

УДК 622.276.5; 622.276.6



О ПЕРСПЕКТИВАХ ДОРАЗРАБОТКИ I БЛОКА ГОРИЗОНТА КС_в МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ПИРАЛЛАХИ»

Н.И.Гусейнова, А.А.Гаджиев, А.Т.Самедзаде
(НИПИ «Нефтегаз»)

В работе изложены результаты анализа потенциальных (резервных) возможностей дополнительной добычи нефти на скважинах одного из участков нефтяного месторождения «Пираллахи». В результате анализа характера и степени дренируемости пласта на данном участке было проведено разбиение добывающих скважин на группы, в рамках которых можно локализовать проведение мероприятий по повышению нефтедобычи и уменьшению воды в добываемой продукции. Предложены мероприятия по интенсификации притока нефти, позволяющие ввести коррективы в систему разработки на рассматриваемом участке.

Ключевые слова: анализ распределения дебитов, доразработка горизонта, дренируемость пласта, системная обработка скважин.

E-mail: hnaida@rambler.ru

DOI: 10.5510/OGP20140200196

Многие нефтяные месторождения суши Азербайджана имеют вековую историю эксплуатации и находятся на поздней стадии разработки. Практика показывает, что, несмотря на длительную эксплуатацию, подобные объекты имеют перспективы доразработки [1]. Одним из таких объектов, на наш взгляд, является I блок горизонта КС_в месторождения «Пираллахи» НГДУ «Абшероннефть».

Месторождение «Пираллахи» разрабатывается с конца XIX века. Разработка горизонта КС_в I-го блока была начата в 30-е годы прошлого столетия. Интенсивная эксплуатация горизонта приходится на период 1974 - 2006 гг. Безводный период добычи нефти продолжался до 1974 года. С начала разработки рассматриваемого участка в эксплуатации было 35 добывающих скважин. Начальные извлекаемые запасы составляют $1349 \cdot 10^3$ т. К 2013 году накопленная добыча нефти, полученная из этих скважин, составила $191 \cdot 10^3$ т. Таким образом, оценивая извлекаемые и балан-

совые запасы, можно предположить, что данный участок месторождения перспективен с точки зрения его дальнейшей разработки. Необходимо также отметить, что уровень попутной воды, добываемой на данном участке вместе с нефтью, имеет значительный объем. Так, накопленная добыча воды с начала разработки составляет около $204 \cdot 10^3$ т, причем по данным динамики о накопленной добыче на 2013 год на каждую тонну нефти приходится 1.07 т попутной воды и эти цифры имеют тенденцию к росту.

Большое количество воды в продукции скважины приводит к значительному удорожанию себестоимости нефти. Приток воды, разрушая слабосцементированные и рыхлые породы, вызывает усиление пескопроявления и образования песчаных пробок, что приводит к уменьшению межремонтного периода нефтяных скважин. Учитывая эти отрицательные факторы, вопросы изоляции вод стоят особенно остро.

На рисунках 1 и 2 показаны динамика текущей

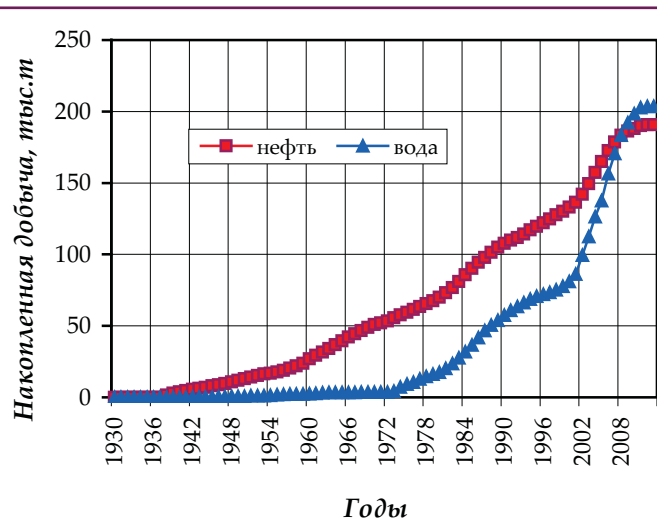


Рис.1. Динамика накопленной добычи

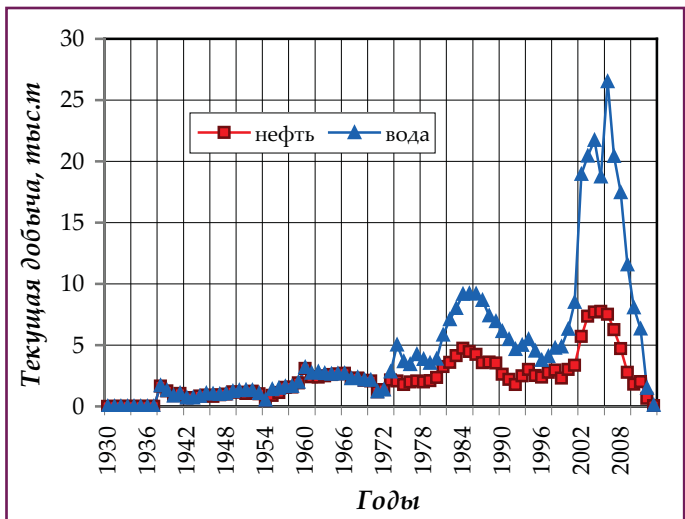
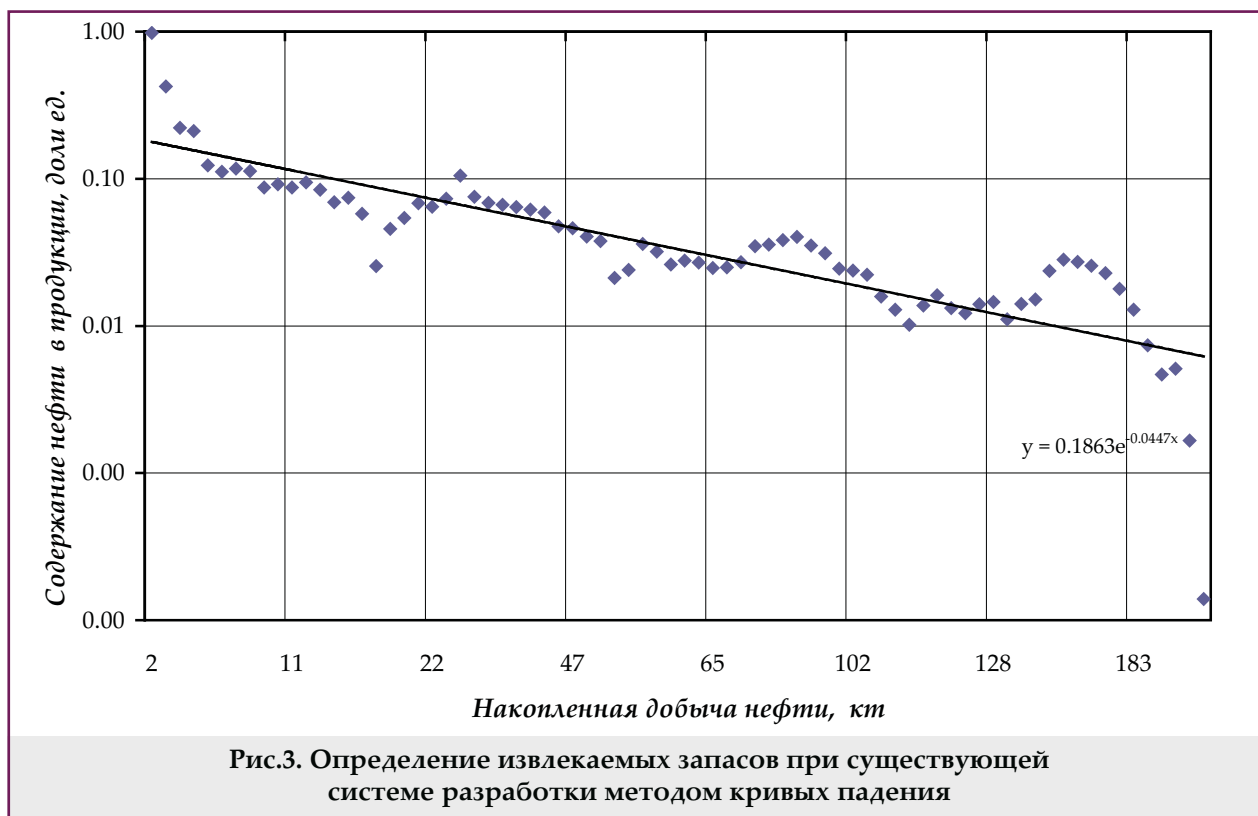


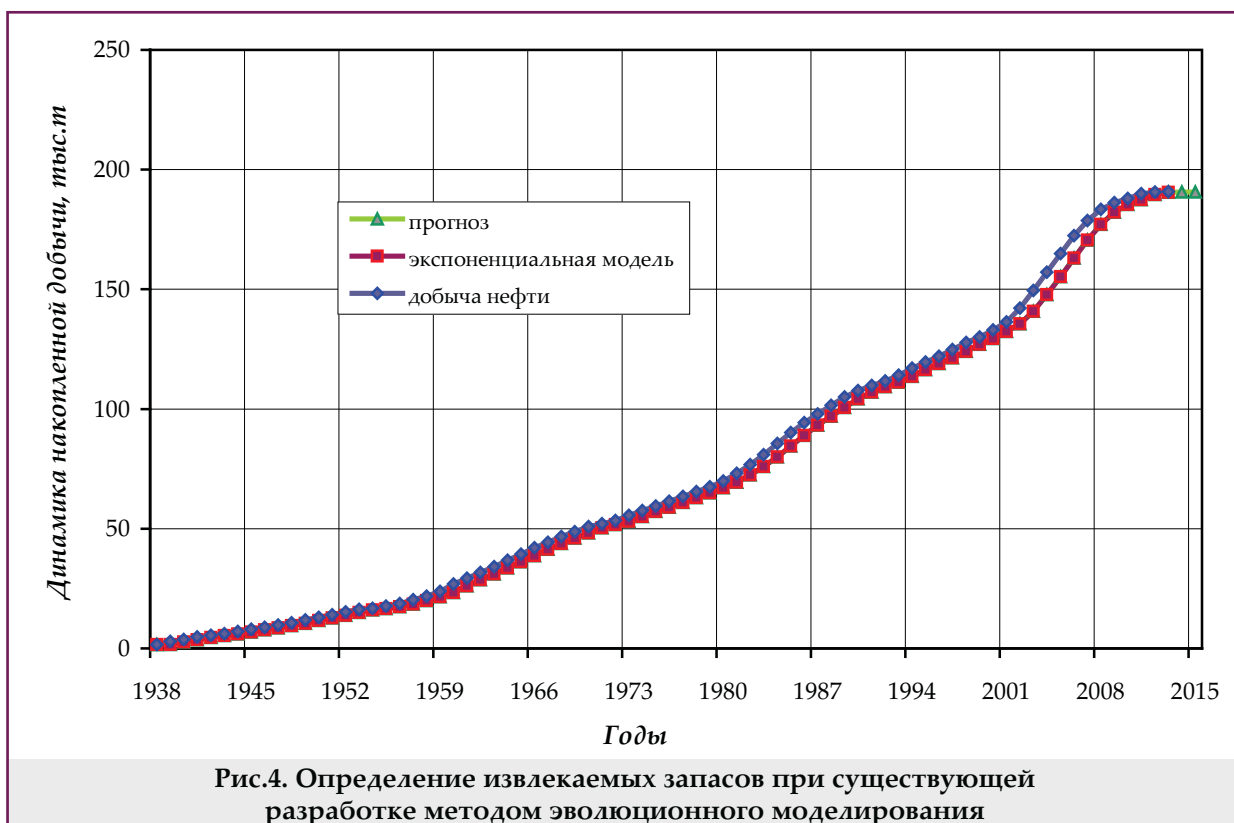
Рис.2. Динамика текущей добычи



и накопленной добычи нефти и воды на рассматриваемом объекте. Увеличение добычи нефти началось в 1998 году с вводом новых скважин, работающих с этого горизонта. Для оценки извлекаемых запасов за период 1938-2013 годы динамика текущей и накопленной добычи описывалась методом кривых падения (decline curve) (рис.3) и экспоненциальной моделью методом эволюционного моделирования, при этом подбирались наиболее удачные из них (рис.4) [2,3]. Используя выбранную модель для интерполяции и учитывая, что с 2010-

2013 гг. изменение аргумента имеет монотонный характер, был сделан вывод, что при существующей системе разработки на рассматриваемом участке дополнительно в текущем году будет добыто около $1.5 - 2 \cdot 10^3$ т нефти. Это составляет около 0.2% от остаточных запасов на данном участке. Поэтому необходимо применение мероприятий по интенсификации притока нефти к скважинам, позволяющих максимально увеличить извлечение остаточных запасов.

Как известно, на стадии проектирования стро-



ительства новых скважин определяют наиболее перспективные для бурения зоны. Для этого составляются карты дренируемости разбуриваемого участка [1]. С их помощью определяют слабодренированные и неподключенные к разработке участки залежи, что в дальнейшем дает возможность принять решение о необходимости новых скважин. Но, учитывая экономический аспект, более целесообразно провести классификацию скважин с различной дренируемостью и в соответствии с этим наметить проведение соответствующих мероприятий. Чтобы наметить план мероприятий, по повышению производительности добывающих скважин на рассматриваемом участке были определены коэффициенты дренируемости для всех скважин. Полученные значения приведенного коэффициента дренируемости скважин группировались методом гиперболического распределения. Каждой i -той добывающей скважине ставится в соответствие значения коэффициента дренируемости G_i (по нефти - G_n , по воде - G_v) и приведенного коэффициента дренируемости P_i (по нефти - P_n , по воде - P_v) [1].

В столбцах 2-3 таблицы представлены результаты расчета приведенных коэффициентов дренируемости по нефти и воде по всем добывающим скважинам, эксплуатируемым на рассматриваемом участке с горизонта KC_v с начала его разработки. Расчет коэффициентов дренируемости по скважинам № 31, 32, 33, 34 не проводился в связи с недостатком исходной информации. При расчете накопленной добычи по участку по этим скважинам брались усредненные значения. Полученные гиперболические зависимости по нефти и воде были спрямлены в двойных логарифмических координатах.

Результаты группирования скважин по коэффициенту дренируемости по нефти P_n и их аппроксимация в логарифмических координатах приведены на рисунке 5, из которого видно, что все скважины можно разделить на три группы:

- $P_n < 0.1$ - низкая дренируемость по нефти (*ндн*). В эту группу вошли скважины № 7, 9, 14, 17, 27, 28, 30.
- $0.1 < P_n < 0.2$ - средняя дренируемость по нефти (*сдв*). К этой группе относятся скважины № 1, 4, 5, 11, 12, 15, 25.
- $P_n > 0.2$ - высокая дренируемость по нефти (*вдн*). К этой группе можно причислить скважины № 2, 3, 6, 8, 10, 13, 16, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 26, 29.

Результаты группирования скважин по коэффициенту дренируемости по воде P_v и их аппроксимация в логарифмических координатах приведены на рисунке 6. В соответствии с критериями группировки, приведенными выше, все скважины на

Таблица
Результаты проведенных расчетов по всем скважинам I блока месторождения «Пираллахи» (горизонт KC_v) НГДУ «Абшероннефть»

Условный номер скважины	Приведенный коэффициент дренируемости		Группа		Решение
	По нефти P_n	По воде P_v	По нефти	По воде	
1	2	3	4	5	6
1	0.114	0.021	ндн	ндв	о
2	0.252	0.062	вдн	ндв	ф
3	1.999	0.314	вдн	вдв	н-з
4	0.145	0.335	сдн	вдв	и
5	0.101	0.280	ндн	вдв	и
6	0.223	0.025	вдн	ндв	ф
7	0.083	0.227	ндн	вдв	и
8	0.629	0.230	вдн	вдв	н-з
9	0.013	0.012	ндн	ндв	о
10	0.211	0.045	сдн	ндв	ф
11	0.107	0.137	ндн	сдв	о
12	0.139	0.074	сдн	ндв	о
13	0.215	0.065	сдн	ндв	ф
14	0.014	0.030	ндн	ндв	о
15	0.107	0.479	ндн	вдв	и
16	0.968	0.429	вдн	вдв	н-з
17	0.086	0.401	ндн	вдв	и
18	0.456	0.156	вдн	сдв	ф
19	0.218	0.188	вдн	сдв	н-з
20	1.256	11.926	вдн	вдв	н-з
21	0.736	1.387	вдн	вдв	н-з
22	0.295	0.750	вдн	вдв	н-з
23	0.295	0.945	вдн	вдв	н-з
24	0.257	0.522	вдн	вдв	н-з
25	0.185	2.630	сдн	вдв	и
26	13.710	68.072	вдн	вдв	н-з
27	0.096	0.861	ндн	вдв	и
28	0.016	0.189	ндн	сдв	и
29	0.429	1.795	вдн	вдв	н-з
30	0.042	0.224	ндн	вдв	и
31					
32					
33					
34					

рассматриваемом участке также были разделены на группы:

- $P_v < 0.5$ - низкая дренируемость по воде (*ндв*). В эту группу вошли скважины № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 28, 30.
- $0.5 < P_v < 1$ - средняя дренируемость по воде (*сдв*). К этой группе относятся скважины № 22, 23, 24, 27.
- $P_v > 1$ - высокая дренируемость по воде (*вдв*). К этой группе можно причислить скважины № 20, 21, 25, 26, 29.

Таким образом, в результате проведенной классификации скважин мы имеем следующие варианты распределения скважин по группам:

1. с высокой дренируемостью по нефти и воде (*вдн-вдв*);
2. с высокой дренируемостью по нефти и низкой по воде (*вдн-ндв*);
3. с низкой дренируемостью по нефти и высокой по воде (*ндн-ндв*);

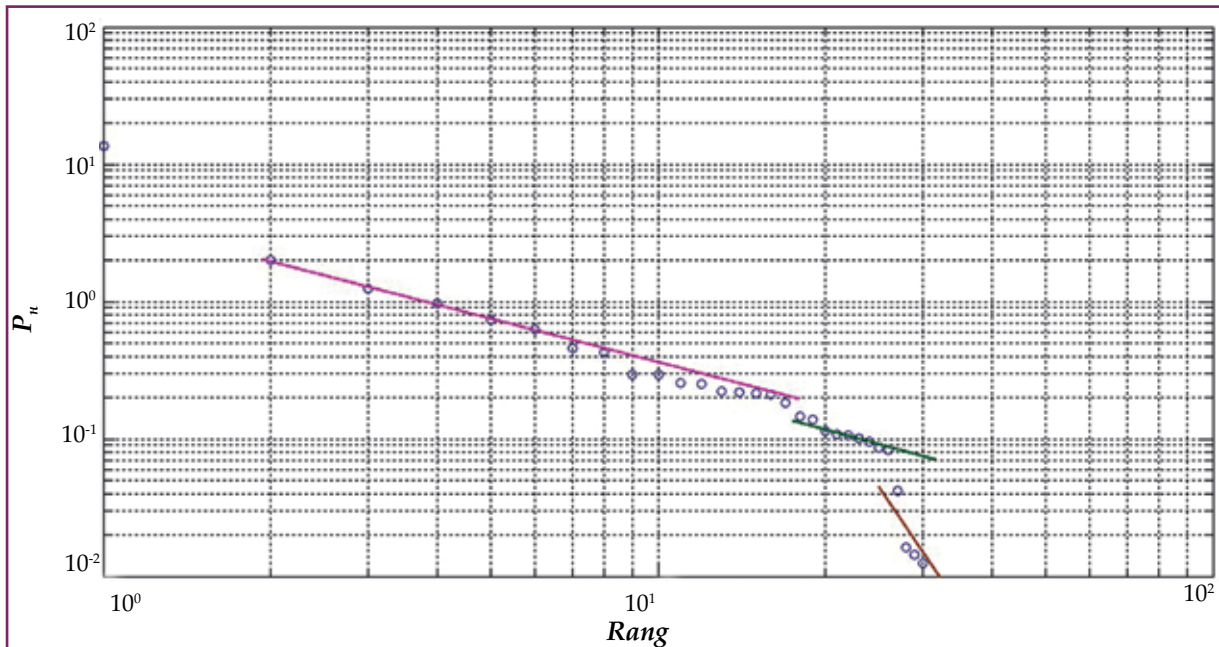


Рис.5. Группирование скважин по коэффициенту дренируемости по нефти методом гиперболического распределения

4. с низкой дренируемостью по нефти и воде (ндн-ндв);
5. со средней дренируемостью по нефти и высокой по воде (сдн-вдв);
6. со средней дренируемостью по нефти и низкой по воде (сдн-вдв);
7. со средней дренируемостью по воде и высокой по нефти (вдн-сдв);
8. со средней дренируемостью по воде и низкой по нефти (ндн-сдв);
9. со средней дренируемостью по нефти и воде (сдн-сдв);

Согласно результатам прогноза методами эволюционного моделирования и кривых падения, восстановление работы скважин с низким и сред-

ним коэффициентами дренируемости по нефти и высокими средним коэффициентами дренируемости по воде позволит повысить производительность скважин по нефти и снизить обводненность добываемой продукции на рассматриваемом участке. Для этого на скважинах необходимо проведение соответствующих мероприятий, например, таких как форсированный отбор жидкости (ϕ), изоляция водопритока (u), обработка призабойной зоны (o). Для скважин с низкой дренируемостью по нефти и высокой дренируемостью по воде не исключено принятие решения о переводе скважины в нагнетательные или ее закрытие ($n-z$).

Таким образом, выбор скважин для принятия решения о проведении интенсификации притока нефти к скважинам основывается на их груп-

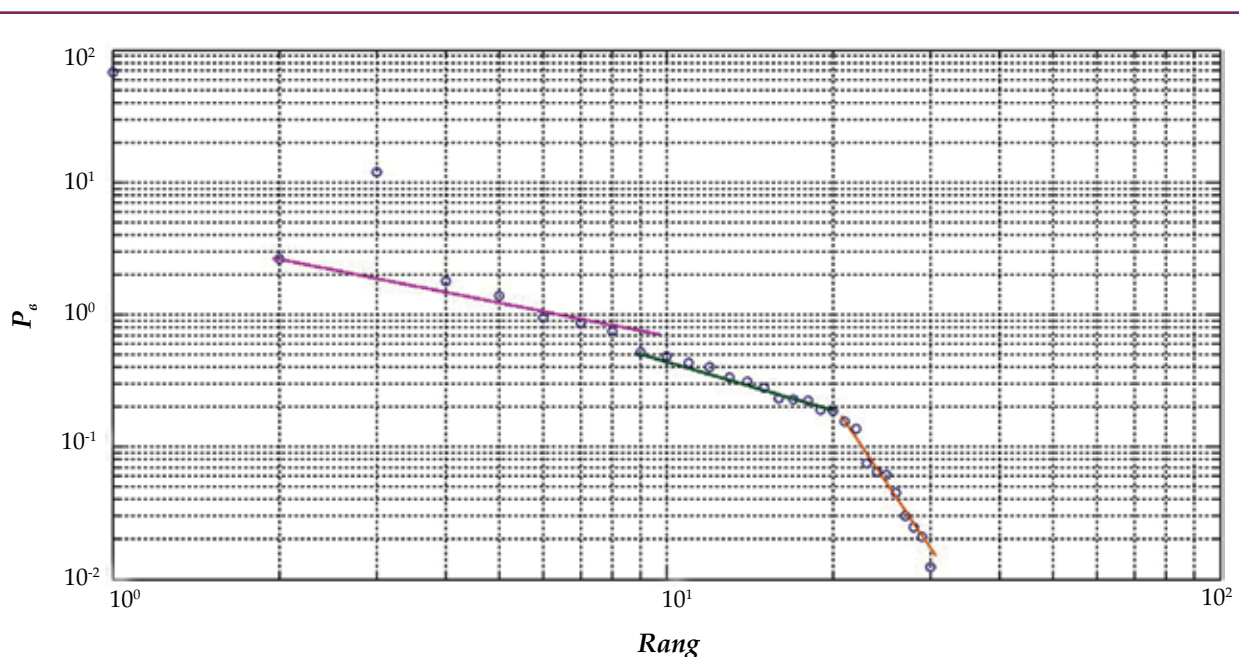


Рис.6. Группирование скважин по коэффициенту дренируемости по воде методом гиперболического распределения

пировании по коэффициенту дренируемости по нефти и воде.

При этом, если принятие решения относительно скважин, относящихся к группе 1-4 не вызывает затруднений, то для скважин входящих в группы 5-9 требуется дополнительная информация, для получения которой проводится следующая процедура:

- Для группы скважин со средней дренируемостью по нефти (воде) определяют значение медианы M приведенных коэффициентов дренируемости.
- На основе сравнения коэффициента дренируемости каждой скважины из рассматриваемой группы с рассчитанным значением медианы переопределяется ее статус. Если коэффициент дренируемости скважины меньше или равен медиане, то скважину относят к группе с низким коэффициентом дренируемости по нефти (воде). Если коэффициент дренируемости скважины больше, чем медиана – скважина включается в группу с высоким коэффициентом дренируемости.

В результате проведенных расчетов, были получены значения медианы для нефти $M_n = 0.185$, для

воды $M_w = 0.156$. Скважины № 4, 10, 12, 13, 25, 11, 18, 19, 28 входящие в группы 5-9 перераспределяются между группами скважин, обозначенных выше как 1-4. Информация о принятых решениях отражена в столбце 6 таблицы 1. Таким образом, было выявлено, в изоляции водопритока нуждаются скважины №4, 5, 7, 15, 17, 25, 27, 28, 30.

Для проведения изоляционных работ можно рекомендовать применение составов приготовленных на основе водоцементного раствора с добавлением различных химических реагентов, таких как акриловые полимеры, гелеобразующие реагенты, синтетические смолы и отвердители, пенные системы, композиции на основе дизельно-щелочного отхода (ДЩО) и т.д. [5-7].

Использование коэффициента дренируемости по нефти и воде, а не текущего дебита скважины, является преимуществом данного подхода, так как позволяет учитывать состояние скважин рассматриваемого участка за всю историю его разработки, за счет чего формируется более точное представление о выработке запасов данного района. Это позволяет принимать более точные решения по регулированию работы скважин.

Выводы

На основе проведенных исследований показано, что I блок горизонта КС_в месторождения «Пираллахи» НГДУ «Абшероннефть» имеет достаточный потенциал доразработки.

Для определения перспективности применения различных методов интенсификации притока нефти была проведена группировка скважин. Группирование скважин было выполнено с использованием метода гиперболического распределения. Этот метод позволил установить соответствие между асимметрическим распределением и реальным распределением приведенных коэффициентов дренируемости, рассчитанных по данным о продуктивности скважин и характеристиках пласта на рассматриваемом участке.

Выполненный анализ позволил определить и систематизировать общие свойства функционирования фонда скважин, которые не обнаруживаются при индивидуальном подходе. Были выделены группы скважин, для которых такие мероприятия интенсификации притока нефти как форсированный отбор жидкости, изоляция водопритока, обработка призабойной зоны различными составами, позволят повысить нефтедобычу и снизить объем воды в добываемой продукции. Группу бесперспективных скважин было предложено закрыть или перевести в нагнетательные.

Литература

1. Б.А.Судейманов, М.С.Аскеров, Г.А.Валиев. О перспективах доразработки горизонта ПК-5 (север) Сураханского месторождения //Азербайджанское нефтяное хозяйство. -2000. -№ 5. -С.16-21.

[B.A.Suleimanov, M.S.Askarov, G.A.Valiyev. Potential of re-development of horizon PK-5 (north) of Surakhany field //Azrbaijan oil industry. -2000. -№5. -P.16-21]

2. А.Х.Мирзаджанзаде, Н.А.Сидоров, С.А.Ширинзаде. Анализ и проектирование бурения. М.: Недра, 1978.

[A.KH.Mirzadzhanzade, N.A.Sidorov, S.A.Shirinzade. Analiz i proektirovanie bureniya. M.: Nedra, 1978]

3. L.P.Dake. The practice of reservoir engineering. Amsterdam: Eisevier science publishers, 1994.

4. А.Х.Мирзаджанзаде. Принятие решений в газодобыче. М.: ЦП НТО НПП им.И.М.Губкина, 1988.

[A.KH.Mirzadzhanzade. Prinyatie resheniy v gazodobiche. M.: TSP NTO NGP im.I.M.Gubkina, 1988]

5. Т.Ш.Салаватов, Б.А.Сулейманов, А.С.Нуряев. Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах //Нефтяное хозяйство. -2000. -№12. -С.81-83.

[T.Sh.Salavatov, B.A.Suleimanov, A.S.Nuryaev. Selective isolation of hard formation waters influx in producing wells //Oil industry. -2000. -No12. -P.81-83]

6. А.Х.Шахвердиев, Г.М.Панахов, Б.А.Сулейманов и др. Способ разработки нефтяной залежи //Патент РФ № 2123586, 1998.

[A.Kh.Shakhverdiev, G.M.Panakhov, B.A.Suleimanov et al. Method for development of oil deposit //RU Patent №2123586, 1998]

7. А.Х.Шахвердиев, Г.М.Панахов, Б.А.Сулейманов и др. Способ гидроразрыва пласта //Патент РФ № 2122111, 1998.

[A.Kh.Shakhverdiev, G.M.Panakhov, B.A.Suleimanov et al. Method of hydraulic fracturing of formation //RU Patent №2122111, 1998]

On perspectives of further development of Kirmaki Suite first block horizon in «Pirallahi» field

N.I.Guseynova, A.A.Gajiyev, A.T.Samedzade
(«OilGasScientificResearchProject» Institute)

Abstract

The paper includes the results of the analysis on incremental oil (reserve) production from one of the section of «Pirallahi» field. As a result of the analysis of the nature and level of drainability of layer at the site production wells were classified in the groups. It is allow to select the actions of increasing oil production and decreasing water content. Some methods are put forward to intensify oil flow facilitating corrections in development system on the investigated field.

«Pirallahi» yatağının QD_i horizontunun I blokunun əlavə işlənilməsinə dair

N.İ.Hüseynova, A.A.Hacıyev, A.T.Samədzadə
(«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu)

Xülasə

Məqalədə «Pirallahi» neft yatağının bir hissəsinin quyularının əlavə neft hasilatı potensialına malik olmasının təhlili nəticələri təqdim olunur. Baxılan sahədə layın drenaj əmsalının və xüsusiyyətlərinin təhlili nəticəsində hasilat quyuları qruplara bölünmüş və baxılan sahə çərçivəsində neftçıxarmanın artırılması, çıxarılan məhsulun sulaşmasına qarşı tədbirlərin həyata keçirilməsinin lokallaşdırılması mümkün olmuşdur. Baxılan sahədə işlənmə sisteminə düzəlişlərin daxil edilməsinə imkan yaradan neft axınının intensivləşdirilməsi tədbirləri təklif edilir.