SOCAR Proceedings

Reservoir and Petroleum Engineering

journal home page: <http://proceedings.socar.az>

ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

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

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия;

²АО НПП «ВМ Система», Кумлекуль, Россия

Wells Production Viscosity Measurement Results Application for Pumping Equipment Operation Diagnostics

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

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia;

²JSC RDE "VM Sistema", Kumlekul, Russia

Abstract

The article is devoted to the diagnostics of the well pumping equipment operation using wells production viscosity measurement results obtained by the developed field device VNP 1-4, 0-90. The method for making measurements with a field oil viscometer was developed in accordance with the provisions of GOST R 8.563, GOST R ISO 5725-2. It has gained certification and entered the State Register of the Russian Federation. On the basis of preliminary laboratory studies of oils viscosity from the group of fields of LLC UK «Sheshmaoil», a formula was obtained for the dependence of oil emulsions viscosity on temperature and the content of formation water in them. Viscosity measurements obtained with the developed device in field conditions have shown the applicability of the method for calculating the watered oil viscosity. The application of the results of measuring the watered oil viscosity at the wellhead allows diagnosing the downhole sucker rod pump unit operation based on the construction of a dynamic model of its operation.

Keywords:

Equipment diagnostics;
Water cut;
Temperature;
Fluid viscosity;
Dynamic model;
Sucker rod pump.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

В условиях постоянного снижения добычи нефти из высокопродуктивных залежей в терригенных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, содержащих маловязкие нефти, значительным резервом поддержания существующего уровня добычи являются залежи как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах, содержащие нефть повышенной вязкости [1–9].

Однако разработка залежей с высокой вязкостью нефти характеризуется низкой эффективностью ввиду наличия комплекса нерешенных на сегодняшний день задач [10–15]. Так, например, для условий разработки залежей маловязкой нефти созданы научно-методические основы, позволяющие существенно снизить издержки принятием обоснованных технологических решений:

- по выбору плотности сетки добывающих скважин [16–22];
- по выбору оптимальных параметров систем заводнения [23–31];

- по выбору методов воздействия на призабойную зону и пласт, а также определению параметров воздействий [32–37].

В условиях залежей высоковязкой нефти научно-методическая база для решения подобных задач отсутствует. Кроме того, одним из основных моментов, позволяющих снизить себестоимость добычи нефти таких объектов в условиях механизированной добычи нефти, является оптимизация работы установок скважинных штанговых насосов (УСШН). Именно эта задача является сегодня ключевой, позволяющей вводить залежи высоковязкой нефти в разработку за счет снижения уровня экономической рентабельности [37–42].

В условиях механизированной добычи нефти повышенной вязкости необходимо располагать данными о вязкости нефти на устье скважин [38–40].

Вязкость извлекаемой нефти влияет из-за возникающих сил гидродинамического трения в подземном оборудовании на нагрузки и износ колонн штанг и насосно-компрессорных труб. Поэтому данные по замерам вязкости как безводной, так и обводненной нефти, используются

*E-mail: vv@of.ugntu.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200584>

при проектировании механизированной эксплуатации скважин и выборе оборудования.

Для измерения вязкости создан прибор с принципом замера 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, прошла аттестацию и введена в Госреестр РФ [41].

Сущность метода заключается в определении времени качения ферромагнитного шарика в калиброванной немагнитной трубке, заполненной нефтью, методом Гепплера [42–45]. 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.

Для нефтей ряда месторождений ООО УК «Шешмаойл» (Республика Татарстан) получена обобщенная экспериментальная зависимость вязкости нефти от ее температуры и обводненности:

$$\mu = \exp(\exp(A_0 - B_0 T + 0.004 W)), \quad (1)$$

где A_0 , B_0 – коэффициенты температурной зависимости $\ln \mu_0 = f(T)$, построенной для безводной нефти; μ_0 – вязкость безводной нефти, мПа·с; T – температура измерения вязкости, °C; W – обводненность нефти, %.

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

При скважинной добыче нефти повышенной вязкости (согласно [38] в среднем более 0.1 Па·с) гидродинамические силы трения колонны насосных штанг о жидкость начинают преобладать над силами инерции, действующими на оборудование при неустановившемся характере движения колонны штанг. В таком случае в расчетные формулы по определению нагрузок на оборудование скважин необходимо вводить силы гидродинамического трения штанг в жидкости.

В работе [38] диагностирование состояния работы насосной установки и, в частности, нагрузки, действующей в точке подвеса, давления в НКТ, скорости звеньев штанговой колонны, ее упругих растяжений и т.д. выполнено с помощью динамической модели, учитывающей весь комплекс параметров работы оборудования. Численное решение уравнений динамической модели позволило выявить качественные и количественные особенности колебательных процессов в подземном оборудовании и построить теоретическую динамограмму работы насоса.

Уравнение движения штанг с сосредоточенной

массой в колонне НКТ, записанное в работе [38], в виде:

$$M \frac{dv}{dt} = F_c + F_{mp} + \kappa_p (\phi - x) - f_n \cdot \eta(v) \cdot (P_{mp} - P_{np}) - G'_{шт}, \quad (2)$$

где M – масса колонны штанг; F_c – сила полусухого трения штанг о трубы; F_{mp} – сила гидродинамического трения; $\kappa_p = Ef/L$, E – модуль упругости металла штанг; f – площадь сечения штанг; L – длина штанг; f_n – коэффициент, зависящий от диаметра труб; ϕ – перемещение точки подвеса колонны штанг; x – перемещение плунжера; $\eta(v)$ – коэффициент, зависящий от скорости,

$$\eta(v) = \begin{cases} 1, v \geq 0 \\ 0, v < 0 \end{cases}$$

v – мгновенная скорость плунжера, $v = dx/dt$; P_{mp} – давление жидкости над плунжером; P_{np} – давление на приеме; $G'_{шт}$ – вес штанг в жидкости.

При выводе уравнения (2) пренебрегали силой сопротивления в клапанах насоса и трением в плунжерной паре насоса ввиду их относительной малости.

Согласно работе [38], силу полусухого трения F_c можно представить в виде:

$$F_c = -C_{шт} \beta [f_n \cdot \eta(v) \cdot (P_{mp} - P_{np}) + G'_{шт}] \text{Sign } v, \quad (3)$$

где $C_{шт}$ – коэффициент трения; β – средний угол искривления ствола скважин (рад.);

$$\text{Sign } v = \begin{cases} 1, v > 0 \\ -1, v < 0 \end{cases}$$

Поскольку коэффициент трения покоя больше коэффициента трения скольжения, величина $C_{шт}$ зависит от скорости штанг v . Эту зависимость аппроксимировали гладкой функцией вида:

$$C_{шт} = \kappa_n \{1 - \kappa_y [1 - \exp(-|v|/(v_0))]\}, \quad (4)$$

где величина κ_n имеет смысл коэффициента трения покоя, а κ_y определяет долю, на которую уменьшается коэффициент трения при скорости штанг, в кратное число раз превышающей некоторое характерное значение скорости v_0 .

Гидродинамическое трение штанг с учетом движения жидкости схематично можно представить в виде:

$$F_{mp} = -\alpha (v - u_{cp}), \quad (5)$$

где α – коэффициент трения, зависящий от вязкости нефти, глубины подвески насоса и кольцевого просвета в НКТ; u_{cp} – средняя скорость движения жидкости.

Движение жидкости в НКТ опишем следующим уравнением:

$$m \frac{du_{cp}}{dt} \alpha (v - u_{cp}) - \alpha_c \cdot (u_{cp}) + (P_{mp} - P_{вых}) \cdot f_{mp} - G_{ж}, \quad (6)$$

где m – масса жидкости; α_c – коэффициент, определяющий трение на стенке труб ($\alpha_c \approx \alpha$); $P_{вых}$ – давления в верхнем сечении НКТ; f_{mp} – площадь сечения кольцевого просвета НКТ; $G_{ж}$ – вес столба жидкости в НКТ.

Для того, чтобы система уравнений (2) и (6) была замкнутой, введены дополнительные уравнения сохранения массы для столба жидкости в подъемнике. Пренебрегая упругостью труб, получено:

$$W_o k \frac{dP}{dt} = f_n \cdot v \cdot \eta(v) - f_{mp} \cdot u_{cp} \quad (7)$$

где W_o – объем жидкости в НКТ; k – сжимаемость жидкости.

Для упрощения выписанной модели выполнен ряд преобразований. Рассмотрено равновесное состояние системы, имеющее место при $\varphi = 0$, $v = u_{cp}$. Из уравнений (6) и (9) получено:

$$\begin{aligned} -(1 - \kappa_n \cdot \beta) \cdot [f_n (P_o - P_{np}) + G'_{шт}] - \kappa_p \cdot x_o &= 0; \\ (P_o - P_{вых}) \cdot f_{mp} - G_{ж} &= 0, \end{aligned}$$

где P_o , x_o – равновесные значения давления и перемещения плунжера.

Отсюда:

$$P_o = P_{вых} + G_{ж}/f_{mp} \quad (8)$$

$$x_o = -\frac{1}{K_p} (1 - \kappa_n \cdot \beta) \cdot [f_n \cdot (P_o - P_{np}) + G'_{шт}] \quad (9)$$

Перемещение полированного штока описывается упрощенной гармонической зависимостью:

$$\varphi = A \sin \omega t,$$

где $A = S/2$, A – амплитуда колебаний, S – длина хода полированного штока.

Переходя к безразмерным переменным получено:

$$\begin{aligned} \bar{x} &= \frac{x - x_o}{|x_o|}; \bar{v} = \frac{v}{v_{ж}}; P_{ж} = \frac{\kappa_p |x_o|}{f_n}; \bar{p} = \frac{p - p_o}{p_{ж}}; v_{ж} = A\omega; \\ u_{ж} &= \sigma \cdot v_{ж}; \sigma = f_n / f_{mp}; \bar{t} = nt \end{aligned}$$

где ω – круговая частота колебаний; n – число качаний; $\bar{t}$ – безразмерное время, t – текущее время, с.

Тогда из уравнений (2)–(9) была получена система уравнений:

$$\frac{dx}{dt} = 2\pi\gamma\bar{v} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \varepsilon \frac{d\bar{v}}{dt} &= -\kappa_n \cdot \beta(v) \cdot (H_o + H) \cdot \text{sign}(v) - \\ &- \kappa'_n \cdot H_o - H - \alpha_1 (\bar{v} - \delta - \bar{u}) - \bar{x} + \gamma \sin 2\pi\bar{t} \end{aligned} \quad (11)$$

$$\frac{d\bar{v}}{dt} = v(\bar{v} - \delta, \bar{u}) + \delta\bar{P} \quad (12)$$

$$\frac{d\bar{P}}{dt} = k_1 [\bar{v}\eta(\bar{v}) - \bar{u}] \quad (13)$$

$$\text{где } \varepsilon = \frac{2\pi M \gamma n^2}{\kappa_p}; \beta(v) = 1 - \kappa_y \cdot [1 - \exp(-|\bar{v}|/\bar{v}_0)];$$

$$H_o = \frac{f_n (P_o - P_{np}) + G'_{шт}}{\kappa_p |x_o|} = \frac{1}{1 - \kappa_n};$$

$$\lambda = \frac{f_n (P_o - P_{np})}{\kappa_p |x_o|} = \frac{(P_o - P_{np})}{P_{ж}};$$

$$\kappa'_n = \kappa_n \beta; \alpha_1 = \frac{\alpha v_{ж}}{\kappa_p |x_o|}; \gamma = \frac{A}{|x_o|};$$

$$\sigma_1 = \sigma \left(1 + \frac{\alpha_c}{\alpha} \right);$$

$$k_1 = \frac{u_{жf_{mp}}}{w_o \kappa P_{ж} n};$$

$$v = (v)/mu_{ж} n;$$

$$\delta = (P_{ж} f_n) / (mu_{ж} n).$$

Система уравнений (6)–(13) представляет собой динамическую модель штанговой установки. Из литературы [38] известно, что неавтономные нелинейные системы с трением, к которым относится и модель (6)–(13), допускают самые разнообразные решения – от периодических колебаний до хаотических движений. Для выявления характера колебаний проведем численный анализ выписанной системы уравнений.

Были оценены значения коэффициентов системы уравнений (6)–(13). Для расчетов принято, что диаметр плунжера соответствует 0.043 м; диаметр НКТ – 0.062 м; штанг – 0.022 м; глубина подвески насоса – 1000 м; плотность жидкости – 900 кг/м³; плотность металла штанг – 7850 кг/м³; модуль упругости штанг – 0.2·10¹² Па; вязкость жидкости изменяется от 10⁻³ (вода) до 500·10⁻³ Па·с (эмульсия). Число ходов насоса $n = 7$ мин⁻¹ ≈ 0.12 с⁻¹, величина $A = S/2 = 1.25$ м. Вес колонны штанг в жидкости составляет 2.6·10⁴ Н, вес столба жидкости в НКТ – 2.4·10⁴ Па. Давление жидкости на устье (верхнее сечение НКТ) примем равным нулю. Коэффициент пропорциональности силы гидродинамического трения, согласно работе [38], принят для упрощения одинаковым для обоих ходов штанг и равным $\alpha = 40 \mu^*$ Н·с/м, где $\mu^* = \mu_{ж}/\mu_w$, то есть отношение вязкости жидкости в НКТ к вязкости воды.

Считая, что $\kappa_n = 0.2$ –0.3, угол $\beta = 0.1$ –0.2 получена оценка $\kappa_n = 0.02$ –0.06. Все предварительные расчеты сведем в таблицу.

Расчеты показали, что при значениях вязкости $\mu^* > 100$ мПа·с в системе устанавливаются колебания с периодом, равным периоду качаний балансира.

Динамическая модель позволила построить теоретическую динамограмму работы насоса рас-

Таблица
Оценки значений коэффициентов модели

Параметр	Значение	Параметр	Значение
P_o	8 МПа	ε	0.005
x_o	-0.45 м	σ	0.5
P^*	20 МПа	σ_1	1.0
v^*	1.0 м/с	α_1	0.001 μ^*
u^*	0.5 м/с	v	0.3 μ^*
γ	3	δ	400
λ	0.3	k_1	0.8

четом нагрузок в точке подвеса штанг, вызывающих растяжение колонны на величину $(\varphi - x)$.

На рисунке 1 показана динамограмма в безразмерных координатах: нагрузка $F(\gamma \sin 2\pi \bar{t} - \bar{x})$ при откачке нефти с вязкостью $\mu_{ж} = 50$, на которой видны колебательные процессы в колонне. С ростом вязкости жидкости колебания уменьшаются и при $\mu_{ж} = 500$ и более динамограммы обретают овальный вид. На рисунке 2 показана динамограмма, рассчитанная для $\mu_{ж} = 200$, а на рисунке 3 – практические динамограммы, полученные на скважине 53 при вязкостях 1, 50 и 540 мПа·с. Расхождение в расчетах экстремальных нагрузок по модели не превышает 3–5 %.

Рис.1. Динамограмма работы насоса, рассчитанная при параметрах: $\mu_{ж} = 50$; $\kappa_n = 0.06$; $\kappa_y = 0.50$; $\bar{V}_0 = 0.10$

Рис.2. Динамограмма работы насоса, рассчитанная при параметрах: $\mu_{ж} = 200$; $\kappa_n = 0.06$; $\kappa_y = 0.50$; $\bar{V}_0 = 0.10$

Рис.3. Практические динамограммы работы насоса на скважине № 53 при вязкости жидкости: а – 1 мПа·с; б – 50 мПа·с; в – 540 мПа·с

Выводы

Для вискозиметра Гепплера для измерения вязкости продукции скважины на устье скважины в промысловых условиях предложен принцип измерения вязкости, основанный на замере времени качения шарика в калиброванной трубке. Прибор позволяет измерять вязкость как водонефтяной среды с остаточным количеством растворенного газа, так и полностью дегазированной продукции.

В лабораторных условиях получена для нефтей ряда месторождений Республики Татарстан универсальная зависимость вязкости продукции скважины от температуры жидкости и ее обводненности, позволяющая по единичному измерению вязкости произвести расчет вязкости при разных температурах и обводненностях.

Представлен пример применения результатов измерения вязкости продукции на устье скважины разработанным прибором для диагностики работы УСШН в осложненных условиях с помощью динамической модели. Модель позволяет рассчитать нагрузки и получить теоретическую динамограмму работы насоса на жидкостях различной вязкости.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН.
2. Газизов, А. А., Газизов, А. Ш., Богданова, С. А. (2014). Научные технологии добычи нефти. Казань: Центр инновационных технологий.
3. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.
4. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
5. Яртиева, А. Ф., Хакимзянов, И. Н., Петров, В. Н., Идиятуллина, З. С. (2016). Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов республики Татарстан: монография. Казань: ИХЛАС.
6. Иванова, М. М., Дементьев, Л. Ф., Чоловский, И. П. (2014). Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. Москва: Альянс.
7. 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, 1-15.
8. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55-61.
9. Муслимов, Р. Х. (2016). Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Нефть. Газ. Новации*, 4, 8-17.
10. Муслимов, Р. Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань: ФЭН.
11. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.
12. 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.
13. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60-63.
14. Новиков, М. Г., Исламов, А. И., Тахавудинов, Р. Ш. (2021). Эволюция методов интенсификации добычи в процессе разработки залежей турнейского яруса месторождений компании «Шешмаойл» - от кислотного воздействия до гибридного проппантного гидравлического разрыва пласта. *Нефть. Газ. Новации*, 3(244), 58-61.
15. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30-36.
16. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шенширов, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
17. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
18. Мухаметшин, В. В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), 117-124.
19. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SP1, 77-87.
20. Хабибрахманов, А. Г., Зарипов, А. Т., Хакимзянов, И. Н. и др. (2017). Оценка эффективности уплотнения сетки скважин на низкопроницаемых карбонатных коллекторах (на примере месторождений Республики Татарстан). Казань: Слово.
21. Хисамов, Р. С., Хабибрахманов, А. Г., Подалов, В. Б. и др. (2016). Особенности геологического строения и перспективы разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов Подверьюского нефтяного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 11, 84-87.
22. Мухаметшин, В. Ш. (1989). Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей. *Нефтяное хозяйство*, 12, 26-29.
23. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331, 5, 140-146.

24. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.
25. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
26. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
27. Хайреддинов, Н. Ш., Попов, А. М., Мухаметшин, В. Ш. (1992). Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 9, 18–20.
28. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
29. Кутырев, Е. Ф., Сергиенко, В. Н., Кутырев, А. Е. (2005). О концепции разработки заводненных залежей нефти на поздних стадиях (часть 2). *Нефтяное хозяйство*, 10, 44-48.
30. Ахметов, Р. Т., Маляренко, А. М., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
31. Мухаметшин, В. Ш., Зейгман, Ю. В., Андреев, А. В. (2017). Экспресс-оценка потенциала добывных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(3), 20–34.
32. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
33. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
34. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, 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.
35. 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.
36. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
37. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В. (2018). Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным. *Записки Горного института*, 231, 275-280.
38. Валеев, М. Д., Леонтьев, С. А., Майер, А. В., Мохов, М. А. (2018). Теория и практика насосной добычи высоковязкой нефти из обводненных скважин. Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина.
39. Сергеев, В. В., Беленкова, Н. Г., Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш. (2017). Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(6), 37–64.
40. Рахматуллин, В. Н., Кутырев, Е. Ф., Рамазанов, Р. У., Каримов, А. А. (2006). Исследование эффективной вязкости нефти при глубиннонасосной добыче. Сборник докладов второй научно-практической конференции (дополнительный том) «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности». Уфа: Монография.
41. (2019). Вискозиметр нефти промысловый ВНП 1–4,0–90. Номер государственной регистрации в реестре РФ ФР.1.31.2019.32427.
42. Исаев, А. А., Малыхин, В. И., Шарифуллин, А. А. (2019). Разработка и внедрение промыслового вискозиметра. *Нефтепромысловое дело*, 12, 62-66.
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 промысловых условиях. *Экспозиция Нефть Газ*, 5(72), 37–40.
44. Isaev, A. A., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., Sharifullin, A. A. (2019, October). Development of novel methods and devices for measuring the total gas-oil ratio, oil and water production rates and fluid viscosity. SPE-198421-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.
45. Исаев, А. А., Малыхин, В. И., Шарифуллин, А. А. (2019). Замер вязкости жидкости по методу Гепплера. *Нефть. Газ. Новации*, 11, 92-94.

References

1. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.
2. Gazizov, A. A., Gazizov, A. Sh., & Bogdanova, S. A. (2014). High-tech technologies of oil production. *Kazan: Center of Innovative Technologies*.
3. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L.S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.
4. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
5. Yartiev, A. F., Khakimzyanov, I. N., Petrov, V. N., Ildiyatullina, Z.S. (2016). Improving technologies for the development of oil reserves from heterogeneous and complex reservoirs of the Republic of Tatarstan: monograph. *Kazan: Ikhlās*.
6. Ivanova, M. M., Dement'yev, L. F., Cholovsky, I. P. (2014). Oil and gas field geology and geological bases of oil and gas field development. *Moscow: Alliance*.
7. 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, 1-15.
8. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V.E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55-61.
9. Muslimov, R. Kh. (2016). A new strategy for the development of oil fields in modern Russia is to optimize production and maximize KIN. *Oil. Gas. Novation's*, 4, 8-17.
10. Muslimov, R. Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN*.
11. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in conducting multi-zone hydraulic fracturing on the oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.
12. 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.
13. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.
14. Novikov, M. G., Islamov, A. I., Takhautdinov, R. Sh. (2021). Evolution of production intensification methods in the course of development of deposits in the tournaian stage of Sheshmaoil company's oilfields: from acid stimulation to hybrid fracturing. *Oil. Gas. Innovations*, 3(244), 58-61.
15. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30-36.
16. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
17. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europec/ EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
18. Mukhametshin, V. V. (2018). Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(5), 117-124.
19. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the bavlinskoye oil field pashiyan formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
20. Khabibrakhmanov, A. G., Zaripov, A. T., Khakimzyanov, I. N., et al. (2017). Evaluation of the efficiency of well grid compaction in low-permeable carbonate reservoirs (on the example of the fields of the Republic of Tatarstan). *Kazan: Slovo Publ*.
21. Khisamov, R. S., Khabibrakhmanov, A. G., Podavalov, V. B., et al. (2016). Geological features and prospects for development of low-permeability carbonate reservoirs of Rodveryuskoye oil field. *Oil Industry*, 11, 84-87.
22. Mukhametshin, V. Sh. (1989). Dependence of crude-oil recovery on the well spacing density during development of low-producing carbonate deposits. *Oil Industry*, 12, 26-29.
23. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L.S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331, 5, 140-146.
24. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.

25. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
26. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
27. Khayredinov, N. Sh., Popov, A. M., Mukhametshin, V. Sh. (1992). Increasing the flooding efficiency of poor-producing oil deposits in carbonate collectors. *Oil industry*, 9, 18-20.
28. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
29. Kutyrev, E. F., Sergienko, V. N., Kutyrev, A. E. (2005). About the concept of water-flooded oil pools development at late stages (part 2). *Oil Industry*, 10, 44-48.
30. Akhmetov, R. T., Malyarenko, A. M., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in Western Siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
31. Mukhametshin, V. Sh., Zeigman, Yu. V., Andreev, A. V. (2017). Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotechnologies in Construction*, 9(3), 20-34.
32. 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.
33. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
34. 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.
35. 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.
36. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
37. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V. (2018). Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. *Journal of Mining Institute*, 231, 275-280.
38. Valeev, M. D., Leontiev, S. A., Mayer, A. V., Mokhov, M. A. (2018). Theory and practice of pumping production of high-viscosity oil from flooded wells. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NIU).
39. Sergeev, V. V., Belenkova, N. G., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh. (2017). Physical properties of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(6), 37-64.
40. Rakhmatullin, V. N., Kutyrev, E. F., Ramazanov, R. U., Karimov, A. A. (2006). Investigation of the effective viscosity of oil during deep-pump production. Collection of reports of the second scientific and practical conference (additional volume) «Problems of the oil and gas complex of Western Siberia and ways to improve its efficiency». Ufa: Monographiya, 321-324.
41. (2019). Field oil viscometer GNP 1-4, 0-90. State registration number in the Register of the Russian Federation FR.1.31.2019.32427.
42. Isaev, A. A., Malykhin, V. I., Sharifullin, A. A. (2019). Development and implementation of a field viscometer. *Oilfield Engineering*, 12, 62-66.
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., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., Sharifullin, A. A. (2019, October). Development of novel methods and devices for measuring the total gas-oil ratio, oil and water production rates and fluid viscosity. SPE-198421-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference held. Society of Petroleum Engineers*.
45. Isaev, A. A., Malykhin, V. I., Sharifullin, A.A. (2019). Fluid viscosity measutring according to hppler principle. *Oil. Gas. Innovations*, 11, 92-94.

Применение результатов измерения вязкости продукции скважин для диагностики работы насосного оборудования

И.Ш. Мингулов¹, М.Д. Валеев², В.В. Мухаметшин¹, Л.С. Кулешова¹

¹Уфимский государственный нефтяной
технический университет, Уфа, Россия;

²АО НПП «ВМ Система», Кумлекуль, Россия

Реферат

Статья посвящена диагностике работы насосного оборудования скважин с применением результатов измерения вязкости продукции скважин с помощью разработанного промыслового прибора ВНП 1-4, 0-90. Методика выполнения измерений промысловым вискозиметром нефти разработана в соответствии с положениями ГОСТ Р 8.563, ГОСТ Р ИСО 5725-2. Она прошла аттестацию и введена в Госреестр РФ. 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 разработанным прибором в промысловых условиях показали применимость методики расчета вязкости обводненной нефти.

Ключевые слова: диагностика оборудования; обводненность; температура; вязкость жидкости; динамическая модель; штанговый насос.

Nasos avadanlıqlarının işinin diaqnostikası üçün quyu məhsulunun özlülüyünün ölçülmə nəticələrinin tətbiqi

İ.Ş. Minqulov¹, M.D. Valeyev², V.V. Muhametşin¹, L.S. Kuləşova¹

¹Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya;

²NPP «VM Sistema» AC, Kumlekul, Rusiya

Xülasə

Məqalə işlənib hazırlanmış BHП 1-4, 0-90 mədən cihazı vasitəsilə quyu məhsulunun özlülüyünün ölçülməsi nəticələrindən istifadə etməklə quyu nasos avadanlığının işinin diaqnostikasına həsr olunmuşdur. Neft-mədən viskozimetri ilə ölçülmələrin yerinə yetirilməsi metodikası QOST R 8.563, QOST R ISO 5725-2 tələblərinə uyğun olaraq hazırlanmışdır. Metod attestasiyadan keçirilmiş və Rusiya Federasiyasının Dövlət Reyestrinə daxil edilmişdir. «Şeşmaoyl» MMC-nin bir qrup yataqlarına məxsus neftlərin özlülüyünün müəyyən edilməsi üzrə ilkin laboratoriya tədqiqatları əsasında neft emulsiyalarının özlülüyünün temperaturdan və tərkibində olan lay suyundan asılılığının düsturu müəyyən edilmişdir. İşlənib hazırlanmış cihaz vasitəsilə mədən şəraitində neftin özlülüyünün ölçülməsi sulaşmış neftin özlülüyünün ölçülməsi metodikasının tətbiqinin mümkünlüyünü göstərmişdir. Quyuagzında sulaşmış neftin özlülüyünün ölçülmə nəticələrinin tətbiqi ştanqlı quyu nasosu qurğusunun işinin diaqnostikasını həmin qurğunun işinin dinamik modeli əsasında aparmağa imkan verir.

Açar sözlər: avadanlığın diaqnostikası; sulaşma; temperatur; mayenin özlülüyü, dinamik model; ştanqlı nasos.