

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ, ЗАКАЧИВАЕМОЙ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, НА ДОБЫЧУ НЕФТИ

В. П. Кравченко

Доктор технических наук, профессор**

E-mail: vpkrav@rambler.ru

О. Ю. Погосов

Доктор технических наук, профессор*

E-mail: pogosov@ukr.net

А. Р. Абдул Хусейн *

E-mail: alicent84_2006@yahoo.com

*Кафедра атомных электростанций***

Кафедра прикладной экологии и

гидрогазодинамики***

***Одесский национальный

политехнический университет

пр. Шевченка, 1, м. Одесса, Украина, 65044

Закачування у свердловини гарячої води є одним з основних методів підвищення коефіцієнту вилучення нафти. При виборі енергоустановок для використання термічного методу треба враховувати залежність видобутку нафти від температури теплоносія. Дебіт нафти зростає зі зниженням її в'язкості. Визначається коефіцієнт підвищення дебіту нафти з ростом температури гарячої води

Ключові слова: дебіт нафти, термічні методи інтенсифікації видобутку, в'язкість, густина, температура теплоносія

Закачка в скважины горячей воды - один из основных методов повышения коэффициента извлечения нефти. При выборе энергоустановок для внедрения термического метода необходимо учитывать зависимость дебита нефти от температуры теплоносителя. Дебит нефти увеличивается со снижением вязкости. Определяется коэффициент увеличения дебита нефти с ростом температуры горячей воды

Ключевые слова: дебит нефти, термические методы интенсификации добычи, вязкость, плотность, температура теплоносителя

1. Введение

Одним из наиболее простых и эффективных методов повышения нефтеотдачи месторождений является термический метод: закачка в пласт горячей воды или пара [1, 2]. Сегодня в Канаде строится АЭС, с помощью которой эта страна собирается стать одним из ведущих игроков на мировом рынке продажи нефти. В Японии разрабатываются ядерные энергоустановки малой мощности для использования в нефтедобыче. Интерес к использованию энергоустановок в нефтедобыче наблюдается и в России.

Какие же энергоустановки подходят для этой цели? Так АЭС с водо-водяными реакторами вырабатывают пар при 6 МПа и 280 °С, АЭС с реакторами на быстрых нейтронах обеспечивают производство пара при 13 МПа и 500 °С [3]. Тепловые электростанции в большинстве работают при критических параметрах: 24 МПа, 540 °С.

Целью данной работы является определение зависимости дебита нефти от температуры закачиваемого теплоносителя.

2. Методика расчета добычи нефти в зависимости от температуры горячей воды

Рассмотрим зависимости, приведенные в [4] для закачки холодной воды. Текущую нефтеотдачу $\eta = Q_n / G$

при разработке заводняемых месторождений выражают обычно в виде зависимости η от Q_b / V_n или от $Q_{вз} / V_n$ (V_n – поровый объем пласта; G – геологические запасы нефти; Q_b – накопленное количество добытой из пласта воды за определенный промежуток времени; Q_n – накопленное количество добытой из пласта нефти за тот же период времени; $Q_{вз}$ – накопленное количество закачанной в пласт воды к моменту времени t). Типичная зависимость $\eta = \eta(Q_b / V_n)$, получаемая при разработке пластов, содержащих маловязкую нефть (вязкость $1 \times 10^{-3} - 5 \times 10^{-3}$ мПа·с), с применением заводнения показана на рис. 1.

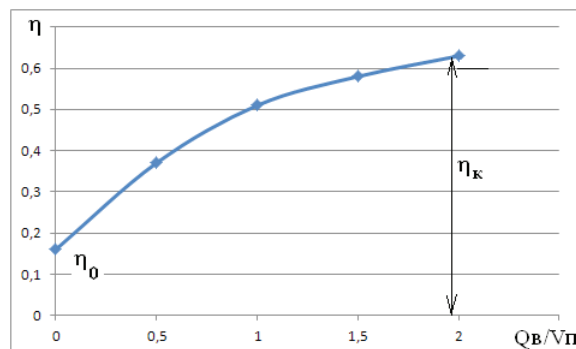


Рис. 1. Зависимость текущей нефтеотдачи от Q_b / V_n . Нефтеотдача: η_0 – безводная; η_k – конечная

На рис. 2 показана типичная для месторождений маловязких нефтей зависимость текущей обводненности от $Q_{вз}/V_{п}$. Из анализа данных на рис. 1 и рис. 2 можно сделать вывод:

- о равенстве $Q_{в}$ и $Q_{вз}$;
- предельная нефтеотдача достигается при значении $Q_{вз}/V_{п}=2,5$. Это значит, что воды закачивается в 2,5 раза больше, чем поровый объем пласта, т. е. $2,5 V_{п}$. При этом извлекается нефть в количестве $0,6 V_{п}$. Отсюда следует, что на $1 м^3$ нефти закачивается $2,5/0,6=4,16 м^3$ воды.

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой показал, что дебит нефти, получаемой из *i*-го пропластка, определяется по выражению:

$$q_{ни} = \frac{k_i \cdot k_H \cdot b \cdot h_i \cdot \Delta p}{\mu_H (1 - x_{ви})} \quad (1)$$

где μ_H – вязкость нефти;
 h_i, l, k_i – толщина, длина и проницаемость пропластка;
 k_H – постоянная относительная проницаемость;
 $x_{ви}$ – длина обводненного участка в пропластке;
 b – ширина пропластка, измеряемая в направлении, перпендикулярном к плоскости чертежа, равная ширине всего пласта;
 Δp – разность давлений на входе и выходе воды из пропластка.

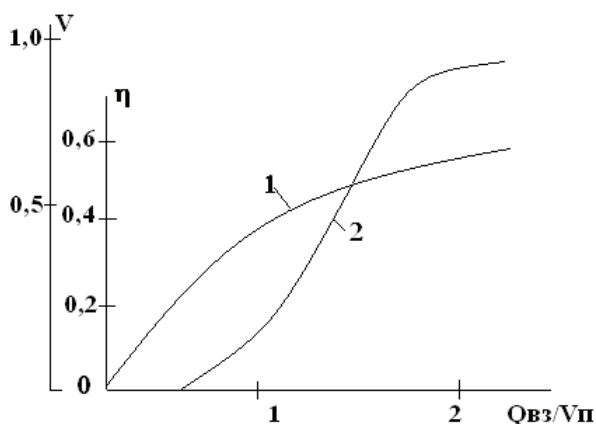


Рис. 2. Зависимость текущей нефтеотдачи η и обводненности продукции v от $Q_{вз}/V_{п}$: 1–текущая нефтеотдача η ;

2–текущая обводненность $v = \frac{q_v}{q_v + q_n} = \frac{q_{вз}}{q_{ж}}$; $q_{ж} = q_v + q_n$

Из (1) видно, что дебит при прочих равных условиях обратно пропорционален коэффициенту динамической вязкости нефти. Таким образом, можно констатировать, что добыча прямо пропорциональна уменьшению вязкости нефти или обратно пропорциональна вязкости. Зависимость добычи от температуры закачиваемого теплоносителя соответствует функции изменения вязкости нефти от температуры. Для формализации этого положения рассмотрим зависимость вязкости нефти от температуры.

3. Зависимость вязкости нефти от температуры

Под вязкостью понимается коэффициент динамической вязкости μ , измеряемый Па·с. Согласно [5] вязкость нефти зависит от температуры, давления и состава нефти (рис. 3). С ростом температуры вязкость падает, с ростом давления до значения давления насыщения вязкость падает, дальнейший рост давления ведет к росту вязкости. Чем больше газов в нефти, тем меньше ее вязкость.

Видно, что изменение вязкости от давления аналогично изменению плотности.

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной нефти, вследствие большого количества растворенного газа, содержащегося в ней, и пластовых температур. Минимальная величина вязкости имеет место, когда давление в пласте становится равным пластовому давлению насыщения. По данным Г. Ф. Требина вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от сотен мкПа·с до десятых долей мПа·с (около 25 % залежей), от 1 до 7 мкПа·с (около 50 % залежей) и от 5 до 30 мкПа·с (около 25 %).

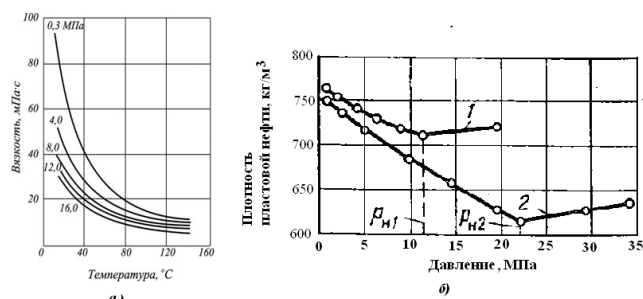


Рис. 3. Изменение коэффициента динамической вязкости от температуры и давления (по Х. М. Халилову): а) Давление насыщения нефти газом указано в начале каждой кривой, б) Зависимость плотности пластовой нефти от давления; 1 – нефть Ахтырского месторождения при $t=70^\circ C$, 2 – нефть при $t=84^\circ C$

Зависимость между температурой нефтепродукта и его вязкостью описывается формулой Вальтера [6]:

$$\lg[\lg(v_t+0,8)] = A - B \lg T, \quad (2)$$

где v_t – коэффициент кинематической вязкости, сСт; T – температура, К;

A и B – константы, которые определяются, если известны значения вязкости при двух различных температурах по формулам:

$$A = \lg[\lg(v_1+0,8)] + B \lg T_1, \quad (3)$$

$$B = \lg[\lg(v_1+0,8)/\lg(v_2+0,8)] / \lg(T_2/T_1). \quad (4)$$

Следует отметить, что приведенные формулы в учебном пособии [6] для A и B записаны неверно.

Для вывода соответствующей зависимости воспользуемся данными, приведенными в табл. 1 [7].

Проведем расчет приведенной в табл. 1 зависимости v_t по формуле Вальтера и другим формулам. Как

выяснилось, лучше всего описывает приведенную зависимость степенная функция

$$v(t) = 892,7 \cdot t^{-1,11}, \quad (5)$$

где t – температура, °С.

Таблица 1

Изменение вязкости и плотности нефти в зависимости от температуры ($1 \text{ сСт} = 1 \text{ мм}^2/\text{с} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$)

Показатели	Температура, °С				
	10	20	30	40	50
Кинематическая вязкость, сСт	67,3	31,8	21,2	15,3	10,7
Кинематическая вязкость, м ² /с	67,3·10 ⁻⁶	31,8·10 ⁻⁶	21,2·10 ⁻⁶	15,3·10 ⁻⁶	10,7·10 ⁻⁶
Плотность, г/см ³	0,893	0,885	0,878	0,872	0,866
Динамическая вязкость, мПа·с	60,1	28,1	18,6	13,3	9,27

В табл. 2 приводится сопоставление результатов расчета вязкости по формуле Вальтера

$$v(t) = 10^{10 \cdot 0,4357 - 4,149 \lg(t)} - 0,8, \quad (6)$$

и степенной функции (5).

Таблица 2

Сопоставление результатов расчета кинематической вязкости по формуле Вальтера и степенной функции

Температура, °С	v (Вальтера)	Ошибка, %	v (степенная функция)	Ошибка, %
10	67,3	0	69,29	2,96
20	37,85	19,03	32,10	0,96
30	23,24	9,61	20,47	3,45
40	15,3	0	14,87	2,79
50	10,66	0,371	11,61	8,51

Максимальная ошибка при расчете по (6) 19 %, а при расчете по (5) – 8,5 %, т.е. степенная функция описывает рассматриваемую зависимость точнее в 2 раза. Однако следует отметить тенденцию уменьшения ошибки с ростом температуры для формулы Вальтера.

При рассмотрении зависимости вязкости нефти от давления видно, что при значениях больше 1,5 МПа давление практически не влияет на вязкость [8]. Поэтому в дальнейших расчетах зависимость коэффициента динамической вязкости от давления не учитывается.

Для дальнейших расчетов требуется значение коэффициента динамической вязкости $\mu = \nu \rho$. Плотность нефти в зависимости от температуры определяется по формуле Менделеева [6]:

$$\rho_T = \rho_{293} / [1 + \beta_p (T - 293)], \quad (7)$$

где ρ_{293} – плотность нефти при температуре 293 К; β_p – коэффициент объемного расширения, 1/К. В [6] приводится зависимость β_p от плотности. В заданном интервале изменения плотности $\beta_p = 0,000769$. Для рассматриваемой зависимости формула будет иметь следующий вид:

$$\rho_T = 0,885 / [1 + 0,000769(T - 293)]. \quad (8)$$

В табл. 3 приводятся результаты расчета плотности по формуле Менделеева и полиному

$$\rho_T = -8 \cdot 10^{-8} \cdot t^3 + 1 \cdot 10^{-5} \cdot t^2 - 0,001 \cdot t + 0,902, \quad (9)$$

где t – температура, °С.

Таким образом, коэффициент динамической вязкости определится по выражению:

$$\mu = 892,7 \cdot t^{-1,11} \cdot 10^{-6} (-8 \cdot 10^{-8} \cdot t^3 + 1 \cdot 10^{-5} \cdot t^2 - 0,001 \cdot t + 0,902), \text{ Па} \cdot \text{с}. \quad (10)$$

Таблица 3

Результаты расчета плотности нефти по формуле Менделеева и полиному

Температура, °С	ρ_T (Менделеева)	Ошибка, %	ρ_T (полином)	Ошибка, %
10	0,878	1,66	0,893	0,09
20	0,872	1,42	0,885	0,04
30	0,866	1,34	0,879	0,09
40	0,860	1,36	0,873	0,1
50	0,854	1,37	0,867	0,1

Приведенный полином позволяет рассчитать температурную зависимость плотности нефти точнее, чем формула Менделеева.

Как видно из данных рис. 3 вязкость с ростом температуры сначала резко уменьшается, затем скорость уменьшения снижается. Температура, выше которой вязкость изменяется незначительно, называется эффективной температурой [9]. Можно предположить, что существует оптимальная температура нагрева нефти, соответствующая максимальному дебиту.

Средняя вязкость нефти в пласте для Днепровско-Припятского бассейна 37,53 мм²/с, в Карпатском – 10,37 [10]. Указанные в табл. 1 данные практически соответствуют свойствам пластовой нефти Днепровско-Припятского бассейна и используются в дальнейших расчетах.

Температура нефти при закачке горячей воды заданной температуры не равна температуре воды. Рассмотрим методику определения температуры нефти. В дальнейших расчетах принят удельный расход воды 5 м³ на 1 м³ нефти. В первом приближении температура нефти определится из уравнения материально-энергетического баланса при смешении воды и нефти

$$(G_{гв} \cdot h_{гв} + G_{н} \cdot h_{н}) \cdot \eta = G_{ж} \cdot h_{ж}, \quad (11)$$

где $G_{гв} \cdot h_{гв}$ – расход и энтальпия горячей воды,
 $G_{н} \cdot h_{н}$ – то же для нефти,
 $G_{ж} \cdot h_{ж}$ – то же для смеси нефти и воды. $G_{ж} = G_{гв} + G_{н}$;
 η – учитывает потери теплоты в окружающую про-
 пласток среду.

Учитывая, что энтальпия однофазной среды может определяться как

$$h = c_p \cdot t ,$$

где c_p – удельная теплоемкость, то температура нагретой нефти может быть определена из уравнения:

$$t_n = (G_{гв} \cdot h_{гв} + G_{н} \cdot h_{н}) \cdot \eta / [G_{гв} \cdot c_{рв} + G_{н} \cdot c_{рн}] , \quad (12)$$

где $c_{рв}, c_{рн}$ - удельная теплоемкость воды и нефти, которая может определяться по формуле Крето [3]

$$c_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39 \cdot T), \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}, \quad (13)$$

где ρ_{293} – плотность нефти при температуре 293 К, кг/м³.

При расчетах часто пользуются средним значением теплоемкости нефти $c_p = 2100$ Дж/(кг·К).

Итак, принимаем, что при температуре пласта 40 °С на 5 м³ закачанной воды добывается 1 м³ нефти. При подогреве этой воды до заданной температуры и закачке в пласт, температура нефти повысится до t_n (12).

Текущий дебит увеличится в $\frac{\mu(40^\circ\text{C})}{\mu(t_n)}$ раз.

Приведем пример расчета изменения нефтеотдачи в зависимости от температуры воды при принятых условиях. Теплосодержание нефти в пласте

$$G_n \cdot c_{рн} \cdot t_n = 1\text{м}^3 \cdot 885 \text{ кг/м}^3 \cdot 2,1 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{°C)} \cdot 40 \text{ °C} = 74340 \text{ кДж.}$$

Теплосодержание воды при температуре 80 °С

$$G_{гв} \cdot c_{рв} \cdot t_v = 5000 \text{ кг} \cdot 4,183 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{°C)} \cdot 80 \text{ °C} = 1673200 \text{ кДж.}$$

Температура жидкости и, соответственно, нефти при учете 42 % потерь тепла в окружающую среду будет равна

$$t_n = \frac{(G_{гв} \cdot c_{рв} \cdot t_v + G_n \cdot c_{рн} \cdot 40) \cdot 0,58}{G_{гв} \cdot c_{рв} + G_n \cdot c_{рн}} = \frac{(1673200 + 74340) \cdot 0,58}{5000 \cdot 4,183 + 885 \cdot 2,1} = 44,5 \text{ °C}$$

Результаты расчета изменения температуры нефти и ее вязкости при изменении температуры закачиваемой воды (табл. 4) показали, что с ростом температуры воды добыча будет расти практически линейно. Расчет плотности нефти проводился по формуле Менделеева, а вязкости – по формуле Вальтера.

Тогда температурная зависимость коэффициента увеличения добычи от температуры нефти будет описываться выражением:

$$\varepsilon = \frac{\mu(40^\circ\text{C})}{\mu(t_n)} = 7,518 \cdot 10^{-4} t^2.$$

Таблица 4

Результаты расчета изменения температуры нефти и ее вязкости при изменении температуры закачиваемой воды

$t_{\text{воды}}, \text{°C}$	$t_n, \text{°C}$	$\rho(t), \text{г/см}^3$	$\nu(t), \text{мм}^2/\text{с}$	$\mu(t), \text{мПа}\cdot\text{с}$	$\mu(40)/\mu(t)$
80	44.51	0.856	12.92	11.058	1.206
100	55.07	0.849	9.039	7.674	2.425
120	65.71	0.842	6.610	5.568	3.342
140	76.35	0.836	5.022	4.198	4.433
160	86.99	0.829	3.938	3.266	5.697
180	97.62	0.823	3.169	2.609	7.134
200	108.26	0.817	2.607	2.130	8.738
220	118.90	0.811	2.185	1.772	10.504
240	129.53	0.805	1.861	1.497	12.427
260	140.17	0.799	1.607	1.283	14.500
280	150.81	0.793	1.404	1.113	16.714
300	161.45	0.787	1.240	0.976	19.060

5. Выводы

1. Получена температурная зависимость кинематической вязкости, плотности и динамической вязкости для нефти Днепровско-Припятского бассейна.
2. Определена зависимость дебита нефти в зависимости от температуры закачиваемой воды при соотношении 5 м³ воды на 1 м³ нефти. Получено, что дебит имеет практически линейную зависимость от температуры закачиваемой воды. Снижения дебита при повышении температуры выше значения эффективной температуры не наблюдается.

Литература

1. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / М. Л. Сургучев. - М. : Недра, 1985. - 308 с.
2. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. - М. : Недра, 1989. - 422 с.
3. Верховкер, Г. П. Основы расчета и конструирования ядерных энергетических реакторов [Текст] / Г. П. Верховкер, В. П. Кравченко – Одесса : ТЭС, 2008. - 409 с.
4. Росляк, А. Т. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебно-методическое пособие [Текст] / А. Т. Росляк. – Томск : Томский политехнический университет, 2007. - 66 с.
5. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Изд. 3: Учебник для студентов вузов [Текст] / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – М. : Недра, 1982. - 313 с.

6. Тугунов, П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для вузов [Текст] / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. – 658 с.
7. Ивченко, Е. Г. Сернистые и высокосернистые нефти Башкирской АССР (Справочная книга) [Текст] / Е. Г. Ивченко, Г. В. Севастьянова. – М. : Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1963. - 232 с.
8. Мазепа, Б. А. Парафинизация нефтесбросных систем и промышленного оборудования [Текст] / Б. А. Мазепа. – М. : Недра, 1966. - 185 с.
9. Тронов, В. П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов [Текст] / В. П. Тронов. – Казань : Изд-во «ФЭН», 2002. - 512 с.
10. Полищук, Ю. М., Яценко И. Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений [Текст] / Ю. М. Полищук, И. Г. Яценко. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.

УДК 62-854

RESEARCH WORKFLOW OF VERTICAL AXIS WIND TURBINES BY NUMERICAL EXPERIMENTATION

В статті наведено результати чисельного моделювання робочого процесу ортогональних вітродвигунів за допомогою розрахункового комплексу ANSYS CFX. Виконано аналіз адекватності результатів чисельного експерименту, отриманих з використанням різних моделей турбулентності. Шляхом порівняння розрахункових даних та результатів фізичного експерименту доведено, що найбільш адекватні результати забезпечує використання SSG моделі турбулентності

Ключові слова: чисельний експеримент, аеродинамічні характеристики, ортогональний вітродвигун, модель турбулентності, криловий профіль

В статье приведены результаты численного моделирования рабочего процесса ортогональных ветродвигателей с помощью расчетного комплекса ANSYS CFX. Выполнен анализ адекватности результатов численного эксперимента, полученных с использованием разных моделей турбулентности. Путем сравнения расчетных данных и результатов физического эксперимента доказано, что наиболее адекватные результаты обеспечивают использование SSG модели турбулентности

Ключевые слова: численный эксперимент, аэродинамические характеристики, ортогональный ветродвигатель, модель турбулентности, крыловой профиль

V. Lipoviy

Post graduate student*

E-mail: vitaliy.lupoviy@gmail.com

A. Papchenko

Research associate

E-mail: papchenkoa@mail.ru

*Department of Applied Hydro- and Aeromechanics

Sumy state university

2 Rimsky-Korsakov Str, Sumy, Ukraine, 40007

1. Introduction

Research results of creation of methodology for orthogonal windmills characteristics determination by means of numerical experiment are presented in this paper. Diagrams of integral dependences obtained using different turbulence models are shown, their comparative characteristic is given and choice of proper calculation models is proved.

2. Work objective

Creation of methodology for orthogonal windmills aerodynamic characteristic, comparison of obtained data with experimental characteristics and proof of ANSYS CFX software package efficiency for determination of major orthogonal windmills aerodynamic characteristic.

3. Problem statement

Determination of major aerodynamic characteristics of orthogonal windmills is connected with specified difficulties. The most accurate method of construction of windmill operational characteristic is full-scale test. But for realization of this method significant material costs are necessary: existence of test model of windmill; existence of installation for axisymmetric air flow with constant velocity creation; usage of measurement technology for gathering values of rotation speed and power on the windmill shaft.

Besides there is range of numerical methods, which are based on pulse and vortex aerodynamic theories. But one of disadvantages of such method is non-accuracy of finite results and it is necessary to test profiles in aerodynamic tunnel to get more accurate results.

Possibility of Navier-Stokes equations solution using software packages occurred by means of microtechnology development. The major theme of this paper is determination