УДК 622.276

© Н. Б. Сопронюк, Н. П. Виноградова, С. А. Ковалев, 2009

РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Н. Б. Сопронюк,
зам. директора по НИР,
канд. техн. наук

Значительная часть нефтяных месторождений России находится в завершающей стадии разработки. Растет доля вводимых в эксплуатацию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к которым относятся месторождения с нефтями повышенной и высокой вязкости. Вопрос доразработки таких месторождений, находящихся в поздней стадии, является актуальным практически для всех нефтедобывающих регионов России.

Н. П. Виноградова,
начальник отдела
разработки

С. А. Ковалев,
главный специалист
по моделированию

ООО «НефтеСтройПроект»

Как правило, разработка нефтяных залежей с высокой вязкостью нефти сопровождается большими объемами попутно добываемой воды, достигаемые коэффициенты нефтеизвлечения значительно ниже, чем по аналогичным залежам с маловязкими нефтями.

В Самарской области накоплен большой опыт разработки месторождений высоковязкой нефти (табл. 1).

Представленные в таблице залежи нефти характеризуются различными геолого–физическими характеристиками, периодом эксплуатации и степенью выработки извлекаемых запасов. По некоторым залежам (Красногородецкое, Казанское, Озеркинское, Орлянское месторождения) достигнута достаточно высокая нефтеотдача, близкая к проектной величине. Следует отметить, что нефти этих залежей приурочены к высокопродуктивным пластам с высокой начальной нефтенасыщенностью и проницаемостью. По другим месторождениям проектная нефтеотдача на рассматриваемый момент вряд ли будет достигнута без применения каких-либо методов ее повышения. Основной проблемой разработки таких залежей является конусообразование, которое обусловлено как локальным, так и общим подъемом водонефтяного контакта (ВНК). Практически с начального периода разработки наблюдается интенсивный рост обводненности продукции скважин. Дальнейшая разработка сопровождается большими объемами попутно добываемой воды.

Опыт разработки залежей высоковязких нефтей в Самарской области показал, что в поздней стадии их разработки наиболее перспективными методами, позволяющими увеличить как текущую добычу нефти, так и конечный коэффициент нефтеизвлечения, являются следующие:

- закачка полимерных композиций [1,2];
- бурение горизонтальных стволов и скважин [3,4];
- уплотнение сетки скважин.

Необходимо подчеркнуть, что основная часть залежей вязких нефтей на территории Самарской области разрабатывается традиционным способом, в большинстве случаев осуществляется заводнение нефтяного пласта. Применение тепловых методов ограничивается достаточно большими глубинами залегания продуктивных пластов (1500–2000 м).

Закачка полимерных композиций является одним из наиболее широко применяемых методов ПНП на залежах нефти с высоковязкими нефтями. Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничение водопритока позволяют снизить объем попутно добываемой воды и увеличить коэффициент охвата. Однако в ус-

Таблица 1. Некоторые показатели разработки нефтяных залежей Самарской области с высокой вязкостью нефти (на 01.01.2008 г.)

Месторождение	Пласт	Вязкость, мПа·с	Проницаемость, мкм²	КИН	
				текущий	конечный
Голубевское	$Б_2$	49,5	1,98	0,110	0,25
Казанское собственное (Северный купол)	$CI(Б_2)$	51,4	2,16	0,441	0,518
Красногородецкое	$Б_2$	30,5	1,979	0,524	0,657
Ново-Аманакское (Северо-западный купол)	$Б_2$	49,1	0,128	0,008	0,417
Ново-Аманакское (Центральный купол)	$Б_2$	70,9	0,128	0,113	0,431
Обошинское (Западный купол)	$Б_2$	32,7	0,478	0,25	0,4
Озеркинское собственное (Восточный купол)	CI	53	1,685	0,068	0,32
Озеркинское собственное (Западный купол)	CI	48,9	2,102	0,362	0,405
Озеркинское собственное (Центральный купол)	CI	47,9	2,102	0,523	0,487
Орлянское	$Б_2$	36,3	0,832	0,513	0,518
Радаевское (Малиновский купол,1-й участок)	CI	64,1	1,358	0,161	0,337
Радаевское (Малиновский купол, 2-й участок)	CI	64,1	1,682	0,054	0,173
Радаевское собственное	CI	38,7	1,621	0,304	0,332
Северо-Каменское (Восточный купол)	$Б_2$	53,4	2,64	0,089	0,462
Северо-Каменское (Центральный купол)	$Б_2$	62,7	2,64	0,399	0,566
Славкинское (Золотаревский участок)	$Б_2$	50,2	2,774	0,151	0,591
Славкинское собственное	$Б_2$	48,5	1,966	0,254	0,594
Смагинское собственное (1-й пропласток)	$Б_2$	68,3	0,635	0,081	0,396

ловиях высокой вязкости нефти закачка полимерных композиций с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин приводит к значительному снижению скоростей фильтрации жидкостей в пластовых условиях, увеличению сроков разработки месторождения.

Уплотнение сетки скважин при достаточно высокой обводненности продукции скважин связано не только со значительными капитальными вложениями, но и с большим риском получения незначительных дебитов по нефти. Однако в случае массивной залежи при условии конусообразования между скважинами могут оставаться зоны высокой нефтенасыщенности, не охваченные процессом вытеснения.

Наиболее интересным примером разработки месторождений с высокой вязкостью нефти является разра-

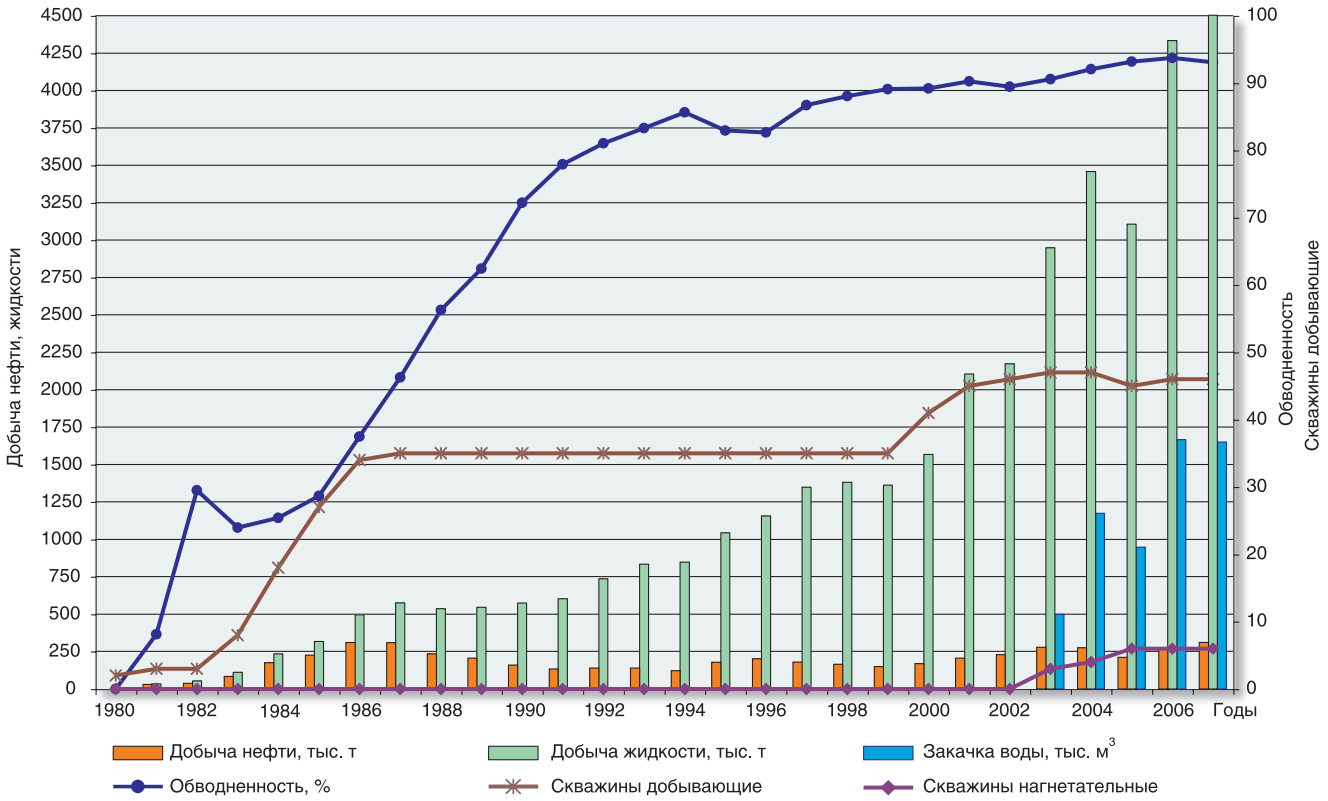

Рис. 1. Динамика технологических показателей разработки Центрального купола пласта $Б_2$ Северо-Каменского месторождения

Таблица 2. Характеристика уплотняющего бурения скважин

Номер скважины	Год ввода в эксплуатацию	Абсолютная отметка. Глубина кровли, м	Положение ВНК	Вскрытая нефтенасыщенная толщина, м	Начальный дебит нефти, т/сут	Начальная обводненность, %	Накопленная добыча нефти на 01.01.2008 г., тыс. т
100	2000	1457,4	1467,8	10,4	57,5	0,9	52,0
101	2001	1446,9	1465,1	18,2	86,5	1,0	77,7
102	2000	1455,8	1469,4	13,6	68,1	2,0	67,9
103	2003	1457,3	1467,4	10,1	50,0	31,4	54,8
104	2003	1469,2	1473,4	4,2	21,4	68,8	1,141
105	2000	1454,7	1465,5	10,8	58,8	2,0	15,9
107	2000	1454,9	1463,7	8,8	68,7	1,1	12,4
109	2001	1455,5	1469,5	14	58,6	1,2	62,4
110	2001	1452,9	1470,1	16,6	54,6	1,0	104,4
111	2001	1456,3	1467,9	11,6	104,9	74,7	78,1
112	2002	1464,3	1476,2	11,9	204,7	52,0	98,6
113	2002	1465,0	1475,6	10,6	139,2	0,8	13,7
114	2000	1454,2	1468,8	14,6	49,1	1,0	47,6
116	2000	1457,6	1465,3	7,7	67,7	1,0	61,4
118	2001	1457,7	1470,6	12,9	70,1	1,1	70,8
Итого							**818,8**

ботка Центрального купола пласта $Б_2$ Северо-Каменского месторождения. Бурение уплотняющей сетки скважин при выработке 50 % извлекаемых запасов и обводненности 90 % позволило поднять добычу нефти, увеличить коэффициент охвата и, соответственно, коэффициент нефтеизвлечения.

Разработка залежи ведется с декабря 1980 г. С 1983 г. началось интенсивное эксплуатационное бурение скважин. С вводом в эксплуатацию новых скважин объемы добычи нефти и жидкости непрерывно увеличивались. Для всех скважин характерными являются высокие темпы обводнения, безводный период скважин длился от 1 до 5 мес.

На первой стадии разработки (1981–1985 гг.) обводнение скважин происходило за счет продвижения подошвенной воды и образования локальных конусов обводнения. Обводнение скважин, связанное с конусообразованием, подтверждается результатами дополнительной перфорации в кровельной части пласта, проведенной по 11 скважинам в период 1994–1996 гг. Этот период характеризуется небольшим снижением обводненности с 85,6 до 82,6 %, в результате ГТМ дополнительно получено 136,3 тыс. т нефти. Наиболее характерной является динамика обводнения скважины 26, которая в первый год эксплуатации (1985 г.) обводнилась до 78 %, после дополнительной перфорации в кровельной части пласта содержание воды в добываемой продукции снизилось до 43,8 %. Через год ее обводненность снова выросла до 74 % и далее — до 98 %.

Таким образом, динамика обводнения скважин дает основание предполагать, что в связи с быстрым конусообразованием идет неравномерный подъем ВНК. Подъем ВНК фиксировался во всех вновь пробуренных скважинах. В северной и центральной частях залежи подъем ВНК составил

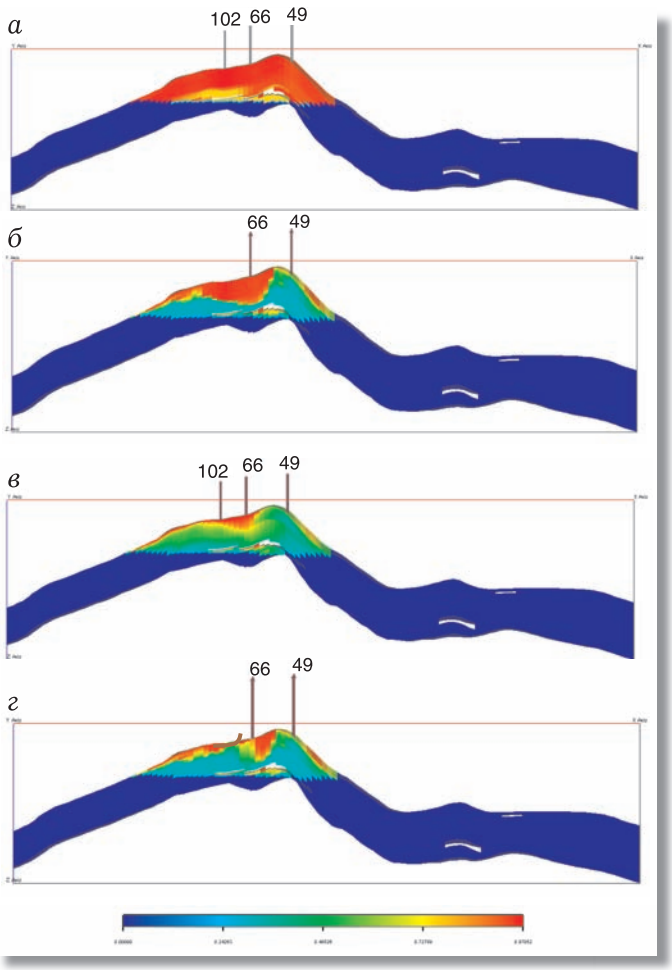

Рис. 2. Разрезы по линии скважин 102, 66 и 49:
а, б – соответственно на начало и конец эксплуатации при разработке вертикальными скважинами без уплотнения сетки; *в* – на конец эксплуатации с уплотнением сетки вертикальными скважинами; *г* – с горизонтальным стволом

6–13 м, причем максимальный — в сводовой части залежи. В южной части залежи, где сетка добывающих скважин менее плотная, текущее положение ВНК фиксировалось близко к начальному уровню.

К 2000 г. обводненность продукции скважин достигла 90 % (рис. 1). Коэффициент нефтеизвлечения составил на этот момент 0,276. Плотность сетки скважин — 14,2 га/скв. Именно в этот период было принято решение по уплотнению сетки скважин. В течение 2000–2003 гг. на залежи пробурено 15 скважин с целью уплотнения сетки и определения полноты выработки запасов (табл. 2). В результате уплотняющего бурения плотность сетки скважин составила 11,2 га/скв. На одну скважину приходилось 45,8 тыс. т остаточных извлекаемых запасов. В среднем накопленная добыча нефти по уплотняющим скважинам на 01.01.2008 г. составила 54,6 тыс. т/скв. При этом успешность бурения уплотняющих скважин составила 94 %. Только одна 104-я скважина попала в неблагоприятные геологические условия, гипсометрически отметка кровли оказалась значительно ниже, чем предполагалось.

За счет бурения уплотняющих скважин получено дополнительно 818,8 тыс. т нефти, значительно увеличен коэффициент нефтеизвлечения. Текущий КИН на 01.01.2008 г. составил 0,399.

Результаты моделирования показали, что вследствие уплотнения сетки скважин наблюдалось выравнивание подъема ВНК, увеличился охват залежи процессом вытеснения, вовлечены в разработку межскважинные зоны. Результаты расчетов, проведенных с использованием трехмерной математической модели, позволили оценить дополнительную нефтеотдачу на конец разработки залежи нефти пласта $Б_2$ Северо-Каменского месторождения в размере 6 % от геологических запасов. По результатам уплотняющего бурения можно сделать вывод о перспективности бурения боковых стволов в скважинах южной части купола, что также может повысить конечную нефтеотдачу пласта.

Анализ разработки пласта $Б_2$ Северо-Каменского месторождения позволяет сделать предположение о перспективности бурения горизонтальных скважин для залежей подобного типа с начала их разработки. С целью оценки эффективности бурения горизонтальных скважин и характера продвижения ВНК выполнены расчеты по элементу пласта с использованием трехмерной математической модели. На рис. 2 показаны результаты моделирования элемента пласта. Из рисунка видно, что наиболее полной выработкой запасов характеризуется элемент с размещением горизонтальной скважины (см. рис. 2, *г*).

Таким образом, опыт разработки Центрального купола пласта $Б_2$ Северо-Каменского месторождения показал:

- разбуривание месторождения высоковязких нефтей вертикальными скважинами приводит к неравномерному подъему ВНК, образованию конусов воды и невыработанных зон в межскважинном пространстве;
- уплотнение сетки скважин в таких условиях является высокоэффективным мероприятием, позволяющим значительно увеличить коэффициент охвата и, соответственно, конечный коэффициент нефтеизвлечения;
- проектирование систем разработки с горизонтальными скважинами для залежей высоковязких нефтей, подстилаемых водой, позволит существенно увеличить коэффициенты охвата как по площади нефтеносности, так и по толщине пласта и в итоге повысить конечный коэффициент нефтеизвлечения.

Development of high-viscosity oil reservoirs at a mature stage

N. B. Sopronyuk, N. P. Vinogradova, S. A. Kovalev

The authors note that major part of high-viscosity oil reservoirs of mature stages are developed by conventional methods, in most cases, by way of reservoir flooding through vertical holes. In this case, from the very beginning of the field development the intensive growth of water content in well products is observed that negatively affects both the current oil output and the final oil recovery ratio. The authors recommend the development of such fields by way of horizontal hole drilling that would significantly enhance the sweeping efficiency both in terms of oil productive area and in terms of reservoir thickness that in its turn would improve the final oil recovery ratio.

Key words: ***high-viscosity oils, development stage, reservoir flooding, vertical holes, horizontal holes.***

Список литературы = References

1. *Швецов И. А., Маныpин В. Н.* Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Самара: Самарский ун-т, 2000 = *I. A. Shvetsov, V. N. Manyrin.* Physical and chemical methods of enhancement of reservoir oil recovery ratio. Samara: Samara University, 2000 (in Russian).
2. *Сазонов Б. Ф., Пономарев А. Г., Немков А. С.* Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений. Самара: Изд-во «Книга», 2008 =*B. F. Sazonov, A. G. Ponomarev, A. S. Nemkov.* Mature stage of oil field development. Samara: Kniga Publishers, 2008 (in Russian).
3. *Сазонов Б. Ф., Катеев М. В.* Проблемы и состояние разработки залежей вязких нефтей на месторождениях Самарской области // Самара: Самарский геолог. 2000. С. 313–320 = *B. F. Sazonov, M. V. Kateev.* Problems and state-of-the art of high-viscosity oil reservoir development at fields of the Samara Oblast //Samara: Samarsky Geolog , 2000, pp. 313–320 (in Russian).
4. *Давыдов А. В.* Анализ и прогноз разработки нефтяных залежей. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008 = *A. V. Davydov.* Analysis and forecast of oil reservoir development. M.: OAO VNIIOENG, 2008 (in Russian).