

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРЕДЕЛЬНО ОБВОДНЕННОГО ФОНДА СКВАЖИН ПОСЛЕ ПУСКА ИЗ КОНСЕРВАЦИИ В ПОВТОРНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Гафаров Ш. А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Все большее количество месторождений входит в позднюю стадию эксплуатации, характеризующуюся высокой обводненностью продукции. При этом огромные объемы закачиваемой и добываемой воды приводят к большим затратам на подготовку и утилизацию её, что не обеспечивает рентабельной добычи нефти. Это вынуждает промысловиков снижать темпы отбора жидкости из пласта, отключать обводнившиеся скважины, участки и даже отдельные залежи. Процесс разработки нефтяного месторождения завершается полным обводнением продукции, хотя остаточные запасы в ней могут составлять от нескольких десятков до 70% и более от первоначальных.

Согласно работе [1], углеводороды оставляемые в пласте после эксплуатации залежи находятся в рассеянном состоянии, но со временем приобретают тенденцию вновь сформировывать нефтяную залежь по размеру меньшую, чем первоначальная. Об этом свидетельствует и практика, когда при пуске длительно простаивающих высокообводненных добывающих скважин, вначале поступает практически безводная нефть [2].

Наблюдаемые явления объясняются многими причинами: процессами перераспределения давления, диффузионными явлениями, осмотическими перетоками и т.д. [3]. Но основными все же следует считать гидродинамические, капиллярные, гравитационные силы. [4].

Имеющиеся в литературе промысловые сведения о возможной консолидации остаточных запасов нефти в подавляющем большинстве случаев носят констатационный характер при очень ограниченных данных об анализируемом объекте. Поэтому более детальные исследования и накопление нефтепромыслового материала по этой проблеме позволили бы выявить общие закономерности происходящих процессов и определить стратегию поведения нефтяников в условиях высокого обводнения продукции скважин. В силу сказанного проанализирована эффективность работы высокообводненного фонда скважин после пуска их в повторную эксплуатацию после консервации.

Для анализа выбраны добывающие скважины Белебеевского и Шкаповского месторождений Башкортостана, находившиеся длительное время в консервации (от 5 мес. до 14 лет) по причине высокого обводнения добываемой продукции (94,8 – 100%) и вновь запущенные в эксплуатацию.

Рассматриваемые залежи пластовые, сводовые с подпором краевых вод, с глубиной залегания 1160 – 2149 м, находящиеся на заключительной стадии разработки. Средняя нефтенасыщенная толщина для анализируемых залежей варьирует от 3,9 до 12,6 м. Пористость и проницаемость

соответственно равны 10...23% и 0,02...0,6 мкм². Разработка месторождений осуществляется на жестко-водонапорном режиме с искусственным поддержанием пластового давления. Нефти асфальтосмолистые (до 21%), парафиновые (до 4%), с содержанием серы до 1,9%. Плотность до 855 кг/м³, вязкость до 19,5 мПа·с.

Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью ~ 1180 кг/м³.

Показатели работы скважин на момент остановки и после запуска в повторную эксплуатацию приведены в табл. 1.

Анализ промыслового материала по рассматриваемым залежам показал, что остановка сильно обводненных скважин, и их, после консервации ввод в эксплуатацию для подавляющего большинства скважин (76%) привел к увеличению дебитов нефти в 1,2...26,9 раз. Обводненность продукции у 79,6% скважин снизилась в среднем с 96,8 до 85,9%, а по отдельным скважинам после простоя достигла 41,1 – 65,5% (скв. №№ 321, 965). За счет временной консервации и повторного запуска 50 скважин Белебеевского и Шкаповского месторождений дополнительно добыто 79314 т нефти.

Исследования показали, что темп и объем накопления нефти в процессе простоя зависит от места расположения забоя скважины на структуре залежи. Большее увеличение дебитов нефти наблюдалось в скважинах, расположенных в верхней кровельной части пласта. Так, если рост дебитов скважин, расположенных в сводной части залежи Белебеевского и Шкаповского месторождений на момент пуска из консервации произошел на 3,5 т/сут, то для краевых скважин – на 1,4 т/сут.

Однако здесь наблюдались отклонения от указанной закономерности: а) не все скважины в сводовой части увеличили дебиты по нефти, например скв. №№ 812, 878; б) ряд краевых скважин существенно повысили свои дебиты (скв. №№ 309, 441 и др.). Вероятно, одной из возможных причин таких отклонений является неточность построения структурных карт, не отражающих все купольные, микрокупольные поднятия, прогибы продуктивного пласта, в которых может аккумулироваться нефть под действием гравитационных сил. Тем более в работе [5] утверждается, что рассматриваемые залежи осложнены небольшими куполами, прогибами, уступами. Вокруг основной структуры выявлено большое количество второстепенных мелких поднятий небольших размеров и амплитуды, отделенных седловинами. Наличие скважин с отклонениями может быть дополнительным источником уточнения структурных карт.

На количество и скорость накопления нефти в скважинах оказывает и время простоя последних в покое. Особенно это заметно проявляется для скважин, расположенных в сводовой части пласта. Пуск скважин, простоявших в консервации до 70 мес., привел к увеличению начальных дебитов по нефти в 4,6 раза, а при простое соответственно до 150 и 180 мес. – в 5,1 и в 11,0 раз. На скважинах, расположенных в подошвенных и краевых частях структуры, не наблюдается столь явно выраженной зависимости, т.к.

имеются скважины, которые за короткие промежутки времени неоднократно повысили свои дебиты, и скважины, простоявшие довольно длительное время и не увеличившие удельные запасы нефти. И те и другие скважины должны подвергаться всестороннему анализу и изучению их на предмет выявления причин и закономерностей столь быстрого наполнения или отсутствия нефти, с последующими рекомендациями к ликвидации бесперспективных скважин и, наоборот, к стимуляции их к активному накоплению нефти в перспективных скважинах.

Дальнейший анализ промысловых данных позволил установить следующее: скважины, в которых после пуска их из консервации (36%) произошло увеличение дебита по жидкости (форсирование), показали значительное увеличение объема добываемой нефти. Так рост дебита скважин по жидкости в 1,1 – в 5,6 и более раз привел к увеличению дебитов по нефти в среднем в 4,1 раза при одновременном снижении средней обводненности продукции с 97,3% до 89,9% (на 7,4%).

Те же скважины (42 %), в которых дебиты по жидкости при пуске из простоя оказались ниже дебитов на момент остановки на консервацию (в 1,1 – в 3,0 и более раз), увеличили свои добывные способности по нефти в среднем только в 1,25 раз, но более существенно снизили среднюю обводненность продукции: с 97,7 до 83,0% (на 14,7%).

Длительность рентабельной эксплуатации скважин при форсированном режиме отбора оказалась короче (в 1,27 раз) по сравнению со скважинами, запущенными при уменьшенных дебитах по жидкости; объем суммарно добытой нефти превысил на 21%. Естественно в этом случае средняя обводненность продукции скважин оказалась выше на 6,9%.

Результаты промысловых исследований подтверждают лабораторные и теоретические выводы, приведенные в работе [6], где доказывается необходимость и эффективность использования форсированного отбора жидкости после простоя скважин в консервации при определенных геолого-стратиграфических условиях залегания пласта. Получено необходимое условие для эффективного выноса нефтяных скоплений, аккумулировавшихся в купольных и микрокупольных поднятиях. Таким образом, увеличивая или уменьшая дебиты по жидкости во вновь запущенных из консервации в эксплуатацию скважин, можно регулировать темп отбора нефти, объемы попутно добываемой воды, что повышает рентабельность добычи нефти.

Бездействие скважин отрицательно сказывается на состоянии ПЗС. Возможно этим можно объяснить снижение коэффициента продуктивности у 42% анализируемых скважин после пуска их из консервации. Это требует проведения на скважинах-накопителях нефти профилактических и стимуляционных работ, направленных на улучшение состояния ПЗС и ускорение процессов переформирования и консолидации остаточных запасов нефти: а именно,

- перед остановкой обводненной скважины залежи (участка) на консервацию – закачка в пласт химреагентов, активно капиллярно и диффузионно проникающих в нефтенасыщенные участки пласта, для подавления молекулярно-поверхностных сил и разрушения с.м.с аномально-вязких нефтей с использованием технологий циклического и вибрационного воздействия.
- при простое скважины, залежи (участка) в консервации – периодическое воздействие сейсмоакустическими, виброволновыми, тепловыми полями и химреагентами, интенсифицирующими процессы капиллярно-плотностной сегрегации. На энергетически истощенных месторождениях закачка вод в нагнетательные скважины для восстановления пластового давления с использованием различных технологий МУН, экономически обосновав целесообразность указанных геолого-технических мероприятий.
- перед пуском скважины из консервации – промывка забоя химреагентами, проведение методов воздействия на ПЗС кислотными растворами, ПАВами, растворителями в сочетании с волновыми методами и изоляционными работами.

Эффективность подобных мероприятий подтверждается нефтепромысловой практикой. Так, обработка ПЗС перед пуском в повторную эксплуатацию раствором "Нефтенол" скв. №№ 388, 405, 406 Белебеевского месторождения привела к неоднократному повышению дебитов скважин по нефти (в 2,7; 11; 3,3 раза соответственно) по сравнению с другими.

При консервации предельно обводненных скважин, отдельных залежей, на сравнительно недлительное время (до 10 – 15 лет), вероятно, основными источниками пополнения нефти околоскважинной зоны, куполов, микрокуполов нефтяных месторождений будут являться разрушение и отмыв пленочной нефти, вытеснение четочной (пробковой) капиллярно-удержанной нефти из пор, где градиенты гидродинамического давления будут превышать капиллярные давления менисков и статические напряжения сдвига структурированных нефтей, а также передислокация в кровельную часть пласта небольших по объему водоплавающих локальных целиков остаточной нефти. Только длительный простой залежи нефти в течении 30 – 70 и более лет, как показала практика [2], будет способствовать переформированию остаточной нефти в новую залежь. При этом более высокие темпы консолидации нефти, вероятно, будут наблюдаться в пластах со сложно построенной поровой структурой, характеризующихся высокой остаточной нефтенасыщенностью, разработка которых велась на режимах истощения.

Таблица 1

Динамика показателей работы высокообводненных добывающих скважин НГДУ "Аксаковнефть" до остановки на консервацию и после пуска их в повторную эксплуатацию

№№ п/п	№ скв	Объект эксплуатации	Дата ввода в эксплуатацию	Расположение скв. на структуре	Дата		Время простоя, мес.	Дебит по жидкости, м ³ /сут	
					остановки на консервацию	пуска из консервации		на момент остановки	После запуска
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Белебеевское месторождение									
1	30	пласт Д ₁	30.07.84	свод.	06.1994	08.2001	86	3,9	5
2	299		31.12.88	свод.	03.1995	10.2000	67	100,9	110
3	300		27.01.89	свод.	04.1993	10.2000	90	104,1	110
4	301		20.03.87	краевая	11.1994	01.2001	74	215,3	5
5	302		30.08.84	краевая	11.1994	06.2001	79	205	7
6	307		27.08.84	краевая	05.1990	06.2001	133	345,6	7
7	308		23.06.86	краевая	03.1995	02.1999	47	261,3	260,3
8	309		10.06.87	краевая	12.1993	03.2000	75	101	7
9	312		19.06.86	краевая	01.1995	03.2000	62	105,5	112
10	352		31.07.87	краевая	12.1994	02.2000	62	270	270
11	354		06.08.87	краевая	05.1990	01.2001	128	108,4	5
12	358		17.06.88	краевая	05.1994	02.2000	69	159	6,8
13	361		26.05.88	краевая	01.1995	02.1999	49	155,3	119
14	366		24.08.88	краевая	01.1994	03.2000	74	69,9	85
15	384		20.12.87	свод.	11.1990	09.2000	118	125,2	173,1
16	388		30.06.88	краевая	05.1994	02.2000	69	230	240
17	391		19.07.88	краевая	01.1997	04.2000	39	139	148,4
18	393		18.01.88	краевая	05.1994	07.2000	74	116	90
19	397		24.12.87	Краевая	11.1998	03.1999	4	323,7	257
20	399		18.08.88	Краевая	03.1996	06.2000	51	114,3	125

№№ п/п	Дебит по нефти, м ³ /сут		Обводненность, %		Пластовое давление, МПа		Количество дополнительно добытой нефти, т
	на момент остановки	После запуска	на момент остановки	после остановки	на момент остановки	при запуске	
1	11	12	13	14	15	16	17
Белебеевское месторождение							
1	0,2	0,3	94,8	94,0	15,0	22,0	386
2	2,2	2,7	97,8	97,5	15,8	21,2	720
3	1	2,5	99,0	97,7	19,0	20,3	1512
4	4,6	0,1	97,8	98,0	16,3	18,6	–
5	2,5	0,2	98,8	97,1	15,0	16,0	–
6	3,6	0,2	98,9	97,1	16,6	22,1	–
7	2,6	5,2	99,0	98,0	17,0	18,0	791
8	1	5,5	99,0	21,4	16,3	15,8	2217
9	2,3	2,6	97,8	97,7	16,0	18,9	486
10	3,6	9,8	98,7	96,4	16,0	18,6	6647
11	3,6	0,3	96,7	94,0	17,0	21,7	73
12	2,4	0,1	98,5	98,5	16,3	14,0	–
13	3,4	3,2	97,8	97,3	16,0	21,0	–
14	0,7	1,1	99,0	98,7	20,0	21,0	676,4
15	1,3	7,6	98,9	95,6	23,1	20,5	8685
16	2,3	6,1	99,0	97,5	17,7	17,9	5411
17	1,4	3,1	98,9	97,9	17,0	18,5	2208,9
18	1,7	3,7	98,5	95,9	16,1	22,5	2862,2
19	9,7	12,1	97,0	95,5	18,0	19,6	3214,3
20	2,5	2,5	97,8	98,9	17,0	15,4	274,3

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	400	пласт Д ₁	30.09.88	краевая	01.1996	03.2000	50	173	170
22	403		29.10.87	краевая	03.1995	09.2000	66	80	97,5
23	405		30.11.89	свод.	03.1988	09.2000	151	66,8	135
24	406		31.10.90	краевая	05.1994	09.2000	76	45,2	127,5
25	435		31.10.90	краевая	12.1997	07.2000	55	115	109,3
26	438		22.11.90	краевая	03.1995	07.2000	64	103,7	107,5
27	441		30.06.90	краевая	01.1995	03.2000	62	82,2	92
28	446		10.07.90	краевая	01.1996	03.2000	50	110	121,9
29	462		28.07.89	краевая	12.1993	10.2000	82	120,3	8
30	464		31.10.89	краевая	02.1995	06.2000	64	90	108
31	465		12.01.90	краевая	01.1995	05.2000	64	100	80
32	4107		25.07.87	краевая	08.1997	08.2000	36	1,5	5,9
Шкаповское месторождение									
33	5	Д ₁	03.65	краевая	08.1998	01.1999	5	150,5	138
34	56	Д _{IV}	12.85	краевая	01.1995	10.2002	93	7,5	6,9
35	157	Д _{IV}	11.96	краевая	11.1998	06.1999	7	2	2
36	180	Д ₁	06.58	краевая	01.1996	07.1999	70	180	5
37	215	Д ₁	07.94	краевая	01.1997	10.2000	45	62,5	80,6
38	287	Д ₁	09.59	свод.	05.1997	09.2000	40	94,2	35
39	321	Д ₁	09.60	краевая	07.1998	09.1999	14	23	9
40	482	Д ₁	11.76	краевая	08.1998	01.1999	5	1	10,6
41	686	Д ₁	07.59	свод.	08.1998	02.1999	6	41,2	44,7
42	878	Д ₁	03.82	свод.	05.1992	09.2001	112	4,2	4,3
43	910	Д ₁	04.78	краевая	08.1989	05.2000	129	170,9	9,4

Продолжение таблицы 1

1	11	12	13	14	15	16	17
21	1,7	3,8	99,0	97,8	14,0	17,7	2579,2
22	2,7	4,4	96,6	95,5	19,1	18,3	1656
23	0,7	7,6	98,9	94,4	21,0	21,0	5479
24	1,9	6,3	95,8	95,1	11,0	19,7	5594
25	2,3	2,3	98,0	97,9	16,0	16,0	–
26	2,7	3,3	97,4	96,9	17,5	18,8	4101
27	1,6	9,3	98,0	89,9	12,0	15,3	4278
28	2,2	2,6	98,0	97,9	13,7	17,4	527
29	1,1	0,3	99,0	96,3	17,0	17,1	–
30	2,3	2,2	97,4	97,9	12,4	17,4	–
31	1	3,4	99,0	95,7	11,9	17,2	2008
32	0,2	2	86,7	66,1	14,6	15,8	1088
Шкаповское месторождение							
33	6,3	11,1	95,8	91,9	24,0	19,4	8407
34	0,3	4,4	96,0	36,2	20,2	–	3034
35	0,3	0,3	85,0	85,0	16,7	19,0	–
36	3,4	2,5	98,1	50,0	19,0	16,0	–
37	1,4	3,4	97,8	95,8	24,0	28,0	1993
38	3,1	9,2	96,7	73,7	17,3	20,1	3213
39	0,1	5,3	99,6	41,1	21,0	21,-	2705
40	0,1	0,8	90,0	92,4	17,2	16,9	449
41	1,2	11,8	96,7	69,9	22,1	26,0	3482
42	3,5	3,5	16,7	18,6	20,0	18,0	–
43	0	0,9	100,0	90,4	18,0	17,0	686

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	911	Д _{IV}	11.93	Краевая	08.1994	01.2001	77	4	8,1
45	965	Д _I	03.83	свод.	08.1989	04.1999	116	160,9	29,1
46	969	Д _I	06.84	свод.	11.1987	11.2001	168	9,3	3,5
47	994	Д _I	02.94	свод.	01.1995	07.2000	56	11,7	65
48	1064	Д _I	29.09.81	свод.	04.1991	09.2000	113	2	5
49	811	С _{IV}	06.79	свод.	11.1990	07.2001	128	342,4	419,5
50	812	С _{IV}	12.78	свод.	02.1995	08.2001	78	249,8	90

Продолжение таблицы 1

1	11	12	13	14	15	16	17
44	0	2,1	100,0	74,1	23,0	20,0	1106
45	0	10	100,0	65,6	22,0	20,8	2013
46	0,1	1,1	98,9	68,6	21,1	21,0	989
47	0,3	3,1	97,4	95,2	19,0	17,0	2143
48	0	1,9	100,0	62,0	18,0	16,0	493,2
49	3,6	9,4	98,9	97,8	16,8	17,1	853
50	7,8	3,1	96,9	96,6	15,7	14,9	–

Таким образом, остановка предельно обводненных скважин и их простой в консервации приводит к переформированию остаточных запасов нефти и снижению обводненности продукции скважин. Темп и объем накопления нефти в процессе простоя зависит от места расположения ПЗС на структуре залежи. Больше увеличение дебитов по нефти отмечается в скважинах, расположенных в сводовой части пласта.

На основе оценки эффективности работы скважин после пуска из консервации необходимо их ранжирование по добывным возможностям с целью дальнейшего их рационального использования: скважины, в которых не происходит накопление нефти во времени, находятся в нижней точке (в минисинклинали) и в доработке залежи не участвуют. Скважины, где скорость накопления остается постоянной и не зависит от времени, находятся на крыльях купола. Скважины, в которых наблюдается увеличение скорости накопления нефти во времени, находятся в высших точках купола, и будут являться основными эксплуатационными скважинами в доработке залежи. Последние две группы скважин переводятся на периодический режим эксплуатации, цикличность которого определяется геолого-физическими характеристиками пласта и физико-химическими свойствами нефти.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Крылов А. П. О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с её обсуждением // Нефт. хоз-во. – 1974 – №8 – с 33
2. Технично-экономическое обоснование развития добычи нефти в АО "Ишимбайнефть", РМНТК "Нефтеотдача" ВНИИнефть, – М.: 1994. – т 1. – с 120
3. Извлечение нефти из выработанных залежей после их переформирования / Еременко Н. А., Желтов Ю. В., Рыжик В. Н., Мартос В. Н., Кисиленко Б.Е., Сабанеева З. М. // ВНИОЭНГ сер. Нефтепром. дело, – М.: 1978 – с. 59
4. Гафаров Ш. А. Зависимость капиллярно-гравитационной сегрегации от состава нефти и типа нефтесодержащих пористых сред / В кн. Сборник научных докладов. 12 Европейский симпозиум по повышению нефтеотдачи пластов. – Казань, 2003 – с. 273 – 276
5. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана / Баймухаметов К. С., Викторов П. Ф., Гайнуллин К. Х., Сыртланов А. Ш. – Уфа, РИЦ АНК "Башнефть" – 1977 – с. 422
6. Дьячук И. А., Гафаров Ш. А. Применение форсированного отбора жидкости на заключительной стадии разработки / В кн.: Проблемы нефтегазового комплекса России. Междунар. научн.-техн. конференц. – Уфа, 1998 – с. 139 – 140