Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 46–55. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 6, P. 46–55. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.276

doi: 10.17122/ngdelo-2021-6-46-55

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ЖИДКОСТИ ПРИБОРОМ ГЕППЛЕРА ПРИ ПРОЯВЛЕНИИ ЕЁ НЕНЬЮТОНОВСКИХ СВОЙСТВ

Ильдар Шамилевич Мингулов¹, Марат Давлетович Валеев^{1,2},
Шамиль Григорьевич Мингулов¹, Вячеслав Вячеславович Мухаметшин¹,
Любовь Сергеевна Кулешова¹, Альбина Ринатовна Сафиуллина¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, Октябрьский, Россия

²ООО «НПП «ВМ система», с. Кумлекуль, Уфимский район, Республика Башкортостан, Россия

Автор, ответственный за переписку

Вячеслав Вячеславович Мухаметшин, vv@of.ugntu.ru

Аннотация. В статье приводятся результаты измерения вязкости продукции обводненных скважин капиллярным вискозиметром, позволившим изучить реологическое поведение жидкостей в скважинах Арланского нефтяного месторождения. Несмотря на ценность полученной информации о реологии нефтяных эмульсий использованный прибор имеет сложную и трудоемкую методику измерений, что не позволяет проводить измерения на больших группах скважин. Разработанный вискозиметр Гепплера для промышленных условий позволяет проводить измерения вязкости на больших группах скважин с достаточной точностью. Предложена методика оценки диапазонов скорости качения шарика в калиброванной трубке прибора, позволяющая определять наличие неньютоновских свойств нефти.

Ключевые слова

неньютоновские жидкости,
вязкость, прибор Гепплера,
обводненность, добыча нефти

Для цитирования

Мингулов И.Ш., Валеев М.Д., Мингулов Ш.Г., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Сафиуллина А.Р. Методика измерения вязкости жидкости прибором Гепплера при проявлении её неньютоновских свойств // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 46–55. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-46-55>.

Original article

METHOD OF MEASURING THE LIQUID VISCOSITY BY A HÖPPLER DEVICE WHEN ITS NON-NEWTONIAN PROPERTIES ARE MANIFESTED

Ildar Sh. Mingulov¹, Marat D. Valeev^{1,2}, Shamil G. Mingulov¹,
Vyacheslav V. Mukhametshin¹, Lyubov S. Kuleshova¹, Albina R. Safiullina¹

¹Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrsky, Russia

²RDE «VM sistema» LLC, Kumlekul Village, Ufa Region, Republic of Bashkortostan, Russia

Corresponding author

Vyacheslav V. Mukhametshin, vv@of.ugntu.ru

© Мингулов И.Ш., Валеев М.Д., Мингулов Ш.Г., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Сафиуллина А.Р., 2021

Abstract. The article presents the results of the flooded wells products viscosity measuring by a capillary viscometer, which made it possible to study the rheological behavior of liquids in the wells of the Arlan oil field. Despite the value of the information obtained on the rheology of oil emulsions, the device used has a complex and time-consuming measurement technique, which does not allow measurements to be carried out on large groups of wells. The developed Geppler viscometer for field conditions allows to measure the viscosity of large groups of wells with sufficient accuracy. A method for estimating the ranges of the ball rolling velocity in a calibrated instrument tube is proposed, which allows determining the presence of non-Newtonian properties of oil.

For citation

Mingulov I.Sh., Valeev M.D., Mingulov Sh.G., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Safiullina A.R. Metodika izmereniya vyazkosti zhidkosti priborom Gepplera pri proyavlenii ee nen'yutonskikh svoystv [Method of Measuring the Liquid Viscosity by a Höppler Device when Its Non-Newtonian Properties Are Manifested]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 6, pp. 45–55. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-46-55>.

Введение

Известно, что вязкость пластовых флюидов оказывает существенное влияние на эффективность разработки залежей нефти [1–10].

При добыче вязкой нефти, обладающей неньютоновскими свойствами, важно располагать данными о реологическом поведении добываемой продукции. Современные средства измерения вязкости добываемой продукции с аномальными свойствами позволяют получить только значение эффективной вязкости при неопределенном градиенте скорости течения. Исключение составляют приборы реовискозиметры, позволяющие измерять напряжения сдвига в жидкости при переменных значениях скорости сдвига. Однако измерения реологических параметров отобранных проб жидкости производятся по истечении достаточно продолжительного периода времени при атмосферном давлении, приводящие к существенным изменениям свойств продукции. За этот период времени происходят полная дегазация нефти, расслоение нефтяной и водной фаз, стабилизация и упрочнение межфазной поверхности на диспергированной части водной фазы и др.

Неньютоновскими свойствами обладают стойкие водонефтяные эмульсии, образующиеся в насосном оборудовании скважин, несмотря на то, что сами безводные нефти ими не обладают [11–15]. Расчеты при проектировании технологического оборудования систем сбора нефти, и прежде всего трубопроводов, необходимо при этом производить с учетом обводнения залежи нефти, т.е. на период с наибольшими значениями вязкости продукции скважин.

Keywords

non-Newtonian fluids, viscosity, Höppler device, water cut, oil production

Методы и материалы

В работах [11, 16] описан капиллярный вискозиметр, который позволяет получить кривую течения жидкости после отбора ее пробы. Разработанный прибор позволяет проводить измерения при давлении в точке отбора пробы, т.е. с остаточным количеством растворенного газа в нефти. Свободная газовая фаза сепарируется в верхней части полости вискозиметра и не участвует в измерениях. За период времени между отбором пробы и измерениями изменения температуры и структуры эмульсий имеют не существенную величину.

Вискозиметр капиллярного типа состоит из цилиндрического корпуса с калиброванным капилляром диаметром 4 и длиной 400 мм, теплоизолированной пробоотборной трубки, кранов, двух образцовых манометров, кожуха с термостатирующей жидкостью, баллона с азотом. Трубка гибкая с резиновыми уплотнениями входит в отверстие пробоотборного крана манифольдной линии скважины и при наполнении сосуда нефтью крепится к манифольдной трубе.

В конце наполнения вискозиметра перекрывается пробоотборный кран, и производят вытеснение нефти через капилляр в мерный сосуд. Баллоном создается постоянное давление на входе в капилляр, превышающее давление на его выходе. Одновременно измеряются время вытеснения порции нефти из сосуда и разность показаний манометров, показывающих абсолютные давления на концах капилляра.

Далее производится вытеснение следующей порции нефти при большем давлении нагнетания в капилляре и т.д.

Объемный расход жидкости через капилляр определяется по накопившемуся объёму жидкости в измерительной емкости и времени его наполнения. При определении перепада давления вводится поправка на среднее гидростатическое давление столба жидкости в сосуде.

Для построения реологической кривой интегральные характеристики течения (перепад давления и объёмный расход в капилляре) переводились в локальные (напряжение и градиент скорости на стенке капилляра). Расчеты градиента скорости γ на стенке и напряжения сдвига τ производились по формулам [11]:

$$\gamma = \frac{4Q}{\pi R^3}, \quad (1)$$

$$\tau = \frac{\Delta P L}{\pi R}, \quad (2)$$

где ΔP — перепад давления между сечениями калиброванной трубки;

Q — расход жидкости;

L — длина калиброванной трубки;

R — радиус калиброванной трубки.

Промысловые исследования вязкости обводненной нефти описанным прибором [11, 16] были проведены на скважинах Арланского нефтяного месторождения. Во избежание расслоения водной фазы в приборе исследовались нефти с обводненностью не более 60 % на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Известно, что в УЭЦН образуются стойкие тонкодисперсные эмульсии с размерами капель водной фазы в диапазоне 2–10 мкм [17–19].

Использовалась передвижная лаборатория, внутри которой располагался баллон с азотом. Вискозиметр заряжался под давлением от этого баллона через краны, далее отсоединялся и при закрытых входном и выходном кранах переносился к скважине для заполнения скважинной жидкостью. Основной объем сепарированного свободного газа из верхней части полости прибора стравливался под давлением в атмосферу.

После наполнения прибора жидкостью он заносился в передвижную лабораторию и вновь подсоединялся к баллону открытием кранов.

Для измерений прибор устанавливался вертикально. Открытием крана на выходе из капилляра производилось вытеснение жидкости в измерительную емкость через капилляр. Одновременно фиксировались среднее значение перепада давления в манометрах и объем поступившей жидкости в измерительную емкость за измеренный отрезок времени.

Эксперименты начинают с наименьших расходов жидкости через капилляр регулированием открытия входного крана. Период вытеснения каждой порции жидкости подбирают с расчетом получения не менее 5 точек кривой течения жидкости по известному объёму вискозиметра и объемам вытесняемых проб.

На рисунке 1 приведены зависимости напряжения сдвига жидкости от градиента скорости [11].

□ — 0 д.ед.; × — 0,35 д.ед.; ○ — 0,65 д.ед.

□ — 0 unit fractions; × — 0,35 unit fractions; ○ — 0,65 unit fractions

Рисунок 1. Кривые течения дегазированных эмульсий Арланского месторождения при различной обводненности

Figure 1. Curves of the flow of degassed emulsions of the Arlanskoye field at different water cut

Видно, что в безводной или малообводненной нефти проявления неньютоновских свойств практически отсутствуют. Напротив, при обводненности жидкости 0,65 д.ед. зависимость имеет криволинейный характер псевдопластичной жидкости Оствальда-де Ваале. Появление аномалий вязкости в данном случае обусловлено присутствием диспергированной воды в объеме нефти и стесненностью течения высококонцентрированной эмульсии. При этом значения напряжений трения кратно превышают напряжения трения в безводной нефти.

Несмотря на ценную информацию о реологическом поведении нефти описанный вискозиметр сложен в реализации замеров из-за использования баллона со сжатым газом, вероятности расслоения и осаждения части водной фазы в приборе, которая будет присутствовать в первоначальной порции жидкости, вытесняемой через капилляр. Определить объем расслоившейся водной фазы в полости прибора данной конструкции невозможно, что приведет в ряде случаев к ошибочным результатам в начале измерений. В таких случаях необходимо принимать в расчет только результаты измерений последующих вытесняемых объемов жидкости.

В этой связи другие способы измерения вязкости нефти, и прежде всего метод Гепплера [20–24], могут явиться альтернативой или дополнением к полученным результатам измерения вязкости капилляром. Способ измерения вязкости нефти по принципу замера времени качения шарика в калиброванной трубке является более простым и позволяет производить измерения на большой группе нефтяных скважин.

Поэтому был разработан и аттестован промысловый вискозиметр нефти, в основе которого заложен принцип замера времени каче-

ния шарика в калиброванной трубке. Располагая кривой течения жидкости, полученной на приборе с капиллярной трубкой, а также эффективной вязкостью, измеренной методом Гепплера, путем сопоставления можно графически определить эквивалентный градиент скорости, при котором значения напряжений совпадают. Дополнением к схеме измерения времени качения шарика от одного сечения калиброванной трубки к другому является измерение перепада давления ΔP между двумя указанными сечениями в наклонной трубке с помощью простого U-образного дифференциального манометра.

Результаты и обсуждения

На группе скважин месторождения Заречное ООО «Шешмаойл» проведены измерения вязкости нефти прибором Гепплера с диапазоном измерения вязкости 0–4000 мПа·с. На скважинах №№ 78, 116, 115, 2150, 112, 111, 121, 2143, 127, 118 проводились опытно-промышленные испытания промыслового вискозиметра с госрегистрацией в реестре РФ за № ФР.1.31.2019.32427. Прибор предназначен для измерения вязкости безводной или обводненной нефти на устье добывающих скважин и в системах сбора и подготовки нефти при давлениях и температурах в точках отбора проб жидкости (таблица 1).

Технические характеристики:

1. Диапазон измерения вязкости: 10^{-4} – 10^3 мПа·с;
2. Рабочая температура измеряемой среды: 2–80 °С;
3. Погрешность прибора: ± 2 % от измеренного значения.

Прибор калиброван эталонными жидкостями для получения постоянных коэффициентов пересчета.

Таблица 1. Протокол определения постоянных коэффициентов пересчета вискозиметра

Table 1. Protocol for determination of constant conversion factors of the viscometer

Кинематическая вязкость V , мм ² /с	Плотность (T_{20}), кг/м ³	Динамическая вязкость, мПа·с	Угол наклона вискозиметра, град	Время качения шарика, T_i , с						Среднее время качения T_i , с	Пост. вискозиметра, К
				1	2	3	4	5	6		
				Прям. ход	Обр. ход	Прям. ход	Обр. ход	Прям. ход	Обр. ход		
620	896,6	555,892	90°	116,91	113,19	111,65	115,20	112,44	113,40	113,66	0,704
620	896,6	555,892	60°	156,31	157,76	154,66	158,19	155,97	159,40	156,89	0,510
620	896,6	555,892	45°	191,80	198,77	192,15	198,41	191,74	196,77	194,94	0,411
620	896,6	555,892	30°	289,86	280,54	283,00	282,75	280,70	283,72	283,43	0,283

Расчет вязкости производят по формуле:

$$\mu = T_{cp} \times (\rho_{ш} - \rho_n) \times K, \quad (3)$$

где T_{cp} — среднее время качения шарика, с;

$\rho_{ш}$ — плотность шарика, является величиной постоянной, $\rho_{ш} = 7,83902 \text{ кг/м}^3$;

ρ_n — плотность нефти в условиях опыта, кг/м^3 ;

K — постоянная вискозиметра (величина, установленная при калибровке вискозиметра, зависящая от угла наклона вискозиметра и времени качения шарика).

Прибор позволяет отбирать газодонефтяную продукцию скважины под давлением в коллекторе и непосредственно измерять динамическую вязкость методом Гепплера (измерение времени качения шарика в калиброванной трубке). В период заполнения камеры прибора под давлением производится отвод из верхней ее части свободного газа. В нефти сохраняется при этом остаточное количество растворенного газа при давлении в точке отбора пробы.

Наименьшие значения вязкости были получены на скважинах № 78 и № 2143. Их продукция отличалась неустойчивостью водонефтяной смеси. Наибольшее значение вязкости получено на скважине № 112 (рисунок 2). Визуально жидкость напоминала густую консистенцию, медленно сливающуюся из сосуда.

Данные измерений динамической вязкости были переведены в значения для стандартной температуры 20 °С (таблица 2).

На рисунке 3 приведены измеренные значения вязкости продукции скважин № 112 и № 127 как наиболее характерных скважин с большой и небольшой вязкостью. Выбранные скважины исследовались на дополнительных углах наклона прибора, составивших 90, 75, 60, 45, 30 и 15 град. Задачей дополнительно исследованных углов было выявить влияние наклона прибора на измеренные значения вязкости жидкостей.

Из анализа рисунка 3 следует, что продукция скважины № 112 при углах наклона менее 45° начинает проявлять неньютоновские свойства, в то время как у продукции скважины № 127 эти свойства отсутствуют.

Поэтому, с одной стороны, измерения вязкости высоковязкой продукции скважин в определенных диапазонах скорости качения шарика в трубке, определяемой углом наклона прибора, могут иметь значительную погрешность, обусловленную проявлением аномалии реологического поведения жидкости. С другой стороны, при измерении вязкости жидкостей повышенной вязкости следует изменять режимы качения шарика в широком диапазоне установки углов наклона прибора с целью выявления границ проявления аномалии и принимать в расчет значения вязкости, расположенные правее этих границ.

Такие исследования и оценки могут быть ценным дополнением к изучению реологии нефтей на основе применения прибора Гепплера.

Рисунок 2. Значения вязкости добываемой жидкости на месторождении Заречное

Figure 2. The values of the viscosity of the produced fluid at the Zarechnoye field

Таблица 2. Контрольная карта измерений на скважинах месторождения Заречное**Table 2.** Control chart of measurements at the wells of the Zarechnoye field

№ п/п	№ скв.	Температура замера, °С	Угол наклона трубки, град	Среднее время качения шарика, с	Постоянная вискозиметра, К	Факт. значение вязкости, мПа·с	Приведенное значение вязкости к $t = 20\text{ °С}$, мПа·с
1	78	11	30	21,70	0,283	42,400	24,0
1.1	78	11	60	12,20	0,510	42,823	24,0
1.2	78	11	90	8,96	0,700	43,214	24,1
2	116	7	90	30,40	0,700	146,800	58,0
3	115	5	45	97,10	0,411	275,000	67,0
3.1	115	5	60	78,20	0,510	272,000	66,0
3.2	115	5	90	57,00	0,700	278,000	68,0
4	2150	7	90	97,30	0,700	469,300	93,0
5	112	4	90	340,20	0,700	1640,700	181,0
6	111	3	90	129,90	0,700	626,600	95,0
7	121	3	90	136,00	0,700	655,930	98,0
8	2143	8	90	13,00	0,700	62,700	35,0
9	127	5	90	27,50	0,700	132,600	42,0
10	118	5	90	30,40	0,700	146,620	46,0

Рисунок 3. Зависимость значений измерения вязкости продукции скважин от угла наклона прибора**Figure 3.** Dependence of well production viscosity measurement values on the tilt angle of the tool

Выводы

1. Описаны результаты измерения вязкости нефти разработанным прибором Гепплера и капиллярным вискозиметром на месторождениях нефти Республик Башкортостан и Татарстан, показавшие проявление неньютоновских свойств обводненных нефтей, несмотря на их отсутствие в безводных нефтях.

2. Разработана методика определения реологических характеристик нефти на базе за-

меров вязкости вискозиметром Гепплера путем сопоставления этих замеров с предварительными измерениями на капиллярном вискозиметре. Методика основана на расчете напряжения сдвига жидкости по перепаду давления на вискозиметре Гепплера и расчете эквивалентного градиента скорости, соответствующего этому напряжению.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Gonzalez I.J.F., Gammiero A., Llamedo M.A. Design of a Neural Network Model for Predicting Well Performance after Water Shutoff Treatments Using Polymer Gels // Latin America and Caribbean Petroleum Engineering: Materials of SPE Conference. Mexico City, Mexico. 2012. Paper Number SPE-153908-MS. DOI: 10.2118/153908-MS.

2. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Учет влияния гидрофобизации на остаточную нефтенасыщенность продуктивных пластов Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 10. С. 52-55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-52-55.

3. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 4. С. 47-50.

4. Anderson V.J., Pearson J.R.A., Boek E.S. The Rheology of Worm-Like Micellar Fluids // Rheology Reviews. 2006. P. 217-253.

5. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Зейгман Ю.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Снижение рисков принятия низкоэффективных управляющих решений при использовании кислотных составов, предотвращающих эмульсионобразование // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 5. С. 36-42.

6. Мухаметшин В.Ш., Андреев В.Е., Ахметов Р.Т. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 122-125.

7. Григорашенко Г.И., Зайцев Ю.В., Кудин В.В. Применение полимеров в добыче нефти. М.: Недра, 1978. 213 с.

8. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Кулешова Л.С., Чижов А.П., Чибисов А.В. Геолого-промысловое обоснование методов воздействия на пласт на примере эксплуатационных объектов месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 10. С. 40-45. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45.

9. Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Сергеев В.В., Кинзябаев Ф.С. Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. 2017. Т. 9. № 2. С. 16-38. URL: http://nanobuild.ru/en_EN/journal/Nanobuild-2-2017/16-38.pdf (дата обращения: 05.09.2021). DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38.

10. Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. Assessment of the Need to Stimulate the Development of Hard-to-Recover Reserves in Carbonate Reservoirs // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018. Vol. 194. Article Number 082027. DOI: 10.1088/1755-1315/194/8/082027.

11. Валеев М.Д., Леонтьев С.А., Майер А.В., Мохов М.А. Теория и практика насосной добычи высоковязкой нефти из обводненных скважин. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. 268 с.

12. Абдурашитов С.А., Аванесян В.Г. Экспериментальное исследование физических свойств эмульсионных нефтей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1964. № 1. С. 77.

13. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предупреждение осложнений при добыче обводненной нефти. Уфа: Башкиргоиздат, 1987. 167 с.

14. Ашимов М.А., Мамедова В.А., Бух Ю.Д. Исследование структурной вязкости нефтяных эмульсий НПУ «Бузовнынефть» // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1967. № 12. С. 36-37.

15. Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Чижов А.П., Чибисов А.В. Результаты геолого-технологического обоснования методов воздействия на остаточные запасы в условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 11. С. 67-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71.

16. Валеев М.Д. Способ замера вязкости нефти в стволе глубиннонасосных скважин // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти: в кн. М.: ВНИИОЭНГ, 1984. С. 22-24.

17. Валеев М.Д., Хасанов М.М. Глубиннонасосная добыча вязкой нефти. Уфа: Башкиргоиздат, 1991. 140 с.

18. Рахматуллин В.Н., Кутырев Е.Ф., Рамазанов Р.У., Каримов А.А. Исследование эффективной вязкости нефти при глубиннонасосной добыче // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности: сб. докл. второй науч.-практ. конф. Уфа: Изд-во Монография, 2006. С. 321-324.

19. Каплан Л.С. Изменение вязкости водонефтяной смеси в процессе движения через погружной центробежный электронасос // Нефтепромысловое дело. 1977. № 15. С. 1-5.

20. Kozikhin R.A., Fattakhov I.G., Kuleshova L.S., Gabbasov A.Kh. Scenario Approach for Increasing Efficiency of Wells Operation with the Horizontal Termination // IOP Conference Series: Earth and Environmental

Science. 2018. Vol. 194. Article Number 082020. DOI: 10.1088/1755-1315/194/6/062013.

21. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разработка и внедрение промыслового вискозиметра // Нефтепромысловое дело. 2019. № 12 (612). С. 62-66. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-12(612)-62-66.

22. Исаев А.А., Тахавудинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Опыт применения нового вискозиметра для измерения вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 5 (72). С. 37-40. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10046.

23. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of Novel Methods and Devices for Measuring the Total Gas-Oil Ratio, Oil and Water Production Rates and Fluid Viscosity // Materials of SPE Annual Caspian Technical Conference. Baku, Azerbaijan. 2019. Paper Number SPE-198421-MS. DOI: 10.2118/198421-MS.

24. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Замер вязкости жидкости по методу Гепплера // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 11 (228). С. 92-94.

REFERENCES

1. Gonzalez I.J.F., Gammiero A., Llamedo M.A. Design of a Neural Network Model for Predicting Well Performance after Water Shutoff Treatments Using Polymer Gels. *Materials of SPE Conference «Latin America and Caribbean Petroleum Engineering»*. Mexico City, Mexico, 2012, Paper Number SPE-153908-MS. DOI: 10.2118/153908-MS.

2. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Uchet vliyaniya gidrofobizatsii na ostatochnuyu neftenasyschennost' produktivnykh plastov Zapadnoi Sibiri [Accounting of Hydrofobization Influence on the Residual Oil Saturation of the Western Siberia Productive Formations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 10, pp. 52-55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-52-55. [in Russian].

3. Mukhametshin V.Sh. Modelirovanie protsessa nefteizvlecheniya s ispol'zovaniem opyta razrabotki mestorozhdenii, nakhodyashchikhsya dlitel'noe vremya v eksploatatsii [Model Forecast of the Oil Recovery Process Using Development Experience Of Old-Run Fields]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2011, Vol. 9, No. 4, pp. 47-50. [in Russian].

4. Anderson V.J., Pearson J.R.A., Boek E.S. The Rheology of Worm-Like Micellar Fluids. *Rheology Reviews*, 2006, pp. 217-253.

5. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Zeigman Yu.V., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. Snizhenie riskov prinyatiya nizkoeffektivnykh upravlyayushchikh reshenii pri ispol'zovanii kislotnykh sostavov, predotvrashchayushchikh emul'sioobrazovanie [Reducing Risks of Low-Efficiency Managerial Decision-Making when Using Acidization Compositions Preventing Emulsification]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, No. 5, pp. 36-42. [in Russian].

6. Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E., Akhmetov R.T. Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya resursnoi bazy mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami neftei

[Increase of Resource Base Usage Efficiency in Hard Removable Oil Fields]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 13, No. 4, pp. 122-125. [in Russian].

7. Grigorashchenko G.I., Zaitsev Yu.V., Kudin V.V. *Primenenie polimerov v dobyche neftei* [The Use of Polymers in Oil Production]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 213 p. [in Russian].

8. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Khuzin R.R., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Geologopromyslovoye obosnovanie metodov vozdeystviya na plast na primere eksploatatsionnykh ob'ektov mestorozhdenii Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Geological and Field Substantiation of Reservoir Stimulation Methods on the Example of Fields' Operational Objects of the West Siberian Oil and Gas-Bearing Province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 10, pp. 40-45. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45. [in Russian].

9. Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Sergeev V.V., Kinzyabaev F.S. Eksperimental'noe issledovanie vyazkostnykh svoystv emul'sionnykh sistem s sodержaniem nanochastits SiO₂ [Experimental Study of Viscosity Properties of Emulsion System with SiO₂ Nanoparticle]. *Nanotekhnologii v stroitel'stve: nauchnyi internet-zhurnal — Nanotechnologies in Construction: A Scientific Internet-Journal*, 2017, Vol. 9, No. 2, pp. 16-38. URL: http://nanobuild.ru/en_EN/journal/Nanobuild-2-2017/16-38.pdf (accessed 05.09.2021). DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38. [in Russian].

10. Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. Assessment of the Need to Stimulate the Development of Hard-to-Recover Reserves in Carbonate Reservoirs. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, Vol. 194, Article Number 082027. DOI: 10.1088/1755-1315/194/8/082027.

11. Valeev M.D., Leont'ev S.A., Maier A.V., Mokhov M.A. *Teoriya i praktika nasosnoi dobychi vysokovязkoi neftei iz obvodnennykh skvazhin* [Theory and Practice of High-Viscosity Oil Production from Water-Flooded Wells]. Moscow, RGU neftei i gaza (NIU) im. I.M. Gubkina Publ., 2018. 268 p. [in Russian].

12. Abdurashitov S.A., Avanesyan V.G. Eksperimental'noe issledovanie fizicheskikh svoystv emul'sionnykh neftei [Experimental Study of the Physical Properties of Emulsion Oils]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz — Oil and Gas Studies*, 1964, No. 1, pp. 77. [in Russian].

13. Antipin Yu.V., Valeev M.D., Syrtlanov A.Sh. *Preduprezhdenie oslozhnenii pri dobyche obvodnennoi neftei* [Prevention of Complications in the Production of Watered Oil]. Ufa, Bashkniagoizdat Publ., 1987. 167 p. [in Russian].

14. Ashimov M.A., Mamedova V.A., Bukh Yu.D. Issledovanie strukturnoi vyazkosti neftyanykh emul'sii NPU «Buzovnyneft» [Study of the Structural Viscosity of Oil Emulsions NPU «Buzovnyneft»]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo — Azerbaijan Oil Industry*, 1967, No. 12, pp. 36-37. [in Russian].

15. Andreev V.E., Khuzin R.R., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Rezul'taty geologo-tekhnologicheskogo obosnovaniya metodov vozdeystviya na ostatochnye zapasy v usloviyakh Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Results of Geological-Technological Substantiation of Residual Reserves

Stimulation Methods Under the Conditions of the Western Siberian Oil and Gas Province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 11, pp. 67-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71. [in Russian].

16. Valeev M.D. Spособ zamera vyazkosti nefiti v stvole glubinnonasosnykh skvazhin [Method for Measuring the Viscosity of Oil in the Bore of Deep Pumping Wells]. *V knige «Neftepromyslovoe delo i transport nefiti»* [In the Book «Oilfield Business and Oil Transportation»]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1984. pp. 22-24. [in Russian].

17. Valeev M.D., Khasanov M.M. *Glubinnonasosnaya dobycha vyazkoi nefiti* [Deep Pumping Production of Viscous Oil]. Ufa, Bashkniigoizdat Publ., 1991. 140 p. [in Russian].

18. Rakhmatullin V.N., Kutyrev E.F., Ramazanov R.U., Karimov A.A. Issledovanie effektivnoi vyazkosti nefiti pri glubinnonasosnoi dobyche [Investigation of Effective Oil Viscosity During Downhole Pumping]. *Sbornik dokladov vtoroi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Problemy neftegazovogo kompleksa Zapadnoi Sibiri i puti povysheniya ego effektivnosti»* [Collection of Reports of the Second Scientific-Practical Conference «Problems of the Oil and Gas Complex of Western Siberia and Ways to Improve its Efficiency»]. Ufa, Monografiya Publ., 2006. pp. 321-324. [in Russian].

19. Kaplan L.S. Izmenenie vyazkosti vodoneftyanoi smesi v protsesse dvizheniya cherez pogruzhnoi tsentrobezhnyi elektronasos [Change in the Viscosity of the Water-Oil Mixture During Movement Through a Submersible Centrifugal Electric Pump]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 1977, No. 15, pp. 1-5. [in Russian].

20. Kozikhin R.A., Fattakhov I.G., Kuleshova L.S., Gabbasov A.Kh. Scenario Approach for Increasing Efficiency of Wells Operation with the Horizontal Termination. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, Vol. 194, Article Number 082020. DOI: 10.1088/1755-1315/194/6/062013.

21. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Razrabotka i vnedrenie promyslovogo viskozimetra [Development and Implementation of a Field Viscometer]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2019, No. 12 (612), pp. 62-66. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-12(612)-62-66. [in Russian].

22. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Opyt primeneniya novogo viskozimetra dlya izmereniya vyazkosti produktsii neftyanoi skvazhiny v promyslovyykh usloviyakh [Field Methods of Land Seismic Prospecting and Marine Vibrator]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz — Exposition Oil Gas*, 2019, No. 5 (72), pp. 37-40. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10046. [in Russian].

23. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of Novel Methods and Devices for Measuring the Total Gas-Oil Ratio, Oil and Water Production Rates and Fluid Viscosity. *Materials of SPE Annual Caspian Technical Conference*. Baku, Azerbaijan, 2019, Paper Number SPE-198421-MS. DOI: 10.2118/198421-MS.

24. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Zamer vyazkosti zhidkosti po metodu Gepplera [Fluid Viscosity Measuring According to Hoppler Principle]. *Neft' Gaz. Novatsii — Oil. Gaz. Novation*, 2019, No. 11 (228), pp. 92-94. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мингулов Ильдар Шамилович, преподаватель кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Ildar Sh. Mingulov, Lecturer of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

task3@mail.ru

Валеев Марат Давлетович, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия; технический директор, ООО «НПП «ВМ система», с. Кумлекуль, Уфимский район, Республика Башкортостан, Россия

Marat D. Valeev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia; Technical Director, RDE «VM sistema» LLC, Kumlekul Village, Ufa Region, Republic of Bashkortostan, Russia

vm5943@mail.ru

Мингулов Шамиль Григорьевич, доктор технических наук, профессор, начальник отдела по связям с бизнес-сообществом, УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Shamil G. Mingulov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Business Community Relations Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

Mingulovshg_ugntu@mail.ru

Мухаметиин Вячеслав Вячеславович, доктор технических наук, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Vyacheslav V. Mukhametshin, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

vv@of.ugntu.ru

Кулешова Любовь Сергеевна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», заместитель директора по учебной работе, УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Lyubov S. Kuleshova, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, Deputy Director for Academic Affairs, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

markl212@mail.ru

Сафиуллина Альбина Ринатовна, техник кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Albina R. Safiullina, Technician of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

safiullina.a.@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 29.06.2021; одобрена после рецензирования 12.08.2021; принята к публикации 01.11.2021.

The article was submitted 29.06.2021; approved after reviewing 12.08.2021; accepted for publication 01.11.2021.