, водонефтяная эмульсия, инверсия фаз, динамическая вязкость, гидравлический расчет.

In the article rheological properties of water-oil emulsion and inversion point are investigated and sketch rheological maps of Perm region, European and Central part of Russia are formulated. The results of rheological researches were used to modelling of production, collection and preparing of well production. Article include hydraulic calculation of the part of collection system (well – AGZU) in special soft using results of rheological research.

Keywords: rheological properties, water-oil emulsion, inversion, dynamic viscosity, hydraulic calculation.

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений Пермского края находится на завершающих стадиях разработки. Их длительная эксплуатация и заводнение нефтеносных пластов приводят к обводнению добываемой продукции и образованию стойких водонефтяных эмульсий (ВНЭ). Одним из важных контролируемых параметров скважинной продукции является вяз-

кость, влияющая на эффективность добычи, сбора и транспортировки нефти. Изучение реологических свойств образующихся эмульсий является обязательным условием при проектировании систем сбора и транспорта продукции.

Динамическая вязкость эмульсии зависит от следующих основных факторов:

- 1) вязкости необводненной нефти;
- 2) температуры, при которой образуется эмульсия;
- 3) объемного (массового) содержания воды в нефти (обводненности продукции);
- 4) степени дисперсности или диаметра капель дисперсной фазы в дисперсионной среде.



Рис. 1. Схематическое расположение рассматриваемых месторождений на территории Пермского края

У нефтяных эмульсий, не подчиняющихся закону Ньютона, вязкость изменяется в зависимости от градиента скорости. В этом случае ее называют кажущейся. Анализ многочисленных лабораторных экспериментов показывает, что кажущаяся вязкость нефтяных эмульсий в большей степени зависит от содержания воды в нефти. Увеличение содержания воды в нефтяной эмульсии до определенного предела приводит к увеличению кажущейся вязкости эмульсии, а следовательно, и к соответствующему увеличению энергетических затрат на перекачку такой эмульсии [1].

Для определения реологических свойств были отобраны и исследованы пробы с 7 месторождений Пермского края: Туркинского, Бугровского, Шагиртско-Гожанского, Первомайского, Падунского, Уньвинского и Лесного. На рис. 1 изображено схематическое расположение рассматриваемых месторождений на территории Пермского края.

Реологические исследования водонефтяных эмульсий месторождений Пермского края выполнялись на балансовых смесях нефтей и вод разрабатываемых пластов. Исследования вязкости проводились на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 при температуре 5 °С (рис. 2, а). Для измерения плотности нефтяных эмульсий использовался ареометр типа АН (ГОСТ 18481–81) (рис. 2, б).



Рис. 2. Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1 (а); ареометр типа АН (б)

В табл. 1 приведены результаты реологических исследований водонефтяных эмульсий.

На основании данных табл. 1 построены зависимости вязкости от их обводненности для месторождений Пермского края, определены точки инверсии фаз (рис. 3).

Таблица 1

Результаты реологических исследований водонефтяных эмульсий

№ п/п	Наименование месторождения	Плотность, кг/м ³	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
1	Туркинское	878	0	56,3
2			20	74,6
3			40	123
4			60	451
5			70	131
6			80	9
7	Бугровское	924	0	95,3
8			20	334
9			40	1042
10			60	1440
11			70	4335
12			80	3205
13	Шагиртско-Гожанское	907	0	423
14			20	1374
15			40	2752
16			60	9168
17			65	34 220
18			70	29 330
19			80	7290
20	Первомайское	919	0	186
21			20	856
22			40	1591
23			60	10 910
24			70	16 210
25			80	31 200
26			90	8,1
27	Падунское	892	0	63
28			20	386
29			40	736
30			60	2616
31			70	3243
32			80	10,4
33	Уньвинское	829	0	6,1
34			20	14,9
35			40	21,7
36			50	23,9
37			60	35,4
38			65	18,9
39			70	6,8

Окончание табл. 1

№ п/п	Наименование месторождения	Плотность, кг/м ³	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
40	Лесное	865	0	15,3
41			20	47,5
42			40	92,2
43			60	119
44			70	34
45			80	4,4

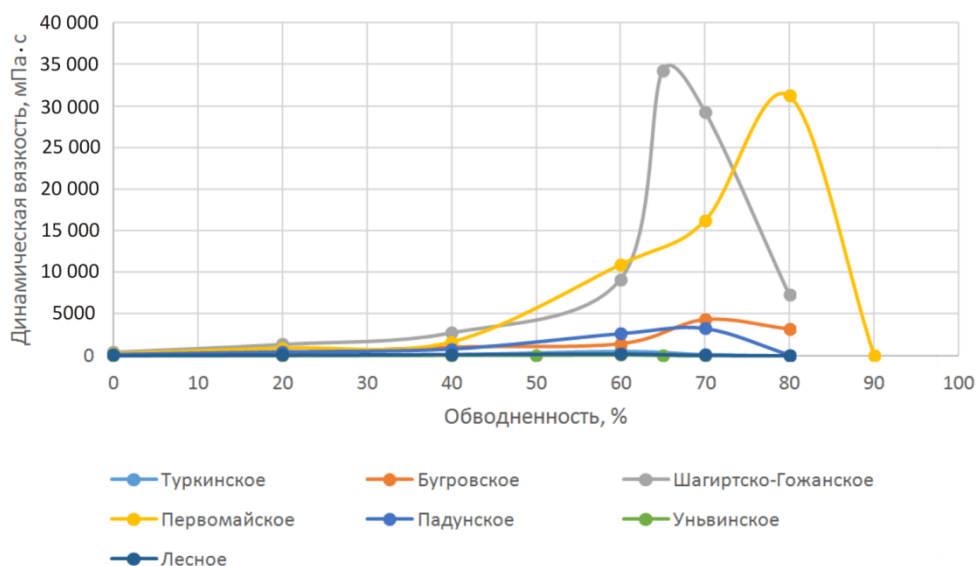


Рис. 3. Зависимость вязкости от обводненности эмульсий для месторождений Пермского края

На основании данных табл. 1 и рис. 3 определены значения обводненности, при которых водонефтяная эмульсия обладает наибольшей динамической вязкостью, и нанесены на схематическую карту Пермского края (рис. 1). Красным цветом выделены месторождения с максимальными значениями динамической вязкости при обводненности 60 %, зеленым – 65 %, синим – 70 %, фиолетовым – 80 %. Таким образом, инверсия фаз на севере и в центре Пермского края наступает при меньшей обводненности (60 %), чем на месторождениях, расположенных на юге и западе края (70–80 %).

Наибольшими значениями динамической вязкости исследуемых водонефтяных эмульсий обладают пробы ВНЭ Шагиртско-Гожанского месторождения. Для изучения изменения реологических свойств ВНЭ при изменении

термических параметров среды были проведены лабораторные исследования водонефтяных эмульсий с Шагиртско-Гожанского месторождения при различных температурах. Их результаты представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты лабораторных исследований водонефтяных эмульсий
Шагиртско-Гожанского нефтяного месторождения
при различных температурах

Температура образца, °С	Обводненность образца, %			
	0 %	20 %	40 %	65 %
5	423	1374	2752	34 220
10	210	1156	1225	18 720
15	150	744	786	9788
20	100	454	510	5686

Анализируя данные табл. 2, можно сделать вывод, что при увеличении температуры в 4 раза значение максимальной вязкости для чистой нефти уменьшается в 4,2 раза, для водонефтяной эмульсии с обводненностью 20 % – в 3 раза, с обводненностью 40 % – в 5,4 раза, с обводненностью 65 % – в 6 раз.

Проблема образования высоковязких эмульсий актуальна не только для Пермского края, но и для страны в целом. Характерной чертой современной нефтедобычи является увеличение в сырьевых ресурсах доли трудноизвлекаемых запасов нефти, к которым относятся рассматриваемые тяжелые и высоковязкие обрзцы. Запасы таких видов нефти значительно превышают запасы легких и маловязких углеводородов. В современной отечественной промышленности их необходимо рассматривать не как резерв полезных ископаемых, а как основную базу ее развития на ближайшие десятилетия.

С целью изучения физико-химических свойств трудноизвлекаемой нефти с месторождений Европейской и Центральной частей России составлена геологическая карта на основании опубликованных данных [2–5].

В табл. 3 приведены результаты реологических исследований водонефтяных эмульсий данных месторождений.

Таблица 3

Данные реологических исследований ВНЭ

№ п/п	Наименование месторождения	Область/край	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
1	Коробковское	Волгоградская область	10	1477
2			20	2045
3			40	4659
4			60	12 273

Окончание табл. 3

№ п/п	Наименование месторождения	Область/край	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
5			70	18 523
6			74	19 545
7			80	3409
8	Гремихинское	Удмуртская республика	0	200
9			20	818
10			40	1164
11			50	1182
12			60	1136
13			70	973
14			80	536
15	Тарасовское	ЯНАО	10	400
16			20	816
17			40	1096
18			60	880
19			70	656
20	Илишевское	Республика Башкортостан	80	368
21			40	85
22			60	95
23			70	114
24			80	129
25			85	92

На основании данных табл. 3 определены значения обводненности, при которых водонефтяная эмульсия обладает наибольшей динамической вязкостью, и построена схематическая реологическая карта России (рис. 4). На рис. 4 указаны рассматриваемые нефтяные месторождения и соответствующие им показатели процентного содержания воды в ВНЭ, при которых наблюдается максимальная динамическая вязкость. Таким образом, на месторождениях, расположенных южнее, достигается максимальное значение вязкости при большем процентном содержании воды, чем на месторождениях, расположенных севернее.

Результаты реологических исследований ВНЭ нашли широкое применение в области моделирования добычи, сбора и подготовки углеводородов. Проведен гидравлический расчет участка системы сбора (скважина – АГЗУ) одного из Пермских нефтяных месторождений с помощью программного продукта с использованием данных реологических исследований.

В табл. 4 приведены расходы и процентное содержание воды по участку системы сбора в соответствии с обозначениями на гидравлической схеме сбора продукции скважин. На рис. 5 представлена реологическая кривая, построенная по результатам моделирования в программном комплексе.

На ней отображена зависимость относительной вязкости (отношение значения динамической вязкости ВНЭ к значению динамической вязкости чистой нефти) от содержания воды в эмульсии.

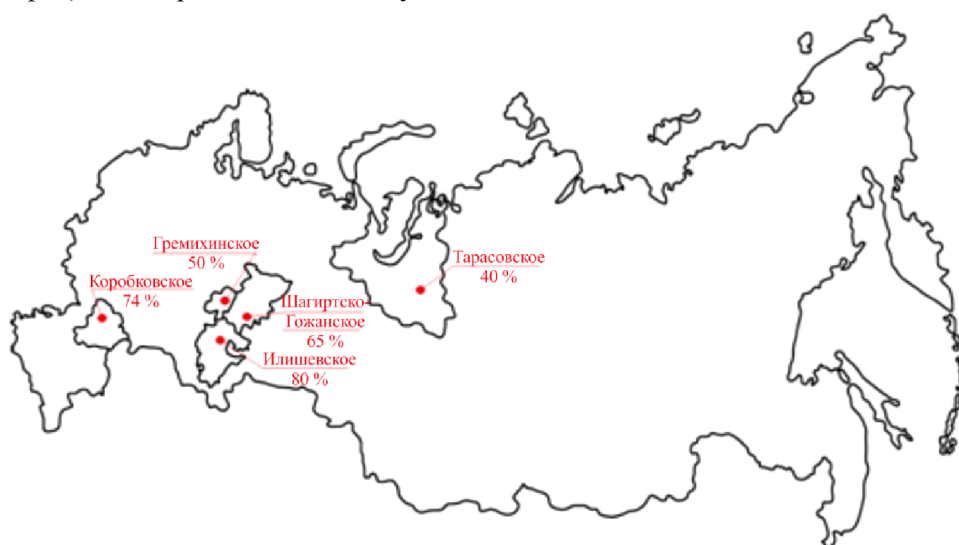


Рис. 4. Схематическая реологическая карта России

Таблица 4

Исходные данные для гидравлического расчета (АГЗУ-1)

№ скважины	$Q_{\text{жидкости}}, \text{ м}^3/\text{сут.}$	$Q_{\text{нефти}}, \text{ т/сут.}$	$W, \%$
1	42,4	12,8	64,4
2	48,9	39,6	4,7
3	54,3	6,0	87
4	115,1	96,7	1
5	32	26,2	3,7
6	0,9	0,8	1,8
7	25	20,6	1,5
8	29	24,5	2,3

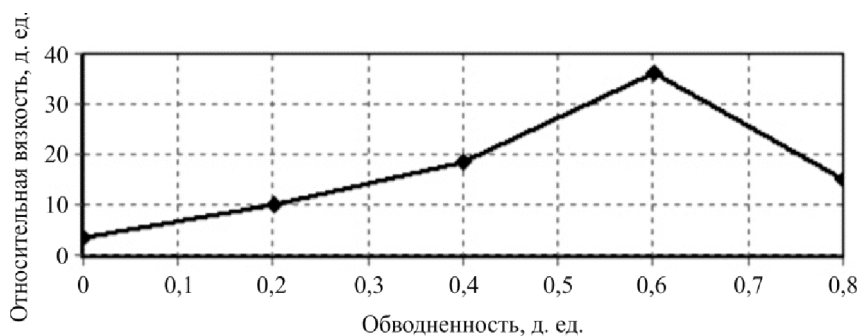


Рис. 5. Реологическая кривая

Результаты гидравлического расчета по участкам системы сбора продукции со скважин рассматриваемого месторождения до АГЗУ-1 (0,78 МПа) приведены для примера на рис. 6 и в табл. 5. На рис. 6 изображен профиль соответствующего участка и распределение давления по его длине. Руководствуясь регламентом проведения экспресс-анализа состояния системы сбора нефтяных месторождений с высокой обводненностью продукции скважины, принимается значение динамической вязкости ВНЭ, равное 200 мПа·с. Результаты экспресс-анализа по рассматриваемому участку системы сбора указаны в табл. 5.

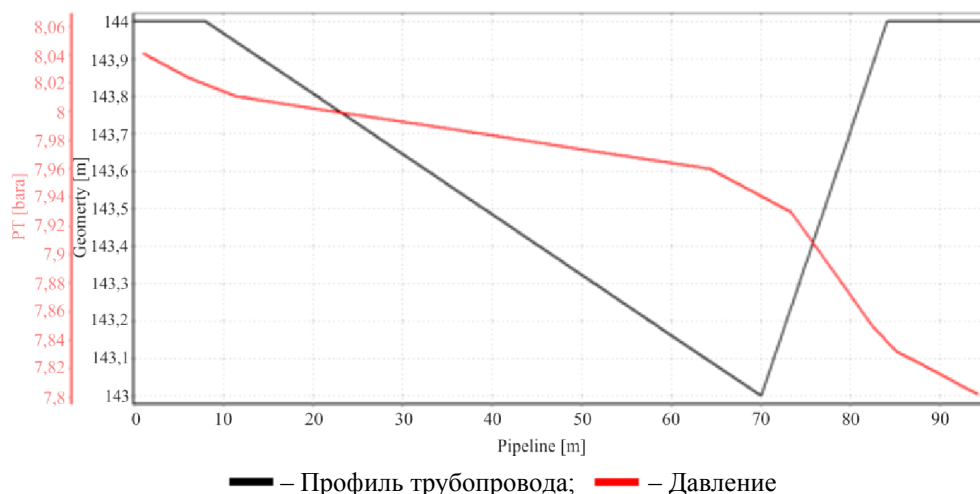


Рис. 6. Скважина № 1 – АГЗУ-1

Таблица 5

Результаты гидравлического расчета АГЗУ-1

№ скв.	Фактическое давление, МПа	Расчетное давление с использованием реологии, МПа	Отклонение, %	Расчетное давление экспресс-анализа, МПа	Отклонение, %
1	0,85	0,86	–1,2	0,79	7,6
2	0,9	0,84	6,7	0,78	15,4
3	0,94	0,85	9,6	0,79	19
4	0,94	0,85	9,6	0,82	14,6
5	0,9	0,83	7,8	0,76	18,4
6	0,8	0,83	–3,8	0,76	5,3
7	0,9	0,83	7,8	0,76	18,4
8	0,85	0,83	2,4	0,76	11,8

Анализируя данные табл. 5, можно сделать вывод, что моделирование текущего состояния участка системы сбора (скважина – АГЗУ) является достаточно точным: отклонение показателей расчетного давления с использованием данных реологических исследований от фактических показателей не превышает 10 %, или 0,09 МПа. Использование результатов реологических исследований в математическом моделировании позволяет проводить более точные гидравлические расчеты фактического состояния системы сбора по сравнению с расчетами, выполняемыми по регламенту в ходе экспресс-анализа состояния системы. Отклонения результатов гидравлического расчета с использованием реологии от фактических показаний находятся в пределах 1,2–9,6 %, а отклонения результатов, полученных при экспресс-анализе, от фактических показаний – в диапазоне 5,3–18,4 %.

Таким образом, проведение реологических исследований водонефтяных эмульсий является неотъемлемой частью моделирования системы сбора продукции скважин.

Список литературы

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Альянс, 2005. – 200 с.
2. Гумеров К.О. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования вязких водонефтяных эмульсий: дис. ... канд. техн. наук. – СПб, 2015. – 136 с.
3. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Экспериментальные доказательства отсутствия инверсии в промысловых водонефтяных эмульсиях // Бурение. – 2010. – № 5. – С. 26-27.
4. Романова Н.А., Алиев З.З., Буранчин А.Р. Вязкость водонефтегазовой эмульсии и ее влияние на эффективность работы глубиннонасосных установок // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7, № 1. – С. 43–48.
5. Романова Н.А. Методика построения карты эффективной вязкости водонефтяных эмульсий в скважинах, оборудованных установками штанговых насосов [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2010. – № 1. – URL: http://www.ogbus.ru/authors/Romanova_1.pdf (дата обращения: 25.06.2015).

Дата получения 14.09.2015

Вяткин Кирилл Андреевич – студент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, горно-нефтяной факультет, гр. РНГМ-12-1, e-mail: mr.viatkin@mail.ru.