

УДК 622.276.1/4(470.41)

РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ОБЪЕКТУ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Леванова Е.В.

*Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск
e-mail: evgeniyalevanova@rambler.ru*

Аннотация. *С целью изучения вопросов нефтеизвлечения в настоящей статье представлен ретроспективный анализ процесса выработки запасов нефти девонских отложений одной из площадей уникального Ромашкинского месторождения. Прогноз добычи нефти проводился на основе функциональных зависимостей (характеристик вытеснения); для анализа были использованы среднеарифметические значения 5 лучших зависимостей, определенных по критерию Тейла. Полученные в ходе проведенного анализа результаты позволяют оценить перспективы оптимизации разработки изучаемых объектов.*

Ключевые слова: *процесс выработки запасов нефти, коэффициент извлечения нефти, КИН, терригенные отложения верхнего девона, характеристики вытеснения, ретроспективный анализ*

Проблема выработки запасов нефти продуктивных пластов месторождений, вступивших на позднюю стадию разработки, весьма обширна. Извлечение нефти зависит не только от состава и физико-химических свойств нефтей, геологических условий залегания, неоднородности и расчлененности эксплуатационных объектов, но также и от существующей системы заводнения, режима разработки, применения методов увеличения нефтеизвлечения и воздействия на призабойную зону пласта, методов оптимизации плотности сетки скважин, применения способов и технических средств в эксплуатации скважин и т.д.

Супергигантское Ромашкинское месторождение по степени выработки запасов девонских отложений находится на завершающей стадии разработки (выработка объектов составляет более 80 %). Оно разделено на двадцать одну самостоятельную площадь [1], главная задача дальнейшей разработки которых заключается в том, чтобы эффективно извлечь максимально возможное количество нефти, а значит достичь и по возможности увеличить официально утвержденный уровень конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) пластов. Для изучения вопросов нефтеизвлечения значительный интерес представляет ретроспективный анализ выработки запасов нефти и оценка эффективности эксплуатации объектов уникального Ромашкинского месторождения.

В настоящей статье для анализа процесса выработки запасов нефти рассматривается одна из центральных площадей Ромашкинского месторождения.

Основными объектами разработки данной площади, как и всего Ромашкинского месторождения, являются продуктивные терригенные отложения пашийского и кыновского горизонтов верхнего девона [1]. За 60-летнюю историю добычи нефти на данной площади отобрано более 91 % извлекаемых запасов при текущем КИН – 0,46 и среднегодовой обводненности v – 81,6 %. На данной площади выделено 7 блоков (объектов), которые на сегодняшний день по многим причинам имеют разную выработку запасов нефти. Следует отметить, что основными причинами различной выработки данных объектов являются осуществление разработки объектов (разбуривание, применение на них системы заводнения, различных геолого-технических мероприятий и т.д.) в разное время, а также отличие объектов по геолого-физическим (наличие запасов водонефтяных зон, степень неоднородности объектов разработки и др.) и технологическим (система размещения скважин, методы эксплуатации и др.) факторам.

При проведении ретроспективного анализа все объекты площади были приведены к равным условиям. Было принято, что дебит по жидкости достигнутый на сегодняшний день для всех блоков со временем останется неизменным $Q_{ж} = \text{const}$ и спрогнозирована добыча нефти до обводненности $v = 90$ %.

Прогноз добычи нефти проводился на основе интегральных зависимостей (характеристик вытеснения) в предположении, что на объектах будет применяться существующая система разработки. С целью выбора оптимальных функциональных зависимостей для расчета добычи нефти, наилучшим образом прогнозирующих процесс разработки выбранных объектов, были использованы 20 различных зависимостей [2, 3, 4, 5]:

$$\begin{aligned}
 Q_H &= A+B * \ln Q_{ж}; \\
 Q_H &= A+B * \ln Q_B; \\
 Q_H &= A+B * (Q_B/Q_{ж}); \\
 Q_H &= A+B * (1/\sqrt{Q_{ж}}); \\
 Q_{ж}/Q_H &= A+B * Q_B; \\
 Q_H &= A+B/Q_{ж}; \\
 Q_{ж}/Q_H &= A+B * \ln(Q_{ж}); \\
 \ln(Q_B) &= A+B * \ln(Q_H); \\
 \ln(Q_H) &= A+B * \ln(Q_{ж}); \\
 Q_H &= A+B * Q_{ж}; \\
 \ln(Q_B/Q_H) &= A+B * Q_H; \\
 Q_{ж}/Q_H &= A+B * Q_{ж}; \\
 Q_B/Q_H &= A+B * Q_{ж}; \\
 Q_B/Q_H &= A+B * Q_H; \\
 Q_{ж}/Q_H &= A+B * Q_{ж}; \\
 \ln(Q_B/Q_H) &= A+B * \ln Q_H; \\
 \ln(Q_H/Q_{ж}) &= A+B * Q_H;
 \end{aligned}$$

$$Q_n = A + B * (Q_{ж})^{0,5};$$

$$Q_n / Q_{ж} = A + B * Q_n;$$

$$Q_n = A * Q_{ж} / (B + Q_{ж}),$$

где Q_n – величина накопленной добычи нефти по объекту, Q_b – величина накопленной добычи воды по объекту; $Q_{ж}$ – величина накопленной добычи жидкости по объекту; A, B – коэффициенты, определенные с использованием метода наименьших квадратов.

Выбор интервала аппроксимации данных предыстории определялся не только стремлением к достижению высоких параметров математического качества аппроксимации, но и предварительным анализом проводимых на объектах мероприятий. В качестве критерия при выборе лучших кривых из заданных использовался критерий Тейла, в соответствии с которым для данных объектов определено, что лучшим образом подходят следующие функциональные зависимости:

$$Q_n = A + B * \ln(Q_{ж});$$

$$\ln(Q_n) = A + B * \ln(Q_{ж});$$

$$Q_{ж} / Q_n = A + B * Q_{ж};$$

$$Q_n = A + B * (Q_{ж})^{0,5};$$

$$(Q_n / Q_{ж}) = A + B * Q_n;$$

Для анализа прогноза нефти и коэффициента нефтеизвлечения по блокам были использованы среднеарифметические значения данных кривых.

Результаты расчета и анализ данных

Результаты проведенного расчета и анализа промысловых данных по объектам представлены в сопоставительной табл. 1, а также на рис. 1а-г.

Таблица 1. Показатели объектов при обводненности $v = 90 \%$ и $Q_{ж} = \text{const}$

| № объекта (блока) | КИН, % | Запасы на 1 скважину, тыс.т. | Прогнозная дата выработки | Соотношение нагнетательных - добывающих скважин | Соотношение закачка-отбор за год | Накопленное соотношение закачка-отбор с начала разработки |
|-------------------|--------|------------------------------|---------------------------|---|----------------------------------|---|
| 1 | 49,71 | 384,752 | 2095 | 0,84 | 156,23 | 105,02 |
| 2 | 49,16 | 364,278 | 2039 | 0,64 | 97,00 | 104,15 |
| 3 | 53,56 | 447,943 | 2043 | 0,74 | 94,34 | 105,26 |
| 4 | 64,27 | 626,073 | 2195 | 0,89 | 170,32 | 107,36 |
| 5 | 53,73 | 344,158 | 2088 | 0,65 | 120,04 | 102,50 |
| 6 | 52,38 | 491,247 | 2032 | 0,59 | 129,49 | 106,01 |
| 7 | 50,58 | 281,375 | 2087 | 0,57 | 101,53 | 70,72 |
| среднее | 53,44 | 441,654 | 2072 | 0,72 | 122,58 | 104,47 |

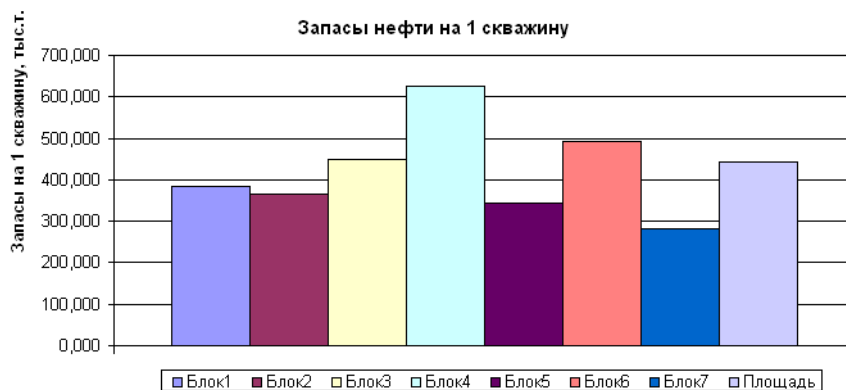


Рис. 1а. Запасы нефти на одну скважину по объектам площади

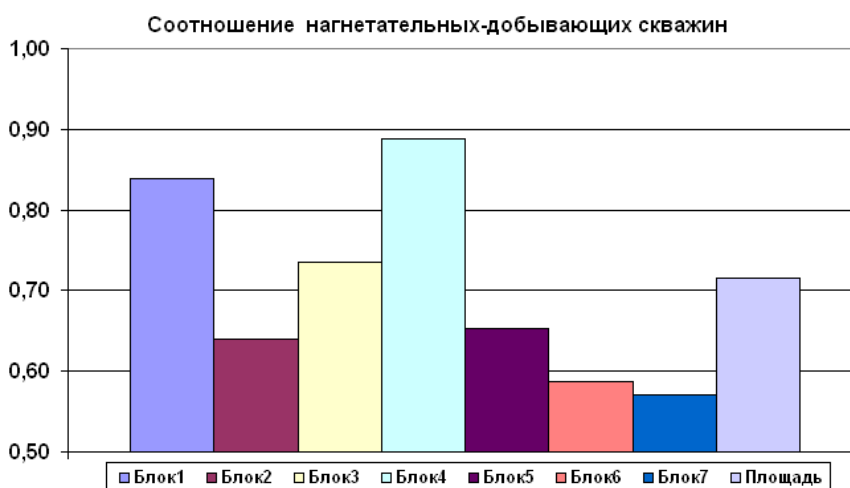


Рис. 1б. Соотношение «нагнетательных – добывающих» скважин по объектам площади

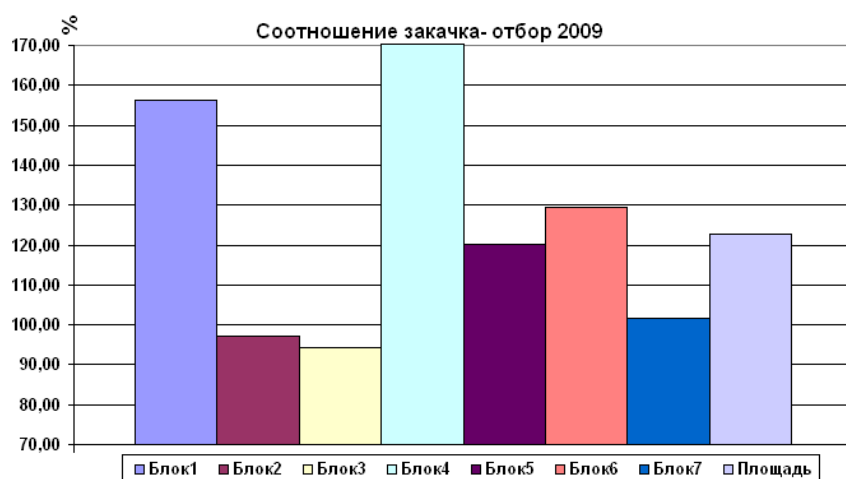


Рис. 1в. Соотношение «закачка – отбор» за год по объектам площади

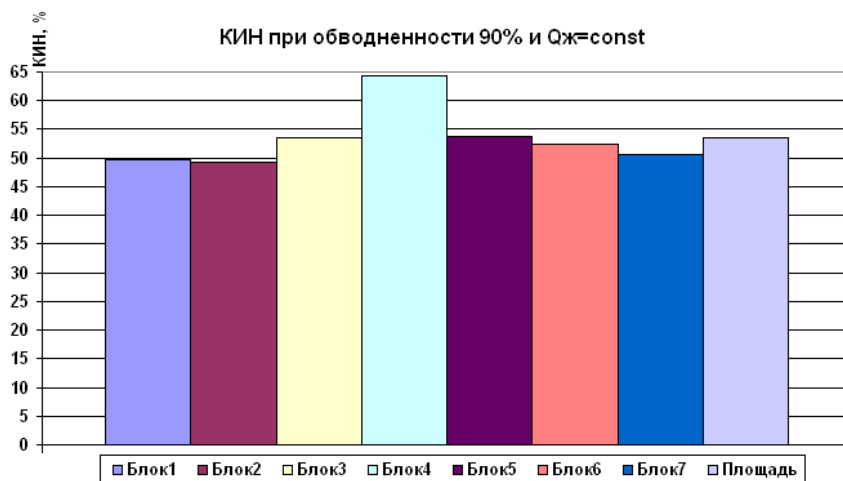


Рис. 1г. Величина КИН при условиях $v = 90\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$ по объектам площади

Если полученные при расчете значения КИН нанести на схему расположения анализируемых объектов (рис. 2), то наглядно видно, что величина нефтеизвлечения меняется с северо-запада площади на юго-восток.

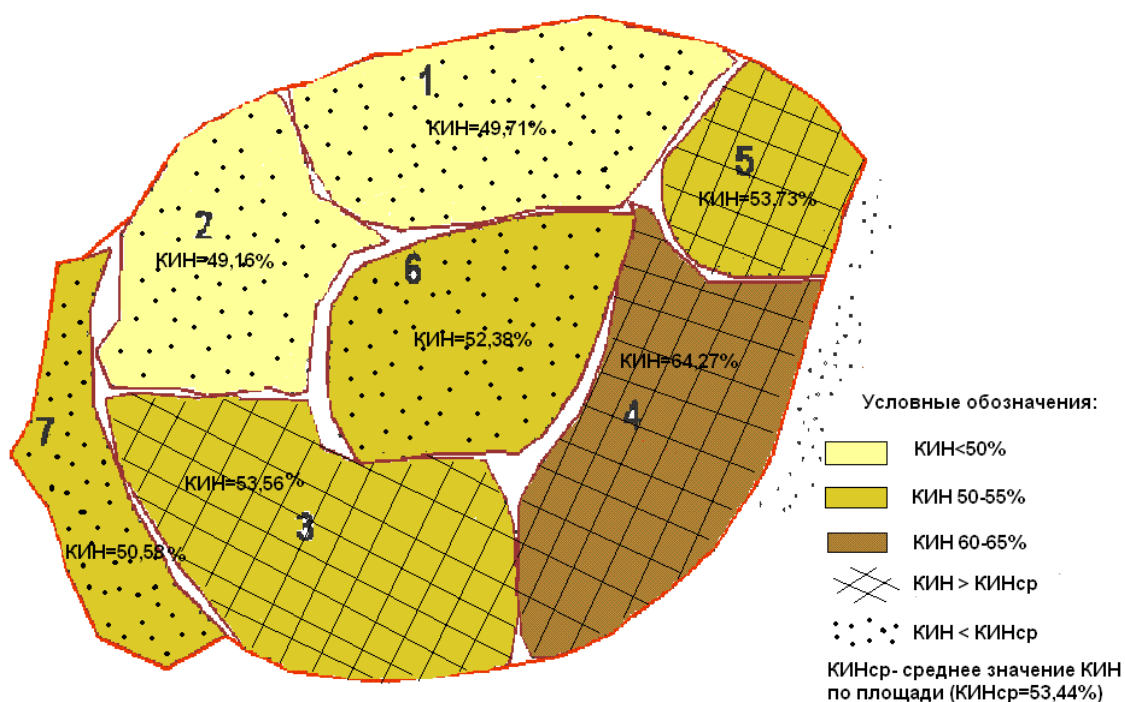


Рис. 2. КИН при $v = 90\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$ на схеме расположения объектов

В результате анализа данных (табл. 1) при условиях $v = 90\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$ можно сделать следующие выводы:

- Коэффициент извлечения нефти на блоках № 3, № 4, № 5 имеет значение выше, чем среднее значение КИН по площади.

– На блоках № 3, № 4, № 6 запасы нефти на одну скважину составляют больше среднего значения по площади.

– На блоках №1, №3 и №4 соотношение нагнетательных к добывающим скважинам является выше среднего значения по площади.

– На блоках № 1, № 4 и № 6 соотношение закачка-отбор выше среднего по площади значения.

– Блок № 4 представляет наибольший интерес. На данном объекте имеется наибольший коэффициент извлечения нефти, наибольшие удельные запасы на скважину, наибольшее соотношение нагнетательных к добывающим скважинам и соотношение закачка-отбор. Таким образом, можно сказать, что существующая система разработки, внедряемые геолого-технические мероприятия на данном эксплуатационном объекте являются наиболее оптимальными для данных условий.

– Значимый интерес представляет также блок № 5. Если на блоке № 4 высокий КИН достигается максимальным соотношением «закачка – отбор», максимальным соотношением «нагнетательных – добывающих» скважин, а также большими запасами нефти на скважину, то на блоке № 5 обратная ситуация. Блок № 5 имеет также коэффициент извлечения нефти выше среднего КИН по площади, но при этом имеет меньшие удельные запасы нефти на одну скважину, минимальное соотношение «закачка – отбор» и минимальное соотношение «нагнетательных – добывающих скважин».

Подобные расчеты по данным объектам были проведены для условий $Q_{ж} = \text{const}$ и $v = 91\%$ (табл. 2) и для условий $Q_{ж} = \text{const}$ и $v = 92\%$ (табл. 3). По объекту № 4 для условий $Q_{ж} = \text{const}$ и $v = 92\%$ не рассчитаны значения КИН в связи с необходимостью проведения долгосрочного прогноза, который может дать нереальную оценку (но на данном объекте значения КИН при $v = 91\%$ уже выше, чем среднее значение КИН по площади при $v = 92\%$). Анализ данных расчета позволяет сделать выводы, аналогичные тем, которые были получены ранее для условий $v = 90\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$, т.е.:

– КИН по анализируемым объектам возрастает с северо-запада на юго-восток (рис. 3-4);

– КИН на блоках № 3, № 4, № 5 имеет значение выше, чем среднее значение КИН по площади (рис. 5а);

– На блоках № 3, № 4, № 6 величина удельных запасов нефти больше средней величины по площади (рис. 5б).

Кроме того, если сравнить полученные при расчете прогнозные КИН с конечными проектными величинами КИН (табл. 4) объектов, то можно сделать вывод о том, что КИН при условиях $v = 91\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$ по всем объектам является выше уровня конечного КИН пластов.

Таблица 2. Показатели объектов при обводненности $v = 91\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$

| № объекта (блока) | КИН, % | Запасы на 1 скважину, тыс.т. | Прогнозная дата выработки | Соотношение «нагнетательных – добывающих» скважин | Соотношение «закачка – отбор» за год | Накопленное соотношение «закачка – отбор» с начала разработки |
|-------------------|--------|------------------------------|---------------------------|---|--------------------------------------|---|
| 1 | 51,55 | 399,005 | 2095 | 0,84 | 156,23 | 105,02 |
| 2 | 50,79 | 376,388 | 2039 | 0,64 | 97,00 | 104,15 |
| 3 | 55,37 | 463,013 | 2043 | 0,74 | 94,34 | 105,26 |
| 4 | 67,48 | 657,415 | 2195 | 0,89 | 170,32 | 107,36 |
| 5 | 56,11 | 359,392 | 2088 | 0,65 | 120,04 | 102,50 |
| 6 | 53,77 | 504,328 | 2032 | 0,59 | 129,49 | 106,01 |
| 7 | 52,96 | 294,630 | 2087 | 0,57 | 101,53 | 70,72 |
| среднее | 54,71 | 457,853 | 2086 | 0,72 | 122,58 | 104,47 |

Таблица 3. Показатели объектов при обводненности $v = 92\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$

| № объекта (блока) | КИН, % | Запасы на 1 скважину, тыс.т. | Прогнозная дата выработки | Соотношение «нагнетательных – добывающих» скважин | Соотношение «закачка – отбор» за год | Накопленное соотношение «закачка – отбор» с начала разработки |
|-------------------|--------|------------------------------|---------------------------|---|--------------------------------------|---|
| 1 | 53,67 | 415,441 | 2166 | 0,84 | 156,23 | 105,02 |
| 2 | 52,60 | 389,786 | 2077 | 0,64 | 97,00 | 104,15 |
| 3 | 57,45 | 480,451 | 2082 | 0,74 | 94,34 | 105,26 |
| 5 | 58,99 | 377,837 | 2128 | 0,65 | 120,04 | 102,50 |
| 6 | 55,49 | 520,427 | 2070 | 0,59 | 129,49 | 106,01 |
| 7 | 55,67 | 309,687 | 2146 | 0,57 | 101,53 | 70,72 |
| среднее | 56,79 | 476,319 | 2122 | 0,72 | 122,58 | 104,47 |

Таблица 4. Величины прогнозных и конечного КИН по объектам

| № объекта (блока) | Прогнозный КИН при условиях $v = 90\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$, % | Прогнозный КИН при условиях $v = 91\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$, % | Прогнозный КИН при условиях $v = 92\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$, % | Проектный конечный КИН, % |
|-------------------|---|---|---|---------------------------|
| 1 | 49,71 | 51,55 | 53,67 | 48,84 |
| 2 | 49,16 | 50,79 | 52,60 | 49,36 |
| 3 | 53,56 | 55,37 | 57,45 | 51,87 |
| 4 | 64,27 | 67,48 | 67,48 | 51,43 |
| 5 | 53,73 | 56,11 | 58,99 | 49,92 |
| 6 | 52,38 | 53,77 | 55,49 | 52,19 |
| 7 | 50,58 | 52,96 | 55,67 | 50,98 |
| среднее | 53,44 | 54,71 | 56,79 | 50,93 |

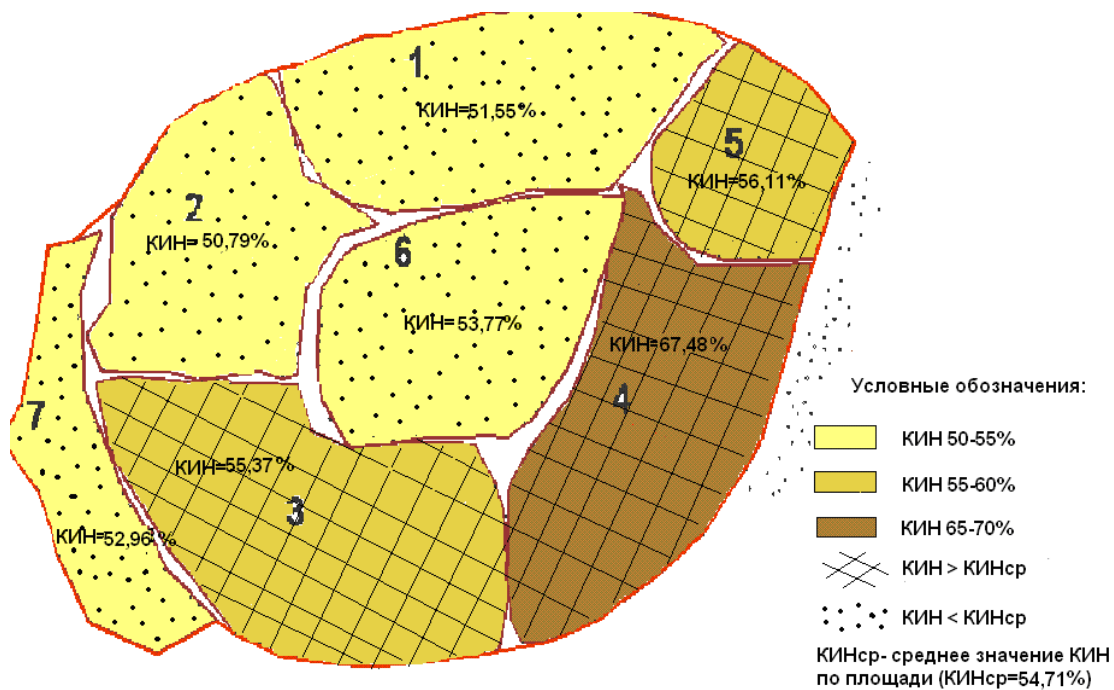


Рис. 3. КИН при $v = 91\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$ на схеме расположения объектов

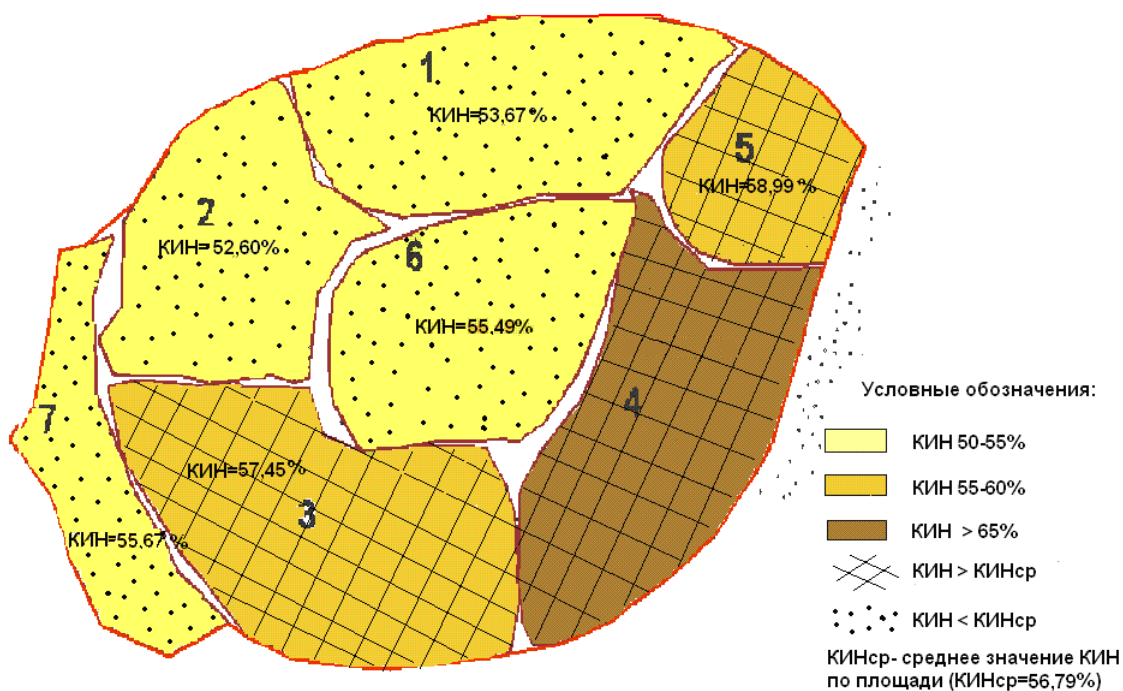


Рис. 4. КИН при $v = 92\%$ и $Q_{ж} = \text{const}$ на схеме расположения объектов

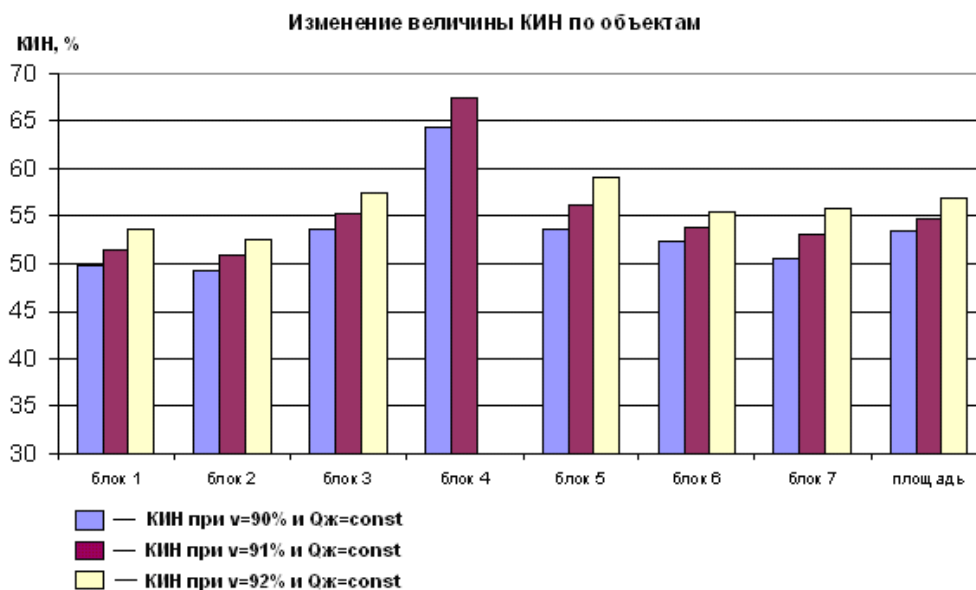


Рис. 5а. Величина КИН для различных условий по объектам площади

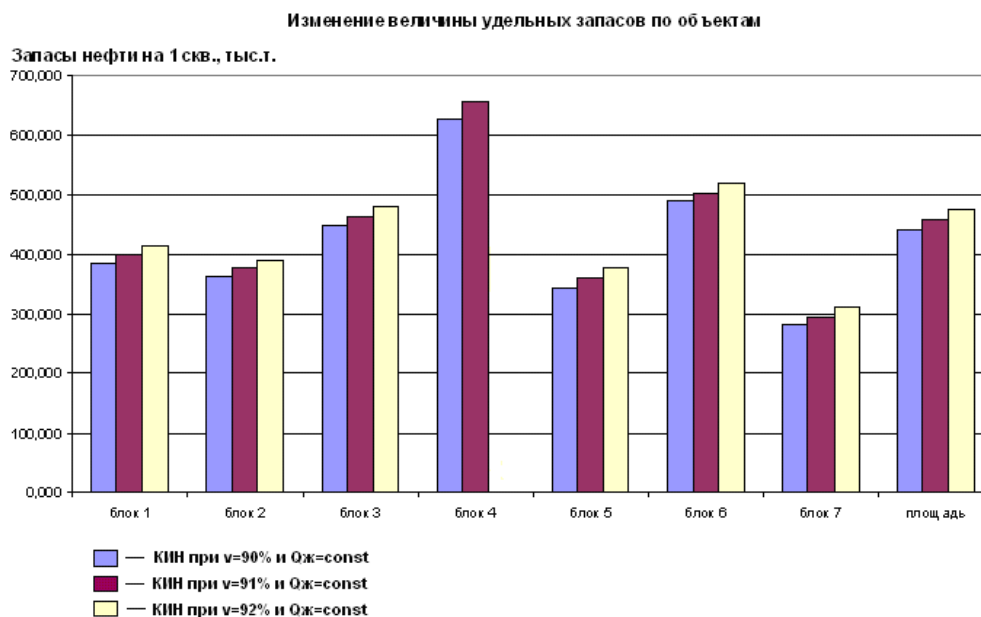


Рис. 5б. Величина запасов нефти на одну скважину для различных условий по объектам площади

Полученная закономерность в росте КИН с северо-запада на юго-восток требует дальнейших исследований для корректного объяснения.

Выводы

Таким образом, в ходе проведенного анализа эксплуатационных объектов отложений девона одной из площадей Ромашкинского месторождения получены следующие результаты:

1. Выявлена закономерность увеличения КИН с северо-запада на юго-восток;
2. Величина КИН на объектах №3, №4, №5 является выше средней величины по площади;
3. Объекты №3, №4, №6 имеют удельные запасы нефти выше среднего значения по площади;
4. Максимальные значения КИН получены на объекте №4, который характеризуется оптимальными для этого показателями: максимальными значениями запасов нефти на одну скважину, максимальным соотношением нагнетательных к добывающим скважинам и максимальным соотношением закачка-отбор;
5. Объект №5 характеризуется высокой величиной КИН при сравнительно низких запасах нефти на одну скважину и минимальном соотношении нагнетательных к добывающим скважинам;
6. Величина КИН при условиях $v=91\%$ и $Q_{ж}=\text{const}$ по всем объектам превышает утвержденный уровень конечного коэффициента нефтеизвлечения.
7. Полученные результаты позволяют оценить перспективы оптимизации разработки блоков данной площади.

Литература

1. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. Том 1. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 492 с.
2. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. М.: ВНИИнефть, 1993. 76 с.
3. Методика оценки эффективности применения технологий увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений Республики Татарстан. Альметьевск. ТатНИПИнефть, 1999. 146 с.
4. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. М.: «Недра-Бизнесцентр», 2004. 292 с.
5. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. С. 613-619.

RETROSPECTIVE ANALYSIS OF DEVONIAN DEPOSITS RECOVERY AT ROMASHKINSKOYE OIL FIELD

E.V. Levanova

Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

e-mail: evgeniyalevanova@rambler.ru

Abstract. *This article presents a retrospective analysis of Devonian deposits development at one of the unique Romashkinskoye field areas done with the aim of studying some of the challenging issues of oil extraction. Oil production forecast was based on functional dependencies (characteristics of displacement); 5 best relationships defined by Theil criteria for the analysis of arithmetical mean values were used. Results obtained in the course of the research make it possible to assess the prospects for optimizing the deposits development.*

Keywords: *deposits recovery, oil recovery factor, terrigenous deposits, Upper Devonian, displacement characteristics, retrospective analysis*

References

1. Muslimov R.Kh., Shavaliyev A.M., Khisamov R.B., Yusupov I.G. Geologiya, razrabotka i ekspluatatsiya Romashkinskogo neftyanogo mestorozhdeniya. Tom 1. (Geology, development and exploitation of Romashkinskoye oil field. Vol. 1). Moscow: VNIIOENG, 1995. 492 p.
2. Metodicheskoe rukovodstvo po otsenke tekhnologicheskoi effektivnosti primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov (Methodological guidance on the assessment of technical efficiency of enhanced oil recovery methods). Moscow: VNIIneft, 1993. 76 p.
3. Metodika otsenki effektivnosti primeneniya tekhnologii uvelicheniya nefteotdachi pri razrabotke mestorozhdenii Respubliki Tatarstan (Method of estimation the effectiveness of enhanced oil recovery technology in the development of oil fields of the Republic of Tatarstan). Almetyevsk. TatNIPIneft, 1999. 96 p.
4. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Takhautdinov Sh.F., Khisamov R.S. Uvelichenie nefteotdachi na pozdnei stadii razrabotki mestorozhdenii. Teoriya. Metody. Praktika (Increased oil production at the late stage of field development. Theory. Methods. Practice). Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. 292 p.
5. Muslimov R.Kh. Sovremennye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti (Modern methods to improve oil recovery: planning, optimization and performance evaluation). Kazan: "Fan" Publishing house of Academy of Sciences of the Republic Tatarstan, 2005. pp. 613-619.