

К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов

Процесс выработки нефти неуклонно приводит к истощению нефтесодержащих коллекторов. В промышленной практике известны случаи консервации как скважин, так и целых месторождений на длительный период, в результате этого в дальнейшем в ряде случаев наблюдается процесс регенерации нефтяных залежей, однако механизм этого процесса достаточной степени остается непонятым и не изученным. В связи с тем, что процессы, происходящие в законсервированных залежах, коренным образом отличаются от тех, которые имеют место быть в период разработки залежи, подходы к вторичной разработке таких залежей должны быть пересмотрены. В работе выполнен анализ опыта вторичной разработки нефтяных пластов после длительной консервации, представлены рекомендации по режиму эксплуатации скважин в период вторичной эксплуатации. В качестве метода исследования был использован сопоставительный анализ геолого-промышленного материала за период первичной и вторичной разработки нефтяных месторождений, а также проведено изучение динамики эксплуатационных характеристик скважин до и после остановки. Анализ временной консервации ряда нефтяных месторождений и пластов в различных регионах РФ, Республики Беларусь и Венесуэлы позволил выявить следующие особенности их разработки.

1. Накопленная добыча нефти за период повторной эксплуатации залежей составляет от 15 до 55% накопленной добычи за первичный период разработки. Прирост величины КИН за период повторной эксплуатации составляет от 3 до 12%.

2. Превышение дебита по жидкости над скоростью притока остаточной нефти на забой эксплуатационных скважин приводит к опережающему росту обводнённости добываемой продукции.

Ключевые слова: эксплуатационная скважина, консервация, остаточная нефть, гравитационный градиент давления, нефтеотдача.

Примеров долговременной консервации залежей в нефтепромышленной практике пока не так много (Повжик, 2010; Сургучев, 1962; Технично-экономическое обоснование..., 1994; Лозин и др., 1997; Халимов и др., 2006; Халимов, Лозин, 2013; Щелкачев, 1945). Впервые факт переформирования залежей отмечен на Старо-Грозненских «поднадвиговых» месторождениях и на месторождениях Ставропольского края. В связи с ведением боевых действий и угрозой захвата этих территорий противником в годы Великой Отечественной войны скважины были сознательно выведены из строя. Нефтяные залежи в течение нескольких лет не разрабатывались. После восстановления скважин и вывода их на рабочий режим было замечено, что они, до остановки работая со значительной обводнённостью (60-90%), после повторного запуска стали добывать безводную нефть в течение продолжительного времени.

В Самарской области целенаправленно были проведены два опыта: на залежах пласта B_2 месторождений Яблонный Овраг (Сургучев, 1962) и Губинское.

Залежь пласта B_2 была законсервирована в октябре 1957 г., когда обводненность добываемой продукции всех скважин составляла 95-97%. Консервация продолжалась в течение года. Пластовое давление в залежи за 3-4 месяца восстановилось до начального. За 6-8 месяцев стволы всех скважин оказались заполненными нефтью, давление на устьях поднялось до 5-10 атм. Когда они были введены в эксплуатацию, в первые сутки была получена безводная нефть.

Залежь пласта B_2 Губинского месторождения была законсервирована в октябре 1964 г. на 1-1,5 месяца в соответствии с экспериментом импульсного воздействия на пласт (циклический отбор жидкости). Продукция скважин также была обводнена на 95-99%. Так же, как и на месторожде-

нии Яблонный Овраг, в стволах всех скважин происходило замещение воды нефтью. Однако дальнейшее применение форсированного отбора на этих объектах разработки не дало и не могло дать положительного результата.

Таким образом, данные по обводненному эксплуатационным скважинам пласта B_2 месторождений Яблонный Овраг и Губинское в период их полной консервации свидетельствуют о довольно активном процессе замещения воды в стволах скважин нефтью из пласта, а дальнейшая эксплуатация на режиме ФОЖ не позволила получить положительных результатов, поскольку отбор нефти не был согласован с притоком остаточной нефти на забой добывающих скважин и способствовал опережающему темпу обводнения скважин.

В работе (Повжик, 2010) автором приводятся данные о наблюдениях за остановленными нефтяными скважинами на 12 месторождениях Припятского прогиба Республики Беларусь. Для каждого из месторождений приведены данные по одной скважине, в которых наблюдалось изменение плотности столба жидкости за период простоя. Время простоя между замерами варьирует от 992 до 3215 сут. Если при остановке скважин средняя плотность столба жидкости составляла 1124 кг/м^3 (интервал изменения $1050 \div 1200$), то после простоя замеренная плотность составила в среднем 818 кг/м^3 (интервал изменения $525 \div 955$), что говорит о частичном либо о полном замещении столба жидкости на нефть. Закономерности между временем простоя и изменением плотности в стволе скважины не прослеживается. Данное обстоятельство лишнее раз убеждает в том, что процесс замещения столба высокообводнённой жидкости на нефть носит разновременный характер и зависит от геолого-физической характеристики продуктивного пласта, гидродинамической характеристи-

ки остаточной нефти и физико-химических свойств пластовой воды, а также необходимости проведения измерений в динамике.

В той же работе (Повжик, 2010) автор приводит динамику изменения буферного давления на скважинах № 15 Дубровского месторождения и № 126 Южно-Сосновского месторождения. Если в первой скважине (№ 15) процесс восстановления буферного давления носит практически линейный характер, без достижения максимума, который должен стабилизироваться во времени, то в скважине № 126 наблюдается достижение максимума и стабилизация буферного давления во времени. Эти два примера доказывают, что в первом случае (скв. № 15) процесс замещения столба жидкости в скважине не завершен, а во втором случае (скв. № 126) процесс замещения произошел. Но замер плотности столба жидкости в скважине № 126 произведен гораздо позже, чем произошло замещение (буферное давление стабилизировалось), поэтому корреляции между изменением плотности столба жидкости и временем между замерами в данных промысловых исследованиях не наблюдается.

В выше упомянутой работе (Повжик, 2010) приводится сопоставление между величиной накопленной добычи нефти за период первичной и вторичной эксплуатации залежей и отдельных скважин Российской Федерации, Республики Беларусь и Венесуэлы.

Показано, что повторная эксплуатация нефтяных месторождений Ишимбайского района Республики Башкортостан, приуроченных к группе месторождений Кинзебулатовского типа (Карлинское, Малышевское, Буруновское) позволила добыть порядка 19 % от накопленной добычи за

первичный период разработки. К сожалению, автор не указывает за какой период повторной эксплуатации выполнено данное сопоставление. Ниже более подробно изложены результаты повторной эксплуатации нефтяных месторождений Ишимбайской группы месторождений.

В работе (Повжик, 2010) диаграмма накопленных значений добычи нефти по скважинам № 33 Речитского и скв. № 79 Осташковичковского нефтяных месторождений приведена опять же без указаний сроков первичной и вторичной эксплуатации скважин. Накопленная добыча нефти за период вторичной эксплуатации составила соответственно 35 и 49 %.

Как примеры реформирования нефтяных залежей, автором публикуются фотографии устья четырёх высокообводнённых скважин (скв. № 75 Золотухинского, скв. № 99 Реченского, скв. № 130 Южно-Сосновского и

Месторождение Объект разработки	Карлинское	Малышевское	Буруновское	Кисянкуловское	Цветаевское	
	артинский ярус	сакмаро-артинский ярус	сакмаро-артинский ярус	сакмаро-артинский ярус	южный купол	северный купол
Средняя глубина, м	267	450	390	900	550	460
Тип залежи	массивный	массивный	массивный	массивный	пластовая	
Тип коллектора	карбонатный	карбонатный	карбонатный	порово-кавернозный	карбонатный	
Абсолютная отметка ВНК, м	-150	-360	-240	-700	-335	-230
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	1211.9	2105	688.5	1020	2477.5	
Средняя эффективная толщина, м	50.4	64.8	40.7	67	22.1	6.0
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0.9	0.9	0.9	0.82	0.9	0.9
Средняя пористость, д.ед.	0.086	0.03	0.05	0.16	0.079	0.079
Средняя проницаемость, мкм ²	0.03	0.22	0.047	0.15	0.594	0.594
Средняя проницаемость трещинная, мкм ²	2.465	0.004	4.03	-	-	-
Пластовое давление, МПа	2.7	4.5	3.5	8.0	5.5	4.6
Пластовая температура, °С	11.4	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Плотность нефти в пласт. усл., кг/м ³	909.0	не определено	860.0	903.0	770.0	770.0
Плотность нефти в поверх. усл., кг/м ³	921.0	942.0	939.0	910.0	940.0	940.0
Давление насыщения нефти газом, МПа	1.17	не определено	0.58	4.4	5.0	4.3
Газосодержание, м ³ /т	12.2	16.0	25.9	37.0	41.0	-
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1.03	1.119	1.17	1.074	1.231	1.231
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	68.43	13.8	36.0	18.0	32.6	32.6
Содержание серы в нефти, %	4.14	3.48	3.49	3.46	3.62	3.62
Содержание парафина в нефти, %	1.75	4.7	4.2	3.6	1.75	1.75
Содержание асфальтенов в нефти, %	11.07	21.1	12.8	4.57	11.1	11.1
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0.324	0.436	0.410	0.210	0.424	

Табл. 1. Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождений.

Месторождение	Карлинское	Малышевское	Буруновское	Кисянкуловское	Цветаевское
Период первичной эксплуатации	06.1941-12.1960	07.1951-10.1961	01.1949-12.1953	01.1935-12.1960	10.1947-08.1960
Дата ввода в повторную эксплуатацию	01.03.1993	01.01.1992	01.08.2003	01.01.1986	01.09.1997
ОИЗ нефти, тыс.т. (на дату ввода повторно)	112.321	99.005	18.461	386.070	9.349
Текущий КИН, д.ед. (на дату ввода повторно)	0.205	0.226	0.242	0.077	0.373
Степень выработки ОИЗ нефти, %	63.2	51.9	59.1	36.8	87.9
Накопленная добыча нефти, тыс.т. (на 01.05.13 г.)	240.287	165.18	40.2185	305.3312	77.899
ОИЗ нефти, т. (на 01.05.2013 г.)	64.597	40.612	4.882	305.349	-0.731
Текущий КИН, д.ед. (на 01.05.2013 г.)	0.255	0.350	0.366	0.105	0.428
Прирост КИН, д.ед.	0.051	0.124	0.123	0.028	0.055
Степень выработки запасов нефти, % (на 01.05.2013 г.)	78.81	80.27	89.18	50.00	100.9
Достигнутая обводненность, %	91.6	77.8	96.3	2.0	49.4

Табл. 2. Технологические показатели разработки по объектам в процессе повторной эксплуатации.

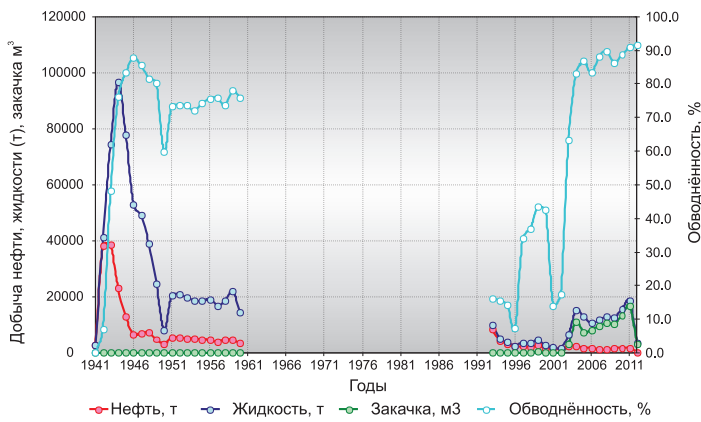


Рис. 1. Графики разработки Карлинского месторождения.

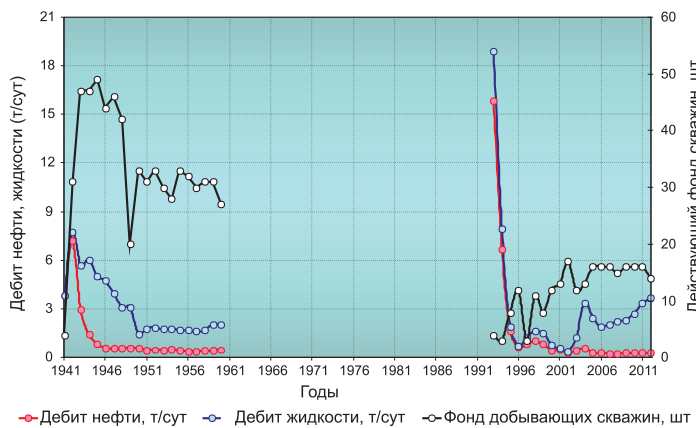


Рис. 2. – Динамика дебитов и действующего фонда скважин по Карлинскому нефтяному месторождению.

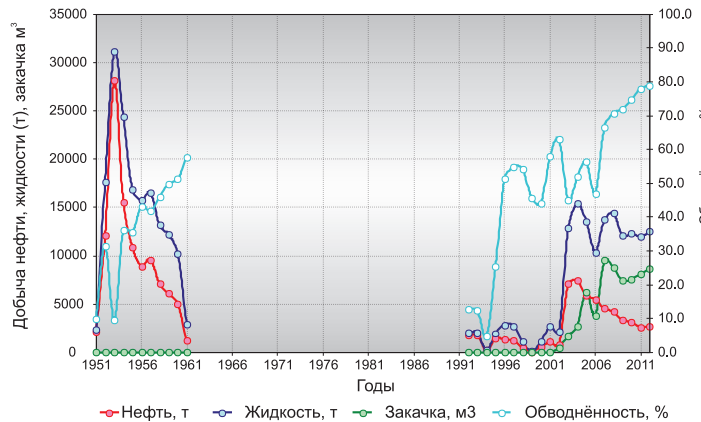


Рис. 3. Графики разработки Малышевского нефтяного месторождения.

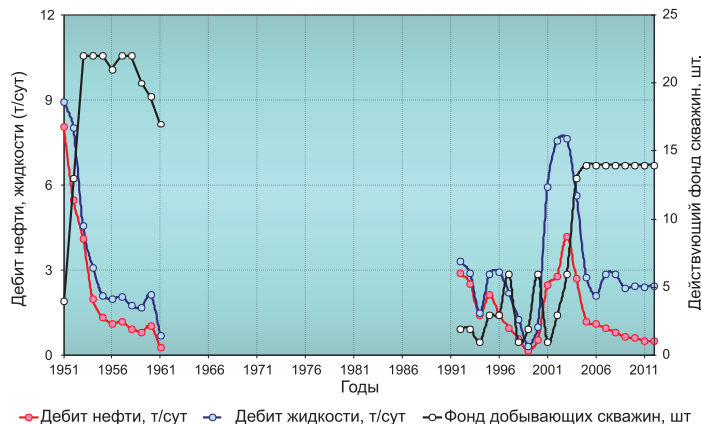


Рис. 4. Динамика дебитов и действующего фонда скважин по Малышевскому нефтяному месторождению.

скв. № 33 Вишанского месторождений), где запечатлен факт нефтепроявления после их остановки. По трём скважинам месторождения Guara Este (Венесуэла, бассейн р. Ориноко) приведены данные о накопленной добычи нефти за первичный и вторичный периоды эксплуатации. Так, по скв. № GG 101 накопленная добыча нефти за вторичный период эксплуатации составила 84 % от накопленной добычи нефти за первичный период, по скв. № GG 95 – 22 %, по скв. № GG 76 – 50 %.

Кроме этого, в работе (Повжик, 2010) указывается, что повторная эксплуатация только трёх скважин на месторождениях Республики Беларусь за 2009 г. позволила получить дополнительную прибыль порядка 200 тыс. \$ США.

Причиной перераспределения остаточной нефти в карбонатных коллекторах, по мнению автора (Повжик, 2010), является процесс капиллярно-гравитационной сегрегации.

В работах (Технико-экономическое обоснование..., 1994; Лозин и др., 1997; Халимов и др., 2006; Халимов, Лозин, 2013) рассматривается вопрос о гравитационном перестроении нефтяной залежи на примере Ишимбайской группы месторождений, как об одном из методов повышения нефтеотдачи пластов. В частности, рассмотрено Карлинское нефтяное месторождение, отнесённое к Кинзебулатовскому типу. Оно было введено в промышленную эксплуатацию в 1941 г. Разработка залежи продолжалась до конца 1960 г., после чего месторождение было законсервировано из-за высокой обводнённости добываемой продукции и малодобитности, а в последующем остаточные запасы нефти были списаны с баланса. За время консервации в течение более 30 лет давление в залежи практически полностью восстановилось, произошло гравитационное разделение нефти и воды, а массивная залежь с трещиноватыми коллекторами в определённой степени возродилась. В 1993 г. три скважины (№№ 41, 61, 67) были расконсервированы и введены в пробную эксплуатацию фонтанным способом. В результате был получен приток безводной нефти. В начальный период эксплуатации были проведены промысловые исследования методом пробных откачек на различных режимах. Эти исследования показали высокую перспективность добычи нефти из старых законсервированных скважин.

В работе (Лозин и др., 1997) приводятся данные о до-разработке Карлинского и Малышевского месторождений в НГДУ «Ишимбайнефть» после реконсервации.

С 1941-1951 гг. по 1960 г. в НГДУ «Ишимбайнефть» разрабатывалась группа месторождений с сильно неоднородными трещиноватыми карбонатными коллекторами, приуроченными к сакмаро-артинским и верхнекаменноугольным отложениям (Карлинское, Малышевское, Буруновское, Кисяпкуловское и Цветаевское, геолого-физические характеристики пластов которых и технологические показатели разработки по объектам приведены в табл. 1,

Параметр	1946-1947 гг.	1993 г.	Изменение, раз
Газовый фактор, м³/т	85.9	12.16	-7.1
Плотность нефти в пл. усл., кг/м³	770	909	1.2
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	32.6	125.7	3.9

Табл. 3. Характеристика пластовой нефти Карлинского нефтяного месторождения

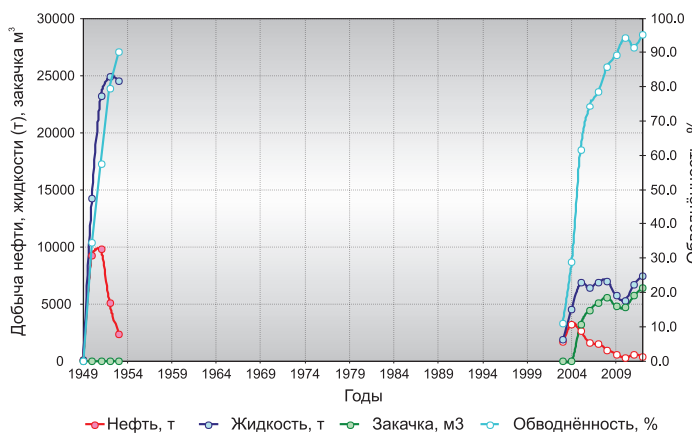


Рис. 5. Графики разработки Буруновского месторождения.

2). Нефти месторождений относятся к типу тяжёлых, высоковязких и высокосернистых. Месторождения разрабатывались на режимах растворённого газа при ограниченной активности подошвенных вод.

В процессе разработки Карлинского и Малышевского месторождений наблюдалось резкое падение пластового давления, снижение дебитов большинства скважин по жидкости до $0,1 \div 2,0$ т/сут, рост обводнённости до $70 \div 100$ %.

В 1960 г. разработка месторождений была приостановлена ввиду её нерентабельности. Скважины, как правило, ликвидированы с установкой только верхних мостов, месторождения законсервированы, а впоследствии сняты с государственного баланса. Наблюдения показали, что за время консервации в течение более 30 лет пластовое давление на залежах почти полностью восстановилось, произошло их переформирование.

В 1992 г. на Малышевском и в 1993 г. на Карлинском (Технико-экономическое обоснование..., 1994) месторождениях часть скважин из консервации была выведена в повторную эксплуатацию практически с первоначальными дебитами по нефти $2,9 \div 15,8$ т/сут и низкой обводнённостью $14,0 \div 16,0$ %.

Положительные результаты пробной эксплуатации Малышевского и Карлинского месторождений явились основанием для ввода в пробную эксплуатацию наиболее высокодебитных в прошлом скважин Буруновского (с 2003 г.), Кисяпкуловского (с 1986 г.) и Цветаевского (с 1997 г.) месторождений. Результаты первичной и вторичной разработки месторождений обобщены и подробно изложены в работах (Халимов и др., 2006; Халимов, Лозин, 2013).

На рисунках 1, 2 приведены графики разработки Карлинского нефтяного месторождения. Аналогичная информация приведена по Малышевскому (Рис. 3, 4), Буруновскому (Рис. 5, 6), Кисяпкуловскому (Рис. 7, 8) и Цветаевскому (Рис. 9, 10) месторождениям.

Нами предлагается гипотеза о механизме переформирования нефтяной залежи в условиях искусственного заводнения. На завершающей стадии разработки остаточная нефть в объемах пласта с предельным значением водонасыщенности будет мигрировать преимущественно в вертикальном направлении

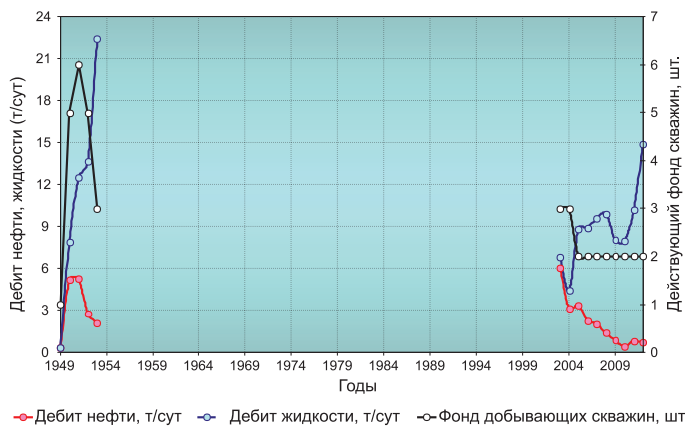


Рис. 6. Динамика дебитов и действующего фонда скважин по Буруновскому месторождению.

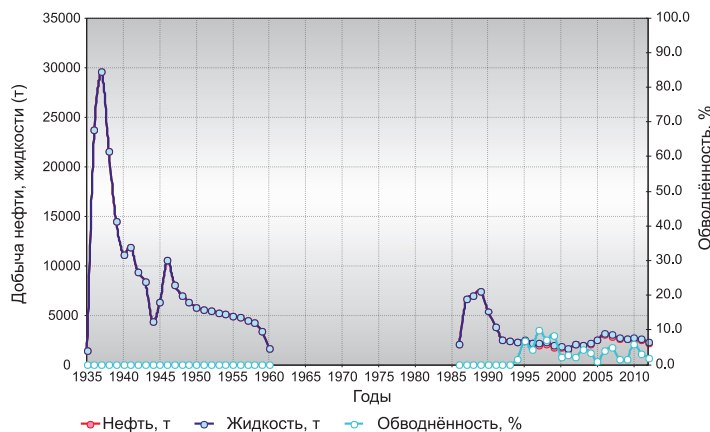


Рис. 7. Графики разработки Кисяпкуловского месторождения.

под действием гравитационного градиента давления, который возникает на границе раздела фаз «остаточная нефть – вытесняющий агент» и обусловлен разностью в удельном весе между ними. Скапливаясь в прикровельной части коллектора, остаточная нефть начнёт частично переходить в «свободный объем» и менять свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, что приводит к увеличению подвижности нефти, снижению её вязкости). Скопившаяся нефть начнёт перемещаться вдоль кровли в направлении естественного наклона пласта, заполняя все микрокупольные поднятия кровли продуктив-

Месторождение	Первичная эксплуатация				
	Накопленная добыча нефти, т	Накопленная добыча жидкости, т	На дату остановки		
			Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводнён., %
Карлинское	192563.0	656405.0	0.5	3.1	84.9
Малышевское	106787.0	163160.0	0.5	4.0	87.0
Буруновское	26639.0	87064.0	2.2	13.6	83.5
Кисяпкуловское	224610.0	224610.0	2.1	2.1	0.0
Цветаевское	67819.0	71854.0	0.4	0.4	1.8

Месторождение	Вторичная эксплуатация							
	Накопленная добыча нефти, т	Накопленная добыча жидкости, т	На дату ввода			На 01.05.2013 г.		
			Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводнён., %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводнён., %
Карлинское	47724.0	166812.5	4.8	5.6	14.3	0.2	2.5	90.5
Малышевское	58393.0	152312.8	3.0	4.3	29.4	0.4	2.0	79.0
Буруновское	13579.5	61708.0	5.4	6.6	17.5	0.3	9.3	96.6
Кисяпкуловское	80721.2	82548.7	5.3	5.4	0.3	0.5	0.5	1.8
Цветаевское	10080.3	13926.3	1.3	2.2	41.4	0.2	0.3	50.7

Табл. 4. Сопоставление эксплуатационных характеристик за период первичной и вторичной разработки месторождений.

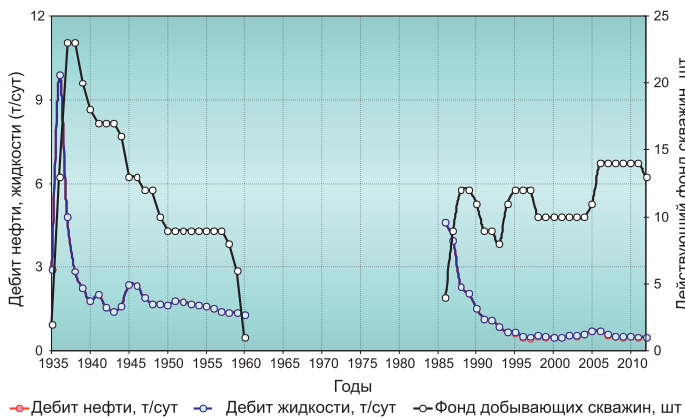


Рис. 8. Динамика дебитов и действующего фонда скважин по Кисякуловскому нефтяному месторождению.

ного пласта, и за счёт условия неразрывности потока образует новую «компактную залежь».

Рассмотрим результаты первичной и вторичной разработки месторождений с позиции выдвигаемой гипотезы на процесс переформирования нефтяной залежи. За период консервации месторождений 25–50 лет в ранее истощенных нефтяных залежах произошло восстановление пластового давления до первоначальных значений. В стволах всех скважин произошло замещение жидкости на нефть.

На Карлинском нефтяном месторождении были собраны данные о физико-химических свойствах нефтей за период первичной и вторичной разработки. Результаты исследований пластовых нефтей приведены в таблице 3. За период консервации месторождения произошли существенные изменения физико-химических свойств исследуемой нефти. Так, газовый фактор уменьшился в 7,1 раз (с 85,9 до 12,16 м³/т). Произошло увеличение плотности нефти с 770 до 909 кг/м³ (1,2 раза). Вязкость пластовой нефти также увеличилась с 32,6 до 129,7 мПа*с (3,9 раза).

Авторы работ (Халимов и др., 2006; Халимов, Лозин, 2013) объясняют изменения свойств нефти результатами первичной разработки месторождения, которая велась на режиме растворенного газа, благодаря которому происходило резкое увеличение газового фактора добываемой продукции и наблюдалось снижение пластового давления в залежи. С одной стороны, казалось бы, объяснение вполне логично и практически повсеместно именно так трактуется специалистами. Однако есть ряд возражений. Во-первых, данное объяснение подходит для периода непрерывной эксплуатации залежи, когда замер газового фактора осуществлен в различные временные периоды, и измеряется количество растворенного газа в нативной нефти. Очевидно, что содержание свободного газа в остаточной нефти будет на порядок меньше, чем в нативной, но существующая методика определения газового фактора позволяет определять эту величину только у подвижной нефти. Поэтому, если разработка залежи была прекращена, и наблюдаются все признаки переформирования залежи (восстановление пластового давления до первоначального уровня, замещение жидкости в стволе остановленных скважин на нефть), то изменение свойств пластовой нефти как раз и подтверждает факт переформирования залежи, которое произошло за счет консолидации остаточной нефти в прикровельных участках залежи.

Второй немаловажный вывод вытекает из сопоставления дебита жидкости в период вторичной разработки за-

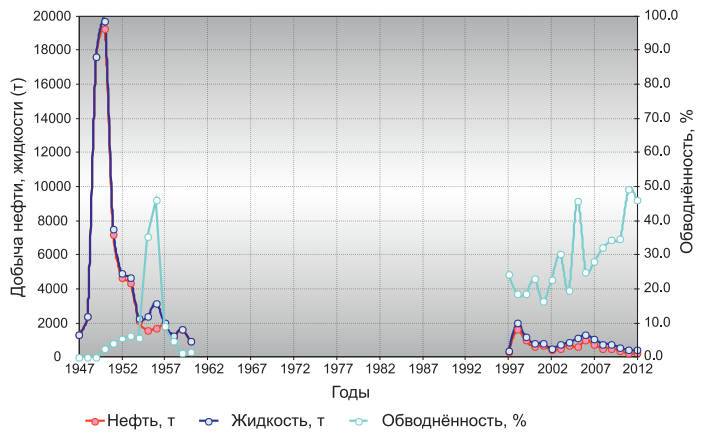


Рис. 9. Графики разработки Цветаевского месторождения.

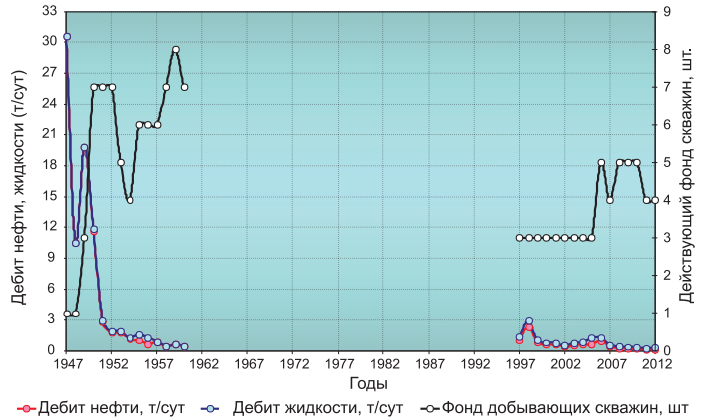


Рис. 10. Динамика дебитов и действующего фонда скважин по Цветаевскому нефтяному месторождению.

лежи и характера обводнения добываемой продукции. Превышение дебита жидкости над скоростью притока остаточной нефти на забой эксплуатационных скважин привело к опережающему росту обводненности добываемой продукции. Это относится к четырём из пяти рассмотренных месторождений, за исключением Кяккуловского, которое в отличие от других представлено рифом, и вероятно активность подошвенной воды экранирована слоем окисленной нефти.

Сопоставление накопленной добычи нефти, дебитов и обводненности представлено в табл. 4 и на рис. 11–16.

Таким образом, анализ разработки пяти месторождений показал, что доля накопленной добычи нефти за пери-

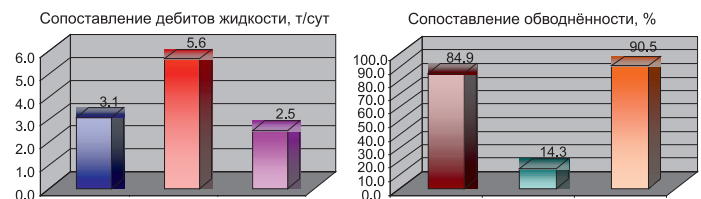


Рис. 11. Сопоставление эксплуатационных характеристик по Карлинскому нефтяному месторождению.

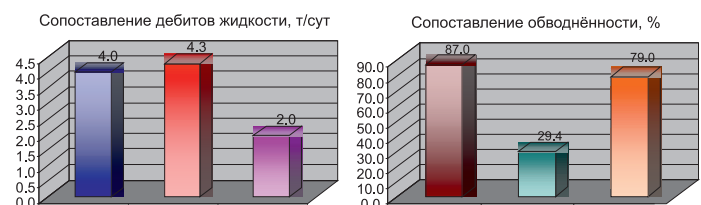


Рис. 12. Сопоставление эксплуатационных характеристик по Малышевскому нефтяному месторождению.

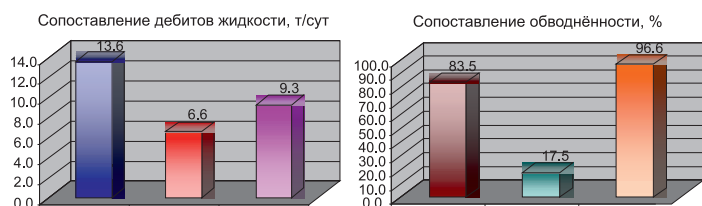


Рис. 13. Сопоставление эксплуатационных характеристик по Буруновскому нефтяному месторождению.

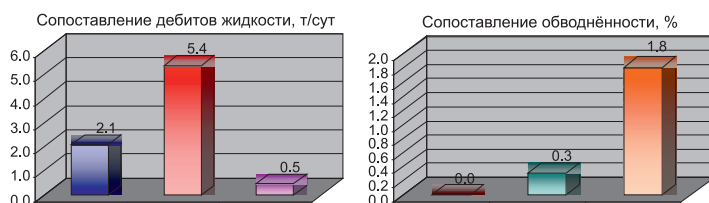


Рис. 14. Сопоставление эксплуатационных характеристик по Кисьякуловскому нефтяному месторождению.

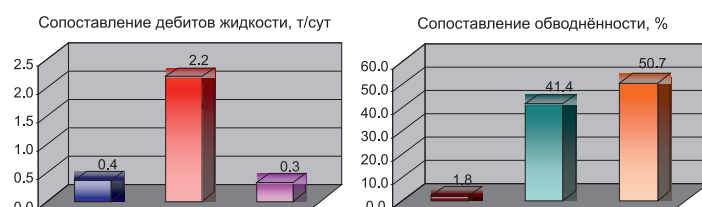


Рис. 15. Сопоставление эксплуатационных характеристик по Цветаевскому нефтяному месторождению.

од повторной эксплуатации залежей составляет от 15 до 55 % накопленной добычи за первичный период разработки, прирост величины КИН составляет от 3 до 12 %.

Эти переформирования и консолидации остаточной нефти подмечены не только на «старых» месторождениях, но и на более «молодых» месторождениях с точки зрения времени их разработки. Приведём несколько примеров из промышленной практики.

Приразломное нефтяное месторождение Западной Сибири: скв. № 230 введена в эксплуатацию 10.1987 и до 05.1988 находилась в отработке на нефть, после чего была переведена под нагнетание. В процессе эксплуатации сква-

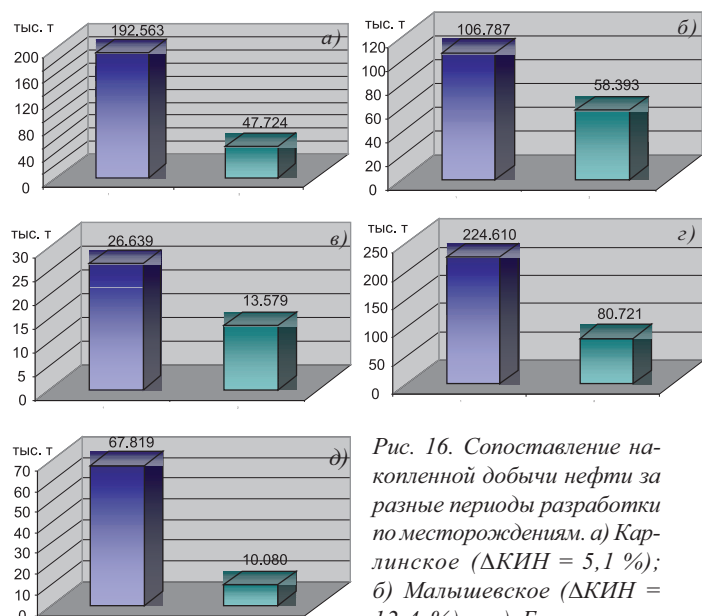


Рис. 16. Сопоставление накопленной добычи нефти за разные периоды разработки по месторождениям. а) Карлинское (Δ КИН = 5,1 %); б) Малышевское (Δ КИН = 12,4 %); в) Буруновское (Δ КИН = 12,3 %); г) Кисьякуловское (Δ КИН = 2,8 %); д) Цветаевское (Δ КИН = 5,5 %).

жины произошло повреждение обсадной колонны в 01.1991, после чего её перевели в категорию добывающих с 09.1992. Скважина стала работать с 35 %-ной обводнённостью продукции.

На Северо-Салымском нефтяном месторождении во временно остановленных скважинах № 274, 1111 (обе скважины обводнены более 95%) было отмечено нефтепроявление на устье при закрытых задвижках.

Замечено, что временный простой добывающей скважины на заключительной стадии разработки приводит к временному снижению суммарно добываемой нефти по месторождению, но затем в течение 3-5 месяцев происходит восстановление уровня добычи нефти за счет снижения средней обводнённости добываемой продукции. Эти факты имеют место на Северо-Салымском и Правдинском месторождениях. В работах (Дьячук и др., 1997а; 1997б; 1997в) нами проанализировано состояние разработки при массивном отключении добывающих и ряда нагнетательных скважин. Результаты анализа показывают, что мероприятия по ограничению добычи высокообводнённой нефти и одновременное ограничение закачки вытесняющего агента в продуктивные пласты не приводят к негативным последствиям. Напротив, происходит снижение средней обводнённости добываемой продукции при сохранении темпов отбора в целом по пласту, происходит значительное сокращение затрат на добычу нефти, при этом экономический эффект оценивается десятками миллионов рублей.

Одним из возможных инструментов добычи остаточной нефти может считаться метод циклического воздействия на пласт. Применение циклического заводнения на Северо-Салымском нефтяном месторождении, после продолжительного периода разработки в условиях ограничения добычи высокообводнённой нефти и закачки вытесняющего агента, позволило получить дополнительно приблизительно 150 т нефти ежедневно при сохранении числа добывающих скважин.

Изложенные выше факты доказывают, что доразработка нефтяного месторождения, осуществляемая на принципах гравитационного переформирования залежи, в определённых геолого-физических условиях может быть использована для повышения нефтеотдачи потенциально продуктивных пластов, кроме того, полученная информация может служить основой для уточнения структурных карт и выбора перспективных точек для бурения новых скважин.

Выводы

Анализ временной консервации ряда нефтяных месторождений и пластов в различных регионах РФ, Республики Беларусь и Венесуэлы позволил выявить следующие особенности их разработки.

1. В период консервации происходит восстановление пластового давления вплоть до первоначального.

2. В период консервации эксплуатационных объектов в стволах остановленных скважин наблюдается интенсивное замещение столба воды на нефть. Возобновление эксплуатации этих объектов характеризуется гораздо меньшей обводнённостью добываемой продукции по сравнению с той, которая зафиксирована на момент консервации.

3. Накопленная добыча нефти за период повторной эксплуатации залежей составляет от 15 до 55 % накопленной

добычи за первичный период разработки. Прирост величины КИН за период повторной эксплуатации составляет от 3 до 12 %.

4. Превышение дебита по жидкости над скоростью притока остаточной нефти на забой эксплуатационных скважин приводит к опережающему росту обводнённости добываемой продукции.

5. Изменение физико-химических свойств нефти (снижение газового фактора в 7,1 раза, увеличение плотности и вязкости нефти в пластовых условиях в 1,2 и 3,9 раза соответственно) за период консервации скважин указывает на факт реформирования нефтяной залежи и консолидации остаточной нефти в прикупальной зоне пластов.

Литература

Дьячук И.А., Кардаш Д.Е., Маланченко А.А. Анализ остановок высокообводнённого фонда добывающих скважин. *Мат. научно-техн. конф.* Уфа, БашНИПИнефть. 1997а.

Дьячук И.А., Кардаш Д.Е., Маланченко А.А. Оценка эффективности остановок высокообводнённого фонда добывающих скважин на Северо-Салымском месторождении НГДУ «Правдинскнефть». *Тр. ВНИИЦ «Нефтегазтехнология»*. Уфа. 1997б. 81 с.

Дьячук И.А., Кардаш Д.Е., Маланченко А.А. Оценка эффективности остановок высокообводнённого фонда добывающих скважин пласта БС06 на Правдинском месторождении НГДУ «Правдинскнефть». *Тр. ВНИИЦ «Нефтегазтехнология»*. Уфа. 1997в. 55 с.

Reformation of oil fields and reservoirs

I.A. Dyachuk

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia, e-mail: DyachukIA@ufa-stem.ru

Abstract. The process of oil development steadily depletes oil reservoirs. There are known cases in field experience of long-term preservation of both wells and fields. As a result, in some instances a process of oil regeneration in deposits takes place. However, the mechanism of this process remains poorly studied. Due to the fact that processes occurring in preserved reservoirs are fundamentally different from those taking place during the reservoir development, secondary development of such preserved deposits should be reviewed. In this paper we analyze experience in secondary development of oil reservoirs after long-term preservation, provide recommendation on operational regime of wells during secondary development. As a research method we used comparative analysis of geological field data for the primary and secondary oil fields development. We studied dynamics of wells performance before and after shutdown. Analysis of temporary oil fields preservation in different regions of Russia, Belarus and Venezuela revealed the following features of their development. 1. Cumulative oil production for the period of re-operation of reservoirs is 15 to 55 % of cumulative production for the initial development period. Increase of oil recovery factor for the period of re-operation is 3 to 12 %. 2. Liquid rate exceeding over residual oil influx to bottom hole leads to progressive growth of water cut.

Keywords: production well, preservation, residual oil, gravity gradient of pressure, oil recovery.

References

Dyachuk I.A., Kardash D.E., Malanchenko A.A. Otsenka effektivnosti ostanovok vysokoobvodnyonnogo fonda dobyvayushchikh skvazhin na Severo-Salymskom mestorozhdenii NGDU «Pravdinskneft» [Evaluating of the drilling break effectiveness of highly watered producing wells in the North Salym oil field (NGDU «Pravdinskneft»)]. *Proc. VNIITs «Neftegaztehnologiya»*. Ufa. 1997. 81 p.

Dyachuk I.A., Kardash D.E., Malanchenko A.A. Otsenka effektivnosti ostanovok vysokoobvodnyonnogo fonda dobyvayushchikh skvazhin plasta BS06 na Pravdinskom mestorozhdenii NGDU «Pravdinskneft» [Evaluating of the drilling

Lozin E.V., Kizina I.D., Makarov A.V., Timashev E.M. Tekhniko-ekonomicheskie raschyty pokazateley dobychi nefiti po mestorozhdeniyam ANK «Bashneft», vvodimym v razrabotku v 1996-2000 gody. Otchet NIR po dogovoru 3287 (etap 1, kniga 1). Ufa: BashNIPIneft. 1997. 125 s.

Povzhik P.P. Povysheniye effektivnosti razrabotki karbonatnykh kollektorov putem reekspluatatsii obvodnennykh skvazhin. *Avtoref. diss... kand. tehn. nauk*. M. 2010. 34 s.

Surguchev M.L. Rezultaty rekonservatsii plasta B₂ mestorozhdeniy Yablonevyy ovrag. *Neftepromyslovoye delo*. 1962. № 2.

Tekhniko-ekonomicheskoye obosnovaniye razvitiya dobychi nefiti v AO «Ishimbayneft». RMNTK «NEFTEOTDACHA», VNIIneft. M. 1994. T.I. 120 s.

Xalimov E.M., Lozin E.V. Vtorichnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Bashkortostana. SPb.: FGUP «VNIIGRI». 2013. 182 s.

Shchelkachev V.N. Analiz dlitel'noy massovoy ostanovki skvazhin i obosnovaniye ratsionalnosti forsirovannogo otbora zhidkosti iz silno obvodnivshixsya skvazhin. *Tr. GrozNII*. 1945. Вып. 3.

Xalimov E.M. i dr. Vtorichnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. SPb.: Nedra. 2006. 361 s.

Сведения об авторе

Дьячук Иван Алексеевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

450062 Башкортостан, Уфа, ул. Космонавтов 1

Тел: +7(917)75-13-429

break effectiveness of highly watered producing wells of BS06 deposit in the Pravdinsk oil field (NGDU «Pravdinskneft»)]. *Tr. VNIITs «Neftegaztehnologiya»*. Ufa. 1997. 55 p.

Dyachuk I.A., Kardash D.E., Malanchenko A.A. Analiz ostanovok vysokoobvodnyonnogo fonda dobyvayushchikh skvazhin [Analysis of drilling break of highly watered producing wells]. *Materialy nauchno-tekhn. konf.* [Proc. Sci. and Tech. Conf] Ufa: BashNIPIneft. 1997.

Povzhik P.P. Povysheniye effektivnosti razrabotki karbonatnykh kollektorov putem reekspluatatsii obvodnennykh skvazhin. *Avtoref. Diss. kand. tech. nauk* [Improving the efficiency of carbonate reservoirs development by reexploitation of the flooded wells. Abstract Cand. tech. sci. diss.]. Moscow. 2010. Pp. 32-33.

Surguchev M.L. Rezultaty rekonservatsii plasta B₂ mestorozhdeniy Yablonevy ovrag [Results of B₂ deposit depreservation on «Apple ravine» oil field]. *Neftepromyslovoye delo* [Oilfield Engineering]. 1962. № 2.

Tekhniko-ekonomicheskoye obosnovaniye razvitiya dobychi nefiti v AO «Ishimbayneft» [Technical and economic baseline for oil production in «Ishimbayneft»]. RMNTK «NEFTEOTDACHA». VNIIneft. Moscow. 1994. Vol.I. 120 p.

Lozin E.V., Kizina I.D., Makarov A.V., Timashev E.M. Tekhniko-ekonomicheskiye raschyoty pokazateley dobychi nefiti po mestorozhdeniyam ANK «Bashneft», vvodimym v razrabotku v 1996 – 2000 gody [Technical and economic calculations of oil production parameters on the «Bashneft» oil fields, developed in the period 1996-2000]. *Otchyot* [Review]. Ufa: BashNIPIneft. 1997. 125 p.

Xalimov E.M. et al. Vtorichnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy [Oil fields re-mining]. St.Petersburg: Nedra. 2006. 361 p.

Xalimov E.M., Lozin Ye.V. Vtorichnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Bashkortostana [Remining of oil fields of Bashkortostan Republic]. St.Petersburg: «VNIIGRI». 2013. 182 p.

Shchelkachev V.N. Analiz dlitel'noy massovoy ostanovki skvazhin i obosnovaniye ratsionalnosti forsirovannogo otbora zhidkosti iz silno obvodnivshixsya skvazhin. *Proc. GrozNII*. 1945. Is. 3.

Information about author

Ivan A. Dyachuk – Cand. Sci. (Engin.), Associate Professor, Chair «Oil&Gas Field Exploration»

Ufa State Petroleum Technological University, 450062 Russia, Ufa, 1 Kosmonavtov St. Tel: +7(917)75-13-429