

ВЛИЯНИЕ КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА В НЕФТИ НА ЕЕ ВЯЗКОСТЬ

И. Ш. Мингулов¹, М. Д. Валеев², В. В. Мухаметшин^{*1}, Л. С. Кулешова¹, Ш. Г. Мингулов¹

¹Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной
технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

²АО НПП «ВМ Система», Кумлекуль, Россия

Dissolved gas amount influence on oil viscosity

I. Sh. Mingulov¹, M. D. Valeev², V. V. Mukhametshin^{*1}, L. S. Kuleshova¹, Sh. G. Mingulov¹

¹Institute of Oil and Gas, Ufa State Oil Technical University (branch in Oktyabrsky), Russia

²JSC RDE «VM Sistema», Kumlekul, Russia

ABSTRACT

The article presents the results of a study of oil gas saturation influence on its viscosity. Studies of the dissolved gas effect on the oil viscosity in a wide range of gas and water content changes in reservoir products are presented. According to some studies, the dissolved gas presence in oil can significantly reduce its viscosity. Based on a comparative analysis of the oil viscosity under standard conditions, a statistical relationship between the viscosity of gas-saturated oil and its standard value, depending on the gas saturation, was obtained. A method for gas-saturated water-oil emulsion viscosity calculating is proposed on the example of reservoir oils of the Arlan oil field based on preliminary measurement of the viscosity of degassed liquid and gas-saturated oil at 20° C, the residual amount of dissolved gas in oil determination by the degassing curve of this oil.

Keywords: dissolved gas; degassed oil viscosity; water content; oil-water emulsion.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Как показывает практика разработки нефтяных месторождений, параметры, характеризующие геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, оказывают существенное влияние на выбор технологии эксплуатации [1-6] залежей и степень выработки запасов [7-12].

Среди параметров, отражающих физико-химические свойства флюидов, важнейшим является вязкость пластовой нефти [13-18]. Именно этот параметр используется при проектировании разработки объектов добычи нефти [19-24], анализе процессов, происходящих в пласте [25-30], принятии тех или иных управляющих решений [31-36]. В то же время значения этого важного параметра меняются во времени, меняются по высоте и площади залежей, что требует проведения значительного количества исследований, определяет финансовые издержки и организационные проблемы. В этой связи важное значение имеет разработка методики косвенной оценки вязкости пластовых флюидов по значениям количества растворенного газа в нефти.

Исследованиями [37, 38] / установлено существенное влияние растворенного газа в нефти на ее вязкость. К наиболее известным из них относится работа сотрудников Татнипнефть под руководством проф. Тронува В. П. в которой авторы выполнили исследования влияния рас-

творенного газа на вязкость нефти в широком диапазоне изменения газосодержания и обводненности продукции пласта. В работе [39, 40] сделана аналогичная попытка исследования вязкости газонасыщенных нефтей.

Лабораторными исследованиями [37] получена зависимость относительной вязкости эмульсии с содержанием водной фазы $V=0.2$ при различных значениях вязкости исходной нефти. Опытным путем установлена зависимость для расчета газированной нефти как функции вязкости дегазированной нефти для каких-то конкретных значений обводненности и температуры:

$$\mu_{\text{отн}} = 1 + 0.0857 \Gamma \quad (1)$$

где $\mu_{\text{отн}}$ – отношение вязкостей дегазированной нефти к газированной; Γ – количество растворенного газа в нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Исследованиями установлено, что существенные отклонения вязкости нефти наблюдается при газосодержании более $77 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Также было установлено, что с ростом вязкости исходной нефти влияние растворенного газа на вязкость увеличивается.

В этой же работе установлена формула для расчета вязкости газированной нефти в зависимости от вязкости дегазированной нефти, ее обводненности и температуры:

$$\mu_i = \frac{1.65\mu_0 \cdot 1.054^{(B)} \cdot 1.6362^{(-T)}}{1 + 0.0857 \cdot \Gamma} \quad (2)$$

где μ_0 – вязкость дегазированной безводной нефти при

20 °C; B – обводненность, %; T – температура, °C; Γ – газовый фактор нефти, м³/м³.

Расчеты по уравнению (2) показывают, что, к примеру, при обводненности 60%, газосодержании 70 м³/м³ и температуре 20 °C вязкость дегазированной нефти примерно в 5.5 раз превышает вязкость газированной нефти.

В статье [41] В. М. Люстрицким выполнены исследования влияния газосодержания нефти на ее вязкость.

Получено выражение зависимости динамической вязкости нефти от температуры и газосодержания в виде:

$$\mu = \exp(a) \quad (3)$$

где μ – динамическая вязкость, мПа·с; a – коэффициент, зависящий от температуры и газосодержания.

Для расчетов коэффициент « a » был представлен в виде:

$$a = e^{-\epsilon t} \cdot \ln A \quad (4)$$

где ϵ – коэффициент, характеризующий степень зависимости вязкости от температуры; t – температура нефти; A – коэффициент, зависящий от объемного газосодержания нефти и численно равен вязкости нефти при $t=0$.

Для Усинского нефтяного месторождения получено выражение множителя в расчетах вязкости в виде:

$$\ln A = \frac{156 + 6V}{15 + V} \quad (5)$$

где V – объемное газосодержание нефти, м³/м³.

Такой подход в определении влияния газонасыщенности на вязкость нефти достаточно трудоемок ввиду необходимости отбора большого количества проб нефти на скважинах и последующих измерений вязкости под давлением.

На рисунке 1 приведены полученные опытные зависимости количества растворенного газа в нефти от давления при однократном разгазировании нефти пластов Ю₁₀ и Ю_{2.6} Западно-Тугровского месторождения. Кривые показывают линейный характер зависимости при давлениях выше 2.9 МПа. При меньших давлениях зависимости имеют нелинейный характер.

Измерения вязкости нефтей были проведены при газосодержаниях нефти 12; 35; 40; 50; 68 м³/т (точки кривой 1) и 10; 29; 34; 43; 56 м³/т (точки кривой 2). Этим газосодержаниям соответствовали давления 4.0; 5.0; 7.0; 10.0 МПа (кривая 1) и 4.0; 5.0; 7.0; 10.0 МПа (кривая 2). В соответствии с полученными данными по газосодержанию растворенного газа были измерены значения вязкости газонасыщенной нефти.

На рисунке 2 представлены графически связи между газонасыщенностью нефти и ее вязкостью. Видно, что присутствие растворенного газа в нефти в количестве до 68 м³/т в значительной мере снижает вязкость дегазированной нефти.

Кривые 1 и 2 на рисунке 2 при малых газосодержаниях нефти имеют начальные участки с резким снижением вязкости нефти. Далее, при газосодержании более 30 м³/м³ кривые выполаживаются. В пределе при очень высоких газосодержаниях кривые стремятся к какому-то пределу. Возможно, что кривые могут асимптотически приближаться к некоей горизонтальной линии, близкой к вязкости крайне неустойчивой газированной нефти.

На рисунке 2 можно выделить, таким образом, зону

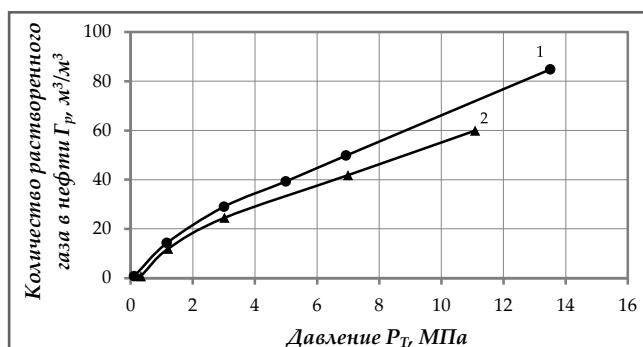


Рис. 1. Зависимость количества растворенного газа в нефти от давления для пластов Ю₁₀ (1) и Ю_{2.6} (2)

А резкого снижения вязкости нефти с увеличением ее газосодержания и зону В относительной стабилизации вязкости нефти.

Промысловый вискозиметр и методика пересчета вязкости на другие значения и обводненность продукции, разработанные в [42-45] позволяют в принципе построить зависимость, аналогичную рисунку 2. Измерения проводятся на безводных скважинах или скважинах с низкой (до 5%) обводненностью. В этом диапазоне влияние водной фазы на вязкость еще практически не проявляется.

Измерение вязкости продукции безводной скважины производится с регистрацией температуры и давления.

После измерения вязкости производится сравнение давления в приборе до атмосферного значения, выпуск газа и повторное измерение вязкости жидкости. По кривой, аналогичной рисунку 1, для зарегистрированного давления определяют остаточное количество растворенного газа в нефти.

Соотношение измеренных значений вязкостей позволяет оценить степень снижения вязкости нефти в присутствии растворенного газа.

Однако, такой метод сложен из-за необходимости сравнения образовавшегося при снижении давления в приборе свободного газа и необходимости сохранения постоянства температуры. В этой связи наиболее целесообразным представляется способ оценки влияния растворенного газа на вязкость исследованием вязкости

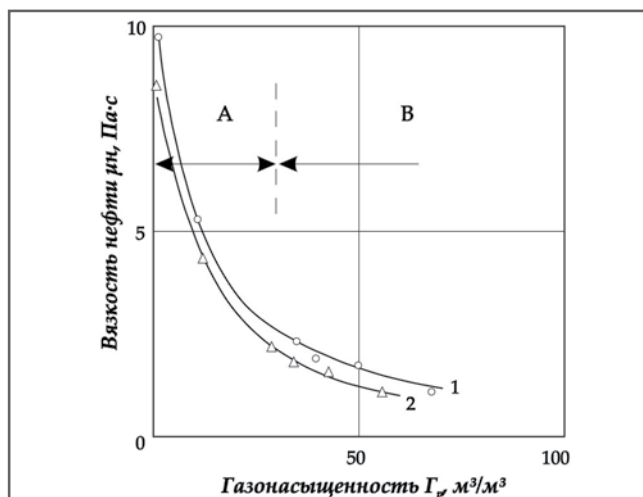


Рис. 2. Зависимость вязкости нефти (μ_n) от ее газонасыщенности (Γ_p) пластов Ю₁₀ (1) и Ю_{2.6} (2) Западно-Тугровского месторождения

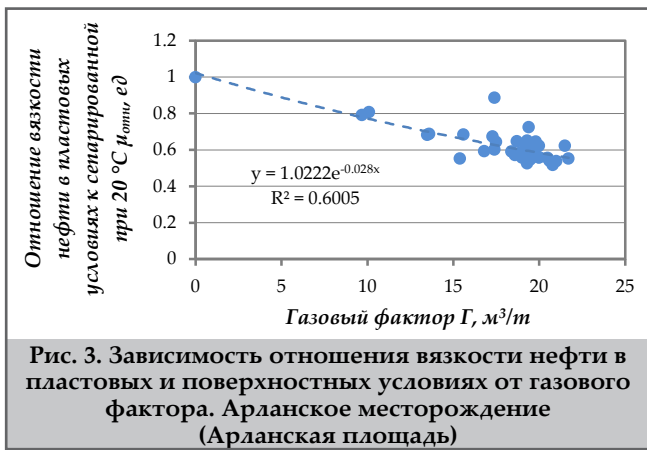


Рис. 3. Зависимость отношения вязкости нефти в пластовых и поверхностных условиях от газового фактора. Арланское месторождение (Арланская площадь)

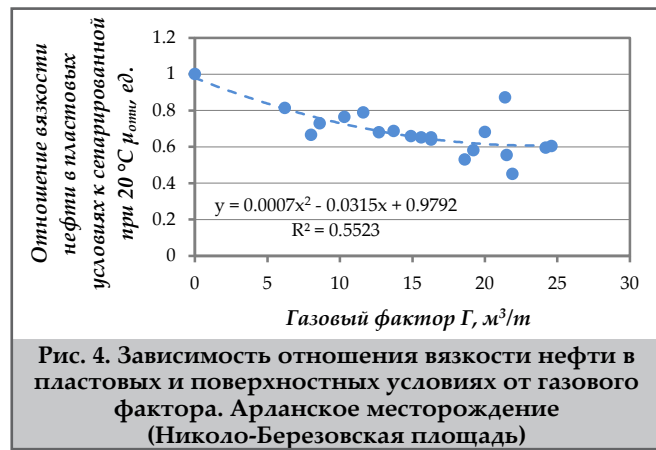


Рис. 4. Зависимость отношения вязкости нефти в пластовых и поверхностных условиях от газового фактора. Арланское месторождение (Николо-Березовская площадь)

пластовых нефтей под давлением на установке УИПН.

Для получения статистической связи необходимо выполнить анализ большого объема экспериментального материала по пластовым нефтям. В работе [44] приведены обширные исследования физико-химических свойств пластовых нефтей Республики Башкортостан, проведенные на установке УИПН сотрудниками БашНИПИнефть на глубинных пробах с забоя скважин, а также на поверхностных пробах, отобранных на устье скважин в контейнеры высокого давления.

На рисунках 3 и 4 представлены графики зависимости коэффициента снижения вязкости нефти от газового фактора нефти для Арланской и Николо-Березовской площадей. Видно, что с ростом газосодержания снижение вязкости становится более существенным и достигающим величины 0.5 и более раз.

Кривая на рисунке 3 описывается экспоненциальной формулой с большей достоверностью, чем аналогичная на рисунке 4:

$$\mu_{20} = \frac{\mu_{нз}}{1.0222 \cdot e^{-0.028 \Gamma_{\phi}}} \quad (6)$$

где μ_{20} – значение вязкости нефти при нулевом содержании растворенного газа (сепарированной нефти в нормальных условиях); 0.028 – коэффициент, зависящий от физико-химических свойств исследуемой нефти; Γ_{ϕ} –

содержание растворенного газа в нефти (газовый фактор) $\text{м}^3/\text{т}$; $\mu_{нз}$ – вязкость газонасыщенной нефти при температуре 20 °С.

Значение Γ_{ϕ} будет изменяться в зависимости от давления в точке отбора пробы нефти. Фактическое значение остаточного количества растворенного газа (Γ_p) в нефти определяется по кривой разгазирования нефти, аналогичной рисунку 1. По оси абсцисс откладывается давление в точке отбора пробы, а содержание остаточного количества растворенного газа определяется как разница газового фактора нефти Γ_{ϕ} и свободного газа, выделившегося из нефти при снижении давления до значения давления в точке отбора пробы.

Значение коэффициента 0.028 справедливо только для Арланского нефтяного месторождения. Располагая значениями этого коэффициента и Γ_p , а также значением вязкости дегазированной нефти в стандартных условиях μ_{20} можно рассчитать вязкость газонасыщенной нефти $\mu_{нз}$ также при 20 °С:

$$\mu_{нз} = 1.022 \mu_{20} e^{0.028 \Gamma_p} \quad (7)$$

Зависимости, аналогичные (6) и (7), можно получить для других месторождений нефти. Но в случаях высоких температур пласта предложенная методика нуждается в коррективах. Поэтому, приведенные положения могут быть использованы только в условиях Урало-Поволжья.

Выводы

- Установлен характер уменьшения вязкости нефти с ростом ее газосодержания и получена обобщенная формула для пересчета вязкости нефти с учетом растворенного газа в нефти для Арланского нефтяного месторождения.
- Предложена методика расчета вязкости газонасыщенной водонефтяной эмульсии на примере исследования пластовых нефтей Арланского нефтяного месторождения на базе предварительного замера вязкости дегазированной жидкости и газонасыщенной нефти при 20 °С, определения остаточного количества растворенного газа в нефти по кривой разгазирования этой нефти.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-297 в рамках программы развития Научного центра мирового уровня (НЦМУ)

Литература

1. Иванова, М. М., Дементьев, Л. Ф., Чоловский, И. П. (2014). Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. *Москва: Альянс.*
2. Конторович, А. Э., Нестеров, И. И., Салманов, Ф. К. и др. (1975). Геология нефти и газа Западной Сибири. *Москва: Недра.*
3. Гусейнов, А. Г., Гусейнов, Е. А. (2021). Пути совершенствования инновационной деятельности на нефтегазодобывающих предприятиях. *SOCAR Proceedings, SI2, 1-7.*
4. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings, 1, 104-113.*
5. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings, SI1, 9-18.*
6. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings, SI1, 38-44.*
7. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings, SI2, 238-247.*
8. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings, SI1, 98-108.*
9. Сургучев, М. Л. (1985). Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва: Недра.*
10. Велиев, Э.Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings, 3, 126-134.*
11. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика, 62(12), 1672-1685.*
12. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings, SI1, 27-37.*
13. Гиматудинов, Ш. К., Ширковский, А. И. (1982). Физика нефтяного и газового пласта. *Москва: Недра.*
14. Мархасин, И. Л. (1977). Физико-химическая механика нефтяного пласта. *Москва: Недра.*
15. Chizhov, A. P., Andreev, V. E., Chibisov, A. V., et al. (2020). Hydraulically perfect modes of injection of grouting mixtures when isolating absorbing formations. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 952, 012040.*
16. Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T., Rakhimov, N. R. (2021). Geological and technological substantiation of waterflooding systems in deposits with hard-to-recover reserves. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 1064, 012068.*
17. Якупов, Р. Ф., Хакимянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings, 2, 54-61.*
18. Soloviev, N. N., Mukhametshin, V. Sh., Safiullina, A. R. (2020). Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 952, 012064.*
19. Абдуллаев, В. Дж. (2021). Новый подход к расчету двухфазного потока в газлифтных скважинах. *SOCAR Proceedings, 1, 49-55.*
20. Лобусев, А. В., Лобусев, М. А., Назарова, Л. Н. (2016). Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения. *Москва: Недра-Бизнесцентр.*
21. Алтунина, Л. К., Кувшинов, В. А., Кувшинов, И. В., Чертенков, М. В. (2016). Физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Нефть. Газ. Новации, 6, 22-25.*
22. Мингулов, И. Ш., Валеев, М. Д., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Применение результатов измерения вязкости продукции скважин для диагностики работы насосного оборудования. *SOCAR Proceedings, SI2, 152-160.*
23. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготлируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings, SI2, 8-18.*
24. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings, 2, 40-46.*
25. Лейк, Л. (2005). Основы методов увеличения нефтеотдачи. *Остин: Техасский университет.*
26. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН.*
27. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings, SI2, 229-237.*
28. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings, SI1, 71-79.*
29. Сургучев, М. Л., Колганов, В. И., Гавура, А. В. и др. (1987). Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. *Москва: Недра.*
30. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies, 14(3), 654.*

31. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
32. Велиев, Э. Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
33. Kadyrov, R. R., Mukhametshin, V. V., Galiullina, I. F., et al. (2020). Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 905, 012081.
34. Сургучев, М. Л., Горбунов, А. Т., Забродин, Д. П. и др. (1991). Методы извлечения остаточной нефти. Москва: Недра.
35. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н. (2021). Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*, 252, 896-907.
36. Tyncherov, K. T., Mukhametshin, V. Sh., Rakhimov, N. R. (2021). Theoretical basis for constructing special codes for a noise-resistant downhole telemetry system. *Journal of Physics: Conference Series*, 1753, 012081.
37. Тронов, В. П., Амерханов, И. М., Тронов, А. В. и др. (1985). Влияние растворенного в нефти газа на реологические свойства эмульсий. *Нефтепромысловое дело и транспорт нефти*, 10, 22-25.
38. Suleimanov, V. A., Abbasov, E. M., Sisenbayeva, M. R. (2017). Mechanism of gas saturated oil viscosity anomaly near to phase transition point. *Physics of Fluids*, 29, 012106.
39. Диденко, В. С. (1983). Исследование вязкости газонасыщенных нефтяных эмульсий. *Нефтепромысловое дело*, 12, 12-14.
40. Сулейманов, Б. А., Аббасов, Э. М., Сисенбаева, М. Р. (2017). Механизм аномалии вязкости газированной нефти вблизи давления насыщения. *SOCAR Proceedings*, 1, 35-45.
41. Люстрицкий, В. М. (1982). Определение вязкости газонасыщенной нефти Усинского месторождения. *Нефтепромысловое дело*, 27-28.
42. Mingulov, Sh. G., Mingulov, I. Sh. (2021). On the efficiency of wastewater treatment from solid suspended particles at tuimazaneft oil and gas production division (NGDU «Tuimazaneft»). *Journal of Physics: Conference Series*, 1753, 012085.
43. Исаев, А. А., Тахаутдинов, Р. Ш., Малыхин, В. И., Шарифуллин, А. А. (2019). Опыт применения нового вискозиметра для измерения вязкости продукции нефтяной скважины в промышленных условиях. Экспозиция. *Нефть. Газ*, 5(72), 37-40.
44. Исаев, А. А., Малыхин, В. И., Шарифуллин, А. А. (2019). Замер вязкости жидкости по методу Гепплера. *Нефть. Газ. Новации*, 11, 92-94.
45. Исаев, А. А., Малыхин, В. И., Шарифуллин, А. А. (2019). Разработка и внедрение промышленного вискозиметра. *Нефтепромысловое дело*, 12, 62-66.
46. (1978). Рекомендации по оценке свойств пластовой нефти терригенной толщи нижнего карбона Арланского месторождения. Уфа: БашНИПИнефть.

References

1. Ivanova, M. M., Dementyev, L. F., Cholovsky, I. P. (2014). Oil and gas field geology and geological bases of oil and gas field development. *Moscow: Alliance*.
2. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., et al. (1975). Geology of oil and gas in Western Siberia. *Moscow: Nedra*.
3. Huseynov, A. G., Huseynov, E. A. (2021). The expansion of innovative activity on rise of oil production enterprises in Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*, SI2, 1-7.
4. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
5. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.
6. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.
7. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.
8. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
9. Surguchev, M. L. (1985). Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. *Moscow: Nedra*.
10. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
11. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.
12. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, 1, 27-37.
13. Gimatudinov, Sh. K., Shirkovsky, A. I. (1982). Physics of the oil and gas reservoir. *Moscow: Nedra*.
14. Markhasin, I. L. (1977). Physico-chemical mechanics of the oil reservoir. *Moscow: Nedra*.
15. Chizhov, A. P., Andreev, V. E., Chibisov, A. V., et al. (2020). Hydraulically perfect modes of injection of grouting

mixtures when isolating absorbing formations. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012040.

16. Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T., Rakhimov, N. R. (2021). Geological and technological substantiation of waterflooding systems in deposits with hard-to-recover reserves. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012068.

17. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

18. Soloviev, N. N., Mukhametshin, V. Sh., Safiullina, A. R. (2020). Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012064.

19. Abdullayev, V. J. (2021). New approach for two-phase flow calculation of artificial lift. *SOCAR Proceedings*, 1, 49-55.

20. Lobusev, A. V., Lobusev, M. A., Nazarova, L. N. (2016). Simulation of exploration and development of a virtual oil and gas field. *Moscow: Nedra-Business Center*.

21. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., Kuvshinov, I. V., Chertenkov, M. V. (2016). Physico-chemical technologies for increasing oil recovery of fields with hard-to-recover reserves. *Oil. Gas. Innovations*, 6, 22-25.

22. Mingulov, I. Sh., Valeev, M. D., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Wells production viscosity measurement results application for pumping equipment operation diagnostics. *SOCAR Proceedings*, SI2, 152-160.

23. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

24. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

25. Lake, L. (2005). Fundamentals of methods for increasing oil recovery. *Austin: University of Texas*.

26. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.

27. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

28. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

29. Surguchev, M. L., Kolganov, V. I., Gavura, A. V., (1987). Extraction of oil from carbonate reservoirs. *Moscow: Nedra*.

30. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.

31. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

32. Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

33. Kadyrov, R. R., Mukhametshin, V. V., Galiullina, I. F., et al. (2020). Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 905, 012081.

34. Surguchev, M. L., Gorbunov, A. T., Zabrodin, D. P., et al. (1991). Methods of extraction of residual oil. *Moscow: Nedra*.

35. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N. (2021). Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 252, 896-907.

36. Tyncherov, K. T., Mukhametshin, V. Sh., Rakhimov, N. R. (2021). Theoretical basis for constructing special codes for a noise-resistant downhole telemetry system. *Journal of Physics: Conference Series*, 1753, 012081.

37. Tronov, V. P., Amerkhanov, I. M., Tronov, A. V., et al. (1985). The effect of gas dissolved in oil on the rheological properties of emulsions. *Oilfield Engineering and Oil Transportation*, 10, 22-25.

38. Suleimanov, B. A., Abbasov, E. M., Sisenbayeva, M. R. (2017). Mechanism of gas saturated oil viscosity anomaly near to phase transition point. *Physics of Fluids*, 29, 012106.

39. Didenko, V. S. (1983). The study of the viscosity of gas-saturated oil emulsions. *Oilfield Engineering*, 12, 12-14.

40. Suleimanov, B. A., Abbasov, E. M., Sisenbayeva, M. R. (2017). Mechanism of live oil viscosity anomaly near to bubble point pressure. *SOCAR Proceedings*, 1, 35-45.

41. Lustritsky, V. M. (1982). Determination of the viscosity of the gas-saturated oil of the Usinsk field. *Oilfield Engineering*, 27-28.

42. Mingulov, Sh. G., Mingulov, I. Sh. (2021). On the efficiency of wastewater treatment from solid suspended particles at Tuimazaneft Oil and Gas Production Division (NGDU «Tuimazaneft»). *Journal of Physics: Conference Series*, 1753, 012085.

43. Isaev, A. A., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., Sharifullin A. A. (2019). Field methods of land seismic prospecting and marine vibrator. *Exposition Oil & Gas*, 5(72), 37-40.

44. Isaev, A. A., Malykhin, V. I., Sharifullin, A. A. (2019). Fluid viscosity measuring according to h pppler principle. *Oil. Gas. Innovations*, 11, 92-94.

45. Isaev, A. A., Malykhin, V. I., Sharifullin, A. A. (2019). Development and implementation of a field viscometer. *Oilfield Engineering*, 12, 62-66.

46. (1978). Recommendations for assessing the properties of reservoir oil of the terrigenous strata of the lower carboniferous of the Arlansky field. *Ufa: BashNIPIneft*.

Влияние количества растворенного газа в нефти на ее вязкость

*И. Ш. Мингулов¹, М. Д. Валеев², В. В. Мухаметшин^{*1}, Л. С. Кулешова¹, Ш. Г. Мингулов¹*

¹Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной
технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

²АО НПП «ВМ Система», Кумлекуль, Россия

Реферат

В статье изложены результаты исследования влияния газонасыщенности нефти на ее вязкость. Приводятся исследования влияния растворенного газа на вязкость нефти в широком диапазоне изменения газосодержания и обводненности продукции пласта. Показано, что, согласно некоторым исследованиям, присутствие растворенного газа в нефти может кратно снизить ее вязкость. На базе сравнительного анализа вязкости нефти в стандартных условиях получена статистическая связь между вязкостью газонасыщенной нефти и ее стандартным значением в зависимости от газонасыщенности. Предложена методика расчета вязкости газонасыщенной водонефтяной эмульсии на примере исследования пластовых нефтей Арланского нефтяного месторождения на базе предварительного замера вязкости дегазированной жидкости и газонасыщенной нефти при 20 °С, определения остаточного количества растворенного газа в нефти по кривой разгазирования этой нефти.

Ключевые слова: растворенный газ; вязкость дегазированной нефти; обводненность; водонефтяная эмульсия.

Neftdə həll olunmuş qazın miqdarının neftin özlülüyünə təsiri

İ. Ş. Minqulov¹, M. D. Valeyev², V. V. Muxametşin¹, L. S. Kuleşova¹, Ş. Q. Minqulov¹

¹Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrskiy ş. filialı), Rusiya

²«VM Sistema» EİM SC, Kumlekul, Rusiya

Xülasə

Məqalədə neftin qazla doymululuğunun onun özlülüyünə təsirinin öyrənilməsinin nəticələri təsvir edilmişdir. Qazlılığın və lay məhsulunun sulaşmasının dəyişilməsinin geniş diapazonunda həll olunmuş qazın neftin özlülüyünə təsiri ilə bağlı araşdırmalar aparılmışdır. Göstərilir ki, bəzi tədqiqatlara görə neftdə həll olunmuş qazın olması onun özlülüyünü qat-qat azalda bilər. Standart şəraitdə neftin özlülüyünün müqayisəli təhlili əsasında qazla doymulu neftin özlülüyü ilə onun qazla doymululuğundan asılı olaraq standart qiyməti arasında statistik əlaqə əldə edilmişdir. Qaz doymulu su-neft emulsiyasının özlülüyünün hesablanması üsulu, qazsızlaşdırılmış mayenin və qaz doymulu neftin 20 °C-də özlülüyünün ilkin ölçülməsi, bu neftin deqazasiya ayrısı ilə neftdə həll olunmuş qazın qalıq miqdarının müəyyən edilməsi, Arlan neft yatağının lay neftlərinin tədqiqi nümunəsində təklif edilmişdir.

Açar sözlər: həll olunmuş qaz; qazsızlaşdırılmış neftin özlülüyü; sulaşma; su-neft emulsiyası.