DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-6-82-89
УДК 622.245.543

Б.В. Григорьев, А.Б. Шабаров, А.В. Елышев (Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Российская Федерация)

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ НА ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ И РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Boris V. Grigoriev, Aleksandr B. Shabarov, Andrey V. Elyshev
(Tyumen State University, Tyumen, Russian Federation)

WATER CUT EFFECT ON THE OIL EMULSION THERMO-PHYSICAL AND RHEOLOGICAL PROPERTIES

Введение

С начала 80-х годов во многих странах ведется добыча высоковязких нефтей в силу истощения месторождений легкой и средней нефти. Широкое применение технологий повышения нефтеотдачи, основанных на заводнении, сопровождается существенным увеличением воды в составе скважинной продукции, что приводит к образованию высоковязких устойчивых эмульсий.

Цели и задачи

При решении задач подземной и надземной гидродинамики, из-за отсутствия достаточных сведений о свойствах и составе водонефтяной эмульсии, используются константы нефти и воды. В настоящей работе экспериментально обосновывается важность использования реальных физических параметров водонефтяной эмульсии - теплоемкости и вязкости, а не отдельно констант воды и нефти при решении практических задач.

Результаты

По результатам экспериментов установлено, что для отдельных образцов эмульсии 31 %-ной обводненности различие между вязкостью обезвоженной нефти и эмульсии составляет 21 %, при этом теплоемкость нефти ниже теплоемкости эмульсии в 1,5 раза.

Background

Since the beginning of the 1980s, high-viscosity oils have been extracted in many countries due to the depletion of light and medium oil deposits. The widespread use of enhanced oil recovery technologies based on water flooding is accompanied by a significant water increase in the composition of well production, which leads to the formation of highly viscous stable emulsions.

Aims and Objectives

When solving problems of underground and above-ground hydrodynamics, oil and water constants are used due to the lack of sufficient information about the properties and composition of the oil-water emulsion. In this work, the importance of using the real physical parameters of the oil-water emulsion, the heat capacity and viscosity, rather than separately the water and oil constants is experimentally justified in solving practical problems.

Results

According to the experimental results, it was found that for individual samples of 31 % water cut emulsion, the difference between the viscosity of dehydrated oil and the emulsion is 21 %, while the heat capacity of oil is 1.5 times lower than the heat capacity of the emulsion.

Ключевые слова: обводненность, водонефтяная эмульсия, вязкость эмульсии, теплоемкость флюида

Key words: water cut, water-oil emulsion, emulsion viscosity, fluid heat capacity

Введение

С начала 80-х годов во многих странах ведется добыча высоковязких нефтей в силу истощения месторождений легкой и средней нефти [1, 2]. Широкое применение технологий повышения нефтеотдачи, основанных на заводнении, сопровождается существенным увеличением воды в составе скважинной продукции, что приводит к образованию высоковязких устойчивых эмульсий.

Моделирование процессов добычи нефти проводят с помощью существующих гидродинамических симуляторов, в которые закладывают физические теплофизические и реологические константы пластовых флюидов, полученные в лабораториях. Моделирование с использованием констант обезвоженной нефти и пластовой воды является корректным только на начальных этапах разработки месторождений, когда скважинная продукция представляет собой преимущественно сырую нефть с низким содержанием пластовой воды. В случаях высокой обводненности, что практически повсеместно распространено на действующих месторождениях РФ, скважинная продукция может представлять собой устойчивую водонефтяную эмульсию с различным соотношением компонентов в продуктивном пласте, стволе скважины и надземном трубопроводе [2]. Поэтому для корректной постановки и решения такого рода задач следует использовать константы водонефтяной эмульсии.

Методы и материалы

В исследовании были использованы три образца нефти месторождения вязких малопарафинистых тяжелых нефтей Зыбза Глубокий Яр.

За время транспортировки в образцах сформировалось контрастное разделение по

цвету: самый верхний слой флюида в таре имеет черный цвет - преимущественно нефть, придонный слой над уровнем выделившейся воды - серо-коричневый с ярко выраженными каплями воды. Такая неопределенность компонентного состава образцов вносит неопределенность в их свойства в зависимости от места отбора флюида из тары.

Для определения обводненности представленных образцов скважинной продукции была проведена серия экспериментов по гравитационному разделению эмульсии, отобранной с середины тары. Образцы флюидов отбирались в мерные пробирки объемом 50 мл, в эмульсию был добавлен деэмульгатор на основе смеси ксилола и метанола. Полученный состав перемешивался в течение 15 мин при комнатной температуре, после чего пробирки помещались в сушильный шкаф с температурой 80 °C на 1 ч. Результаты представлены на рисунке 1.

На рисунке 1 видно, что времени было недостаточно для заметного разграничения фаз, что указывало на значительную устойчивость эмульсий. Эксперимент был продлен до 3 сут с поэтапным чередованием температуры от 80 °C в рабочее время лаборатории, до 22-24 °C в нерабочее время. Результаты спустя 73 ч представлены на рисунке 2.

Цвет образцов косвенно указывает на степень обводненности эмульсии. При этом было заметно, что цвет образцов поменялся от коричневого к темно-коричневому, что указывало на незавершенность процесса разделения. По этой причине эксперимент был продлен до 12 сут. Фотосъемкой фиксировалась динамика разрушения водонефтяной эмульсии. После 12 сут непрерывного гравитационного разделения, при чередовании температурных режимов, разделения эмульсии на нефть и воду больше не наблюдалось. Результаты представлены на рисунке 3.

№ 4

№ 5

№ 7

Рисунок 1. Образцы флюидов спустя 1 ч нагрева

№ 4

№ 5

№ 7

Рисунок 2. Образцы флюидов спустя 73 ч эксперимента

№ 4

№ 5

№ 7

Рисунок 3. Образцы после окончания эксперимента

В результате установлено, что максимальное значение содержания воды, полученное с помощью гравитационного метода, составляет в образце № 4 - 31 %, № 5 - 17 % и № 7 - 29 % от объема эмульсии в пробирках.

Определение плотности нефти и эмульсии

Значение плотности пластовых флюидов используется в уравнении неразрывности при фильтрации флюида в пористой среде. Для проведения эксперимента был использован вибрационный измеритель плотности жидкостей ВИП-2МР со встроенным термостатом. Определение плотности проводилось при температуре 43 °С, соответствующей пластовой. Пробоотбор из каждой тары проводился дважды: в первой серии экспериментов эмульсия, отобранная с середины тары, подвергалась гравитационному разделению в закрытой колбе в термостате для выделения обезвоженной нефти, во второй серии эксперимент проводился с эмульсией, отобранной на том же уровне в таре. Полученные результаты представлены в таблице 1.

По результатам первого эксперимента можно сделать заключение, что все образцы относятся к 4 типу нефти - «Битуминозная нефть» [3].

Видно, что максимальное отличие значений плотности эмульсии от плотности нефти составляет менее 0,1 %, что можно не учитывать в большинстве расчетов.

Таблица 1. Плотность нефти и нефтяной эмульсии

№ образца	4	5	7
Плотность нефти, кг/м³	944,70	944,51	946,52
Плотность эмульсии, кг/м³	945,43	944,55	947,23

Теплоемкость эмульсии

Месторождения с высоковязкой нефтью разрабатываются, как правило, с применением тепловых методов. Использование теплофизических величин необходимо для

моделирования процессов тепломассопереноса водонефтяной смеси в пласте.

Определение массовой теплоемкости эмульсии было проведено с помощью адиабатического калориметра, принцип работы которого заключается в изменении температуры среды при внесении известного количества энергии, равного произведению изменения температуры на массу и теплоёмкость совокупности всех компонентов калориметрической системы.

Искомое значение теплоемкости жидкости рассчитывается из уравнения:

$$c_{ж} = \left(\frac{U^2 \tau}{R \cdot (v_n' - v_0)} - K \right) / m_{ж}, \quad (1)$$

где $m_{ж}$ - масса жидкости, кг;

$(v_n' - v_0)$ - разность температур в начале v_0 и конце процесса v_n' с учетом поправки на теплообмен $\Delta(\Delta v)$, К;

U - напряжение на нагревателе, с помощью которого к жидкости подводится тепловая энергия, В;

R - электрическое сопротивление нагревателя, Ом;

τ - время нагрева, ч;

K - тепловое значение калориметра, определяемое заранее при использовании дистиллированной воды в качестве калориметрической жидкости, кДж/К.

Поправку на теплообмен рассчитывают по формуле Реньо-Пфаундлера-Усова [4]:

$$\Delta(\Delta v) = n v_0 + \frac{v_n - v_0}{\theta_n - \theta_0} \left(\frac{v_n + v_0}{2} + \sum_{i=1}^{n-1} v_i - n \theta_0 \right), \quad (2)$$

где $\Delta(\Delta v)$ - поправка на теплообмен;

n - число отсчетов в главном периоде опыта;

v_0 - средний ход температуры в начальном периоде, °С;

v_n - средний ход температуры в конечном периоде, °С;

θ_0 - средняя температура в начальном периоде, °С;

θ_n - средняя температура в конечном периоде, °С;

v_0 - последнее значение температуры начального периода, °С;

v_n - последнее значение температуры главного периода, °С;

$\sum_{n=1}^{n-1} v$ - сумма всех температур главного периода, °С.

Конечная температура в главном периоде с учетом поправки будет равна:

$$v_n' = v_n + \Delta(\Delta v). \quad (3)$$

Теплоемкость эмульсии представляет собой аддитивную величину теплоемкости воды и нефти:

$$C_{ЭМ} = \frac{C_H \cdot m_H + C_B \cdot m_B}{m_{ЭМ}}, \quad (4)$$

где $C_{ЭМ}$ - теплоемкость эмульсии;

$m_{ЭМ}$ - масса эмульсии;

m_H - масса нефти в контрольном объеме;

$m_H = V_H \cdot \rho_H$;

ρ_H - плотность нефти, полученная ранее.

Исходя из данных обводненности эмульсии, теплоемкости пластовой воды, плотности воды и нефти, можно рассчитать теплоемкость нефти по формуле:

$$C_H = \frac{C_{ЭМ} \cdot (V_H \cdot \rho_H + V_B \cdot \rho_B) - C_B \cdot V_B \cdot \rho_B}{V_H \cdot \rho_H}, \quad (5)$$

где V_H - объем нефти в контрольном объеме - мерной пробирке;

C_H - теплоемкость нефти;

C_B - теплоемкость пластовой воды¹;

m_B - масса воды в контрольном объеме

$m_B = V_B \cdot \rho_B$;

ρ_B - плотность воды, полученная ранее;

V_B - объем выделившейся воды в контрольном объеме - мерной пробирке.

Итоговые результаты теплоемкости нефтяной эмульсии и рассчитанные значения теплоемкости чистой нефти представлены в таблице 2.

Таблица 2. Теплоемкость нефти и эмульсии

№ образца	4	5	7
$C_{ЭМ}$, кДж/кг·К	2,28	2,43	1,82
C_H , кДж/кг·К	1,53	2,12	0,95

Сравнительный анализ показывает, что максимальное отличие значений теплоемкости нефти от эмульсии составляет более 91 %

(для образца № 7), что необходимо учитывать при расчете процессов теплопереноса в пласте и трубопроводе.

Вязкость нефти

Коэффициент вязкости представлен в законе Дарси, с помощью которого рассчитывается фильтрация вязкой несжимаемой жидкости в изотропной пористой среде. Серия экспериментов по определению вязкости проводилась на вибрационном вискозиметре SV-10 в комплекте с криостатом. В каждой серии пробы отбирались с середины тары. В первой серии эксперимента пробы выдерживались в закрытой колбе в термостате для выделения обезвоженной нефти.

Во второй серии образцы загружались в установку в виде эмульсии, контролируя и исключая попадание в кювету визуально заметных капель воды.

Значения вязкости нефти и эмульсии при пластовой температуре ($T = 43$ °С) представлены в таблице 3.

Таблица 3. Вязкость нефти и эмульсии

№ образца	4	5	7
Вязкость нефти, мПа·с	347,72	337,79	394,77
Вязкость эмульсии, мПа·с	440,40	337,05	569,35

Ниже представлены графики, отражающие характер и динамику изменения вязкости в зависимости от температуры нефти и эмульсии (рисунки 4-6). Хорошо прослеживается возрастающее отличие между флюидами в области низких температур, при этом можно сделать однозначный вывод, что для эффективной эксплуатации необходимо термическое воздействие на пласт [5, 6].

Таким образом, для наиболее обводненного образца № 4 (31 %) различие между вязкостями нефти и эмульсии при температуре 43 °С составляет 21 %. В то же время для образца № 7 с обводненностью 29 % отличие вязкости нефти от эмульсии равно 31 %.

¹ Делая допущение, что в пластовой воде растворен только NaCl.

Рисунок 4. График зависимости вязкости флюида от температуры для образца № 4

Рисунок 5. График зависимости вязкости флюида от температуры для образца № 5

Рисунок 6. График зависимости вязкости флюида от температуры для образца № 7

Выводы

В результате проведенного исследования установлено, что первоначально однородная эмульсия нефти образцов № 4, № 5 и № 7 содержит в себе 31 %, 17 % и 29 % воды. При пластовой температуре вязкость обезвоженной нефти ниже вязкости эмульсии на 21 %, 0 % и 31 %, с понижением температуры различие нарастает: для коэффициента теплоемкости разница составляет 33 %, 13 % и 48 % соответственно; различия плотностей нефти и эмульсии несущественны.

Установленные различия коэффициентов теплоемкости и плотности нефти и эмульсии обосновывают использование действительных констант, соответствующих составу и состоянию пластовых флюидов, и внесение значительных коррективов в решения гидродинамических задач и расчеты ресурса скважинного и наземного оборудования в условиях высокой обводненности водонефтяной эмульсии.

Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках реализации проекта по Постановлению Правительства № 218 от 9 апреля 2010 г., по договору № 02. G 25.31.0180 АО «Сибнефтемаш» совместно с ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет».

Список литературы

1. Hyne N.J. *Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production*. 2-nd ed. Pennwell Books, 2001. 575 p.
2. Щуров В.И. *Технология и техника добычи нефти*. М.: Недра, 1983. 510 с.
3. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Введ. 2002-05-08. М.: Изд-во стандартов, 2002. 11 с.
4. Измерение теплоемкости: Метод. указания к лаб. работам / Сост.: В.И. Ляшков, В.А. Русин. Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2003. 16 с.
5. Бузова О.В., Жубанова К.А. Перспективные методы в добыче высоковязкой нефти // *Вестник КазНТУ*. 2010. № 5. С. 28-33.
6. Петрофизические методы исследования ядерного материала: в 2 кн. Кн. 2 / сост. М.К. Иванов, Г.А. Калмыков, В.С. Белохин, Д.В. Корост, Р.А. Хамидуллин. М.: Изд-во Московского ун-та, 2008. 115 с.

References

1. Hyne N.J. *Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production*. 2-nd ed. Pennwell Books, 2001. 575 p.
2. Shchurov V.I. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefi* [Technology and Equipment of Oil Production]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 510 p. [in Russian].
3. *GOST R 51858-2002. Neft'* [State Standard R 51858-2002. Oil]. Int. 2002-05-08. Moscow, Izd-vo standartov, 2002. 11 p. [in Russian].
4. Lyashkov V.I., Rusin V.A. *Izmerenie teploemkosti: Metod. ukazaniya k lab. rabotam* [Heat Capacity Measurement: Guidelines for Laboratory Work]. Tambov, Izd-vo Tamb. gos. tekhn. un-ta, 2003. 16 p. [in Russian].
5. Buzova O.V., Zhubanova K.A. *Perspektivnye metody v dobyche vysokovязkoi nefi* [Perspective Methods for High-Viscosity Oil Extraction]. *Bulletin of KazNTU - Vestnik KazNTU*, 2010, No. 5, pp. 28-33. [in Russian].
6. Ivanov M.K., Kalmykov G.A., Belokhin V.S., Korost D.V., Khamidullin R.A. *Petrofizicheskie metody issledovaniya kernovogo materiala: v 2 kn. Kn. 2* [Petrophysical Methods for Core Material Study: in 2 books. Book 2]. Moscow, Izd-vo Moskovskogo un-ta, 2008. 115 p. [in Russian].

Авторы

• Григорьев Борис Владимирович, канд. техн. наук
Тюменский государственный университет
Физико-технический институт
Заведующий кафедрой прикладной и технической физики
Российская Федерация, 625003, г. Тюмень,
ул. Володарского, 6
e-mail: b.v.grigorev@utmn.ru

The Authors

• Grigoriev Boris V., Candidate of Engineering Sciences
Tyumen State University
Physics and Technology Institute
Head of Applied and Technical Physics Department
6, Volodarskiy str., Tyumen, 625003,
Russian Federation
e-mail: b.v.grigorev@utmn.ru

• Шабаров Александр Борисович, д-р техн. наук,
профессор
Тюменский государственный университет
Физико-технический институт
Профессор кафедры прикладной
и технической физики
Российская Федерация, 625003, г. Тюмень,
ул. Володарского, 6
e-mail: a.b.shabarov@utmn.ru

• Shabarov Aleksandr B., Doctor of Engineering
Sciences, Professor
Tyumen State University
Physics and Technology Institute
Professor of Applied and Technical Physics
Department
6, Volodarskiy str., Tyumen, 625003,
Russian Federation
e-mail: a.b.shabarov@utmn.ru

• Елышев Андрей Владимирович, канд. хим. наук
Тюменский государственный университет
Начальник отдела сопровождения проектов
Российская Федерация, 625003, г. Тюмень,
ул. Володарского, 6
e-mail: a.v.elyshev@utmn.ru

• Elyshev Andrey V., Candidate of Chemical
Sciences
Tyumen State University
Head of Project Support
6, Volodarskiy str., Tyumen, 625003,
Russian Federation
e-mail: a.v.elyshev@utmn.ru