



Нефть. Газ. ИНОВАЦИИ

ISSN 2077-5423

№1/2019

научно-технический журнал • входит в перечень ВАК

ТЕКСТОУН 

ЛИНЕЙНЫЕ ПРИВОДЫ ШГН

Инновационное оборудование,
набирающее популярность
в России и СНГ

ГЛАВНАЯ ТЕМА НОМЕРА:

**РАЗРАБОТКА
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**
с трудноизвлекаемыми
запасами

Номер подготовлен при участии:

 **Schlumberger**



Нефтегазовый НИЦ по совершенствованию
систем разработки месторождений углеводородного сырья
и методов увеличения нефтеотдачи пластов
МГУ имени М.В. Ломоносова

**АКТУАЛЬНЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ**





УДК 622.016.25:622.276:622.276.34:622.276.342:66.074.435

Обоснование плотности сетки скважин

Substantiation of Well Spacing



С.Ю. Борхович

В.А. Васильев, к.т.н.

В.А. Гридин, д.г.-м.н.

Т.А. Гунькина, к.т.н.

А.И. Щекин, к.т.н.

/Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь/

С.Ю. Борхович, к.т.н.

SYBorhovich@yandex.ru

С.Б. Колесова, к.э.н.

SBKolesova@udsu.ru

/ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», г. Ижевск/

V.A. Vasil'ev, PhD, V.A. Gridin, DSc

T.A. Gun'kina, PhD

A.I. Schekin, PhD

/North Caucasus Federal University, Stavropol/

S.Yu. Borkhovich, PhD, S.B. Kolesova, PhD

/Udmurt State University, Izhevsk/

Статья посвящена проблеме расчета оптимальной плотности сетки скважин при разработке нефтяных месторождений с заводнением. В основу расчета положена зависимость плотности сетки добывающих скважин от коэффициента относительной вязкости нефти, а нагнетательных скважин – от системы заводнения. И том, и в другом случае учитывается литологическая неоднородность пласта-коллектора. Оптимальная плотность сетки скважин соответствует максимальному значению коэффициента извлечения нефти.

Ключевые слова: залежь нефти, заводнение, геометрия сетки скважин, плотность сетки скважин, вязкость нефти, оптимизация.

The paper considers the problem of calculating optimal well spacing when developing waterflooding oil fields. The calculation is based on the dependence of producer spacing on the coefficient of relative viscosity of oil and on the dependence of injector spacing on waterflooding system. In both cases, lithologic heterogeneity is taken into consideration. Optimal well spacing corresponds to the maximum oil recovery factor.

Key words: oil reservoir, waterflooding, well pattern, well spacing, oil viscosity, optimization.

Основной технико-экономической характеристикой эффективности разработки залежи нефти принято считать коэффициент извлечения нефти, величина которого обуславливается геолого-физическими характеристиками и неоднородностью пластов, применяемой технологией и техникой добычи нефти, экономическими нормативами и критериями эффективности.

Для оценки коэффициента нефтеизвлечения и технологических показателей разработки рекомендуются различные экспресс-методы [1]. Наибольшей популярностью пользуются методы многомерного регрессивного анализа на основе обобщения опыта длительно разрабатываемых месторождений различных нефтяных районов бывшего СССР. По этим моделям величина коэффициента извлечения

нефти зависит от многих факторов: относительной вязкости нефти, коэффициента проницаемости, нефтенасыщенной толщины, плотности сетки скважин, коэффициента нефтенасыщенности, а также свойств, определяющих литологическую неоднородность пласта.

Основной недостаток статистических методов состоит в том, что они не учитывают геометрию сетки скважин, плотность сетки принимается одной и той же для добывающих и нагнетательных скважин. Коэффициент проницаемости и нефтенасыщенная толщина пласта, по нашему мнению, определяют в основном продуктивность пласта и входной (амплитудный) дебит добывающих скважин.

Другой достаточно распространенный метод оценки извлекаемых запасов нефти – «покоэффициентный»,

рекомендованный в [1] для оценки извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти мелких месторождений (с балансовыми запасами до 3 млн т) на стадии ввода в разработку заводнением. К настоящему времени область использования этого метода существенно расширена, особенно в работах В.Д. Лысенко.

По В.Д. Лысенко [2], коэффициент извлечения нефти (КИН) представляется в виде произведения четырех коэффициентов:

$$КИН = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \quad (1)$$

где K_1 – коэффициент сетки скважин; K_2 – коэффициент вытеснения нефти; K_3 – коэффициент использования подвижных запасов, определяемый с учетом неоднородности нефтяных пластов – неравномерности вытеснения нефти и предельной доли вытесняющего агента в дебите жидкости добывающих скважин; K_4 – коэффициент надежности всей системы разработки залежи, всей системы добывающих и нагнетательных скважин.

Для расчета коэффициента сетки скважин рекомендуется формула

$$K_1 = e^{-\alpha \cdot S}, \quad (2)$$

где S – плотность сетки скважин, км²; α – коэффициент, зависящий от прерывистости и изменяемости коллекторских свойств пласта,

$$\alpha = w^2/d^2; \quad (3)$$

w – доля площади зон неколлектора в пределах нефтяной площади (доля хаотической прерывистости пластов и слоев); d – шаг хаотической изменяемости. Величина α меняется в пределах от 0,3 1/км² до 1,0 1/км² [6, с. 404].

Коэффициент вытеснения нефти K_2 определяется в лабораторных условиях на образцах породы при неограниченной прокачке вытесняющего агента. Коэффициент использования подвижных запасов K_3 принимается по опытным данным разработки аналогичных месторождений.

Ниже предлагается новый подход к оценке оптимальной плотности сетки скважин, соответствующей максимальному значению коэффициента извлечения нефти.

Конечный коэффициент извлечения нефти η при разработке залежи с заводнением принимается в виде

$$\eta = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{сд}} \cdot K_{\text{сн}} \quad (4)$$

Здесь $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой, рассчитывается согласно работе [8] по формуле

$$K_{\text{выт}} = \frac{1}{1 + \sqrt{\frac{n \cdot (1 - n_B) \cdot \mu_R \cdot b_R}{n_R \cdot \mu_R \cdot b_R}}}; \quad (5)$$

где n – показатель степени, зависящий от типа коллектора; для трещинного коллектора $n = 3$, для порового коллектора $n = 2,5$; n_B – предельная обводненность скважинной продукции, объемные доли в поверхностных условиях; b_R, b_B – объемные коэффициенты нефти и воды.

Предельная обводненность скважинной продукции устанавливается технико-экономическим анализом разработки месторождения и зависит от себестоимости добычи и цены реализации нефти. Ее величина изменяется от 0,95 до 0,98 и более.

Коэффициенты плотности сетки скважин рассчитываются отдельно для добывающих и нагнетательных скважин.

Коэффициент сетки добывающих скважин $K_{\text{сд}}$:

$$K_{\text{сд}} = e^{-\alpha \cdot S^*}, \quad (6)$$

где α – коэффициент, согласно формуле (3), учитывает хаотическую прерывистость пластов и слоев;

S^* – плотность сетки добывающих скважин, км² (1 км² = 100 га).

Коэффициент сетки нагнетательных скважин $K_{\text{сн}}$:

$$K_{\text{сн}} = e^{-\alpha \cdot S^{**}}, \quad (7)$$

где S^{**} – плотность сетки нагнетательных скважин, км².

Из практики разработки нефтяных месторождений известна закономерность уменьшения плотности сетки скважин с увеличением относительной вязкости нефти. Предлагается эмпирическая зависимость плотности сетки добывающих скважин S^* (км²/скв) от относительного коэффициента вязкости нефти μ_o :

$$S^* = \frac{1}{\mu_o^3}. \quad (8)$$

Плотность сетки нагнетательных скважин определяется из отношения площадей дренирования добывающих и нагнетательных скважин (табл. 1) [3].

Предлагаемый подход к расчету коэффициента извлечения нефти учитывает: геометрию сетки (прямая или обращенная), систему заводнения (площадная, законтурная, приконтурная, блоковая), отдельный учет плотности сетки скважин (добывающих и нагнетательных), основные определяющие параметры – относительную вязкость нефти, предельную

Таблица 1

Параметры системы заводнения залежи нефти

Система заводнения	Геометрия сетки скважин	Отношение числа добывающих и нагнетательных скважин $N_{\text{доб}}/N_{\text{наг}}$	Отношение площадей дренирования добывающих и нагнетательных скважин S^*/S^{**}
Площадная	Прямолинейная	1	1
Площадная	4-точечная	0,5	2
Площадная	5-точечная	1	1
Площадная	7-точечная прямая	0,5	2
Площадная	7-точечная обращенная	2	0,5
Площадная	9-точечная прямая	0,33	3
Площадная	9-точечная обращенная	3	0,33
Площадная	12-точечная (ячеистая) обращенная	4–6	0,25–0,166
Законтурная	–	0,25–0,2	4–5
Приконтурная	–	0,33–0,25	3–4
Блоковая	Трехрядная	3	3
Блоковая	Пятирядная	5	5

обводненность скважинной продукции, тип коллектора (поровый или трещинный), степень неоднородности продуктивного пласта. Влияние коэффициента проницаемости и нефтенасыщенной толщины пласта не учитывается. Метод позволяет решать обратную задачу при заданном значении относительного коэффициента вязкости нефти.

Результаты расчета параметров площадной системы заводнения по формулам (6) – (11) предлагаемой методики приведены на **рис. 1–4** и в **табл. 2 и 3**.

В основу расчета положен дихотомический ряд плотности сетки добывающих скважин (2, 4, 8, 16, 32, 64, 128 га/скв.) [2]. В расчетах приняты значения: $b_H = 1,3$; $b_E = 1,02$; предель-

ный коэффициент обводненности скважинной продукции $n_g = 0,95$; коэффициенты $\alpha = 0,5$ и $\alpha = 1$; коллектор поровый.

Оптимальные параметры прямой системы заводнения приведены в табл. 2.

Оптимальные параметры обратной системы заводнения приведены в табл. 3.

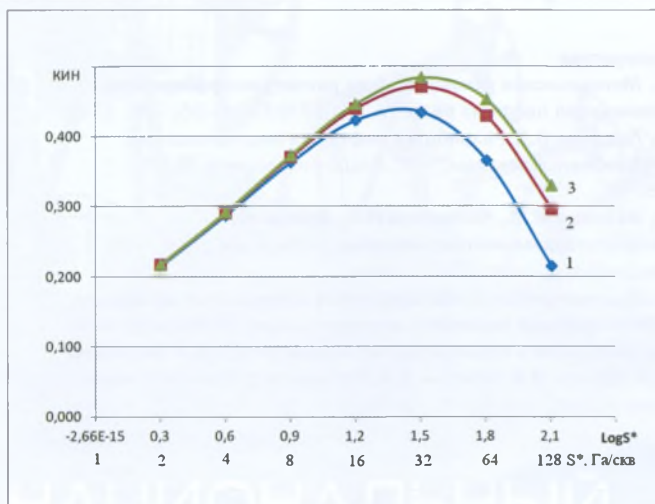


Рис. 1. Зависимость коэффициента извлечения нефти от плотности сетки добывающих скважин при прямой системе заводнения и $\alpha = 0,5$. Геометрия сетки скважин: 1 – 5-точечная; 2 – 7-точечная; 3 – 9-точечная

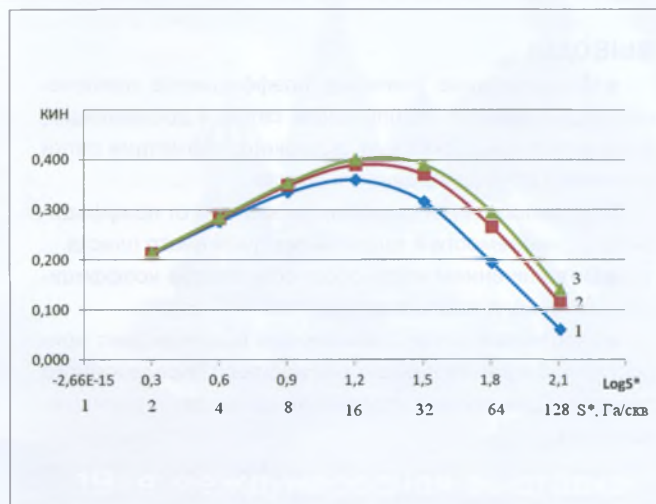


Рис. 2. Зависимость коэффициента извлечения нефти от плотности сетки добывающих скважин при прямой системе заводнения и $\alpha = 1$. Геометрия сетки скважин: 1 – 5-точечная; 2 – 7-точечная; 3 – 9-точечная

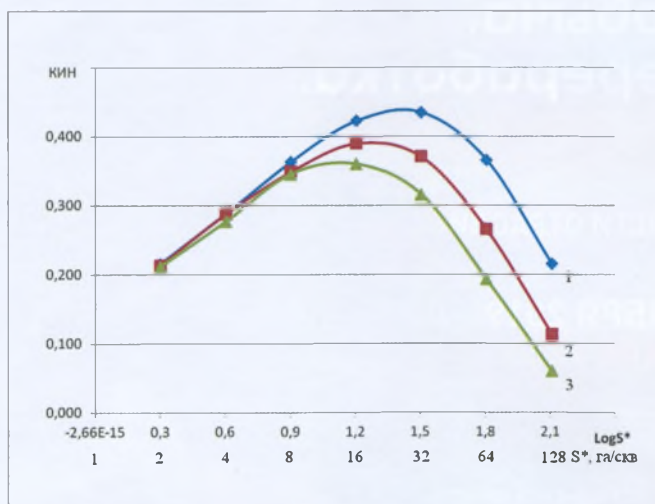


Рис. 3. Зависимость коэффициента извлечения нефти от плотности сетки добывающих скважин при обратной системе заводнения и $\alpha = 0,5$. Геометрия сетки скважин: 1 – 5-точечная; 2 – 7-точечная; 3 – 9-точечная

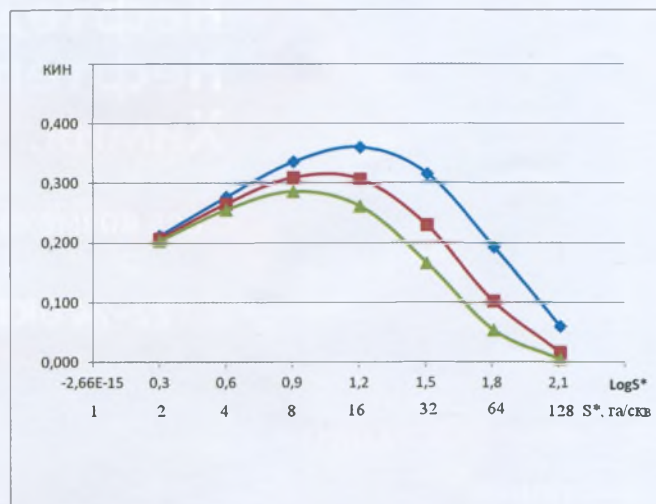


Рис. 4. Зависимость коэффициента извлечения нефти от плотности сетки добывающих скважин при обратной системе заводнения и $\alpha = 1$. Геометрия сетки скважин: 1 – 5-точечная; 2 – 7-точечная; 3 – 9-точечная



Таблица 2

Сводная таблица по оптимальным параметрам прямой системы заводнения

Геометрия сетки скважин	α	S^* , га/скв	μ_0	S^{**} , га/скв	КИН
5-точечная	0,5	32	5,6	32	0,434
7-точечная прямая	0,5	32	5,6	16	0,470
9-точечная прямая	0,5	32	5,6	11	0,483
5-точечная	1	16	15,6	16	0,360
7-точечная прямая	1	16	15,6	8	0,390
9-точечная прямая	1	16	15,6	5,40	0,400

Таблица 3

Сводная таблица по оптимальным параметрам обращенной системы заводнения

Геометрия сетки скважин	α	S^* , га/скв	μ_0	S^{**} , га/скв	КИН
5-точечная	0,5	32	5,5	32	0,434
7-точечная обращенная	0,5	16	15,6	32	0,390
9-точечная обращенная	0,5	16	15,6	48	0,360
5-точечная	1	16	15,6	16	0,360
7-точечная обращенная	1	8	44,2	16	0,309
9-точечная обращенная	1	8	44,2	24	0,285

ВЫВОДЫ

■ Максимальное значение коэффициента извлечения нефти зависит от плотности сетки и добывающих, и нагнетательных скважин, а также от геометрии сетки скважин и от неоднородности пласта.

■ Плотность сетки скважин не зависит от коэффициента проницаемости и толщины продуктивного пласта.

■ С увеличением неоднородности пласта коэффициент извлечения нефти уменьшается.

■ Уплотнение сетки добывающих скважин дает прирост коэффициента извлечения нефти до определенного предела. Дальнейшее уплотнение приводит к уменьшению КИН.

Литература

1. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. РД 39-0147035-214-86. – М., 1986.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2009. – 552 с.
3. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: учебник для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 414 с.
4. Прогнозирование обводненности добываемой продукции при разработке нефтяного месторождения (на примере залежи фундамента месторождения Белый Тигр) / В.А. Васильев, А.И. Щекин, В.В. Фомкин, Е.А. Трахачева // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 6. – С. 72–76.

ХIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия.

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

22–24 ОКТЯБРЯ 2019
• САМАРА •

УЧАСТНИКИ ВЫСТАВКИ:

АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»
АО «КУЙБЫШЕВСКИЙ НПЗ»
АО «НОВОКУЙБЫШЕВСКИЙ НПЗ»
АО «СЫЗРАНСКИЙ НПЗ»
АО «НОВОКУЙБЫШЕВСКАЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ»
ООО «НОВОКУЙБЫШЕВСКИЙ ЗАВОД МАСЕЛ И ПРИСАДОК»
АО «САМАРАНЕФТЕПРОДУКТ»
ФИЛИАЛ ООО «РН-АЗРО» в г. САМАРЕ

АО «ОТРАДНЕНСКИЙ НПЗ»
АО «НЕФТЕГОРСКИЙ НПЗ»
ООО «САМАРАНИПИНЕФТЬ»
ТПП «РИТЭК-САМАРА-НАФТА»
(ПАО «ЛУКОЙЛ»)
АО «ТРАНСНЕФТЬ-ПРИВОЛГА»
АО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ»
ПАО «ТОЛЬЯТТИАЗОТ»

