



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМНОГО КОЭФФИЦИЕНТА СЕТКИ СКВАЖИН ДЛЯ ОЦЕНКИ КОНЕЧНОГО КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

И.Н.Хакимзянов^{1,2}, В.Ш.Мухаметшин^{*2}, Р.Н.Бахтизин², Р.И.Шешдилов¹

¹«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина, Бугульма, Россия;

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Determination of Well Spacing Volumetric Factor for Assessment of Final Oil Recovery in Reservoirs Developed by Horizontal Wells

I.N.Khakimzyanov^{1,2}, V.Sh.Mukhametshin^{*2}, R.N.Bakhtizin², R.I.Sheshdirov¹

¹«TatNIPIneft» PJSC «Tatneft» named after V.D.Shashin, Bugulma, Russia;

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

The formula for determination of volumetric factor of well spacing for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells is offered. For the purpose of comparison of well spacing calculated using conventional and volumetric techniques, twelve development options of the pilot area of the Yamashinskoye field with various placement of vertical and horizontal wells were considered. By results of calculations, marked difference in values of well spacing was observed testifying that the conventional formula used to calculate well spacing does not consider the volume nature of fluid inflow to wells with one or more horizontal laterals. The offered technique of volumetric determination of well spacing through the inclination angle, the radius of well drainage area, and the length of a lateral considers the volumetric nature of inflow to horizontal multilateral wells.

Keywords:

Well spacing;
Well spacing factor;
Horizontal lateral;
Conformance factor;
Radius of well drainage area;
Volumetric technique.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

В настоящее время по принципам подхода к оценке коэффициента нефтеизвлечения (КИН) все существующие методы можно подразделить на две группы [1].

Первая группа – методы, позволяющие путем использования различных геолого-физических и технологических параметров, оценить вероятные значения прогнозного КИН. В данную группу входят методы аналогии, статистические и эмпирические методы [2–7].

Вторая группа – гидродинамические и экстраполяционные методы, а также методы, основанные на принципе материального баланса. Данные методы обоснования КИН являются наиболее проработанными, прошедшими соответствующую апробацию и были многократно использованы на практике [7–12].

Для оценки КИН наиболее распространенными в применении являются статистические методы. Для этих целей в настоящее время широко

используются статистические модели нефтеотдачи, представляющие корреляционные зависимости КИН от различных геолого-физических и технологических факторов [2, 5, 7].

Рассматриваемые статистические модели получены методом многофакторного статистического анализа данных по месторождениям, находящихся в поздней или завершающей стадии разработки [2, 5, 7, 12–14].

В институте «ТатНИПИнефть» получил развитие расчетный метод определения КИН, основанный на произведении трех коэффициентов [2, 5, 7, 14]:

$$КИН = K_C \cdot K_{ВЫТ} \cdot K_3 \quad (1)$$

где: КИН – коэффициент нефтеизвлечения;

K_C – коэффициент сетки;

$K_{ВЫТ}$ – коэффициент вытеснения;

K_3 – коэффициент охвата заводнением.

В данной формуле каждый из коэффициентов количественно характеризует совместное действие какой-то отдельной группы факторов.

В расчетном методе определения КИН, пред-

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

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210200495>

лагаемый «ТатНИПИнефть», принимает участие коэффициент сетки скважин или, так называемый, коэффициент охвата сеткой скважин, который показывает долю дренируемого объема во всем объеме нефтяного пласта и зависит от плотности размещения проектной сетки скважин (ПСС) [2, 7, 13].

Коэффициент охвата процессом вытеснения определяется по формуле В.Н.Щелкачева [12]:

$$K_c = e^{-\alpha S} \quad (1)$$

где: α – коэффициент пропорциональности, зависящий от коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей;

S – удельная площадь, приходящаяся на одну скважину, км².

Величина коэффициента α для терригенных коллекторов Республики Татарстан колеблется от 1.3 до 2.5.

Обычно на практике, при разработке нефтяных месторождений вертикальными скважинами (ВС), ПСС определялась путем деления площади нефтеносности на общее количество добывающих и нагнетательных скважин [2, 5, 12-14]. Стандартная ПСС определяется по формуле:

$$ПСС = S_{з\text{ал}} / N_{\text{ВС}} \quad (2)$$

С внедрением скважин с горизонтальным окончанием (СГО) понятие «ПСС» требует дальнейшего совершенствования и корректировки. Очевидно, что наличие у добывающих и (или) нагнетательных скважин условно-горизонтального участка ствола (УГУС) в значительной мере увеличивает дренируемый объем коллектора, т.е. такие СГО позволяют увеличить коэффициент охвата, по сравнению с условно-вертикальными скважинами [2, 13-16].

На практике при определении ПСС обычно используется соотношение, при котором одна СГО эквивалентна двум ВС, но при этом не учитываются такие факторы, как количество условно-горизонтальных стволов (УГС), длина УГУС и радиус дренирования УГС СГО.

Авторы работ [16-18] для определения объемной плотности сетки СГО предлагают следующую формулу:

$$K_c^o = S_{з\text{ал}} / (N_{\text{ВС}} + \alpha(L) \cdot N_{\text{СГО}}) \quad (3)$$

где K_c^o – объемный коэффициент сетки СГО;
 $S_{з\text{ал}}$ – площадь залежи;
 $N_{\text{ВС}}, N_{\text{СГО}}$ – количество ВС и СГО;
 $\alpha(L)$ – функция, учитывающая влияние длины УГС на плотность сетки скважин.

$$\alpha(L) = 1 + \sin(\alpha) \cdot 2L / \pi R_k \quad (4)$$

где α – зенитный угол УГС;
 R_k – радиус дренирования скважины;
 L – длина УГС СГО. В частном случае, при $\alpha=0$,

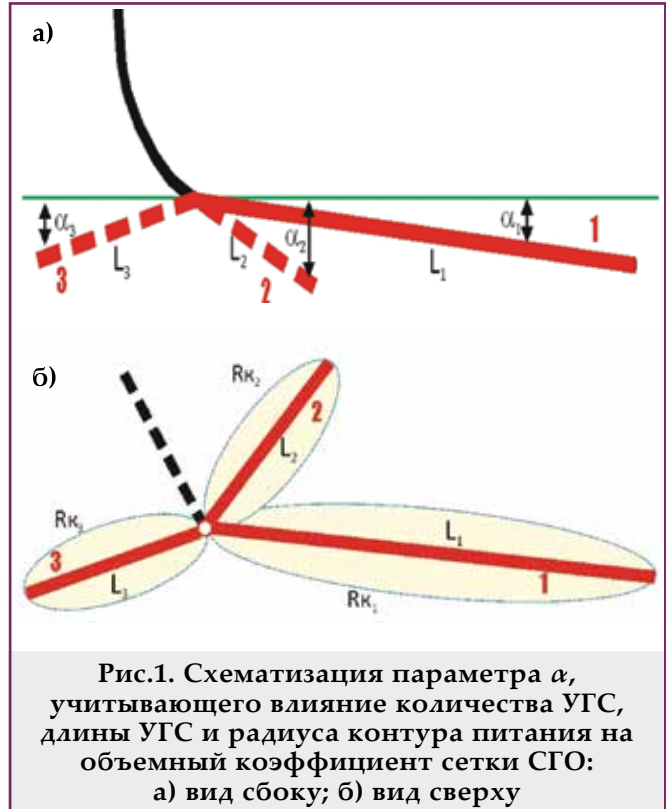


Рис.1. Схематизация параметра α , учитывающего влияние количества УГС, длины УГС и радиуса контура питания на объемный коэффициент сетки СГО: а) вид сбоку; б) вид сверху

получаем стандартную плотность сетки скважин.

С целью более точного определения плотности сетки СГО, в которой учитывался бы объемный характер притока нефти к СГО с одним или несколькими УГС, в данной работе авторы расширили определение объемного коэффициента сетки СГО (рис.1):

$$K_c^o = \frac{S_{з\text{ал}}}{\left\{ N_{\text{ВС}} + \alpha(L) \cdot \sum_i^m \left[N_i^{\text{СГО}} \cdot \sum_j^n N_j^{\text{УГС}} \right] \right\}} \quad (5)$$

где $N_i^{\text{СГО}}, N_j^{\text{УГС}}$ – количество СГО и УГС (n – количество СГО на залежи;

m – количество УГС в каждом СГО;

$\alpha(L)$ – функция, учитывающая влияние количества УГС, длины УГУС и радиуса контура питания на объемный коэффициент сетки СГО.

$$\alpha(L) = \left\{ 1 + \frac{2 \cdot \left(\sum_{j=1}^n L_j \right)}{\pi \cdot \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} \right)} \cdot \sum_{j=1}^n \sin(\alpha_j) \right\} \quad (6)$$

где α_j – зенитный угол j -го УГУС;

R_{kj} – радиус дренирования j -го УГУС;

L_j – длина j -го УГУС.

С целью оценки предлагаемой методики расчета объемного коэффициента сетки скважин проведено его сопоставление с ПСС, полученной по традиционной методике (2). Были рассмотрены 12 вариантов для разработки опытного участка Ямашинского месторождения с различным размещением ВС и СГО (рис.2) [14]. Распределение скважин по вариантам представлено в таблице 1.

Исходные данные для проведения оценки ПСС для СГО по предлагаемой объемной мето-

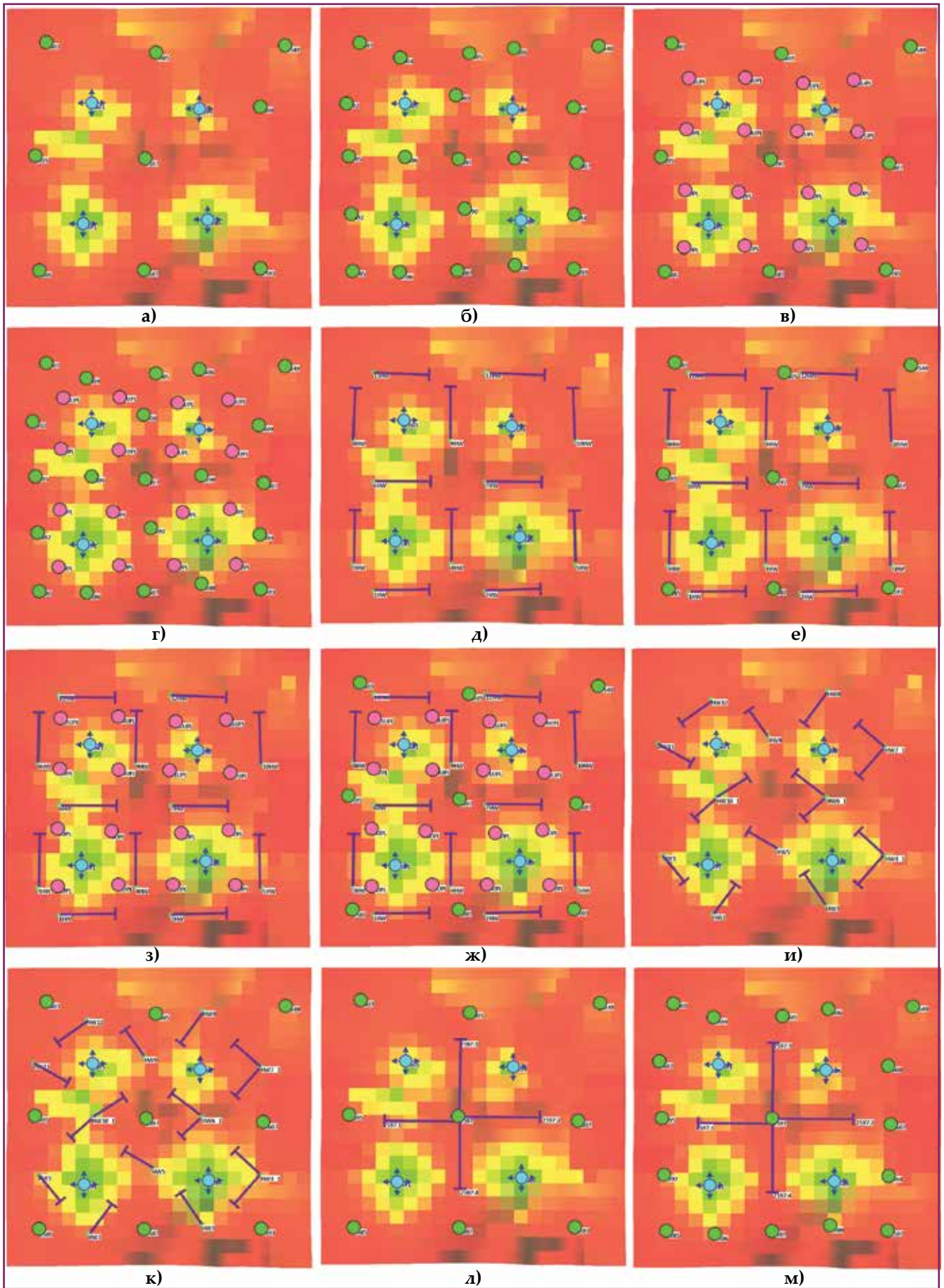


Рис. 2. Схематизация вариантов разработки опытного участка Ямашинского месторождения:
а) вариант 1; б) вариант 2; в) вариант 3; г) вариант 4; д) вариант 5;
е) вариант 6; з) вариант 7; ж) вариант 8; и) вариант 9; к) вариант 10;
л) вариант 11; м) вариант 12

Распределение скважин по вариантам							
Варианты	Количество скважин						Всего
	добывающих	в т.ч. ВС	в т.ч. СГО	в т.ч. СГО с 2 УГС	в т.ч. СГО с 4 УГС	нагнетательных	
1	9	9	0	0	0	4	13
2	21	21	0	0	0	4	25
3	25	25	0	0	0	4	29
4	37	37	0	0	0	4	41
5	12	0	12	0	0	4	16
6	21	9	12	0	0	4	25
7	28	16	12	0	0	4	32
8	37	25	12	0	0	4	41
9	12	0	8	4	0	4	16
10	21	9	8	4	0	4	25
11	10	9	0	0	1	4	14
12	18	17	0	0	1	4	22

Исходные данные для проведения оценки ПСС по вариантам с СГО												
Варианты	Угол наклона				Длина УГУС				Радиус контура питания			
	1 УГС	2 УГС	3 УГС	4 УГС	1 УГС	2 УГС	3 УГС	4 УГС	1 УГС	2 УГС	3 УГС	4 УГС
5	90				200				400			
6	90				200				400			
7	90				200				400			
8	90	90			200	200			400	400		
9	90	90			200	200			400	400		
10	90	90			200	200			400	400		
11	90	90	90	90	200	200	200	200	400	400	400	400
12	90	90	90	90	200	200	200	200	400	400	400	400

дике представлены в таблице 2. Для оценки ПСС по объемной методике необходимо задать угол наклона, длину и радиус контура питания по каждому УГУС СГО.

Результаты оценки ПСС, полученной по традиционной и объемной методикам приведены на рисунке 3.

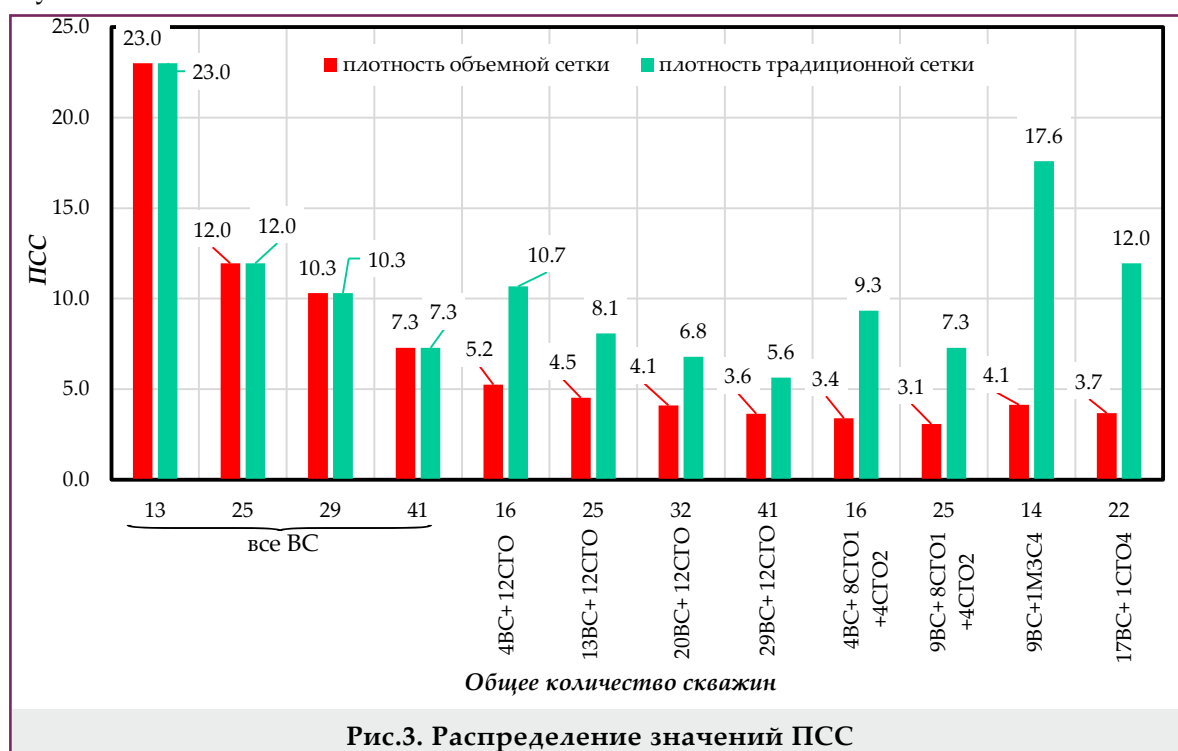


Рис.3. Распределение значений ПСС

Из рисунка 3 видно, что для вариантов с размещением ВС (частный случай при $\alpha = 0$) ПСС по обеим методикам имеет одинаковые значения – 23, 12, 10, 7 га/скв., соответственно. Для вариантов с размещением СГО с одним и более УГС ПСС по данным методикам значительно различается. Так, например, в варианте с размещением 4 ВС

и 12 СГО с одним УГС ПСС равна 5.2 и 11 га/скв., соответственно. В варианте с размещением 4 ВС, 8 СГО с одним УГС и 4 СГО с двумя УГС ПСС имеет значения, равные 3.4 и 9 га/скв., соответственно. Для варианта с размещением 17 ВС и 1 СГО с 4 УГС ПСС имеет значения, равные 3.7 и 12 га/скв.

Выводы

1. Предложена формула для расчета коэффициента сетки, которая позволит более детально оценить КИН в формуле (1) при проектировании разработки залежей нефти с бурением скважин с горизонтальным окончанием.

2. Значительные различия ПСС объясняются тем, что в общепринятом определении ПСС (формула (3)) не учитывается объемный характер притока нефти к СГО с одним или несколькими УГС. Методика объемного определения ПСС через зенитный угол наклона, радиус контура дренирования и длину УГС позволяет учитывать объемный характер притока нефти к СГО, что подтверждено полученными результатами геолого-гидродинамического моделирования на программном комплексе Tempest фирмы Roxar.

Литература

1. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
2. Султанов, С. А., Мухарский, Э. Д., Лысенко, В. Д., Буторин, О. И. (1977). Методика определения конечного коэффициента нефтеотдачи. *Бугульма: ТатНИПИнефть*.
3. 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.
4. Керимов, Н. С., Гусейнова, Д. Ф., Юсифова, Ш. Ф. (2013). Оценка начальных извлекаемых запасов горизонта верхний мел месторождения «Мурадханлы» методами моделирования. *SOCAR Proceedings*, 2, 56-59.
5. Муслимов, Р. Х. (2005). Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. *Казань: ФЭН*.
6. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.
7. РД 39-0147035-214-86. (1986). Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. *Москва: ВНИИ*.
8. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

References

1. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeynalov, E. (2019). Primer on Enhanced Oil Recovery. *Gulf Professional Publishing*.
2. Sultanov, S. A., Mukharsky, E. D., Lysenko, V. D., Butorin, O. I. (1977). Procedure of determination of final oil recovery. *Bugulma: TatNIPIneft Publ*.
3. 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.
4. Kerimov, N. S., Huseynova, D. F., Yusifova, Sh. F. (2013). Estimation of the initial recoverable reserves of the top chalk horizon of «Muradkhanli» oilfield using modeling methods. *SOCAR Proceedings*, 2, 56-59.
5. Muslimov R. Kh. (2005). Modern methods of oil recovery increasing: design, optimization and performance evaluation. *Kazan: FEN Publ*.
6. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.
7. RD 39-0147035-214-86. (1986). Guidelines for calculation of oil recovery factor. *Moscow: VNII Publ*.
8. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

9. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.
10. 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.
11. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.
12. Щелкачев, В. Н. (1974). Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещение. *Нефтяное хозяйство*, 6, 26-29.
13. Хакимзянов, И. Н., Хисамов, Р. С., Ибатуллин, Р. Р. и др. (2011). Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений. *Казань: ФЭН*.
14. Хабибрахманов, А. Г., Зарипов, А. Т., Хакимзянов, И. Н. и др. (2019). Оценка эффективности уплотнения сетки скважин на низкопроницаемых карбонатных коллекторах (на примере месторождений Республики Татарстан). *Казань: Слово*.
15. 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.
16. Хамитов, И. Г., Щекатурова, И. Ш., Федоренко, Н. В. (2014). Численное исследование плотности сетки скважин с учетом многоствольных скважин на примере месторождения Западной Сибири. *Нефтепромысловое дело*, 2, 15-18.
17. Вышенская, М. И. (2013). Определение плотности сетки при разработке месторождения горизонтальными скважинами. *Бурение и нефть*, 9, 26-30.
18. Мулявин, С. Ф. (2012). Методика расчета коэффициента охвата для систем разработки с горизонтальными скважинами. *Нефтепромысловое дело*, 5, 27-30.
19. 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.
20. 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.
9. Andreev, A. V., Mukhametshin, V. Sh., Kotenev, Yu. A. (2016). Deposit productivity forecast in carbonate reservoirs with hard to recover reserves. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.
10. 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 TPU. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30–36.
11. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S. B. (2016). Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33–39.
12. Chelkachev, V.N. (1974). Influence of well grid density and their placement on oil recovery. *Oil Industry*, 6, 26-29.
13. Khakimzyanov, I. N., Khisamov, R. S., Ibatullin, R. R., et al. (2011). Science and practice of application of branched and multilateral wells when developing oil fields. *Kazan: FEN Publ*.
14. Khabibrakhmanov, A. G., Zaripov, A. T., Khakimzyanov, I. N., et al. (2019). 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*.
15. 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.
16. Khamitov, I. G., Shchekaturova, I. Sh., Fedorenko, N. V. (2014). Numerical study of well spacing density with account of multilateral wells by the example of Western Siberia fields. *Oilfield Engineering*, 2, 15-18.
17. Vyshenskaya, M. I. (2013). Definition grid density while field development horizontal wells. *Burenie i Neft*, 9, 26-30.
18. Mulyavin, S. F. (2012). Method of surface efficiency calculation for development systems with horizontal wells. *Oilfield Engineering*, 5, 27-30.
19. 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.
20. 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.

Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами

И.Н.Хакимзянов^{1,2}, В.Ш.Мухаметшин², Р.Н.Бахтизин², Р.И.Шешдинов¹

¹«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина, Бугульма, Россия;

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В статье предложена формула для определения объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. С целью сопоставления плотности сетки скважин (ПСС), полученной по традиционной и по объемной методикам, были рассмотрены 12 вариантов для разработки опытного участка Ямашинского месторождения с различным размещением вертикальных скважин и скважин с горизонтальным окончанием (СГО). По результатам расчетов получены весомые различия в значениях ПСС, что подтверждает то, что в общепринятом определении ПСС не учитывается объемный характер притока нефти к СГО с одним или несколькими условно-горизонтальными стволами (УГС). В методике объемного определения ПСС через зенитный угол наклона, радиус контура дренирования и длину УГС, учитывается объемный характер притока нефти к СГО.

Ключевые слова: плотность сетки скважин, коэффициент сетки скважин, скважина с горизонтальным окончанием, коэффициент охвата, радиус контура питания, объемная методика.

Neft yataqlarının horizontal quyularla işlənməsi zamanı son neftçixarma əmsalının qiymətləndirilməsi üçün quyular şəbəkəsinin həcm əmsalının müəyyənəndirilməsi

İ.N.Hakimzyanov^{1,2}, V.Ş.Muxametsin², R.N.Baxtizin², R.İ.Şeşdirov¹

¹V.D.Şaşına adına «Tatneft» İSC-nin «Tatar Neft Elmi Tədqiqat Layihə İnstitutu», Bugulma, Rusiya;

²Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə horizontal quyuları olan neft yataqlarının işlənməsi zamanı son neftçixarma əmsalının qiymətləndirilməsi üçün quyular şəbəkəsinin həcm əmsalını müəyyənəndirən düstur təklif olunur. Ənənəvi və həcmi metodikalar vasitəsilə alınmış quyular şəbəkəsinin sıxlığını (QŞS) müqayisə etmək məqsədilə Yamaşinskiy yatağının müxtəlif şaquli quyular (ŞQ) və horizontal sonluqlu quyular (HSQ) yerləşmələri ilə olan sınaq sahəsinin işlənməsi üçün 12 varianta baxılmışdır. Hesablamaların nəticələrinə əsasən QŞS-nin qiymətlərində əhəmiyyətli fərqlər alınmışdır ki, bu da QŞS-nin ümumi qəbul edilmiş təyininə bir və ya bir neçə şərti horizontal lüləsi (ŞHL) olan HSQ-ya neft axınının həcm xarakterinin nəzərə alınmadığını təsdiqləyir. QŞS-nin həcmnin zenit meyl bucağı, drenaj konturunun radiusu və ŞHL-nin uzunluğu ilə müəyyənəndirilməsi metodikasında HSQ-ya neft axınının həcm xarakteri nəzərə alınır.

Açar sözlər: quyular şəbəkəsinin sıxlığı, quyular şəbəkəsinin əmsalı, horizontal sonluqlu quyular, əhatə əmsalı, qidalandırma konturunun radiusu, həcm metodikası.