

К ВОПРОСУ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

В статье рассматриваются проблемы совместной разработки нескольких эксплуатационных объектов с различными геолого-физическими характеристиками на примере одного из крупных месторождений Урало-Поволжья. Приведены зависимости удельных дебитов нефти совместных скважин от количества пластов, уменьшения дебитов в зависимости от количества перфорированных пластов. Рассчитаны дебиты нефти и жидкости совместных скважин, скважин, работающих на один пласт и суммарные дебиты по пластам. Сделаны выводы о необходимости применения на месторождении технологии одновременно-раздельной эксплуатации и о переходе к разукрупнению объекта.

Проблемы совместной разработки эксплуатационных объектов с различными геолого-физическими характеристиками рассматриваются в данной статье на примере одного из крупных нефтяных месторождений Урало-Поволжья.

В пределах данной структуры выделяются пять основных поднятий, осложненных куполами. Рассматриваемое месторождение не только многокупольное, но и многопластовое. Основными промышленно-нефтеносными горизонтами являются отложения нижнего карбона (пласты T_2 , T_1 турнейского яруса, пласты B_2 и B_2' бобриковского горизонта и пласты O_6 , O_5^B , O_5^G , O_5^A , O_5 , O_4 , O_3 , O_2 окского надгоризонта). Продуктивные пласты различаются по типу коллектора: пласты B_2 и B_2' сложены терригенными коллекторами, а окские и турнейские объекты – карбонатными.

Основные геолого-физические характеристики объектов сильно различаются (Табл. 1). Так, значения пористости изменяются от 9 – 10 % по пластам O_5 - O_6 до 17 % по пластам B_2 и O_4 ; проницаемость – от 0,006 мкм² по пласту O_6 до 0,600 мкм² по пласту B_2 . Вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от 1,2 мПа·с (турнейские отложения) до 11,2 мПа·с (пласт O_4 окского надгоризонта).

Особенностью разработки данного месторождения является совместная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной. В 50 добывающих и в трех нагнетательных скважинах перфорировано от двух до шести пластов (Табл. 2), причем в 22 скважинах (42 % от общего совместного фонда) одновременно разрабатываются и терригенные, и карбонатные коллекторы. Доля совместных добывающих скважин от всего действующего фонда по пласту O_2 составляет 83 %, O_3 – 46 %, O_4 – 12 %, по пластам O_5 , O_5^A , O_5^G , O_5^B – 100 %, O_6 – 80 %, B_2 – 33 %, T_1 – 24 % и T_2 – 27 %.

Параметры	Объекты									
	O_2	O_3	O_4	O_5	O_5^A, O_5^G, O_5^B	O_6	B_2	T_1	T_2	
Средн. эффект. нефтенасыщ. толщина, м	1,5	4,9	6,1	3,7	3,0-8,0	1,9	4,6	9,0	4,3	
Пористость, %	11,0	12,0	17,0	10,0	10,0	9,0	17,0	12,0	12,5	
Средняя нефтенасыщенность пласта, д. ед.	0,75	0,77	0,81	0,83	0,81-0,83	0,72	0,88	0,872	0,86	
Проницаемость, мкм ²	0,021	0,032	0,073		0,007-0,023	0,006	0,556	0,024	0,02	
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,45	0,48	0,81		0,5	0,21	0,5	0,74	0,65	
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,2	5,3	1,8		2,2	2,4	2,0	5,0	3,0	
Начальное пластовое давление, МПа		24,0	24,0				27,5	27,5	27,5	
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа·с	2,6	3,0	11,2	2,3	2,3	2,4	1,9	1,6	2,9	
Плотность нефти в пласт. условиях, т/м ³	0,807	0,795	0,879	0,79	0,794-0,804	0,794	0,787	0,779	0,83	
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,07	1,085	1,038	1,08	1,081	1,081	1,124	1,149	1,06	
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,73	3,81	6,08	4,57	4,57	4,57	8,0	7,33	5,26	
Газосодержание нефти, м ³ /т	32,8	25,1	19,4	35,3	35,3	35,3	67,3	66,3	30,2	

Табл. 1. Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов.

На рисунке 1 приведена зависимость удельных (на один пласт) дебитов нефти совместных скважин от количества пластов. На ней хорошо прослеживается падение дебитов с увеличением числа эксплуатируемых в одной скважине пластов. Средний дебит нефти скважин, в которых разрабатываются два пласта, равен 5 т/сут, а у скважин с шестью перфорированными пластами он составляет 0,7 т/сут.

В таблице 2 приведены средние дебиты нефти совместных скважин, суммарные дебиты нефти перфорированных пластов, рассчитанные по результатам раздельной эксплуатации (потенциальный дебит скважины), и рассчитано отношение суммарных дебитов к средним (уменьшение дебитов) по каждой группе скважин. По результатам расчетов построена графическая зависимость уменьшения дебитов нефти от числа перфорированных пластов (Рис. 2). Видно, что с ростом количества пластов, эксплуатируемых скважиной, растет и значение уменьшения потенциального дебита. Например, в скв. 304, в которой работает шесть пластов, уменьшение дебита составляет 49,3, а среднее значение уменьшения дебитов в скважинах, эксплуатирующих два пласта, равно 2,5.

В таблице 3 приведены средние дебиты нефти и жидкости совместных скважин по каждому из пластов, разделенные по пластам пропорционально гидропроводности, дебиты скважин, эксплуатирующих лишь один пласт и средние дебиты по пластам. Анализируя полученные данные, можно заметить, что по всем пластам, кроме O_2 , дебиты нефти при совместной эксплуатации ниже дебитов скважин, работающих на один пласт. На счет превышения дебита по пласту O_2 можно сказать, что непосредственно на этот пласт работает всего одна скважина, и проводить

сопоставление в связи с недостаточностью данных некорректно. Дебиты нефти совместных скважин, работающих на пласты O_4 и B_2 , ниже средних дебитов по этим пластам почти в три раза. Дебиты жидкости совместных скважин также ниже средних дебитов, за исключением объекта O_6 , а обводненность продукции совместных скважин пластов O_4 , O_6 и B_2 выше средней обводненности и обводненности скважин, раздельно эксплуатирующих эти пласты.

Кроме этого, рассчитаны средние дебиты нефти скважин, в которых присутствует каждый пласт, и изменение дебита пласта вследствие дострела других пластов как разница между вышеназванным дебитом и дебитом нефти в скважинах, работающих на

один пласт. Можно заметить, что отрицательные значения получены по самым продуктивным пластам – O_4 и B_2 из-за подключения к ним малопродуктивных – O_2, O_5^a, O_6 (в скв. 354), O_5^a, O_5^b, O_5^b, O_6 (в скв. 321) и т. д. Положительные, но низкие по абсолютным значениям цифры получены по пластам O_2 и O_3 , что вызвано приобщением близких по коллекторским характеристикам пластов – $O_5, O_5^a, O_5^b, O_5^b, O_6$ (в скв. 304, 403, 432, 404, 307) и лишь в двух скважинах – пласта O_4 . Самые высокие значения изменений дебитов оказались по пластам T_1 и T_2 . Это объясняется подключением к турнейским пластам пластов с лучшими коллекторскими характеристиками – O_4 и B_2 (скв. 314, 1430, 499, 509, 1309, 4456 и др.).

При отличии пластов по проницаемости в 2 – 3 раза (пласты O_3 и O_4, O_4 и T_1, O_4 и T_2), при совместной эксплуатации происходит увеличение дебитов нефти (скв. 1563, 1622, 307). А при отличии проницаемостей пластов более чем в 10 раз (сочетание пласта B_2 и окских либо турнейских объектов) присоединение не дает эффекта (скважины 325, 612, 314, 1430, 507 и др.).

Более низкие показатели добычи скважин, одновременно разрабатывающих несколько пластов, можно объяснить следующим. Объединение нефтяных пластов в общий эксплуатационный объект с общей сеткой добывающих и нагнетательных скважин может быть рациональным только тогда, когда без уменьшения их общей нефтеотдачи увеличивается средний дебит скважины. При объединении пластов величина извлекаемых запасов может снижаться

Сочетания пластов	Средний дебит скважин, т/сут	Суммарный дебит пластов, т/сут	Отношение сумм. деб. к ср. деб.
$O_2+O_3+O_5+O_5^b+O_6+T_1$	0,7	34,5	49,3
$O_2+O_3+O_6$	3,9	11,2	2,9
$O_2+O_4+O_5^a+O_6$	1,4	40,9	29,2
$O_2+O_5^b+O_5^b+O_6$	0,2	18,1	90,5
O_3+O_4	8,1	38,0	4,7
O_3+O_5	6,7	8,9	1,3
$O_4+O_5+O_5^b+O_6+B_2$	26,7	91,9	3,4
$O_4+O_5^a+O_5^b+O_5^b+O_6$	1,7	52,4	30,8
$O_4+O_5^b$	6	39,3	6,6
$O_4+O_5^b+O_5^b+O_6$	7,7	51,3	6,7
O_4+O_6	33	39,7	1,2
$O_4+B_2+T_1$	20,8	80,0	3,8
$O_4+B_2+T_2$	6,4	76,4	11,9
O_4+T_1	23,9	46,8	2,0
O_4+T_2	11,2	43,3	3,9
$O_5+O_5^b+O_5^b$	0,25	15,8	63,2
$O_5+O_5^b+O_5^b+O_6$	2,3	22,2	9,7
$O_5+O_5^b+O_5^b+O_6+B_2$	0,5	55,3	110,6
$O_5+O_5^b+O_5^b+B_2$	10,2	48,9	4,8
$O_5^b+O_5^b+O_6+B_2$	20,5	51,1	2,5
$O_5+O_5^b+O_6$	0,6	18,0	30,0
$O_5^b+O_6+B_2$	2,8	45,5	16,3
$O_5+O_5^b$	0,5	9,8	19,6
$O_5^b+O_5^b+B_2$	12,1	44,7	3,7
$O_5+O_6+B_2$	4,7	43,7	9,3
$O_5^b+O_5^b$	12,3	11,6	0,9
$O_5^b+O_6$	6,1	12,0	2,0
$O_5^a+O_5^b+O_6$	1,7	13,1	7,7
$O_5+O_5^b+O_6$	9,1	18,0	2,0
B_2+T_1	23,5	46,4	2,0
$B_2+T_1+T_2$	30,4	56,6	1,9

Табл. 2. Фонд совместных скважин.

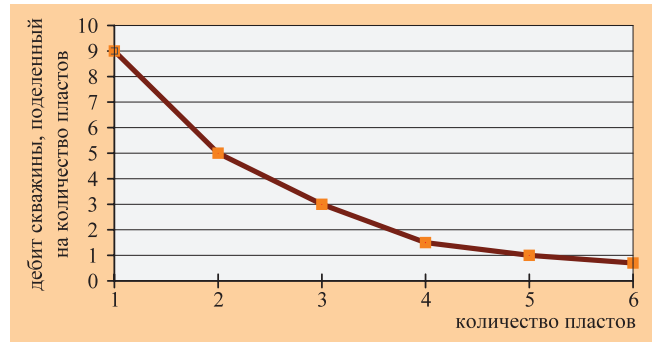


Рис. 1. Зависимость удельных (на один пласт) дебитов нефти от количества совместно эксплуатируемых пластов.

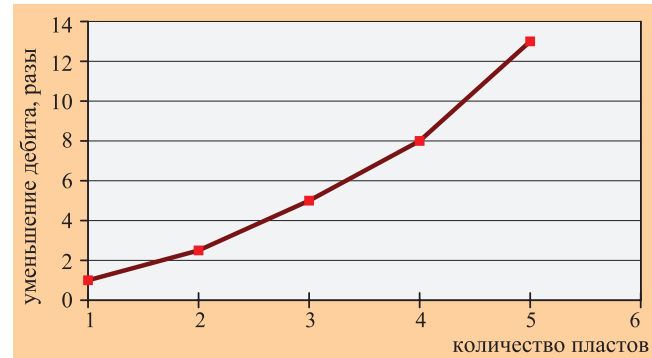


Рис. 2. Зависимость уменьшения дебита от количества пластов.

за счет появляющейся неравномерности вытеснения, и такое объединение не может не наносить ущерба коэффициенту нефтеизвлечения. Эксплуатация нескольких объектов разработки общим фильтром возможна для тех объектов, которые имеют сходные геолого-физические параметры коллекторов и насыщающих их флюидов.

К факторам, ограничивающим применение общего фильтра, следует отнести, в первую очередь, различный тип коллектора пластов (карбонатный и терригенный). Это связано с различиями в поведении данных коллекторов в процессе эксплуатации.

Существуют ограничения для совместной разработки объектов по значениям проницаемости коллекторов, которые не должны отличаться более чем в 2 – 3 раза. Бобриковские и окские отложения рассматриваемого месторождения отличаются по проницаемости на два порядка. Различие объектов по вязкости нефти также не должно быть существенным. Наиболее полно характеризует геолого-физические свойства объекта показатель гидропроводности, являющийся комплексной характеристикой коллектора и флюида. Данный параметр у бобриковского объекта также на порядок выше, чем у турнейского и окских объектов. Следовательно, совместно эксплуатировать рассматриваемые объекты нецелесообразно.

Наилучшим выходом из такого положения является создание независимых систем разработки объектов, например, с использованием технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

Одновременно – раздельная эксплуатация двух объектов позволяет:

- сократить объемы бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора запасов нефти разных объектов одной сеткой скважин;
- эксплуатировать одновременно объекты с разными

ТЕРМОГАЗОВЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Предшествующие 5 лет ознаменовались быстрым восстановлением высоких докризисных уровней добычи нефти в стране. В значительной мере это достижение обязано росту мировых цен на нефть. Немаловажно и то, что большинство нефтяных компаний было обеспечено значительными высокопродуктивными (активными) запасами нефти, потенциал годовой добычи которых в 2000 г. составлял 400 – 450 млн. тонн. Именно интенсификация выборочной отработки таких запасов – «снятие сливок» – и позволила не только быстро нарастить добычу нефти в стране, но и минимизировать затраты на нее.

Вместе с тем, в течение всего постсоветского периода сохраняются негативные процессы в воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи, как в поиске новых месторождений, так и в достижении максимально возможной степени извлечения нефти из уже открытых и находящихся

в разработке месторождений. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет разведочных работ существенно меньше ее добычи и списания запасов, вследствие чего потери извлекаемых запасов уже превысили 4 млрд. тонн. Основная причина – сворачивание разведочных работ, направленных на открытие новых месторождений при одновременном активном «проедании» запасов, подготовленных еще в советские времена (Концепция..., 2006).

В то же время продолжается многолетняя негативная тенденция снижения проектной нефтеотдачи – основного показателя рационального использования сырьевой базы нефтедобычи. Вследствие этого в последние годы ее средняя величина уже снизилась почти в 1,5 раза по сравнению с 1960-ми гг. и стала ниже, чем в США, где нефтеотдача много лет растет, хотя структура запасов хуже нашей. В целом уже потеряно около 15 млрд. тонн потенциальных

Пласт	O ₂	O ₃	O ₄	O ₅	B ₂	T ₁	T ₂
	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж
Ср. эффект. нефтенас. толщина, м	1,5	4,9	6,1	1,9	4,6	9	4,3
Проницаемость, мкм ²	0,021	0,032	0,073	0,006	0,556	0,024	0,021
Средний дебит по данному пласту в скважинах совм. экспл., т/сут	1,2/1,9	3,4/4,4	10,4/19,7	4,4/14,2	10,4/43,7	12,6/71,1	8,9/50,9
Обводненность, %	37,8	24,3	47,1	69,0	76,2	73,0	65,0
Средний дебит скважин, эксплуатирующихся только данный пласт, т/сут	0,07/8,5	4,7/7,1	33,3/46,8	6,4/10,7	33,1/130,2	14,0/106,1	10,2/77,3
Обводненность, %	99,2	34,2	29,0	40,0	74,5	88,0	89,0
Средний дебит всех скважин, работающих на данный пласт, т/сут	1,0/3,1	4,1/5,9	31,9/45,2	4,8/13,6	27,2/107,7	13,4/101,4	9,7/70,0
Обводненность, %	80,4	31,0	29,4	65,0	74,7	86,1	84,8
Средний суммарный дебит нефти скважин, в которых встречается данный пласт, т/сут	2	5,2	13,4	7,5	18,5	22	16
Разница между ср. суммарным дебитом нефти скважин с данным пластом и ср. дебитом нефти скважин, экспл. один пласт, т/сут	+1,93	+0,5	-19,9	+1,1	-14,6	+8,0	+6,0

Табл. 3. Дебиты нефти и жидкости по пластам.

коллекторскими характеристиками и свойствами флюидов;

- повысить производительность скважины за счет оптимизации работы объектов;
- повысить рентабельность отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

Для реализации ОРЭ рекомендуется к использованию оборудование, использующееся в ОАО «Татнефть»: однорядная установка с насосом, имеющим дополнительный всасывающий клапан, обеспечивающая раздельную со своими режимами эксплуатацию объектов, но совместные подъем и транспорт продукции, разработанная в ТатНИПИнефть.

Данное оборудование для раздельной эксплуатации и технология его использования допускают осуществление всех тех технологических мероприятий, которые применяются при вскрытии пластов и их эксплуатации отдельными скважинами.

В связи с различной степенью продуктивности пластов и уровнем выработки их запасов в совместных добывающих скважинах учет объема отбираемой продукции целе-

сообразно вести из каждого пласта отдельно. Полученные данные позволят отслеживать эффективность работы совместной скважины по каждому горизонту и в дальнейшем послужат основанием для анализа выработки запасов по каждому пласту. Для контроля отбора продукции из совместных скважин рекомендуется использовать физико-химические методы, основанные на различиях химического состава нефти и воды совместно разрабатываемых пластов, в частности, с использованием значительного различия коэффициента светопоглощения нефти (КСП) и различия содержания ванадия и микроэлементов в нефти.

Для скважин, обводняющихся закачиваемой водой, можно использовать закачку трассирующих жидкостей. При этом закачка меченых жидкостей должна проводиться только в один из пластов.

Перечисленные методы являются косвенными, поэтому их результаты рекомендуется уточнять по данным работы скважин с пакером, отсекающим один из пластов. Хвостовик с пакером можно спускать в скважины, обводненные ШГН, при проведении ремонтных работ.

В совместных нагнетательных скважинах необходимо вести учет закачиваемой в продуктивные пласты воды с помощью методов термометрии и расходомерии. Кроме того, необходимо провести анализы совместимости вод пластов, эксплуатирующихся совместным фондом скважин.

Выводы

1. Проведенный анализ разработки месторождения показывает необходимость постепенного перехода к разукрупнению объекта.
2. Для создания независимых систем разработки объектов рекомендуется внедрение технологии одновременно-раздельной эксплуатации.