

Опыт совместной разработки терригенных и карбонатных отложений Завьяловского и Кушниковского месторождений Оренбургской области

Experience of Terrigenous and Carbonate Deposits' Joint Development at Zavyalovsky and Kushnikovsky Fields in Orenburg Region

Г.А. Ковалева, Т.П. Чаплыгина, ОАО «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть»

G. Kovaleva, T. Chaplygina

Аннотация

Объединение пластов с различными коллекторскими свойствами в единый эксплуатационный объект зачастую приводит к неблагоприятным последствиям, связанным с неполной выработкой запасов нефти. В статье рассмотрены вопросы совместной разработки терригенных и карбонатных отложений: всегда ли объединение различных типов коллекторов в единый объект разработки приводит к негативным последствиям, какие факторы оказывают решающее влияние на эффективность извлечения нефти из недр при таких условиях.

Abstract

Combination of formations with different reservoir properties in one development target often has unfavorable results – oil reserves incomplete recovery. The article reviews issues of terrigenous and carbonate deposits' joint development: does commingling of different reservoir types in one development target always have negative results, which factors have dominant influence on oil recovery efficiency at such conditions.

В 70-80-е годы прошлого столетия на многих месторождениях Урало-Поволжья разработка терригенных бобриковских отложений осуществлялась совместно с карбонатными пластами турнейского яруса. При объединении пластов в единый объект разработки руководствовались тем, что пласты располагаются близко друг к другу, продуктивность скважин каждого пласта достаточно высокая, карбо-

натные коллекторы относятся к поровому типу. Кроме того, зачастую это были основные объекты разработки на месторождении, и, с точки зрения экономической привлекательности и возможности сразу ввести в разработку два пласта, бурение одной сетки скважин было обосновано.

Впоследствии при разработке месторождений стало очевидным, что объединение этих продуктивных горизонтов



на отдельных месторождениях в один эксплуатационный объект может привести к неблагоприятным последствиям технологического характера и неполной выработке запасов нефти. Отсутствие надлежащего контроля при совместной разработке разнотипных пластов приводит к возникновению ошибок при делении добычи по пластам, учету изменения запасов, определении энергетического состояния объектов, и в конечном итоге невозможности оценить потенциал залежей и структуру остаточных запасов углеводородов на поздней стадии разработки.

При разработке многопластовых объектов существует ряд особенностей фильтрации жидкости:

- нарушается связь между добычей жидкости/закачкой воды и гидропроводностью пластов; при значительном различии в проницаемостях низкопроницаемые пласты, как правило, не работают;
- происходит более быстрое обводнение совместных эксплуатационных скважин, чем скважин, работающих на один пласт;
- подход к оценке эффективности разработки в многопластовых объектах как сумме возможных потенциалов каждого пласта приводит к завышению расчетной эффективности совместной разработки.

В связи с вышеизложенным пред-

ставляет интерес анализ результатов совместной разработки бобриковских и турнейских отложений. Всегда ли объединение различных типов коллекторов в единый объект разработки приводит к негативным последствиям, какие факторы оказывают решающее влияние на эффективность извлечения нефти из недр при таких условиях?

К настоящему времени указанные выше пласты на месторождениях Урало-Поволжья достигли такой стадии разработки, которая позволяет оценить результаты совместной работы разнотипных пластов на основании промыслового опыта. Для этого рассмотрим результаты разработки объектов Б2+В1 Завьяловского и Кушниковского месторождений Оренбургской области.

Объект Б2+В1 Завьяловского месторождения

Пласт Б2 представлен песчаниками с прослоями алевролита, аргиллита и глин. Залежь по типу пластовая, имеет размеры 1,041,5 км, высоту до 35 м.

Пласт В1 сложен известняками и доломитами. Залежь пластовая, имеет размеры 1,141,5 км, высоту до 35 м.

Геолого-физические характеристики представлены в таблице 1.

Как видно из представленной таблицы при довольно значительном различии пористости пластов проницаемость практически одинакова и вязкость нефти мало

Таблица 1 – Геолого-физические характеристики продуктивных пластов

Параметры	Завьяловское		Кушниковское	
	Б ₂	В ₁	Б ₂	В ₁
Средняя глубина залегания кровли, м	1614,2	1622,1	2039,1	2061,4
Тип залежи	Пластовая	Пластовая	пластово-сво- довая с литолог. огран.	пластово-сво- довая с литолог. огран.
Тип коллектора	терригенный	карбонатный поровый	терригенный	карбонатный, поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	1161	1277	4658	4643
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,6	13,6	4,23	5,89



Окончание таблицы 1

Пористость, д. ед.	0,184	0,110	0,17	0,09
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,841	0,910	0,83	0,83
Проницаемость, мкм ²	0,149	0,129	0,956	0,046
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,931	0,322	0,638	0,571
Коэффициент расчлененности, д. ед.	1,17	6,83	2,84	5,57
Начальное пластовое давление, МПа	17,0	17,3	20,7	20,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,8	5,97	12,63	9,4
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,32	5,10	4,39	3,35
Газовый фактор, м ³ /т	19,2	31,1	17,2	11,8
Коэффициент вытеснения, д. ед.	0,600	0,607	0,633	0,514
Коэффициент нефтеизвлечения, д. ед.	0,487	0,600	0,500	0,450
Плотность извлекаемых запасов, тыс.т/га	1,04	5,92	2,55	1,58

различается, что позволяет говорить о близких фильтрационных свойствах коллекторов.

Разработка объекта начата в 1984 году двумя поисковыми скважинами, эксплуатировавшими только пласт В1 вплоть до 2000 года, когда началось эксплуатационное разбуривание месторождения. Поисковые скважины эксплуатировались с максимальным дебитом нефти 21,6 т/сут, пластовое давление в залежи снижалось, и к началу разбуривания месторождения дебит по этим скважинам снизился до 7,9 т/сут, а давление составило 39% от на-

чального.

В период 2000-2001 годов было пробурено 12 скважин: 5 добывающих, 6 нагнетательных, 1 пьезометрическая. На объекте организована приконтурная система заводнения. Изначально скважины перфорировались против пласта В1 и после непродолжительной эксплуатации приобщался пласт В2, в настоящее время все скважины, за исключением одной, вскрыты в интервалах двух пластов. Максимальный темп отбора был достигнут в 2007 году и составил 6,2% от начальных извлекаемых запасов.

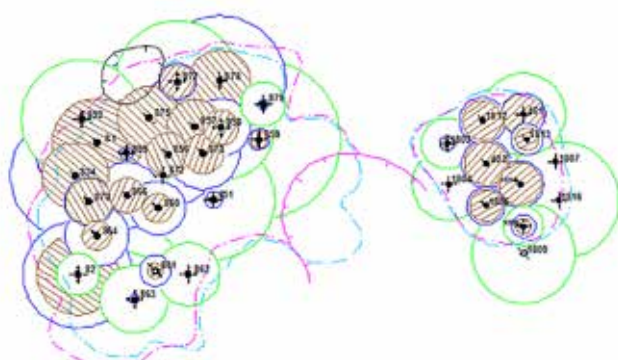
По состоянию на 01.01.2012 в действующем добывающем фонде числилось 5 скважин, дебит нефти составлял 28,7 т/сут при обводненности продукции 51,7%, текущий КИН – 0,346. Технологические показатели разработки приведены в табл. 2, схема размещения скважин на карте накопленных отборов на рис. 1.

Для оценки работы скважин построены характеристики вытеснения (зависимость относительного накопленного отбора нефти к относительному накоплен-

Таблица 2 – Технологические показатели разработки объектов

Показатели	Завьяловское	Кушниковское
	Б2+В1	Б2+В1
Число добывающих скважин	7	12
Расстояние между скважинами, м	300	400-500
Плотность сетки, га/скв	9	20
Удельные запасы, тыс.т/скв	125	160
Максимальный дебит нефти, т/сут	30,7	30,6
Максимальный дебит жидкости, т/сут	60,7	138,4
Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,346	0,239
Обводненность на 01.01.2012	51,7	93,5
Степень выработки от НИЗ, %	59,5	50,1
Срок разработки, годы	28	37





Кушниковское месторождение Завьяловское месторождение

Рисунок 1 – Карты накопленных отборов жидкости и закачки воды объектов Б2+В1

ному отбору жидкости в пластовых условиях). Три скважины – № 401, 403, 1814 – долгое время работали на один из пластов (пласт В1), в других трех скважинах эксплуатация была в основном совместная (рис. 2). Необходимо отметить, что при расчете относительного отбора использовались величины геологических запасов пластов, на которые работала скважина в данный момент. На графике можно заметить точки изгиба кривой, когда приобщался новый пласт, но в основном на динамику отборов флюидов эти приобщения практически не влияли. Показатели разработки по скважинам свидетельствуют о высокой эффективности работы обеих групп скважин. Несколько лучшие характеристики скважин, эксплуатирующих только пласт В1, можно отнести к более благоприятному расположению их в своде структуры.

Объект Б2+В1 Кушниковского месторождения

Пласт Б2 представлен песчаниками с прослоями алевролита, аргиллита и глин. Залежь по типу пластовая сводовая, с частичным литологическим ограничением. Размеры залежи составляют 3,2x2,8 км, высота 40 м.

Пласт В1 сложен известняками и доломитами. Залежь по типу пластовая сводовая, с частичным литологическим огра-

Условные обозначения:

- скважины добывающие действующие, оборудованные ЭЦН
- ⊕ скважины нагнетательные действующие
- ⊖ скважины нагнетательные остановленные
- ⊗ скважины контрольные
- внешний контур нефтеносности пласта Б₂
- внешний контур нефтеносности пласта В₁
- |||| зона отсутствия коллектора
- ⊗ количество добытой нефти в объемах пор пласта
- ⊙ количество добытой жидкости в объемах пор пласта
- ⊕ закачка воды в объемах пор пласта

ничением. Размеры залежи 1,6–2,6x2,9 км, высота 25 м.

Геолого-физические характеристики представлены в табл. 1. В данном случае пласты совершенно не сходны по фильтрационно-емкостным свойствам: пористость отличается почти в два раза, проницаемость – в 20 раз. Вязкости насыщающей залежи нефти практически одинаковы.

Объект введен в разработку в 1975 году двумя поисковыми скважинами, которые работали на пласт Б2 до начала эксплуатационного разбуривания месторождения в 1986 году.

В период с 1986 по 1991 год было пробурено 23 скважины: 10 скважин добывающих, 11 после отработки освоены под закачку, 2 ликвидированы. Из всего фонда тремя скважинами эксплуатиру-

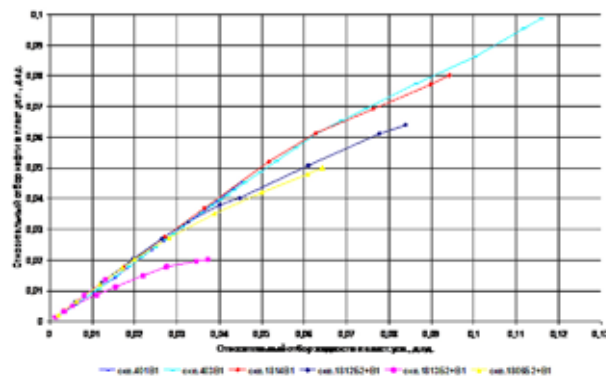


Рисунок 2 – Характеристики вытеснения по скважинам Завьяловского месторождения

вался один пласт Б2, три скважины изначально вскрыли оба пласта, в шести сначала перфорировался только пласт Б2 и со временем приобщался В1, в 11, наоборот, раньше был введен в эксплуатацию пласт В1. В настоящее время все нагнетательные скважины работают совместно, и из всего добывающего фонда только три скважины перфорированы в интервале пласта Б2.

Максимальный темп отбора от начальных извлекаемых запасов – 4,9% – наблюдался в 2004 году.

По состоянию на 01.01.2012 в действующем добывающем фонде пребывали 11 скважин, дебит нефти составлял 9,1 т/сут при обводненности продукции 93,5%, текущий КИН – 0,239. Технологические показатели разработки приведены в табл. 2, схема размещения скважин на карте накопленных отборов на рис. 1.

Инструментально проводились замеры профиля приемистости на нагнетательных скважинах, которые свидетельствуют о неравномерной принимающей способности пластов. По результатам исследований по скважинам № 851, 858, 872 принимал в основном пласт Б2, по скважинам № 852, 855, 863, 879 – пласт В1 и только по скважине № 859 закачиваемая вода равномерно поступала в два пласта. Выработка запасов по объекту также происходила неравномерно: почти десять лет разрабатывался пласт Б2, характеризующийся высокой проницаемостью и невысокими нефтенасыщенными толщинами, затем начался ввод новых скважин, из которых совместные скважины и скважины пласта Б2 начинали работать с водой в продукции, в то время как скважины пласта В1 эксплуатировались без воды. Наиболее наглядно отрицательное воздействие совместной эксплуатации скважин видно на характеристиках вытеснения (рис. 3) по скважинам № 873, 857, 878 и 860, в которых первоначально

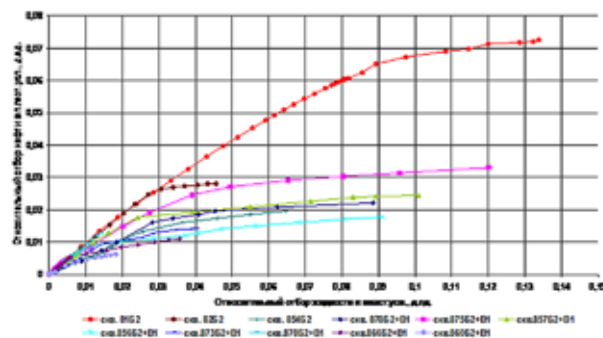


Рисунок 3 – Характеристики вытеснения по скважинам Кушниковского месторождения

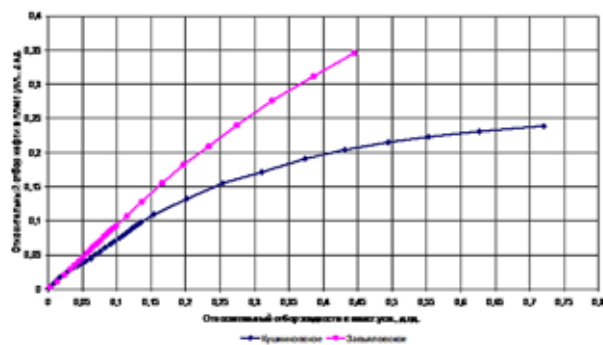


Рисунок 4 – Характеристики вытеснения по Кушниковскому и Завьяловскому месторождениям

был вскрыт пласт В1, а затем приобщался пласт Б2, что резко ухудшало характеристики вытеснения по скважине.

В целом по эксплуатационным объектам месторождений (рис. 4) характеристики вытеснения хорошо отражают состояние разработки.

По Завьяловскому месторождению за счет разбуривания объекта достаточно плотной сеткой скважин (9 га/скв), схожих фильтрационных характеристик пластов разработка проходит с высокой эффективностью: за безводный период отобрано около 15% балансовых запасов, увеличение темпов отбора не ухудшило процесс вытеснения нефти водой, достигнута нефтеотдача 0,346 при отборе жидкости от балансовых запасов в размере 45%. Выработка запасов происходит равномерно, что позволяет говорить о возможности дальнейшей совместной



работе двух пластов, несмотря на различный тип коллектора.

По объекту Кушниковского месторождения происходит опережающее обводнение продукции скважин за счет высокой проницаемости коллектора пласта Б2, которая превышает проницаемость пласта В1 более чем в 20 раз. При увеличении темпов отбора по пластам ситуация еще больше ухудшилась. Для оптимизации работы скважин и улучшения процесса выработки запасов нефти необходимо разобщение пластов как в добы-

вающих, так и нагнетательных скважинах. Это может быть достигнуто или организацией самостоятельной сетки скважин на каждый пласт, или внедрением оборудования для одновременно раздельной добычи и закачки.

Таким образом, на примере этих двух объектов разработки можно сделать вывод, что основным определяющим фактором эффективности разработки является близость фильтрационных характеристик совместно разрабатываемых пластов. ■

Литература

1. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений/ Лысенко В.Д., Грайфер В.И. – М.: Недра.
2. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». – М.: Грааль, 2002.
3. Дияшев Р.Н. Некоторые причины негативных последствий совместной разработки многопластовых месторождений и учет их при формировании эксплуатационных объектов//Нефтяное хозяйство. – 2005.
4. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. – М.: Недра, 1973.
5. Сазонов Б.Ф. Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений. – Самара, 2008.