Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 61–69. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 6, P. 61–69. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.276

doi: 10.17122/ngdelo-2021-6-61-69

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ И РАСЧЕТА ВЯЗКОСТИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

Вячеслав Вячеславович Мухаметшин¹, Ильдар Шамилевич Мингулов¹,
Эльчин Фикрет оглы Велиев², Любовь Сергеевна Кулешова¹,
Анатолий Андреевич Исаев³

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

²НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджанская Республика

³ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Автор, ответственный за переписку

Вячеслав Вячеславович Мухаметшин, vv@of.ugntu.ru

Аннотация. Статья посвящена разработке переносного промыслового вискозиметра нефти с измерением вязкости продукции скважины прибором с измерением времени качения шарика в калиброванной трубке (метод Гепплера). Методика выполнения измерений промысловым вискозиметром нефти ВНП-1-4,0-90 разработана в соответствии с положениями ГОСТ Р 8.563, ГОСТ Р ИСО 5725-2. Она прошла аттестацию и введена в Госреестр РФ (гос. регистрация № ФР.1.31.2019.32427). На базе предварительных лабораторных исследований вязкости нефтей группы месторождений ООО УК «Шешмаойл» получена формула зависимости вязкости нефтяных эмульсий от температуры и содержания в них пластовой воды. Измерения вязкости при помощи разработанного прибора в промысловых условиях показали применимость методики расчета вязкости обводненной нефти.

Для цитирования

Мухаметшин В.В., Мингулов И.Ш., Велиев Э.Ф., Кулешова Л.С., Исаев А.А. Методика измерения и расчета вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 61-69. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-61-69>.

Original article

METHODS FOR OIL WELL PRODUCTS VISCOSITY MEASURING AND CALCULATING IN SITU

Vyacheslav V. Mukhametshin¹, Ildar Sh. Mingulov¹, Elchin F. Veliev²,
Lyubov S. Kuleshova¹, Anatoliy A. Isaev³

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

²Oil Gas Scientific Research Project Institute, SOCAR, Baku, Republic of Azerbaijan

³LLC MC «Sheshmaoil», Almet'yevsk, Russia

Corresponding author

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

Ключевые слова

вискозиметр, вязкость, метод Гепплера, обводненность, добыча нефти

Abstract. The article is devoted to the development of a portable oil field viscometer measuring the well product viscosity with a device measuring the rolling time of a ball in a calibrated tube (Höppler's method). The technique for making measurements with a field oil viscometer VNP-1-4.0-90 has been developed in accordance with the provisions of State Standard R 8.563, State Standard R ISO 5725-2. It was certified and entered the State Register of the Russian Federation (State Registration No. FR.1.31.2019.32427). On the basis of preliminary laboratory studies of the oils viscosity from the group of fields of LLC UK «Sheshmaoil» LLC, a formula was obtained for the oil emulsions viscosity dependence on temperature and the formation water content in them. Viscosity measurements with the developed device in field conditions have shown the applicability of the method for calculating the viscosity of watered oil.

For citation

Mukhametshin V.V., Mingulov I.Sh., Veliyev E.F., Kuleshova L.S., Isaev A.A. Metodika izmereniya i rascheta vyazkosti produktsii neftyanoi skvazhiny v promyslovyykh usloviyakh [Methods for Oil Well Products Viscosity Measuring and Calculating in Situ]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 6, pp. 61-69. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-61-69>.

Известно, что эффективность разработки месторождений нефти во многом определяется обоснованностью принимаемых решений в процессе эксплуатации залежей [1–12]. В большей мере это касается залежей высоковязкой нефти [13–16].

Ввод в промышленную разработку месторождений нефти повышенной вязкости Урало-Поволжья и других регионов Российской Федерации требует располагать данными о вязкости нефти на устье скважин и различных точках систем нефтесбора и подготовки товарной нефти [17, 18].

Данные по замерам вязкости как безводной, так и обводненной нефтей используются при проектировании механизированной эксплуатации скважин, в строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов и других объектов нефтепромыслов.

Следует сказать, что инструменты, позволяющие замерять вязкость жидкости на промыслах, практически отсутствуют. Известные вискозиметры (реотесты) позволяют измерять вязкость отобранных на скважинах проб в лабораторных условиях по истечении длительного времени после их отбора на скважинах. В этот период происходят значительные изменения структуры водонефтяных эмульсий, разделение на фазы, адсорбция природных эмульгаторов на межфазной поверхности и др.

Поэтому проблема создания вискозиметра, позволяющего измерять вязкость жидкости в точке отбора с наименьшим периодом времени между отбором и измерением, а также малым изменением температуры, уже давно требовала своего решения. Для измерения вязкости создан прибор с принципом замера

Keywords

viscometer, viscosity, Höppler's method, water cut, oil production

времени качения шарика в калиброванной трубке (прибор Гепплера), предварительно тарированной эталонной жидкостью. Вискозиметр позволяет оперативно контролировать продукцию скважин и применяется вне сферы Государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Методика выполнения измерений разработана в соответствии с положениями ГОСТ Р 8.563, ГОСТ Р ИСО 5725-2. Она прошла аттестацию и введена в Госреестр РФ (гос. регистрация № ФР.1.31.2019.32427) [19].

Сущность метода заключается в определении времени качения ферромагнитного шарика в калиброванной немагнитной трубке, заполненной нефтью, методом Гепплера. Движение металлического шарика происходит по наклонной калиброванной трубке с фиксированным углом наклона. Фиксирование и измерение времени прохождения шарика производится таймером (секундомером), измеряющим время качения шарика между двумя магнитами на внешней стороне трубки. На рисунке 1 представлена схема вискозиметра.

Вискозиметр 1 имеет входной 2 и выходной 3 вентили. Входной вентиль 2 соединен через прободоотборный вентиль 4 с манифольдной линией 5 скважины (на рисунке 1 не показана). Внутри корпуса вискозиметра 1 через сальник входит шток 6 с коническим наконечником. На корпусе вискозиметра установлены также манометр 7 и термометр 8. На внешней стороне калиброванной трубки 9 вискозиметра 1, выполненной из немагнитного материала, установлены постоянные магниты 10 и 11, напротив которых также на внешней стороне установлены герметизированные кон-

Рисунок 1. Принципиальная схема вискозиметра

Figure 1. Schematic diagram of the viscometer

такты (герконы) 12 и 13. Внутри трубки 9 размещен шарик 14, выполненный из ферромагнитной стали, а сама трубка заглушена пробкой 15. Электронная схема вискозиметра включает блок 16 с электронным секундометром (на рисунке 1 не показан) для расчета вязкости исследуемой жидкости и ее индикации.

Верхняя часть внутренней полости вискозиметра представляет собой расширительную камеру, переходящую в калиброванную трубку 9.

Промысловым измерениям вязкости нефти предшествовали лабораторные исследования зависимости вязкости нефти от ее температуры и водосодержания. Для группы нефтяных месторождений Урало-Поволжья получены температурные зависимости двойного логарифма вязкости от температуры, представленные на рисунке 2 и представляющие собой серию линий с практически одинаковым наклоном при различных значениях водосодержания жидкости. Нижняя наклонная прямая получена для безводной нефти. Наклон линии и ее положение относительно осей графика зависят от физико-химических свойств конкретной нефти.

На рисунке 2 для каждой линии представлены экспериментальные температурные зависимости для различных значений водосодержания, в т.ч. для безводной нефти (нижняя линия). Первая цифра в правой части приведенных уравнений характеризует наклон линии (В), а вторая цифра характеризует ее положение по вертикали (А). Для безводной нефти, таким образом, коэффициенты A_0 и B_0 имеют соответственно значения 2,13 и $-0,007$.

Для ряда месторождений ООО УК «Шешмаойл» получена обобщенная эксперимен-

тальная зависимость вязкости нефти от ее температуры и обводненности:

$$\mu = \exp(\exp(A_0 - B_0 T + 0.004W)), \quad (1)$$
 где A_0, B_0 — коэффициенты температурной зависимости $\ln \ln \mu_0 = f(T)$, построенной для безводной нефти;

μ_0 — вязкость безводной нефти, мПа·с;

T — температура измерения вязкости, °С;

W — обводненность нефти, %.

Зависимость (1) позволяет только по температурной зависимости безводной нефти рассчитывать вязкость жидкости при разных значениях температуры (T) и обводненности (W).

Для промысловых измерений вязкости продукции скважины вискозиметр предварительно тарируется на эталонной жидкости при различных углах наклона его оси [20, 21]. На залежах нефти выбирают не менее 5 скважин с безводной нефтью и производят измерения ее вязкости с целью определения значений коэффициентов A_0 и B_0 . Для этого вискозиметр 1 подсоединяют к манифольдной линии 5 скважины через закрытые входной вентиль 2 и прободоотборный вентиль 4. Выходной вентиль 3 также остается в этот период закрытым. Далее постепенным открытием вентилей 4, а затем вентилей 2 наполняют полость вискозиметра 1 газодонефтяной продукцией скважины. После наполнения полости вискозиметра продукцией перекрывают вентиль 2 и небольшим открытием выходного вентилей 3 производят разгазирование водонефтяной смеси с выпуском газа в атмосферу. Разгазирование производят до атмосферного давления, после чего трубку 9 перекрывают сверху конусом штока 6, переводя вискозиметр в вертикальное положение. Это позво-

Рисунок 2. Результаты измерения вязкости нефти при различных значениях температуры и водосодержания (проба нефти № 1)

Figure 2. The results of measuring the viscosity of oil at different values of temperature and water content (oil sample No. 1)

ляет перевести весь оставшийся объем газовой фазы в расширительную камеру и выпустить ее через выходной вентиль 3, а дальнейшие измерения вязкости нефти в калиброванной трубке 9 производить без присутствия газовых пузырей. Далее полностью перекрывают выходной 3 и прободоотборный 4 вентили. Вискозиметр отсоединяют от скважины и переносят в передвижную лабораторию. Далее на строго фиксированных углах наклона вискозиметра производят измерения времени качения шарика 14 в трубке 9 между двумя магнитами 10 и 11 с помощью электронного секундомера в блоке 16 расчета вязкости жидкости. При измерениях фиксируют температуру жидкости термометром 8.

После этого производят аналогичные измерения на других безводных скважинах разрабатываемой залежи нефти [22, 23]. При необходимости, для увеличения диапазона температур измерений вязкости нефтей безводных скважин производят некоторый нагрев или охлаждение вискозиметра с жидкостью.

Далее строят температурную зависимость для безводной нефти ряда скважин залежи в координатах $\ln \ln \mu$ и T и по ней графически

определяют постоянные A_0 и B_0 . Формула (1) позволяет рассчитать вязкость жидкости при температурах в интервале 15–55 °С и обводненности жидкости в интервале 0–60 %.

На рисунке 3 представлена схема индикации на электронном блоке. При включении электронного блока на плату Arduino подается питание с Li-ion элементов. С платы Arduino подается питание 5 В на общий провод, питающий герконы, а также на кнопки изменения угла измерения. Далее Arduino находится в режиме ожидания измерения вязкости или корректировки градуса. Arduino проверяет состояние на 4-х портах. Замыкание геркона происходит, когда шарик находится напротив магнита, который через шарик воздействует магнитным полем на геркон.

Определение вязкости производится по следующему алгоритму:

1. Шарик движется в сторону первого геркона. При появлении напряжения на порту 0 начинается отсчет времени. На дисплее отображается время, прошедшее с начала отсчета.

2. Шарик прошел мимо первого геркона и движется в сторону второго геркона. При появлении напряжения на порту 1 заканчивается

Рисунок 3. Электронная схема индикации вязкости

Figure 3. Electronic circuit of viscosity indication

отсчет времени. На дисплее отображается вязкость жидкости, рассчитанная по формуле в микроконтроллере.

3. Корректировка угла производится по следующему алгоритму: при появлении напряжения на порту 3 Arduino уменьшает отображаемый угол на дисплее (если угол не равен минимально возможному углу измерения) и изменяет внутренний коэффициент поправки.

4. При появлении напряжения на порту 4 Arduino увеличивает отображаемый угол на дисплее (если угол не равен максимально возможному углу измерения) и изменяет внутренний коэффициент поправки.

При нажатии кнопки индикации на индикаторе отображается уровень заряда Li-ion элементов. Зарядка элементов производится с помощью специального БП, при подключении его к гнезду зарядки.

На скважинах № 3266 и № 3240 Северного месторождения АО «Шешмаойл» 24 апреля 2021 г. проведены опытно-промышленные испытания описанного промышленного переносного вискозиметра ВНП-1-4,0 с отображением информации по показателям динамической вязкости (замера и осредненных значений) на дисплее.

В таблице 1 представлена контрольная карта измерений на скважинах № 3266 и

№ 3240. На скважине № 3266 жидкость визуально напоминала густую консистенцию, медленно сливающуюся из пробоотборника.

Промысловые испытания разработанного вискозиметра проводились при угле наклона трубки 60°, температуре окружающей среды 15 °С, температура жидкости при этом составляла 18 °С.

Коэффициент A_0 в (1) для исследованных нефтей месторождений ООО УК «Шешмаойл» изменялся на незначительную величину и составлял в среднем 2,157.

Для расчетов коэффициента B_0 в (1) необходимо подставить все известные величины: μ , T , W , A_0 — коэффициент 2,157.

Формула (1) переписывается:

$$2,157 - B_0 T + 0,004 W = \ln(\ln \mu) \quad (2)$$

или

$$B_0 = (2,157 + 0,004 W - \ln(\ln \mu)) / T. \quad (3)$$

Для измерений вязкости по скважине № 3266 коэффициент B_0 составляет 0,0286 и 0,0291. Для скважины № 3240 коэффициент $B_0 = 0,040$.

Для расчета вязкости продукции скважин, приведенной к нормальным условиям ($T = 20$ °С), в правую часть формулы (1) подставляются значения $A_0 = 2,157$, $T = 20$ °С, полученные B_0 для каждой скважины и соответ-

Таблица 1. Контрольная карта измерений на скважинах Северного месторождения

Table 1. Control chart of measurements at the wells of the Severnoye field

Номер скважины	$Q_{ж}$, м ³ /сут	Обводненность, %	Удельный вес воды, кг/м ³	Удельный вес нефти, кг/м ³	Продолжительность измерений, мин	Фактическое значение вязкости, мПа·с	Устьевое давление, МПа	Вязкость при 20 °С по «Крон», мПа·с
3266	4,1	46	1155	925	18	499,5	1,0	197,8
3266	4,1	46	1155	925	18	472,0	1,0	197,8
3240	1,4	41	1155	922	3	136,1	1,2	89,2

ствующие значения W и далее производится расчет вязкости при нормальной температуре.

Расчеты по (1) показали, что приведенные к нормальным условиям значения вязкости эмульсий составили соответственно: 352,5; 332,5; 97,21 мПа·с.

Выводы

Разработан, изготовлен и испытан вискозиметр Гепшлера для измерения вязкости продукции скважины в промысловых условиях.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. McLachlan G.J. Discriminant Analysis and Statistical Pattern Recognition. Hoboken: John Wiley and Sons, 2004. 545 p.
2. Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Чижев 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.
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. Xie X., Weiss W.W., Tong Z.J., Morrow N.R. Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation // SPE Journal. 2005. Vol. 10. Issue 3. P. 276-285. Paper Number SPE-89424-PA. DOI: 10.2118/89424-PA.
5. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Кулешова Л.С., Чижев 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.
6. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.Ш., Андреев В.Е. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики // Геология,

В лабораторных условиях получена универсальная зависимость вязкости продукции скважины от температуры жидкости и ее обводненности для условий добычи нефти на месторождениях Урало-Поволжья.

3. Выполненный объем измерений вязкости нефти скважин в ООО УК «Шешмаойл» показал эффективность измерения вязкости нефти в промысловых условиях.

геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 2. С. 21-25.

7. Economides M., Oligney R., Valko P. Unified Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice. Alvin: Orsa Press, 2002. 194 p.

8. 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.

9. 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. DOI: 10.17122/ngdelo-2015-4-122-125.

10. Olarte J.D., Halder S., Said R., Ahmed M., Burrov A., Stuker J., Kharrat W., Wortmann H. New Approach of Water Shut off Techniques in Open Holes - and World First Applications of Using Fiber Optic Services With Tension-Compression Sub // Materials of SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. Al-Khobar, Saudi Arabia. 2011. Paper Number SPE-149116-MS. DOI: 10.2118/149116-MS.

11. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Андреев В.Е. Интерпретация кривых капиллярного давления при смешанной смачиваемости // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 4. С. 40-43.

12. Хайрединев Н.Ш., Попов А.М., Мухаметшин В.Ш. Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. 1992. № 9. С. 18-20.

13. Gdansk R.D. Kinetics of the Primary Reaction of HF on Alumino-Silicates // SPE Production and Facilities. 2000. Vol. 15. Issue 4. P. 279-287. Paper Number SPE-66564-PA. DOI: 10.2118/66564-PA.

14. Зейгман Ю.В., Лысенков А.В., Мухаметшин В.В., Султанов Ш.Х., Котенёв Ю.А. К вопросу выбора технологии кислотного воздействия для интенсификации добычи нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 6. С. 44-50.

15. Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Хафизов А.Р., Харина С.Б., Абуталипова Е.М., Авренюк А.Н. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложнённых условиях эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 1. С. 66-69.

16. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 234 с.

17. Валеев М.Д., Леонтьев С.А., Майер А.В., Мохов М.А. Теория и практика насосной добычи высоковязкой нефти из обводнённых скважин. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. 269 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. доклад. второй науч.-практ. конф. Уфа: Изд-во Монография, 2006. С. 321-324.

19. ФР.1.31.2019.32427. Вискозиметр нефти промышленный ВНП 1-4,0-90.

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

21. 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.

22. 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.

23. 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. McLachlan G.J. *Discriminant Analysis and Statistical Pattern Recognition*. Hoboken, John Wiley and Sons, 2004. 545 p.

2. Andreev V.E., Khuzin R.R., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Rezul'taty geologo-tehnologicheskogo 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].

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

4. Xie X., Weiss W.W., Tong Z.J., Morrow N.R. Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation. *SPE Journal*, 2005, Vol. 10, Issue 3, pp. 276-285, Paper Number SPE-89424-PA. DOI: 10.2118/89424-PA.

5. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Khuzin R.R., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Geologo-promyslovoe obosnovanie metodov vozdeystviya na plast na primere ekspluatatsionnykh 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].

6. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E. Prognoz pokazatelya smachivaemosti produktivnykh plastov po dannym promyslovoi geofiziki [Field Geophysics Forecast of Productive Reservoir Wettability Index]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2016, No. 2, pp. 21-25. [in Russian].

7. Economides M., Oligney R., Valko P. *Unified Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice*. Alvin, Orsa Press, 2002. 194 p.

8. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Uchet vliyaniya gidrofobizatsii na ostatochnuyu neftenasyshchennost' 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].

9. Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E., Akhmetov R.T. Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya resursnoi bazy mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti [Increase of Resource Base Usage Efficiency in Hard Removable Oil Fields]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 13, No. 4, pp. 122-125. DOI: 10.17122/ngdelo-2015-4-122-125. [in Russian].

10. Olarte J.D., Haldar S., Said R., Ahmed M., Burrov A., Stuker J., Kharrat W., Wortmann H. New Approach of Water Shut off Techniques in Open Holes - and World First Applications of Using Fiber Optic Services With Tension-Compression Sub. *Materials of SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*. Al-Khobar, Saudi Arabia, 2011, Paper Number SPE-149116-MS. DOI: 10.2118/149116-MS.

11. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V. Interpretatsiya krivyykh kapillyarnogo davleniya pri smeshannoi smachivaemosti [Interpretation of Capillary Pressure Curves in Case of Mixed-Wettability]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, No. 4, pp. 40-43. [in Russian].
12. Khairedinov N.Sh., Popov A.M., Mukhametshin V.Sh. Povyshenie effektivnosti zavodneniya nizkoproduktivnykh zalezhei nefiti v karbonatnykh kollektorakh [Improving the Efficiency of Waterflooding of Low-Producing Oil Deposits in Carbonate Reservoirs]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1992, No. 9, pp. 18-20. [in Russian].
13. Gdansk R.D. Kinetics of the Primary Reaction of HF on Alumino-Silicates. *SPE Production and Facilities*, 2000, Vol. 15, Issue 4, pp. 279-287. Paper Number SPE-66564-PA. DOI: 10.2118/66564-PA.
14. Zeigman Yu.V., Lysenkov A.V., Mukhametshin V.V., Sultanov Sh.Kh., Kotenev Yu.A. K voprosu vybora tekhnologii kislotnogo vozdeistviya dlya intensifikatsii dobychi nefiti [Some Aspects of an Acidizing Technology Choice to Enhance Oil Production]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, No. 6, pp. 44-50. [in Russian].
15. Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B., Abutalipova E.M., Avrenyuk A.N. Osobennosti vybora sostavov zhidkostei glusheniya skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh ekspluatatsii skvazhin [Peculiarities of Selecting Well-Killing Fluids Composition for Difficult Conditions]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2017, No. 1, pp. 66-69. [in Russian].
16. Ekonomides M., Olini R., Valko P. *Unifitsirovannyi dizain gidrorazryva plasta: ot teorii k praktike* [Economides, Michael Unified Fracture Design: Bringing the Gap between Theory and Practice]. Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2007. 234 p. [in Russian].
17. Valeev M.D., Leontev S.A., Maier A.V., Mokhov M.A. *Teoriya i praktika nasosnoi dobychi vysokovyazkoi nefiti iz obvodnennykh skvazhin* [Theory and Practice of High-Viscosity Oil Production from Water-Flooded Wells]. Moscow, RGU nefiti i gaza (NIU) im. I.M. Gubkina Publ., 2018. 269 p. [in Russian].
18. Rakhmatullin V.N., Kutuyev 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. FR.1.31.2019.32427. *Viskozimetr nefiti promyslovoy VNP 1-4.0-90* [FR.1.31.2019.32427. Field Oil Viscometer VNP 1-4.0-90]. [in Russian].
20. 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].
21. 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].
22. 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.
23. 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

Мухаметшин 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, Otkyabrsky, Russia

vv@of.ugntu.ru

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

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

task3@mail.ru

Велиев Эльчин Фикрет оглы, кандидат технических наук, заместитель заведующего лабораторией аналитических исследований, НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджанская Республика

Elchin F. Veliyev, Candidate of Engineering Sciences, Deputy Laboratory Manager of Analytical Investigations Laboratory, Oil Gas Scientific Research Project Institute, SOCAR, Baku, Republic of Azerbaijan

elchinf.veliyev@socar.az

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

Исаев Анатолий Андреевич, кандидат технических наук, ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Anatoliy A. Isaev, Candidate of Engineering Sciences, Leading Engineer of the Innovation and Expertise Department, MC «Sheshmaoil» LLC, Almetyevsk, Russia

isaev@shoil.tatais.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.