

АНАЛИЗ ВРЕМЕННОЙ ОСТАНОВКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ И ПРИБЛИЗИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА СКОРОСТИ НАКОПЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ

Проанализированы остановки эксплуатационных скважин. Показано, что в период остановки в скважинах, приуроченных к микрокупольным поднятиям кровли продуктивного коллектора, происходит накопление остаточной нефти. Полученные данные подтверждают, что в промытой части коллектора происходят процессы регенерации нефтяной залежи, связанные с проявлением гравитационного градиента давления и хроматографических процессов на границе раздела фаз. Оценена скорость перемещения нативной и остаточной нефти в условиях заключительной стадии разработки.

Ключевые слова: заключительная стадия разработки, гравитационный градиент давления, хроматографические процессы на границе фаз, нативная нефть, остаточная нефть.

Завершающая стадия разработки нефтяного месторождения – это этап в эволюции развития динамической системы. Любая нефтяная залежь, разработка которой осуществляется в условиях жестко-водонапорного режима, является динамической системой и претерпевает необратимые изменения. В соответствии с этим, должны меняться и методы воздействия на неё.

В результате обобщения и анализа литературных данных, промысловых наблюдений и экспериментов, а также проведя собственные лабораторные исследования, удалось сформулировать рабочую гипотезу о механизме перестроения нефтяной залежи в условиях искусственного заводнения.

На завершающей стадии разработки остаточная нефть, оставшаяся за фронтом вытеснения, будет мигрировать преимущественно в вертикальном направлении 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 продуктивного пласта и за счёт условия неразрывности потока образуя новую «компактную залежь».

По нашему мнению, завершающей стадией разработки следует называть период после прохождения фронта вытеснения, и затрагивает он только тот объём пласта, где это произошло. Следовательно, если это так, то процесс регенерации должен себя проявлять в промысловой практике. Следуя нашим рассуждениям, можно предположить, что в окрестностях скважин, перфорированных в купольных поднятиях (I), и скважин, перфорированных на «кры-

слях» купола (II), в период их временной остановки происходит процесс аккумуляции нефти, что должно привести к изменению обводнённости при вводе скважин в эксплуатацию. На скважинах, которые расположены в синклиналиях (впадинах) кровли коллектора (III), изменения обводнённости происходить не должно.

Для проверки гипотезы о перестроении нефтяной залежи в процессе её заводнения были проанализированы эксплуатационные характеристики скважин двух высокообводнённых месторождений. Первый объект исследования – основной эксплуатационный объект – пласты $AB_1^3 + AB_2^1$ Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения, расположенного в пределах Нижнеуртовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Второй объект исследования – пласты Dкн, DI и DIV Белебеевского нефтяного месторождения Башкортостана.

Приведём краткую характеристику состояния разработки эксплуатационных объектов.

Орехово-Ермаковское нефтяное месторождение (Дополнение к проекту разработки Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения, 2012). **Объект $AB_1^3 + AB_2^1$** (алымская и венденская свита) разрабатывается с 1986 года. В разработке находится одна залежь нефти (западный, восточный и центральный участок).

По объекту сформирована блочно-замкнутая трехрядная система разработки с элементами очагово-избирательного заводнения.

В действующем добывающем фонде 255 действующих скважин (113 совместных). В действующем нагнетательном фонде 110 действующих скважин (23 совместных).

На 01.01.2012 г. отобрано 22875,4 тыс.т нефти (64,6% от НИЗ), жидкости – 122936,4 тыс.т. Средний дебит по нефти – 4,9 т/сут, по жидкости – 96,4 т/сут. Обводненность добываемой продукции – 94,9%. Текущий КИН – 0,155 (утвержденный – 0,240). Накопленная закачка составила 129033,4 тыс.м³, накопленная компенсация – 100,5%.

Белебеевское нефтяное месторождение (Технологический проект разработки Белебеевского нефтяного месторождения, 2013).

Объект Дкн (кыновский горизонт) находится в разработке с 1960 года. Всего выявлено 20 залежей нефти: три залежи пласта Дкн1 (XIIIa, XVIII, XIX) и 17 залежей пласта Дкн2 (I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII, XIII, XIV, XV, XVI, XVII) с запасами промышленных категорий. В разработке находятся 11 залежей (I, VI, VII, VIII, X, XI, XIII, XV, XVII, XVIII, XIX).

На объекте организована очагово-избирательная система заводнения.

В действующем добывающем фонде числятся 15 скважин, из них три совместные (DI – 2, DIV – 1), способ эксплуатации – механизированный (УШГН – 11, УЭЦН – 4). В действующем нагнетательном фонде восемь скважин.

На 01.01.2013 г. накопленная добыча нефти по объекту составила 376,6 тыс.т (27,6% от НИЗ), жидкости – 867,9 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил – 2,8 т/сут, жидкости – 7,6 т/сут. Обводненность добываемой продукции – 63,8%. Текущий КИН – 0,100 (утвержденный 0,360). Компенсация отбора закачкой – 305,4%. Накопленный ВНФ – 1,30 д.ед.

Скважины, на которых зафиксировано снижение обводненности в период простоя относятся к пяти залежам: I, VIII, X, XII, XIII.

Объект DI (пашийский горизонт) находится в разработке с 1958 года. Всего выявлено 15 залежей нефти: девять залежи пласта DIvx (I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX) и шесть залежей пласта DIнж (I, II, III, IV, V, VI) с запасами промышленных категорий. В разработке находятся девять залежей (DIvx – I, II, III, VI, VII, IX; DIнж – I, II, V).

№ п.п.	№ скв.	Состояние	Характер работы	Абс. отм. кровли коллектора, м	Дебит жидк. за посл. раб. месяц, т/сут	Дебит нефти за посл. раб. месяц, т/сут	Обводн. за посл. раб. месяц, %	Дата остановки	Обводн. на дату остановки	Дата запуска в работу	Обводненность на дату запуска в работу	Изменение обводненности, %	Время простоя, сут	I - поднятие, II - склон, III - низменность	ЧНЗ / ВНЗ	Процент ин-ла перфорации от эф.толщины пласта
1	1425	Б/Д ПР Л	НЕФ	-1664,13	3.2	2	38.55	01.01.1990	36	01.03.1991	15	21	410	I	ВНЗ	38 % - нефтенас. часть
2	480	ПЬЕЗ	НЕФ	-1655.62	5.4	2.6	52.15	01.12.1997	59	01.06.1998	35	24	180	I	ВНЗ	25 %
3	588	ПЬЕЗ	НЕФ	-1652.77	2.6	0.2	92.21	01.08.1988	98	01.04.1989	81	16	245	II	ЧНЗ	25 %
4	1344	Б/Д ПР Л	НЕФ	-1655.6	10	0.2	98.34	01.11.1991	74	01.06.1992	57	22	208	I	ЧНЗ	48 %
5	1285	Б/Д ПР Л	НЕФ	-1650.07	21	0.5	97.78	01.10.1988	99	01.03.1989	45	54	166	I	ЧНЗ	50 %
6	921	Б/Д ПР Л	НЕФ	-1659.94	37.4	4.4	88.26	01.11.1991	74	01.03.1992	27	47	113	I	ЧНЗ	50 %
7	2432	Б/Д ПР Л	НЕФ	-1659.08	0.9	0.4	53.57	01.01.2006	95	01.12.2006	75	20	331	II	ЧНЗ	85 %
8	467	ПЬЕЗ	НЕФ	-1666.62	19	3.7	80.45	01.01.1991	36	01.07.1991	25	11	192	I	ЧНЗ	53 %
9	1125	РАБ.	НЕФ	-1664.05	31.1	4.8	84.55	01.09.1994	33	01.06.1995	22	10	272	I	ЧНЗ	53 %
10	463	КОНС	НЕФ	-1669.69	4.3	0.5	89.39	01.12.2005	39	01.08.2006	21	18	225	II	ВНЗ	21 % - нефтенас. часть
11	2376	РАБ.	НЕФ	-1647.71	59	1.7	97.05	01.03.2004	98	01.09.2007	81	17	1280	II	ВНЗ	66 % - нефтенас. часть
12	3366	РАБ.	НЕФ	-1651.2	172.3	3.8	97.77	01.10.1990	89	01.07.1993	69	20	1021	II	ВНЗ	72 % - нефтенас. часть
13	1523	РАБ.	НЕФ	-1653.44	298.5	13.4	95.52	01.07.1992	99	01.09.1995	79	20	1175	II	ВНЗ	14 % - нефтенас. часть
14	1507	РАБ.	НЕФ	-1656.63	159.4	4.7	97.02	01.03.1993	96	01.04.1993	41	56	32	II	ЧНЗ	71 %
15	9R	Б/Д ПР	НЕФ	-1656.76	111.3	0.8	99.28	01.03.2005	92	01.10.2006	73	19	571	II	ЧНЗ	71 %
16	515	КОНС	НЕФ	-1657.85	6.3	0.6	90.99	01.05.1992	33	01.07.1992	23	10	69	I	ЧНЗ	88 %
17	2511	КОНС	НЕФ	-1658.65	5.8	0.3	95.56	01.12.1994	80	01.12.1995	52	28	369	I	ЧНЗ	88 %
18	561	КОНС	НЕФ	-1659.05	3.7	0	98.97	01.08.1995	97	01.10.1997	17	80	790	I	ЧНЗ	37 %
19	1302	РАБ.	НЕФ	-1660.44	166	3.7	97.79	01.01.1999	98	01.07.2000	75	23	548	I	ЧНЗ	72 %
20	2237	КОНС	НЕФ	-1660.85	84.2	1.1	98.74	01.01.1996	99	01.06.1999	82	17	1228	II	ЧНЗ	57 %
								01.08.1990	88	01.06.1991	23	65	317	II	ЧНЗ	82 %
								01.08.2004	68	01.04.2006	41	27	624	II	ВНЗ	52 % - нефтенас. часть
								01.01.1990	46	01.07.1990	5	42	176	II	ЧНЗ	57 %
								01.12.1996	98	01.10.1997	50	48	322	I	ВНЗ	93 %
								01.01.1989	71	01.02.1989	51	20	32	II	ВНЗ	32 % - нефтенас. часть

Табл. 1. Список добывающих скважин со снижением обводненности после простоя (более 30 суток) по объекту $AB_1^3 + AB_2^1$.

№ п.п.	№ скв.	Состояние	Характер работы	Абс. отм. кровли коллектора, м	Дебит жидк. за посл. раб. месяц, т/сут	Дебит нефти за посл. раб. месяц, т/сут	Обводн. за посл. раб. месяц, %	Дата остановки	Обводн. на дату остановки	Дата запуска в работу	Обводненность на дату запуска в работу	Изменение обводненности, %	Время простоя, сут	I - подтятие, II - склон, III - низменность	ЧНЗ / ВНЗ	Процент ин-ла перфорации от эф.толщины пласта
21	787	РАБ.	НЕФ	-1661.19	204.9	6.1	97.03	01.02.2003	98	01.11.2006	84	14	1373	II	ВНЗ	80% - нефтенас. часть
22	508	КОНС	НЕФ	-1661.29	7.1	0.6	91.86	01.04.2007	99	01.10.2007	86	12	179	II	ВНЗ	48% - нефтенас. часть
23	708	КОНС	НЕФ	-1661.54	7.1	0.6	91.51	01.08.1994	84	01.04.1995	46	37	243	II	ВНЗ	58% - нефтенас. часть
								01.10.1995	99	01.08.1997	62	37	658			
24	844	РАБ.	НЕФ	-1666.66	31.5	2.6	91.7	01.02.1994	60	01.05.1999	32	29	1909	III	ЧНЗ	100%
								01.12.2003	78	01.06.2006	68	11	904			
25	3266	РАБ.	НЕФ	-1669.88	103.3	9.4	90.88	01.07.1989	22	01.09.1989	5	17	61	II	ВНЗ	44% - нефтенас. часть
								01.06.2004	82	01.10.2006	72	10	863			
26	462	ПЬЕЗ	НЕФ	-1672.94	63.6	1.9	97.01	01.04.1990	84	01.06.1990	29	55	50	II	ВНЗ	45% - нефтенас. часть
								01.03.1991	99	01.10.1992	50	49	592			

Продолжение таблицы 1.

№ п.п.	№ скв.	Состояние	Характер работы	Абс. отм. кровли коллектора, м	Дебит жидк. за посл. раб. месяц, т/сут	Дебит нефти за посл. раб. месяц, т/сут	Обводн. за посл. раб. месяц, %	Дата остановки	Обводн. на дату остановки	Дата запуска в работу	Обводненность на дату запуска в работу	Изменение обводненности, %	Время простоя, сут	I - подтятие, II - склон, III - низменность	ЧНЗ / ВНЗ	Процент ин-ла перфорации от об.толщины пласта
1	1042	РАБ.	НАГ	-1653.44	2.5	0	98.67	01.12.1991	35	01.01.1993	22	14	396	II	ЧНЗ	90%
2	1978	КОНС	НАГ	-1664.33	5.3	1.1	78.95	01.10.1990	42	01.03.1991	0	42	145	II	ЧНЗ	53%
								01.01.1994	23	01.05.1994	11	12	124			
3	2416	Б/Д ПР Л	НАГ	-1655.52	29.2	4.4	85.05	01.09.1996	79	01.11.1996	60	19	47	II	ЧНЗ	79%
4	529	Б/Д ПР Л	НАГ	-1657.9	44.3	1.9	95.67	01.06.2004	96	01.04.2005	82	14	307	II	ЧНЗ	91%

Табл. 2. Список нагнетательных скважин со снижением обводненности после простоя (более 30 суток) по объекту АВ₁³+АВ₂¹.

На объекте организована очагово-избирательная система заводнения.

В действующем добывающем фонде числятся 78 скважин, из них две совместные (Дкн), способ эксплуатации – механизированный (УЭЦН – 68, УШГН – 10). В действующем нагнетательном фонде – 20 скважин, из них одна совместная (DIV).

На 01.01.2013 г. накопленная добыча нефти по объекту составила 3942,5 тыс.т. (61,4% от НИЗ), жидкости – 85487,1 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил – 3,9 т/сут, жидкости – 158,2 т/сут. Обводненность добываемой продукции на конец года составила 97,5%. Текущий КИН – 0,223 (утвержденный 0,363). В пласт закачено 53556,0 тыс.м³ воды. Компенсация отбора закачкой – 72,1%. Накопленный ВНФ – 20,7 д.ед.

Скважины, на которых зафиксировано снижение обводненности в период простоя, относятся к шести залежам: (I Дн; I, II Дв), (II Дн, VII Дв), III Дн.

Объект DIV (ардатовский горизонт)

Ардатовский горизонт находится в разработке с 1957 года. Всего выявлено шесть залежей нефти (I, II, III, IV, V, VI) с запасами промышленных категорий. В разработке находятся три залежи (I, II, III).

На объекте организована очагово-избирательная система заводнения.

В действующем добывающем фонде числятся восемь скважин, из них одна совместная (Дкн), способ эксплуатации – механизированный (УШГН – 6, УЭЦН – 2). В действующем нагнетательном фонде четыре скважины, из них одна совместная (DI).

На 01.01.2013 г. накопленная добыча нефти по объекту составила 3993,6 тыс.т. (81,4% от НИЗ), жидкости – 25694,3 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил – 1,9 т/сут, жидкости – 49,1 т/сут. Обводненность добываемой продукции на конец года составила 96,1%. Текущий КИН – 0,473 (утвержденный 0,580). В пласт закачено 27768,6 тыс.м³ воды. Компенсация отбора закачкой – 115,5%. Накопленный ВНФ – 5,43 д.ед.

Скважины, на которых зафиксировано снижение обводненности в период простоя относятся к трём залежам: I, II, III.

Таким образом, рассматриваемые залежи нефти находятся на завершающей стадии разработки. Большая часть объема продуктивной части коллектора заводнена.

Была проанализирована история эксплуатации каждой скважины, числящейся на данных объектах разработки. Узло-

выми точками анализа являлись временные остановки скважин, сравнивалась обводнёность добываемой продукции до остановки и после возобновления эксплуатации. В результате анализа промысловых данных установлено, что на части скважин наблюдается снижение обводнёности добываемой продукции после временной остановки.

Орехово-Ермаковское нефтяное месторождение

Объект АВ₁³+АВ₂¹. Из общего числа скважин (187 шт.), где наблюдается снижение обводнёности, нами выбраны 26 добывающих и четыре нагнетательные скважины, время простоя которых было более 30 суток, и за это время на скважинах не проводились ГТМ. После этого каждая из выбранных скважин была отнесена к I, II или к III типу относительно местоположения на структуре продуктивного коллектора. Результаты анализа представлены в таблицах 1, 2.

В девяти скважинах из 26 снижение обводнёности после временного простоя зафиксировано дважды, что указывает на то, что это не случайность, а скорее закономерность. Время простоя варьировалось от 32 до 1909 суток. Снижение обводнёности для разных скважин составляло от 10 до 80%. Корреляции между временем простоя и изменением обводнёности не наблюдается.

Половина скважин находятся в зоне ВНЗ, остальные скважины в зоне ЧНЗ. Распределение местоположения скважин относительно структуры коллектора различно. Так, в зоне ВНЗ скважины распределены следующим образом: I – 2, II – 11. В зоне ЧНЗ: I – 6, II – 6, III – 1. Группировка скважин

№ п.п.	Номер скважины	Пласт	На момент остановки				При выводе скважины из простоя				Изменение обводн., %	Изменение дебита нефти, т/сут	Изменение дебита жидкости, т/сут	Время простоя, сут	Локальное местоположение			Процент ин-ла перфор. от эфф.толщ. пласта
			Дата остановки	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Дата запуска в работу	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут					I - поднятие, II - склон, III - низменность	ЧНЗ / ВНЗ	К.З. - контактные запасы	
1	105	DI	01.09.1964	52.9	11.8	25.2	38.9	22.8	37.2	01.11.1964	38.9	10.9	12.1	52	II	ВНЗ, к.з.	45%	
2	107	DI	01.11.2008	98.1	0.3	15.4	9.7	14.1	15.7	01.12.2008	88.4	13.8	0.3	31	II	ВНЗ, к.з.	18%	
3	125	DIV	01.03.1974	100.0	0.0	0.5	65.3	0.6	1.8	01.04.1974	34.7	0.6	1.2	53	I	ВНЗ, к.з.	100%	
4	126	DIV	01.08.1973	100.0	0.0	2.0	11.2	6.7	7.6	01.03.1974	88.8	6.7	5.6	233	I	ВНЗ	90%	
5	132	DIV	01.01.1996	100.0	0.0	1.4	27.7	2.1	2.9	01.03.1996	72.3	2.1	1.5	61	II	ЧНЗ	100%	
6	141	DI	01.02.2002	100.0	0.0	2.0	76.9	1.2	5.2	01.03.2002	23.1	1.2	3.2	54	II	ВНЗ	12%	
7	145	DIV	01.01.1972	91.4	0.4	5.2	61.8	4.1	10.7	01.03.1972	29.5	3.6	5.5	37	II	ЧНЗ	100%	
8	166	DIV	01.10.1988	12.0	0.6	0.6	0.6	0.1	0.1	01.12.1988	11.4	-0.4	-0.5	53	II	ЧНЗ	100%	
8	166	DIV	01.08.2006	11.1	2.1	2.4	0.0	4.0	4.0	01.10.2006	11.1	1.9	1.6	52	II	ЧНЗ	100%	
9	174	DIV	01.04.1987	31.0	1.2	1.8	7.2	1.7	1.8	01.10.1987	23.9	0.4	0.0	182	I	ЧНЗ	100%	
10	208	DIV	01.02.1988	100.0	0.0	131.5	48.7	2.0	3.9	01.12.1988	51.3	2.0	-127.6	324	II	ЧНЗ	100%	
11	222	Дкн	01.12.1997	75.1	0.4	1.6	57.9	2.0	4.8	01.01.2000	17.2	1.6	3.2	770	I	граница ЧНЗ	100%	
12	224	Дкн	01.03.1992	54.0	2.9	6.3	33.0	3.4	5.1	01.05.1992	21.0	0.5	-1.2	65	II	ВНЗ	100%	
13	277	Дкн	01.08.1990	80.0	0.1	0.3	50.0	2.0	2.0	01.02.2001	30.0	1.9	3.7	3846	II	ЧНЗ	100%	
14	279	Дкн	01.08.1990	100.0	0.0	0.3	15.8	3.2	3.8	01.10.2001	84.2	3.2	3.5	4087	II	ЧНЗ	100%	
15	293	DI	01.02.1988	95.2	0.1	1.5	0.0	1.3	1.3	01.03.1988	95.2	1.3	-0.2	40	II	ВНЗ	43%	
16	317	DI	01.06.2011	98.8	4.3	347.9	86.4	8.4	61.9	01.07.2011	12.3	4.1	-286.0	34	I	ВНЗ	33%	
17	371	DI	01.05.1993	11.7	2.9	3.3	0.0	6.3	6.3	01.06.1993	11.7	3.3	2.9	31	II	ВНЗ	10%	
18	436	DI	01.10.1994	100.0	0.0	2.0	88.0	2.4	2.4	01.11.1994	10.7	0.3	0.4	50	II	ВНЗ	13%	
19	444	Дкн	01.06.1994	56.5	0.9	2.1	42.1	1.1	1.8	01.09.1994	14.4	0.1	-0.3	107	II	ВНЗ	100%	
20	455	Дкн	01.07.1996	80.0	0.3	1.4	60.0	0.6	1.6	01.08.1996	20.0	0.3	0.1	32	III	ЧНЗ	н/д	
21	466	DI	01.11.1995	78.0	0.5	2.2	64.2	0.8	2.3	01.12.1995	13.8	0.3	0.1	51	II	ВНЗ	11%	
22	474	DI	01.10.2001	96.9	3.4	108.5	31.1	1.9	2.8	01.11.2001	65.7	-1.5	-105.8	40	II	ВНЗ	13%	
23	1135I	DIV	01.02.2006	92.5	2.4	32.3	56.8	21.6	50.1	01.04.2006	35.7	19.2	17.8	54	II	ВНЗ	н/д	
24	1325PR	DI	01.01.1993	21.4	5.5	7.0	6.2	5.8	6.2	01.03.1993	15.3	0.3	-0.8	78	II	ВНЗ	17%	
24	1325PR	DI	01.08.1994	13.0	2.0	2.3	2.3	4.3	4.4	01.09.1994	10.7	2.3	2.1	31	II	ВНЗ	17%	
25	1355PR	Дкн	01.06.1993	42.7	8.5	14.9	0.0	2.0	2.0	01.07.1993	42.7	-6.5	-12.9	35	II	ЧНЗ	100%	
26	248LB	DI	01.12.1983	100.0	0.0	4.0	21.3	2.0	2.5	01.01.2005	78.7	2.0	-1.5	7702	I	ВНЗ, к.з.	14%	
27	395PR	DIV	01.01.1999	75.0	0.5	2.0	0.0	1.4	1.4	01.02.1999	75.0	0.9	-0.6	42	II	ВНЗ	100%	
28	415PR	DIV	01.12.1987	12.0	12.2	13.9	0.0	17.8	17.8	01.01.1988	12.0	5.6	3.9	55	I	ЧНЗ	100%	
29	618LB	DIV	01.01.1963	100.0	0.0	76.7	2.9	29.6	30.5	01.04.1963	97.1	29.6	-46.2	109	I	ВНЗ, к.з.	100%	
30	628LB	DIV	01.08.1959	51.0	15.4	31.4	19.3	20.5	25.4	01.10.1959	31.7	5.1	-6.0	71	I	ВНЗ, к.з.	31%	
30	628LB	DIV	01.10.1964	100.0	0.0	41.3	64.3	4.2	11.7	01.11.1964	35.7	4.2	-29.6	51	I	ВНЗ, к.з.	31%	
30	628LB	DIV	01.09.1987	87.6	3.7	30.2	63.0	9.6	26.0	01.10.1987	24.6	5.9	-4.3	32	I	ВНЗ, к.з.	31%	
31	658LB	DI	01.09.1964	90.5	3.0	31.7	59.2	10.6	25.9	01.03.1965	31.3	7.6	-5.7	197	II	ВНЗ, к.з.	21%	
32	88LB	DIV	01.01.1964	100.0	0.0	6.3	33.5	13.1	19.7	01.08.1964	66.5	13.4	13.4	231	II	ВНЗ, к.з.	32%	
33	98LB	DI	01.08.1997	20.0	1.0	1.3	4.3	1.7	1.8	01.09.1997	15.7	0.7	0.5	44	II	ВНЗ, к.з.	10%	

Табл. 3. Список добывающих скважин со снижением обводнёности после простоя (более 30 суток) по объектам Дкн, DI, DVI.

Параметр	Ед-ца изменения	Нативная нефть		Остаточная нефть	
		3	4	5	6
1	2				
Абсолютная проницаемость	м ²	3,519*10 ⁻¹³	3,519*10 ⁻¹³	3,519*10 ⁻¹³	3,519*10 ⁻¹³
Относительная фазовая проницаемость по нефти	д.ед.	0,913	0,02	0,913	0,913
Эффективная проницаемость по нефти	м ²	3,213*10 ⁻¹³	7,096*10 ⁻¹⁵	1,071*10 ⁻¹³	3,213*10 ⁻¹⁴
Вязкость нефти	Па·с	5,3*10 ⁻³	5,3*10 ⁻³	3,76*10 ⁻²	3,76*10 ⁻²
Перепад давления м/у зоной отбора и зоной закачки	Па	5,2*10 ⁶	5,2*10 ⁶	-	-
Среднее расстояние м/у скважинами	м	533	533	-	-
Плотность пластовой нефти	кг/м ³	841	841	841	841
Плотность пластовой воды	кг/м ³	1177	1177	1177	1177
Градиент давления	Па/м	9,756*10 ³	9,756*10 ³	3,996*10 ³	3,996*10 ³
Скорость перемещения	м/год	18,65	0,41	0,30	0,09

Табл. 4. Значения входных параметров для оценки скорости движения остаточной и нативной нефти.

по зонам ВНЗ и ЧНЗ выявила, что среднее снижение обводнённости скважин в зоне ВНЗ составляет 25% (10-55%), в зоне ЧНЗ 31% (10-80%).

Таким образом, на скважинах, расположенных на мини антиклинальных поднятиях или вблизи локальных поднятий, зафиксировано снижение обводнённости добываемой продукции после временного простоя скважин. Это позволяет утверждать, что в промытых участках пласта идет процесс регенерации залежи и аккумуляции нефти в купольных поднятиях коллектора.

Справедливости ради, следует отметить, что в скважинах, находящихся в зонах ВНЗ, процесс аккумуляции нефти в период их временного простоя, возможно, сопровождается и локальным выравниваем ВНК (отрыв «конуса» воды от забоя скважины).

Белебеевское нефтяное месторождение. Аналогично, как и на Орехово-Ермаковском нефтяном месторождении, проанализирована история эксплуатации каждой скважины на рассматриваемых объектах разработки. Из общего числа скважин выбраны 33 добывающие скважины, время простоя которых было более 30 суток, и за это время на скважинах не проводились ГТМ. После этого, каждая из выбранных скважин была отнесена к I, II или к III типу, относительно местоположения на структуре продуктивного коллектора. Результаты анализа представлены в таблице 3.

В трех скважинах из 33, снижение обводнённости после временного простоя зафиксировано более одного раза, что указывает на то, что это также не случайность, а скорее закономерность. Время простоя варьировалось от 31 до 7702 суток. Снижение обводнённости для разных скважин составляло от 10,7 до 97,1%. Корреляции между временем простоя и изменением обводнённости не наблюдается.

По кыновскому горизонту (Дкн) выявлено семь скважин, на которых снизилась обводнённость в период простоя. Две скважины приурочены к зоне ВНЗ, остальные находятся в зонах ЧНЗ. В скважинах в зоне ВНЗ снижение обводнённости произошло при снижении дебита по жидкости. Поэтому, в этих случаях нельзя отрицать и эффекта выравнивания ВНК и отсечения «конуса» воды.

Все рассматриваемые скважины принадлежат скважинам I и II вида, исключением является скважина № 455, которая расположена во впадине (III вид).

Снижение обводнённости добываемой продукции в среднем составило 32,8% (14,4-84,2%), время простоя менялось от 32 до 4087 суток.

По пашийскому горизонту (DI) выявлено 13 скважин со снижением обводнённости, причём в одной скважине это зафиксировано дважды. Все скважины расположены в зоне ВНЗ, в пяти сква-

жинах имеют место контактные запасы.

В шести скважинах (№№ 293, 317, 474, 132SPR, 24BLB, 65BLB) снижение обводнённости произошло на фоне снижения дебита по жидкости при вводе скважины после простоя. Однако в скважине № 132SPR повторная остановка и ввод в эксплуатацию была осуществлена с увеличением дебита по жидкости, при этом обводнённость снизилась.

Снижение обводнённости добываемой продукции в среднем составило 34,9% (10,7-95,2%), время простоя менялось от 31 до 7702 суток.

По ардатовскому горизонту (DVI) выявлено 13 скважин, на которых снизилась обводнённость в период простоя. В скважине № 166 это зафиксировано дважды, а в скважине № 62 BLB трижды.

Шесть скважин расположены в зонах ЧНЗ, остальные скважины в ВНЗ. Все рассматриваемые скважины принадлежат скважинам I и II вида. Снижение обводнённости добываемой продукции в среднем составило 43,8% (11,1-97,1%), время простоя менялось от 32 до 324 суток.

Приблизительная оценка скорости накопления остаточной нефти в стволе остановленной предельно обводнённой скважины

Оговоримся, что теоретической базы для оценки скорости накопления нефти в остановленных высокообводнённых скважинах на сегодняшний день не существует. Основной трудностью в решении данной задачи на уровне создания математической модели процесса является то обстоятельство, что не удастся схематизировать условия притока остаточной нефти в микрокупол.

Если же принять, что остаточная нефть, движется по поровому каналу, перемещаясь внутри структурированных слоёв, то тогда это движение можно описать законом Дарси для плоско-параллельной фильтрации:

$$\bar{V} = \frac{k}{\mu} * \text{grad } \bar{P} \quad (1)$$

где \bar{V} – скорость фильтрации остаточной нефти, м/с; k – фазовая проницаемость пласта по нефти, м²; μ – вязкость остаточной нефти, Па·с; $\text{grad } \bar{P}$ – гравитационный гради-

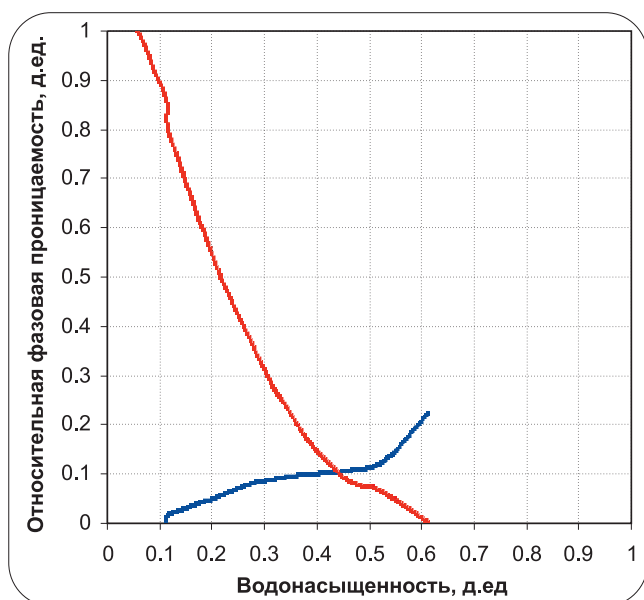


Рис. 1. Модифицированные кривые относительных фазовых проницаемостей, принятые для пашийского горизонта Белебеевского месторождения, залежи I,II.

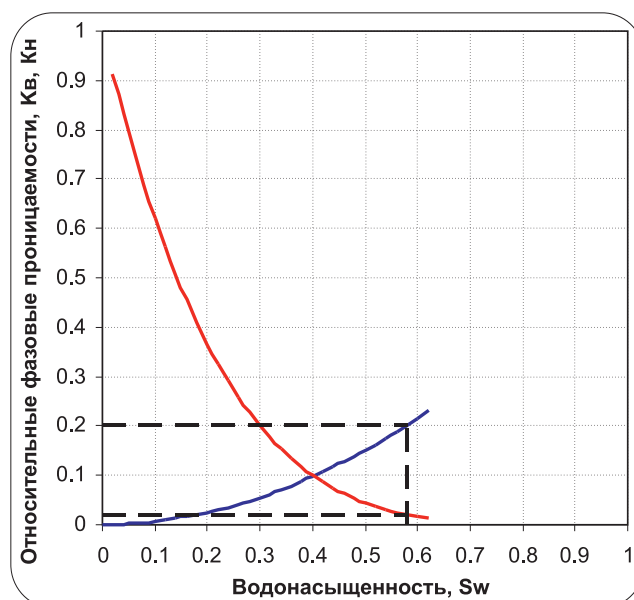


Рис. 2. Аппроксимированные кривые относительных фазовых проницаемостей пашийского горизонта Белебеевского нефтяного месторождения.

ент давления, обусловленный разницей в удельном весе между пластовой водой и остаточной нефтью, Па/м.

Точное решение данной задачи сопряжено с рядом непреодолимых трудностей. Практически невозможно определить значение фазовой проницаемости и вязкости остаточной нефти. Поэтому можно получить лишь приблизительную оценку скорости накопления, приняв определенные допущения в решении задачи.

Относительную фазовую проницаемость определим по лабораторным данным для данного нефтенасыщенного пласта. При этом, если принять, что остаточная нефть перемещается преимущественно в вертикальном направлении, то абсолютная проницаемость будет от 3-10 раз меньше, чем в горизонтальном направлении.

Значение вязкости остаточной нефти принимаем по линиям консистентности, построенной в координатах ($V = f(\tau)$), где V – скорость сдвига, τ – напряжение сдвига. Первая точка на линии консистентности характеризует вязкость остаточной нефти с практически неразрушенной структурой; точка, характеризующая значение предельно допустимого напряжения сдвига и находящаяся на прямой, выходящей из начала координат, соответствует значению вязкости нефти с полностью разрушенной структурой.

Воспользуемся результатами лабораторных исследований, изложенных в работе (Дьячук, 1997). Соотношение вязкостей нефти с разрушенной и неразрушенной структурой составило в среднем 7,09, изменяясь в диапазоне от 6,56 до 8,37. Зависимости между статическим давлением и соотношением вязкостей не наблюдается.

Оценку скорости движения остаточной и нативной нефти проведём для условий пашийского горизонта (DI) Белебеевского нефтяного месторождения Башкортостана. Условия и результаты расчёта приведены в таблице 4.

На рисунке 1 представлены результаты экспериментальных исследований по определению фазовых проницаемостей для условий пашийского горизонта.

Для упрощения расчётов интересующих нас величин

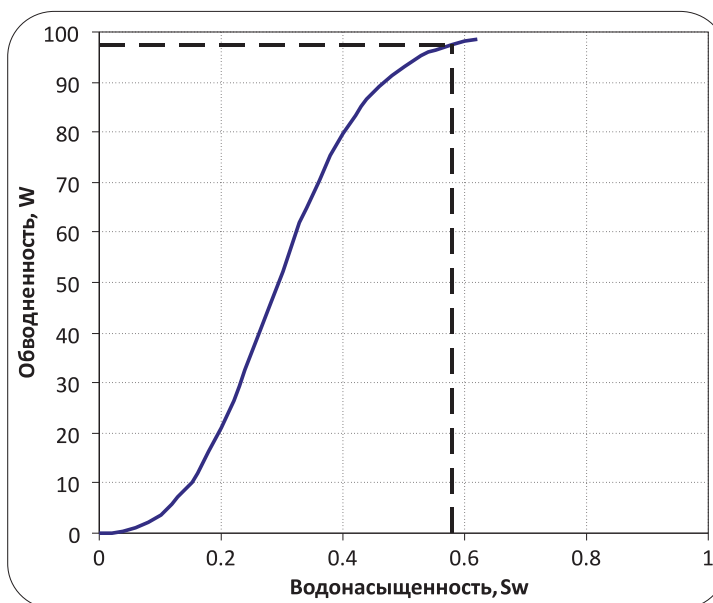


Рис. 3. Зависимость водонасыщенности от обводнённости для условий пашийского горизонта Белебеевского нефтяного месторождения.

относительных фазовых проницаемостей аппроксимируем кривые, полученные лабораторным способом, по корреляции Кори (Corey) в виде степенных функций:

$$\begin{aligned} k_{rg}^e(S) &= F_e \cdot S^n, \\ k_{rg}^n(S) &= (1 - S)^m, \end{aligned} \quad (2)$$

где F_e – относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности («концевая точка по воде»); n – показатель степени в корреляции для воды («степень Кори по воде»); m – показатель степени в корреляции для нефти («степень Кори по нефти»); S_e – текущее значение водонасыщенности на скважине. Определяется по обводнённости из численного решения следующего уравнения:

$$\frac{W}{100} = \frac{1}{1 + \frac{k_r^n(S_g)}{\mu_n} \frac{\mu_g}{k_r^g(S_g)}} \quad (3)$$

где W – обводненность, %.

По полученным графикам (Рис. 2, 3) найдем значение относительной фазовой проницаемости по нефти для условий безводного периода эксплуатации и для условий обводнённости добываемой продукции 97,5% (средняя обводнённость продукции скважин пашийского горизонта).

В таблице 4 представлена оценка скорости перемещения нативной и остаточной нефти для различных условий. В столбце 3 представлены результаты расчётов для нативной нефти при её движении в пласте с начальной нефтенасыщенностью. Скорость перемещения нефти в удалённой зоне пласта составила 18,65 м/год, что не противоречит ранее выполненным оценкам данной величины (Девликамов и др., 1975; 1978). Однако, в процессе обводнения продуктивного пласта и увеличения его водонасыщенности (столбец 4) скорость перемещения нативной нефти заметно снижается и при обводнённости 97,5% ($S_w=0,58$) составляет 0,41 м/год. В столбцах 5 и 6 приведена оценка скорости перемещения остаточной нефти для разной проницаемости. В столбце 5 соотношение горизонтальной и вертикальной проницаемости составляет 3 раза, в столбце 6-10 раз. При этих условиях скорость перемещения остаточной нефти варьируется в интервале 0,30-0,09 м/год.

Таким образом, проведённые сопоставительные оценочные расчёты скорости перемещения нативной и остаточной нефти в удалённой зоне пласта в условиях заключительной стадии разработки показывают, что в этих условиях скорости сопоставимы между собой.

Выводы

1. Анализ временных остановок добывающих скважин на двух высокообводнённых месторождениях показал, что в скважинах, расположенных в миниантиклинальных поднятиях или вблизи них, зафиксировано снижение обводнённости добываемой продукции. Это позволяет утверждать, что в зонах пласта, считающихся промытыми, то есть полностью водонасыщенными, идет процесс регенерации залежи и аккумуляции нефти в купольных поднятиях коллектора, что подтверждает правомочность выдвигаемой гипотезы.

2. В скважинах, находящихся в зонах ВНЗ, процесс аккумуляции нефти в период их временного простоя, возможно, сопровождается локальным выравниваем ВНК (отрыв «конуса» воды от забоя скважины).

3. Для скважин, на которых подмечен факт снижения обводнённости добываемой продукции после временного простоя, должен подбираться такой режим отбора жидкости, который бы не превышал величины притока остаточной нефти в купольное поднятие. При этом условия скважину можно было бы перевести на безводный режим эксплуатации. Если дебит по нефти окажется ниже рентабельного, то в таких случаях скважину целесообразно эксплуатировать на щадящих режимах, т.е. с низкими

дебитами в периодическом режиме. Время накопления необходимо подбирать опытным путём для каждой скважины индивидуально.

4. Проведённые сопоставительные оценочные расчёты скорости перемещения нативной и остаточной нефти в удалённой зоне пласта в условиях заключительной стадии разработки показывают, что в этих условиях скорости сопоставимы между собой. Скорость перемещения нативной нефти составляет 0,41 м/год, скорость перемещения остаточной нефти варьируется в интервале 0,09-0,30 м/год в зависимости от соотношения горизонтальной и вертикальной проницаемости продуктивного пласта.

Литература

Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра. 1975. 168 с.

Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Рогачёв М.К. Методическое руководство Аппаратура и методика исследований реологических свойств аномально-вязких пластовых нефтей. Уфа. УНИ. РД 39-11-02-77. 1978. 51 с.

Дополнение к проекту разработки Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения. ЗАО «СТЭМ». Уфа. 2012.

Дьячук И.А. Влияние статического давления на процесс фильтрации аномально-вязкой нефти. ДепВИНИТИ. М.: 1997. 16 с.

Технологический проект разработки Белебеевского нефтяного месторождения. ЗАО «СТЭМ». Уфа. 2013.

I.A. Diachuk, E.V. Knyazeva, N.S. Kutukov. **Analysis of the temporary shutdown of production wells in the final stages of development and the approximate estimate of the rate of residual oil accumulation.**

Shutdowns of production wells are analyzed. It is shown that during a shutdown in wells confined to micro-dome elevations of the roof of the reservoir, there is an accumulation of residual oil. These data confirm that in washed part of the reservoir regeneration processes of oil reservoir occur associated with the manifestation of the gravitational pressure gradient and chromatographic processes on the phase boundary. The velocity of movement of native and residual oil in the final stage of development is assessed.

Key words: the final stage of development, the gravitational pressure gradient, chromatographic processes at the phase boundary, native oil, residual oil.

Иван Алексеевич Дьячук

Генеральный директор ЗАО «СТЭМ»

Екатерина Викторовна Князева

Заведующая отделом разработки нефтяных месторождений ЗАО «СТЭМ»

Никита Сергеевич Кутуков

Научный сотрудник ЗАО «СТЭМ»

ЗАО «Системные Технологии Эксплуатации Месторождений» (ЗАО «СТЭМ»).

Уфа, ул. К. Маркса, д. 15/2, оф. 10.

Тел: 8-347-292-18-53