

© Э.Б.Велиева, В.Н.Лунина, А.А.Адигезалова, Г.Т.Ахмедова, 2013

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ СВИТЫ ПЕРЕРЫВА ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ МЕЛКОВОДНОЙ ЧАСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГЮНЕШЛИ НА ОСНОВЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Э.Б.Велиева, В.Н.Лунина, А.А.Адигезалова, Г.Т.Ахмедова

*Институт геологии НАН Азербайджана**AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А**E-mail: gunayheydarova@mail.ru*

В статье на основе анализа всей имеющейся геолого-промысловой и геофизической информации дается оценка выработанности залежи нефти свиты перерыва продуктивной толщи мелководной части месторождения Гюнешли. Определены параметры выработанности пластов на отдельных участках залежи и по разрезу свиты перерыва. Установлено, что наиболее выработанными являются блоки северного и южного полей залежи, наименьшими – блоки центрального поля. Анализ полученного материала показывает, что распределение коэффициента текущей нефтенасыщенности по разрезу не подчиняется определенной закономерности.

Из всех разрабатываемых месторождений, относящихся к ГНКАР, как известно, более 60% нефти с конденсатом добывается из мелководной части месторождения Гюнешли (Гюнешли_{мелк}). Целью данной работы является оценка выработанности нефти из залежи свиты перерыва (СП) продуктивной толщи (ПТ) месторождения Гюнешли_{мелк} и выявление зон и интервалов с остаточным нефтенасыщением на основе анализа всей имеющейся геолого-промысловой и геофизической информации.

Как известно, важными параметрами выработанности нефтяных пластов являются коэффициенты вытеснения нефти ($K_{\text{выт}}$), охвата заводнением ($K_{\text{охв}}$) и определяемый по ним коэффициент нефтеотдачи пластов (K_n) (Вендельштейн, Резванов, 1978; Кошляк, Султанов, 1986; Хуснуллин, 1989):

$$K_n = K_{\text{выт}} * K_{\text{охв}}. \quad (1)$$

Наиболее эффективными методами их определения являются геофизические методы исследования скважин (ГИС). При определении коэффициента нефтеотдачи по данным промысловой геофизики используют коэффициенты начальной и текущей нефтенасыщенности, а также величины начальной и заводненной мощностей пластов, от которых зависят коэффициенты вытеснения и охвата.

Коэффициенты вытеснения и охвата, исходя из их определения, представляются как

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{нг}}^{\text{нач}} - K_{\text{нг}}^{\text{тек}}}{K_{\text{нг}}^{\text{нач}}}, \quad (2)$$

$$K_{\text{охв}} = \frac{h^{\text{тек}}}{h^{\text{нач}}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{нг}}^{\text{нач}}$ и $K_{\text{нг}}^{\text{тек}}$ – соответственно начальное и текущее значения коэффициентов нефтенасыщенности и $h^{\text{нач}}$ и $h^{\text{тек}}$ – начальная нефтенасыщенная и заводненная мощности пластов.

Чтобы проследить за распределением параметров выработанности пластов, необходимо большое количество скважин, пробуренных и равномерно расположенных по площади на начальный и текущий периоды разработки. Следует отметить, что на месторождении Гюнешли_{мелк} для успешного выполнения поставленной задачи с использованием геофизических методов на разрабатываемых участках на протяжении всего периода разработки проводится бурение новых скважин. С целью выполнения поставленной задачи определения параметров выработанности пластов СП был обработан геолого-геофизический материал по 104 скважинам, расположенным в различных тектонических блоках (рис.1).

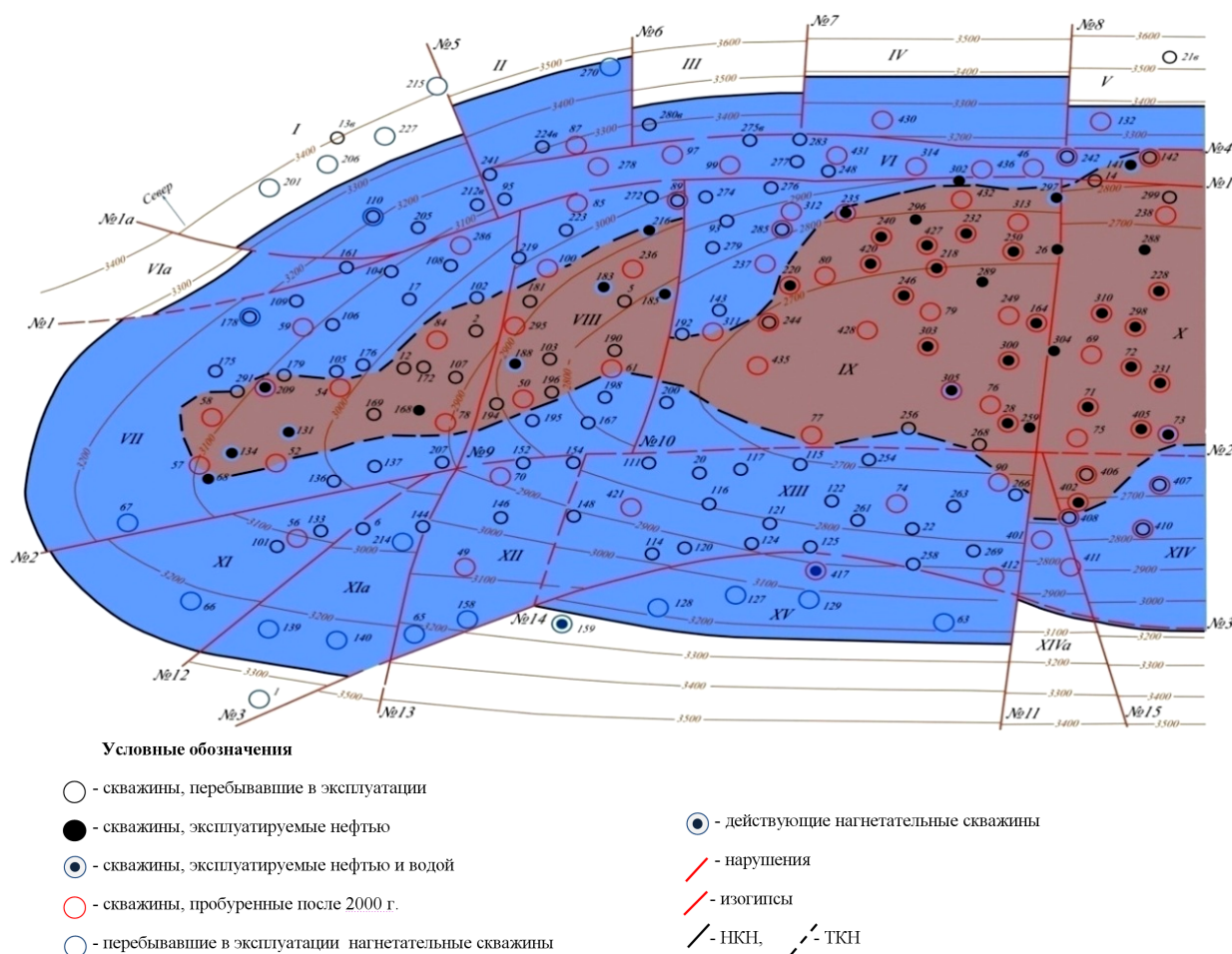


Рис. 1. Карта разработки свиты перерыва

Для определения коэффициента нефте-насыщенности принята зависимость

$$P_n = f(K_v) = \frac{1}{K_B^n}, \quad (4)$$

где P_n – параметр насыщения, K_v – коэффициент водонасыщенности. Показатель смачиваемости n , входящий в указанную зависимость, принят равным 1,5 по аналогии с месторождением Нефть Дашлары. Полученные по этой зависимости значения коэффициентов нефтенасыщенности были сопоставлены с результатами опробования скважин, в результате чего было установлено критическое значение коэффициента нефтенасыщенности, равное 0,46, при котором пласт отдает нефть.

Весь период разработки залежи по истинным удельным сопротивлениям (ρ_n) раз-

делен на начальный – с 1983 по 1998 гг. и текущий – с 1999 года по настоящее время. Коэффициенты нефтенасыщенности первого периода характеризуют начальную максимальную нефтенасыщенность, а второго – текущую, которая изменяется в широких пределах – от остаточной нефтенасыщенности до граничной и выше.

С целью количественной оценки параметров выработанности залежи свиты перерыва в блоках были выбраны пары скважин для поплавового сопоставления по принципу – максимальная разница во времени окончания их бурения и минимальное расстояние между ними, не превышающее 250-300 м.

Коэффициент вытеснения определялся по вышеприведенной формуле (2). Что касается коэффициента охвата заводнением, то оценить его по данным ГИС крайне сложно из-за большой неоднородности разреза. Раз-

личие в коллекторских свойствах пластов и многосластовость залежи приводят к тому, что в разработке принимает участие не вся выделенная продуктивная мощность, что затрудняет выделение её заводненной части. Действительно, достаточно часты случаи, когда начальная нефтенасыщенная мощность равна текущей или они почти не отличаются при наблюдающейся частичной промытости интервала разреза ($K_{нг}^{тек} < K_{нг}^{нач} > K_{нг}^{гр}$), т.е. заводненную мощность, а следовательно, и коэффициент охвата оценить по мощности не всегда представляется возможным.

В связи с этим коэффициент охвата пластов заводнением с учетом приближенных для пластов условий принят равным от 0,25 для пластов с $K_{нг}^{тек} > 0,46$ до 0,75 для пластов с $K_{нг}^{тек} < 0,46$. Случаи, когда возможно определение коэффициента охвата по соотношению начальной и заводненной мощностей, подтверждают правильность условно принятых значений коэффициентов охвата.

В выбранных парах скважин проведено попластовое сопоставление, а также сопоставление по пачкам, подсвитам и свите перерыва в целом, в результате чего определены параметры, характеризующие выработанность. На рис.2 приводится пример сопоставления разрезов скважин 289 и 250 IX блока, а в табл.1 – результаты оценки коэффициентов выработанности пластов по этим скважинам.

Анализ полученного материала показывает, что распределение коэффициентов текущей нефтенасыщенности $K_{нг}^{тек}$ по разрезу не подчиняется определенной закономерности. В ряде скважин коэффициент текущей нефтенасыщенности $K_{нг}^{тек}$ в кровле свиты выше, чем в нижней части разреза. Например, в скважине 57 VII блока пачки С и D промыты, за исключением одного пласта в пачке D, а А и В насыщены, в других скважинах $K_{нг}^{тек}$ в подошве свиты остаются высокими. Так, в скважине 78 VII блока пачки А и В в основном промыты, а С и D – насыщены. Судя по $K_{нг}^{тек}$, промытыми является большинство пластов СП VI, XI, XII, XV блоков. В скважине 70 (XII блок, вскрыта неполная мощность СП) пачка В в основном промыта, а А – насыщена; в скважине 74 XIII блока все пласты промыты, кроме пачки В, а в скважине 90 этого же блока пачки А и В – насыщены, С – час-

тично промыта, D – промыта и т.д. В этих блоках большинство пластов характеризуется значениями $K_{нг}^{тек} < K_{нг}^{гр}$ и, возможно, содержит на отдельных участках остаточную нефть. Полностью промытыми с $K_{нг}^{тек} \ll K_{нг}^{гр}$ являются пласты пачек А, В, С и D в скважине 56 XI блока и пачка D в скважине 436 VI блока. Группа пластов с $K_{нг}^{тек} > K_{нг}^{гр}$ и $K_{нг}^{тек} < K_{нг}^{гр}$ встречается в основном в пачках В, С и D в скважинах VI, VII, VIII и XIII блоков. Во всех рассмотренных скважинах IX, X блоков пласты характеризуются $K_{нг}^{тек} > K_{нг}^{гр}$. В блоках VII, VIII, IX, X зоны с коэффициентами текущей нефтенасыщенности больше граничных распределяются по всему разрезу как в подошвенной, так и в средней и кровельной частях свиты.

По значениям текущей нефтенасыщенности пласты, выделенные в пачках свиты перерыва, можно разделить на 4 группы: I. Водонефтеносные с $K_{нг}^{тек} > K_{нг}^{гр} < K_{нг}^{нач}$ – частично промытые; II. Нефтеводоносные с $K_{нг}^{тек} < K_{нг}^{гр}$ – промытые, но с содержанием остаточной нефти; III. Смешанная группа пластов с $K_{нг}^{тек} > K_{нг}^{гр} < K_{нг}^{нач}$ и $K_{нг}^{тек} < K_{нг}^{гр}$; IV. Водоносные пласты с $K_{нг}^{тек} \ll K_{нг}^{гр}$ – полностью промытые.

Наименьшими значениями $K_{выт}$ (0,08-0,41) и соответственно K_n (0,02-0,09) характеризуется I группа пластов с $K_{нг}^{тек} > K_{нг}^{гр} < K_{нг}^{нач}$, наибольшими – IV группа промытых пластов с $K_{нг}^{тек} \ll K_{нг}^{гр}$ ($K_{выт} = 0,71-0,78$; $K_n = 0,42-0,56$).

Определенный интерес представляет изучение изменения коэффициентов вытеснения в зависимости от сроков разработки на примере скважин VI, VII, VIII, IX блоков (рис.3). Так, в VI блоке одна из точек соответствует $K_{выт} = 0,51$, полученному при сопоставлении скважин 302 и 436, пробуренных соответственно в 2000 и в 2009 гг., а вторая соответствует $K_{выт} = 0,57$, полученному при сопоставлении скважин 248 и 431 при времени окончания бурения 1992 и 2008 гг. Разница во времени окончания бурения этих пар скважин составляет 9 и 16 лет, т.е. $K_{выт} = 0,51$ соответствует сроку разработки 9 лет, а $K_{выт} = 0,57$ – 16 годам. Итак, изменение $K_{выт}$ от значения 0,51 до 0,57 соответствует разнице в сроках разработки в 7 лет. В пределах VII блока $K_{выт}$ изменяется от 0,25 до 0,37 независимо от разницы в годах окончания бурения пар скважин (от 18 до 26 лет).

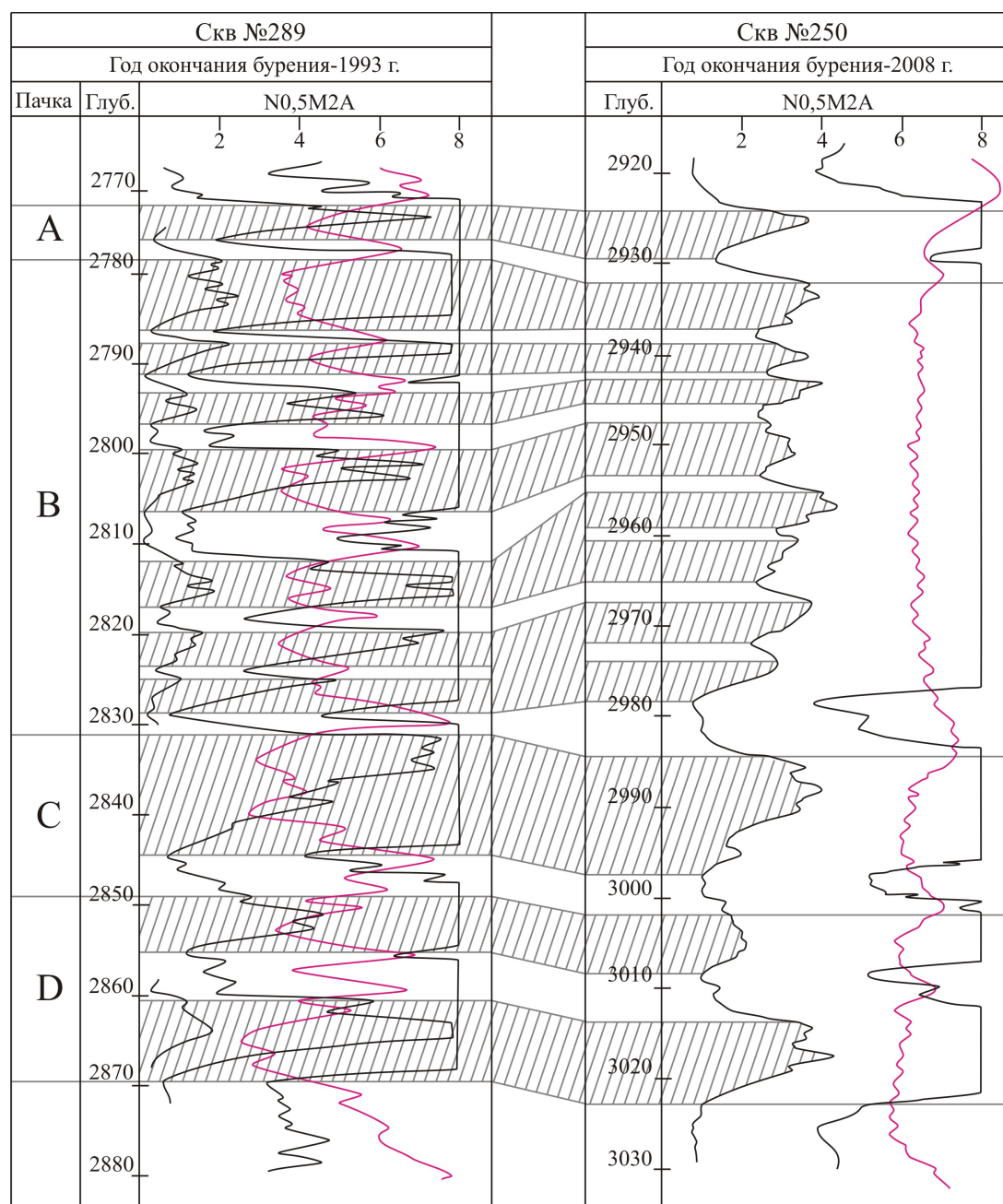


Рис. 2. Попластовое сопоставление разрезов скважин с целью определения параметров выработанности пластов

Исключение составляет область расположения скважин 68, 134 и 57 в юго-западной части блока, где при том же периоде разработки $K_{\text{выт}}$ изменился от 0,40 до 0,45. В VIII блоке сравнение двух пар скважин с годами окончания бурения в 23 и 27 лет показывает, что $K_{\text{выт}}$ увеличился с 0,22 до 0,31. В IX блоке в сопоставляемых скважинах, пробуренных до 2008 года с разницей в окончании бурения от 10 до 19 лет, коэффициент вытеснения изме-

няется от 0,08 до 0,22. За последний год в этом блоке происходит относительно более интенсивное изменение $K_{\text{выт}}$ до 0,32-0,38. Бурение скважин 312 и 313 в 2010 г. при сопоставлении их соответственно со скважинами 276 и 297 позволило выявить более промытые зоны в северо-восточной части блока в районе скважин 313, 297 с $K_{\text{выт}} = 0,34$ и северной части блока в районе скважин 312, 276 с $K_{\text{выт}} = 0,38$.

Таблица 1

Результаты оценки параметров выработанности

Блок IX													
скв. 289				Год окончания бурения 1993 г.				Год окончания бурения 2008 г.					
Пачка, горизонт	Интервал пласта, м	h _{нг} , м	K _{нач}	Σh _{нг}	K _{нг} ^{ср.}	Интервал пласта, м	h _{нг} ^{тек} , м	K _{нг} ^{тек}	Σh _{нг} ^{тек}	K _{нг} ^{ср.тек}	K _{выг}	K _{выг} ^{ср.}	K _{отд}
A	2774-2778	4	0,79	4	0,79	2924-2930	6	0,68	6	0,68	0,14	0,14	0,04
B	2779-2787	8	0,87	34	0,83	2932-2937	5	0,71	30	0,69	0,2	0,17	0,04
	2788,5-2791,5	3	0,84			2939-2941	2	0,69			0,18		
	2794-2799	5	0,79			2943-2946	3	0,71			0,10		
		4	0,82			2949-2953	4	0,68			0,2		
	2814-2819	5	0,84			2955-2963	8	0,72			0,14		
	2820,4-2825,4	5	0,84			2967-2971	4	0,71			0,16		
	2825,6-2829,6	4	0,78			2973-2978	4	0,63			0,19		
СПв				38	0,82				36	0,69		0,16	0,04
C	2831-2844	13	0,84	13	0,84	2985-2998	13	0,68	13	0,68	0,19	0,19	0,05
D	2851,8-2856,8	5	0,78	12	0,82	3003-3008	5	0,56	13	0,62	0,28	0,24	0,06
	2863-2870	7	0,84			3014-3022	8	0,68			0,19		
СПн				25	0,83				26	0,65		0,22	0,06
СП				63	0,82				62	0,71		0,18	0,05

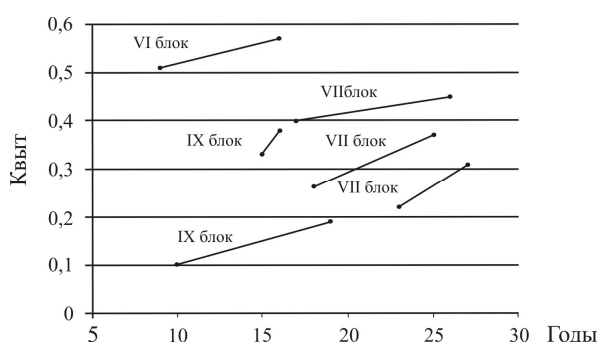
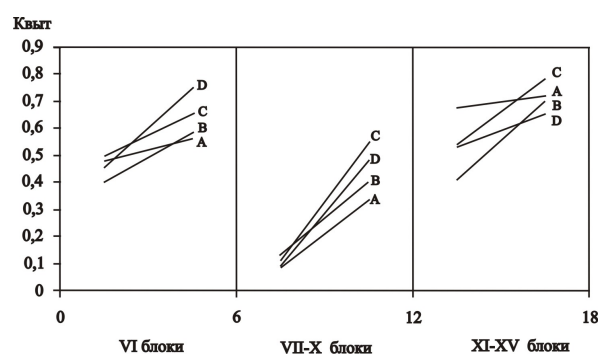
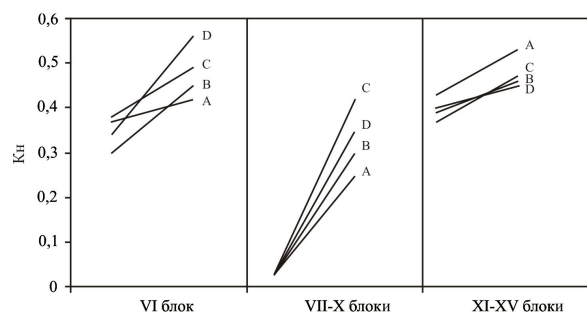


Рис. 3. Изменение $K_{\text{выт}}$ в зависимости от сроков разработки

Изменение $K_{\text{выт}}$ и K_n наглядно показано на рис.4, где схематически представлено соотношение пределов изменения этих коэффициентов по пачкам СП в блоках, объединенных по степени выработанности. Как видно, наибольшими величинами $K_{\text{выт}}$ и K_n характеризуются в основном пачки С и D блоков VI, XI, XIII и XV, наименьшими – пачки А и В блоков VII – X. В блоках VI, XI, XIII и XV $K_{\text{выт}}$ в целом по пачкам изменяется от 0,4 до 0,78 в отличие от блоков VII, VIII, IX, X, где $K_{\text{выт}}$ варьирует от 0,08 до 0,55. Пределы изменения $K_{\text{выт}}$ и соответственно K_n самые низкие в пачке А блоков VI, XI, XIII и XV. Коэффициент нефтеотдачи по пачкам СП в блоках VI, XI, XIII и XV изменяется от 0,3 до 0,56 в отличие от блоков VII, VIII, IX, X, где K_n варьирует от 0,03 до 0,42.



а)



б)

Рис. 4. Соотношение пределов изменения $K_{\text{выт}}$ (а) и K_n (б) по пачкам и блокам СП, объединенных по степени выработанности

В табл.2 приведены пределы изменения полученных параметров, характеризующих выработанность отдельных зон по блокам.

Таблица 2

Пределы изменения $K_{\text{выт}}$ и K_n по блокам

Блок	$K_{\text{выт}}$			K_n		
	СПв	СПн	СП	СПв	СПн	СП
VI	0,42-0,55	0,56-0,62	0,51-0,57	0,32-0,41	0,42-0,46	0,38-0,43
VII	0,22-0,38	0,21-0,54	0,25-0,45	0,06-0,28	0,05-0,40	0,06-0,28
VIII	0,19-0,33	0,26-0,30	0,22-0,31	0,05-0,16	0,06-0,08	0,06-0,12
IX	0,13-0,37	0,14-0,37	0,08-0,37	0,03-0,09	0,02-0,09	0,02-0,09
X	0,18	0,20	0,18	0,04	0,04	0,04
XI	0,7	0,74	0,73	0,42	0,45	0,44
XIII	0,22-0,49	0,53-0,54	0,39-0,52	0,06-0,24	0,40	0,20-0,32
XV	0,64	0,61	0,63	0,48	0,45	0,47

Таким образом, исходя из вышеизложенного, можно отметить следующее:

- определены параметры выработанности пластов на отдельных участках залежи и по разрезу СП на основании сопоставления скважин, пробуренных в начальный и текущий периоды разработки;
- установлено неравномерное распределение коэффициентов текущей нефтенасыщенности как по разрезу, так и по площади. К наиболее выработанным относятся блоки северного и южного полей залежи, к наименее – блоки центрального поля (VII, VIII, IX, X), в которых пласты пачек А, В, С и D на текущий момент характеризуются значениями: $K_{нг}^{тек} > K_{нг}^{гр} < K_{нг}^{нач}$. В блоках VI, XI, XIII большинство пластов имеют значения $K_{нг}^{тек} < K_{нг}^{гр}$, то есть они промыты, но содержат, возможно, остаточную нефть, за исключением полностью промытых пластов, в которых $K_{нг}^{тек} \ll K_{нг}^{гр}$;
- к наименее выработанным блокам относятся пласты-коллекторы в блоках IX, X, где $K_{выт}$ в среднем колеблется в пределах 0,08-0,22, $K_n = 0,04-0,09$;
- с целью определения более точного значения коэффициента нефтеотдачи целесообразно расширить комплекс геофизических исследований скважин, используя ИННК и ННК.

ЛИТЕРАТУРА

- ВЕНДЕЛЬШТЕЙН, Б.Ю., РЕЗВАНОВ, Р.А. 1978. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. Недра. Москва. 318с.
- КОШЛЯК, В.А., СУЛТАНОВ, Т.А. 1986. Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой геофизики. Недра. Москва. 198с.
- ХУСНУЛЛИН, М.Х. 1989. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. Недра. Москва. 190с.

*Рецензенты: член-корр. НАН Азербайджана П.З.Мамедов,
д.т.н. В.М. Сеидов*