

УДК 622.276.1/4(470.41)

Яртиев А.Ф.

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти открытого акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина (ТатНИПИнефть), Бугульма, Россия, yartiev@tatnipi.ru

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для карбонатных коллекторов характерна высокая скорость обводнения скважин, связанная с геологическими особенностями строения продуктивных горизонтов из-за высокой послойной и зональной неоднородности коллекторов, низкими фильтрационными и коллекторскими свойствами матрицы породы, наличием трещин, повышенной вязкостью нефти и низким газовым фактором. Эффективная разработка таких отложений (залежи 301-303 Ромашкинского нефтяного месторождения) возможна с использованием комплекса мер по внедрению прогрессивных методов увеличения нефтеотдачи пластов и рациональному бурению скважин.

Ключевые слова: *запасы нефти, добыча нефти, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, налоговая система, эффективность мероприятий.*

Ромашкинское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Республики Татарстан и является крупнейшим многопластовым месторождением пластового типа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с площадью более 4000 км². Первый промышленный приток нефти на месторождении был получен в августе 1943 г. Максимум добычи нефти (81,9 млн. т) достигнут в 1970 г., в настоящее время добыча нефти снизилась и составляет около 18% от максимума (рис. 1).

На сегодняшний день на месторождения отобрано 87% извлекаемых запасов нефти (в 2006 г. на организацию раздельного учета и подготовку нефти израсходовано 800 млн. руб., что позволило льготировать добычу нефти в соответствии с законом №151 от 27.07.2006 г.).

В разрезе осадочной толщи месторождения нефтеносность установлена в горизонтах девона и карбона, из которых промышленные притоки получены из 18. Наиболее значимыми по величине запасов являются залежи нефти терригенного девона (пашийский и кыновский горизонты), на долю которых приходится 80% разведанных запасов. В терригенных отложениях нижнего карбона содержится около 10% разведанных запасов месторождения. Основное промышленное значение в карбонатных отложениях имеют залежи верхнетурнейского подъяруса нижнего карбона и верей-башкирские отложения среднего карбона. Остальные горизонты ввиду локальной нефтеносности и небольших размеров залежей требуют дальнейшего изучения. Всего к настоящему моменту на месторождении

выявлено более 400 залежей [Нефтегазоносность Республики..., 2007].

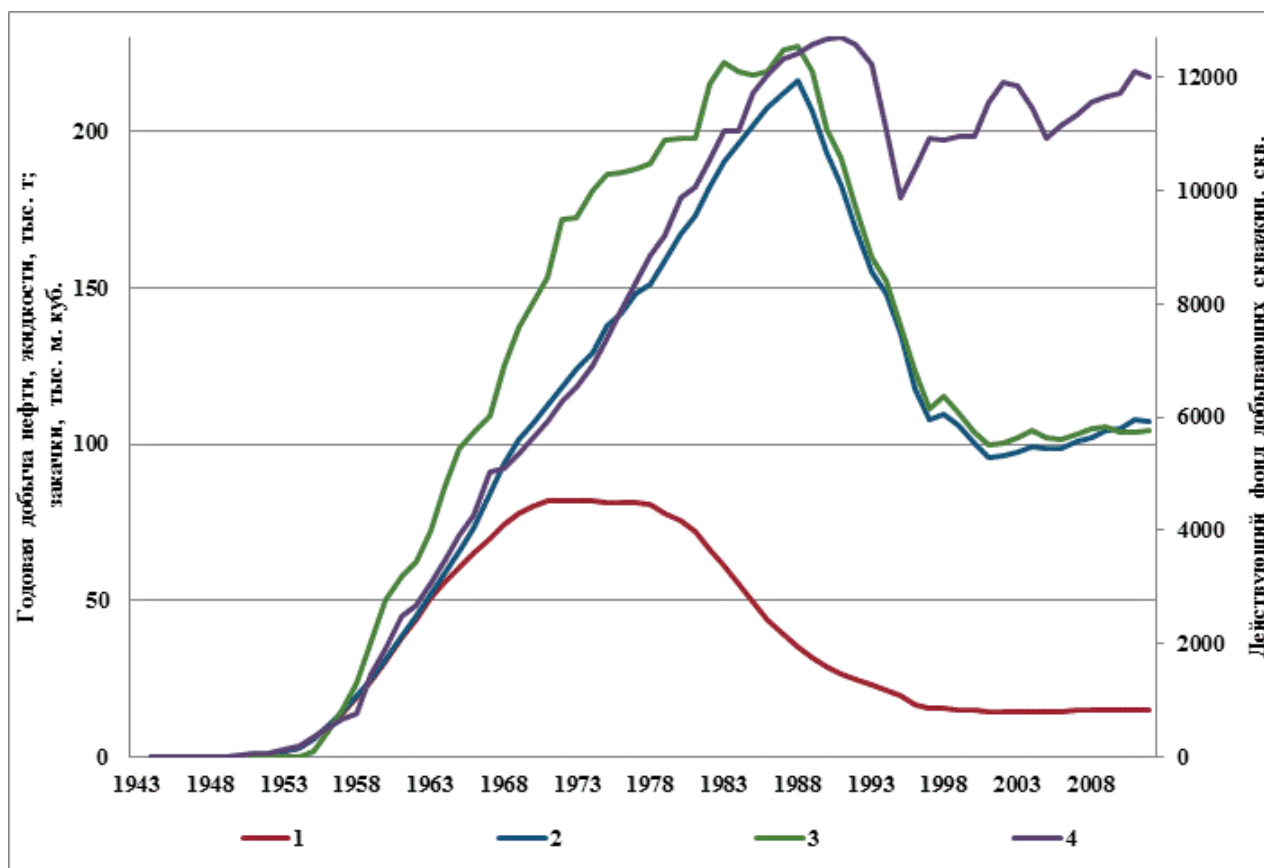


Рис. 1. Динамика основных показателей разработки месторождения

1 - добыча нефти; 2 - добыча жидкости; 3 - закачка воды; 4 - фонд скважин.

Многолетний опыт разработки высокопродуктивных терригенных отложений девона и нижнего карбона показывает высокую эффективность их эксплуатации. На сегодняшний день эффективность разработки карбонатных отложений остается совершенно неудовлетворительной. Существующие системы разработки не обеспечивают проектных показателей и остро нуждаются в совершенствовании. Принципиально важным аспектом разработки является проблема быстрого обводнения продукции скважин при заводнении. За сравнительно короткий срок скважины обводняются настолько, что их эксплуатация становится экономически невыгодной. В этой связи актуальной задачей является оценка эффективности применяемых на залежах систем заводнения с выявлением источников обводнения скважин и разработкой комплекса рекомендаций по повышению энергетического состояния залежей, увеличению безводного периода эксплуатации скважин, уменьшению отбора попутно добываемой воды.

Вторым по значимости объектом разработки (20,4% запасов) после залежей нефти в терригенных отложениях являются карбонатные отложения залежей 301-303, которые объединены в едином структурном образовании.

Отложения серпуховского яруса, развитые в пределах залежи 303, представлены переслаивающимися между собой доломитизированными, крупнозернистыми, желтовато-белыми известняками, светло-серыми и белыми кристаллически-зернистыми кавернозными доломитами (средняя пористость коллекторов – 15,9%, нефтенасыщенность – 0,79 д. ед., проницаемость – 0,083 мкм², эффективная нефтенасыщенная толщина – 5,6 м, доля коллекторов – 0,44 д. ед.).

Продуктивные отложения башкирского яруса развиты в пределах залежи 302 и представлены чередованием по разрезу и площади пористых и плотных пластов и пропластков карбонатных пород, сложенных в основном известняками светло-серыми кристаллически-зернистыми, плотными, с частыми тонкими примазками зеленоватых глин и известняками органогенно-обломочными, мелкозернистыми (средняя пористость коллекторов – 13,3%, нефтенасыщенность – 0,76 д. ед., проницаемость – 0,086 мкм², эффективная нефтенасыщенная толщина – 4,5 м, доля коллекторов – 0,25 д. ед.).

Для отложений верейского горизонта, развитых в пределах залежи 301, характерны в основании пачки тонкослоистых зеленоватых и шоколадно-коричневых известковистых аргиллитов. В целом верхняя пачка, сложенная глинами и алевролитами, является региональной покрывкой. В пределах нижней пачки выделяются два пласта-коллектора, отличающиеся по своим коллекторским свойствам (средняя пористость коллекторов – 12,3%, нефтенасыщенность – 0,7 д. ед., проницаемость – 0,035 мкм², эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,4 м). В отличие от других, особенностью верейской залежи является наличие в пределах ее продуктивной площади значительного количества зон отсутствия коллекторов, доля коллекторов примерно аналогична величине ее по серпуховским отложениям и составляет 0,463 д. ед.

За непродолжительную историю разработки карбонатных объектов (с 1983 г.) составлено четыре технологические схемы разработки и один бизнес-проект. Сравнение проектных и фактических показателей разработки за 2006-2011 гг. в целом по залежам 301-303 приведено на рис. 2.

В 2006-2011 гг. на залежах 301-303 по проекту было запланировано пробурить и ввести в эксплуатацию 175 скважин, фактически за этот период введены только 127 новых добывающих скважин, т.е. на 48 скважин меньше. В 2011 г. среднегодовой дебит действующих скважин по нефти составил 2,0 т/сут. (по проекту – 2,4 т/сут.), по жидкости – 13,3 т/сут. (по проекту – 10,0 т/сут.). Достигнутый уровень добычи нефти выполняется с большим превышением по объему добываемой жидкости, который наблюдается после

внедрения в 2004 г. форсированного отбора жидкости. Фактические темпы обводнения скважин в 2006-2010 гг. оказались выше проектных на 8,5-10,6%, вследствие чего объемы добычи жидкости выше проектного уровня на 19,3-47,5%. Фактическая обводненность добываемой продукции в 2011 г. (84,7%) выше проектного значения (77,5%) на 7,2%.

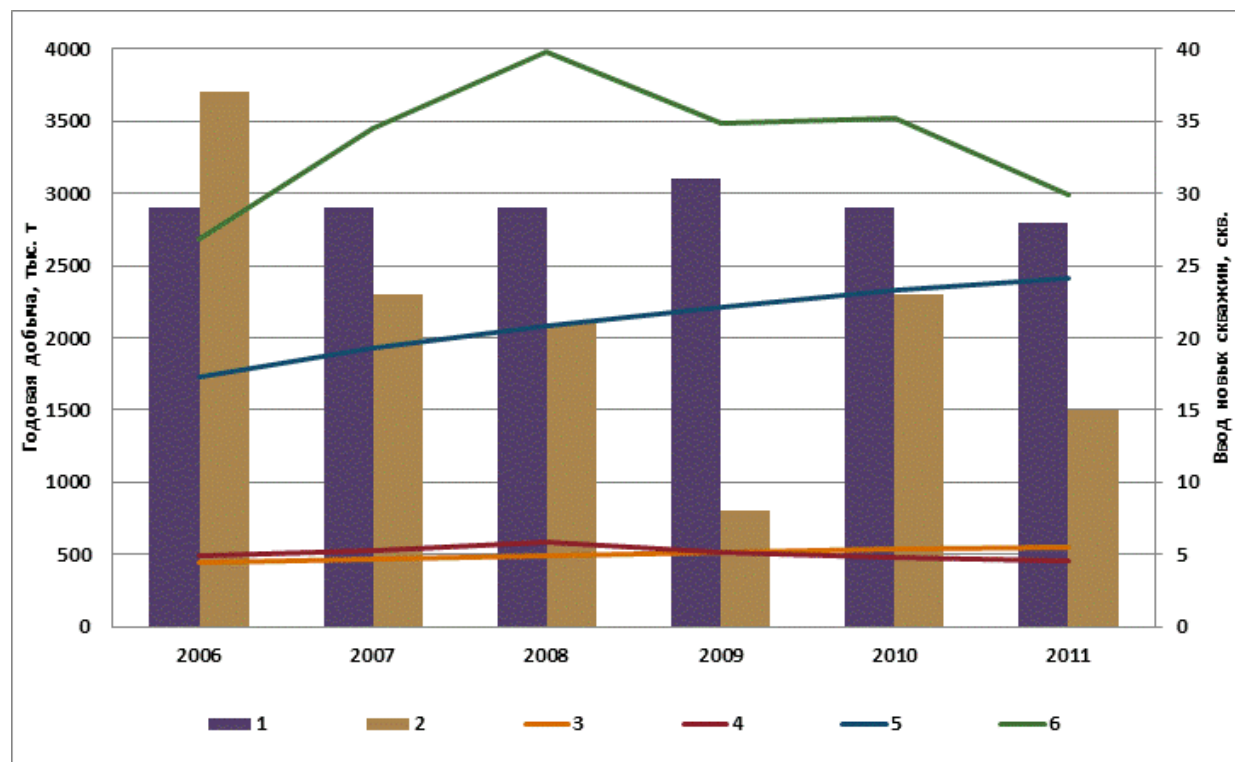


Рис. 2. Сравнение проектных и фактических показателей по залежам

1 - ввод скважин (проект); 2 - ввод скважин (факт); 3 - добыча нефти (проект); 4 - добыча нефти (факт); 5 - добыча жидкости (проект); 6 - добыча жидкости (факт).

Высокая скорость обводнения скважин, характерная для данных залежей, связана с геологическими особенностями строения продуктивных горизонтов:

- высокой послойной и зональной неоднородностью коллекторов;
- низкими фильтрационными и коллекторскими свойствами матрицы породы;
- наличием трещин;
- повышенной вязкостью нефти;
- низким газовым фактором.

На основании анализа текущего состояния разработки залежей 301-303 предложены методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Предусматривается сочетание применения давно известных, надежных, высокоэффективных, рентабельных технологий и новых перспективных технологий, отличающихся простотой реализации и экологической

безопасностью. Рекомендуются методы, осуществляемые через добывающие скважины, которые делятся на две группы по основной цели работ:

- методы стимуляции отбора нефти;
- методы ограничения притока воды.

Методы стимуляции отбора нефти и ограничения притока воды направлены на обработку пласта в прискважинной зоне и являются методами локального воздействия на пласт вблизи скважины.

На залежах с 2012 г. рекомендуется продолжить применение хорошо проявивших себя технологий водоограничения: обработка реагентом СНПХ-9633, водоизоляционные работы в наклонно направленных и горизонтальных скважинах (ВНГС), а также обработка высокопрочными полимерными системами (ВПС). Рекомендуется технология по применению горячей высоковязкой нефти для изоляции подошвенной воды через «термокейс». Она предназначена для ограничения притока воды в скважины, включая ликвидацию заколонных перетоков. С целью стимуляции отбора продукции запланировано применение солянокислотных обработок по следующим технологиям: обработка композиционным составом ИПТС-РС, загущенным кислотным составом (ЗКС) и простые солянокислотные обработки (СКО). Объемы применения указанных МУН на шесть лет приведены в табл. 1.

Таблица 1

Проектные показатели применения методов увеличения нефтеотдачи на залежах 301-303

Годы	Количество скважино-операций						
	СНПХ-9633	ВНГС	ВПС	Термокейс	ИПТС-РС	ЗКС	СКО
2012	90	47	5	0	0	0	0
2013	50	60	35	20	10	5	5
2014	55	60	35	20	10	5	5
2015	60	60	35	20	10	5	5
2016	65	60	35	20	10	5	5
2017	70	60	35	20	10	5	5
Всего	390	347	180	100	50	25	25

К внедрению за рассматриваемый период планируется 1117 технологий МУН. Дополнительная добыча нефти в динамике по годам от применения каждой технологии приведена в табл. 2.

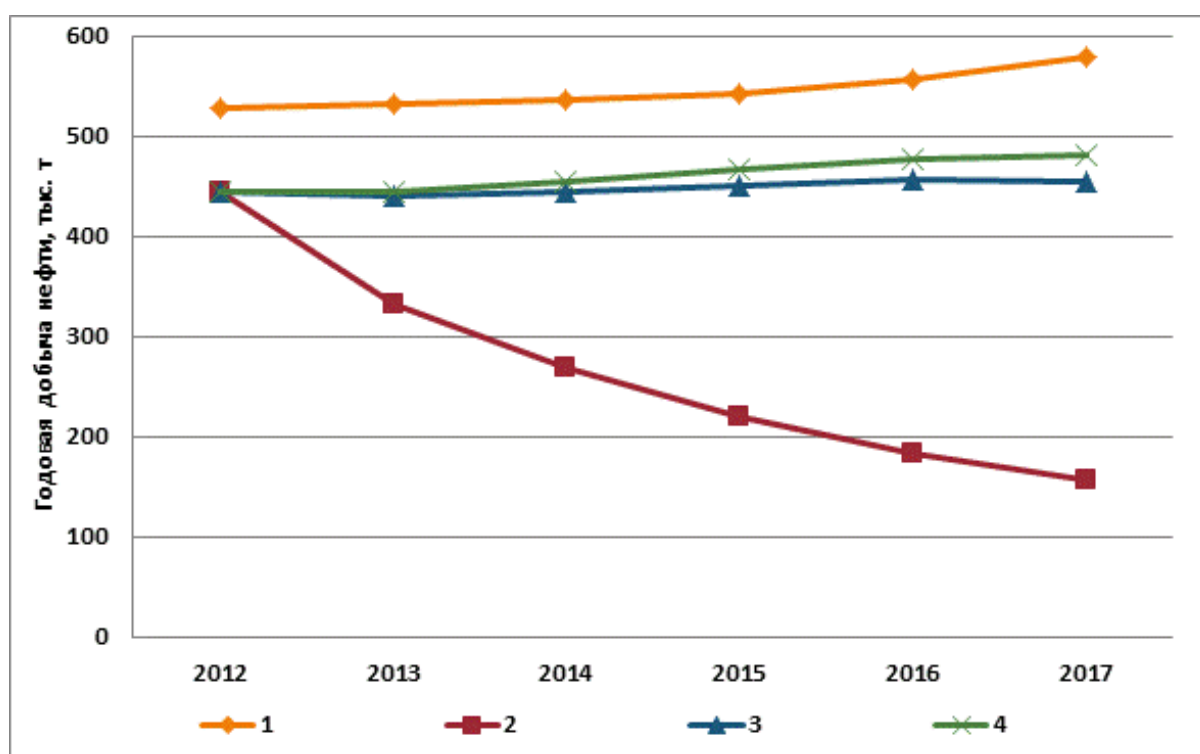
Применение запланированного количества МУН должно обеспечить прирост добычи нефти в объеме 890 тыс. т.

Для дальнейшей промышленной эксплуатации залежей 301-303 рассмотрено три расчетных варианта разработки, которые различаются объемами проектных мероприятий. Прогноз добычи нефти на залежах 301-303 по вариантам разработки представлен на рис. 3.

Таблица 2

Динамика дополнительной добычи нефти

Годы	Дополнительная добыча нефти, тыс. т						
	СНПХ-9633	ВНГС	ВПС	Термокейс	ИПТС-РС	ЗКС	СКО
2012	35,9	17,1	2,6	0	0	0	0
2013	69,5	53,4	16,7	4,0	1,8	0,9	0,8
2014	62,8	69,3	39,7	6,7	3,1	1,5	1,4
2015	47,9	63,1	39,7	6,7	3,1	1,5	1,4
2016	52,1	63,1	39,7	6,7	3,1	1,5	1,4
2017	56,3	63,1	39,7	6,7	3,1	1,5	1,4
Всего	324,5	329,1	178,1	30,8	14,2	6,9	6,4

**Рис. 3. Динамика добычи нефти по вариантам разработки**

1 - проект ТСП; 2 - вариант 1; 3 - вариант 2; 4 - вариант 3.

Вариант 1 – предполагает дальнейшую разработку залежей нефти без дополнительного финансирования. За проектируемый период разработки (2013-2031 гг.) планируется добыть 2,2 млн. т нефти и 20,8 млн. т жидкости. На конец 2017 г. отбор нефти составит 9,1 млн. т, при этом конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) составит 0,047 д. ед.

Вариант 2 – предусматривает бурение новых скважин и применение МУН. В 2013-2017 гг. на залежах 301-303 планируется пробурить 137 скважин (97 вертикальнонаклонных

и 40 горизонтальных, в том числе две многозабойные). Намеченные мероприятия позволят сохранить годовые отборы добычи нефти на оптимальном уровне. За проектируемый период разработки (2013-2031 гг.) планируется добыть 4,8 млн. т нефти и 36,7 млн. т жидкости. На конец 2017 г. отбор нефти составит 10,2 млн. т, при этом конечный КИН составит 0,053 д. ед.

Вариант 3 – по сравнению с вариантом 2 предполагает дополнительное бурение и ввод 35 скважин с ростом добычи нефти к концу 2017 г. За проектируемый период разработки (2013-2031 гг.) планируется добыть 5,3 млн. т нефти и 40,3 млн. т жидкости. На конец 2017 г. отбор нефти составит 10,3 млн. т, при этом конечный КИН составит 0,053 д. ед.

Пластовая вода залежей 301-303 характеризуется повышенной агрессивностью, что увеличивает скорость коррозии трубопроводов. Смешение пластовых вод залежей 301-303 и 1, 201, 202 Ромашкинского месторождения приводит к отложению солей в трубопроводах, что снижает их пропускную способность. С учетом увеличения объемов добычи нефти по залежам 301-303 для разгрузки существующих нефтепроводов и обеспечения эксплуатационной надежности перекачки необходима реконструкция системы сбора и транспорта с разделением продукции скважин залежей 301-303 и залежей 1, 201, 202.

Капитальные затраты для разделения сбора продукции скважин девона и карбона оцениваются в 479,6 млн. руб. Кроме затрат на бурение новых скважин и организацию отдельного сбора продукции залежей 301-303, необходимы затраты на бурение двух поглощательных скважин на горизонт D_{IV} (95,6 млн. руб. без учета стоимости услуг) и расходы на замену металлических насосно-компрессорных труб на стеклопластиковые на 60 скважинах (48,1 млн. руб. без учета затрат на покупку пакеров).

Эксплуатационные затраты включают в себя расходы, связанные с производством и реализацией продукции, а также обязательные налоги и платежи, которые снижают налогооблагаемую базу для исчисления налога на прибыль.

Для экономической оценки вариантов разработки приняты следующие основные положения:

- экономическая оценка выполнена при действующей налоговой системе за период с 2013 по 2019 гг. с выделением 5-летнего периода для бизнес-проекта;
- учтено применение льготы по НДС с учетом выработанности запасов нефти по Ромашкинскому месторождению;
- для снижения стоимости проекта предусмотрено бурение наклоннонаправленных скважин малого диаметра;

- для отработки новых технических решений с учетом применения различного набора МУН планируется организация девяти участков опытно-промышленных работ;
- применение технико-технологических решений должно как минимум обеспечить текущий уровень добычи нефти (2012 г. - 450 тыс. т) на пять лет.

Оценка эффективности проекта осуществлялась на основе системы показателей, отражающих деятельность предприятия в условиях рыночной экономики. Расчеты выполнены с учетом платежей и налогов, предусмотренных НК РФ с учетом фактора дисконтирования, а влияние инфляции на изменение финансовых показателей не рассматривалось.

Результаты экономической оценки бизнес-проекта разработки залежей 301-303 за рассматриваемый период приведены в табл. 3.

Таблица 3

Основные технико-экономические показатели по вариантам разработки залежей 301-303 за 2013-2019 гг.

Показатели	Значения по вариантам				
	Вариант 1 (базовый)	Раздельный сбор			
		Варианты развития			
		Вариант 2	Вариант 3	в 2 - в 1	в 3 - в 1
Расчетный период, годы	2013-2019				
Добыча нефти, тыс. т	1768	3105	3226	1337	1457
Выручка, млн. руб.	28807	50583	52546	21776	23739
Капитальные вложения, млн. руб.	983	3315	3914	2331	2931
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	16143	23171	24189	7186	8204
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	-131	1559	1290	1329	1066
Доход государства дисконтированный, млн. руб.	15345	25586	26505	10472	11385
Внутренняя норма рентабельности, %	15,63	97,23	56,85	40,79	30,72
Индекс доходности инвестиций, д. ед.	0,84	1,54	1,38	1,65	1,42
Индекс доходности дисконтированных затрат, д. ед.	1,04	1,09	1,08	1,15	1,12
Период окупаемости, годы	не окуп.	2	4	4	5

По первому варианту планируется добыть 1768 тыс. т нефти за рассматриваемый период (2013-2019 гг.). С 2015 г. чистая дисконтированная прибыль, а с 2016 г. и чистый дисконтированный доход при принятых условиях экономической оценки становятся отрицательными.

По второму варианту разработки с увеличением единовременных затрат окупаемость проекта с учетом переходящей добычи нефти от ранее пробуренных скважин составит два

года. За рассматриваемый период добыча нефти оценивается в 3105 тыс. т с индексом доходности дисконтированных затрат на уровне 1,09 д. ед.

По третьему варианту разработки с учетом переходящей добычи нефти от ранее пробуренных скважин окупаемость рекомендуемых мероприятий составит четыре года. За рассматриваемый период добыча нефти оценивается в 3226 тыс. т с индексом доходности дисконтированных затрат на уровне 1,08 д. ед.

Дополнительно в работе рассматривается набор мероприятий по второму и третьему вариантам разработки залежей, обеспечивающих дополнительную добычу нефти.

Набор дополнительных мероприятий второго варианта разработки залежей обеспечит добычу нефти в объеме 1337 тыс. т за анализируемый период. Дополнительные единовременные затраты на их реализацию окупятся за четыре года с внутренней нормой рентабельности 40,8% и индексом доходности дисконтированных затрат на уровне 1,15 д. ед.

Набор дополнительных мероприятий третьего варианта разработки залежей обеспечит добычу нефти в объеме 1457 тыс. т за анализируемый период. Дополнительные затраты на их реализацию окупятся за пять лет с внутренней нормой рентабельности 30,7% и индексом доходности дисконтированных затрат на уровне 1,12 д. ед.

Из проведенной экономической оценки разработки залежей 301-303 можно сделать следующие выводы:

- без проведения инвестиционных мероприятий вследствие резкого снижения продуктивности добывающих скважин разработка карбонатных отложений невозможна;
- применение набора инвестиционных условий 2012 г. позволяет продлить рентабельную эксплуатацию залежей только на два года, далее эксплуатация продуктивных горизонтов становится отрицательной;
- поддержание добычи нефти в течение пяти лет на планируемом в 2012 г. уровне с применением дополнительного комплекса МУН обеспечивает окупаемость единовременных затрат в течение двух лет;
- увеличение объемов бурения с целью интенсификации добычи нефти с дополнительными мероприятиями по МУН обеспечивает окупаемость капитальных вложений в течение 4 лет.
- разработка по варианту 2 с умеренным объемом эксплуатационного бурения имеет чистый дисконтированный доход на 269 млн. руб. больше, чем по варианту 3 при уменьшении единовременных затрат почти на 600 млн. руб.;

• для дальнейшей разработки залежей по экономическим критериям эксплуатации продуктивных горизонтов рекомендуется второй вариант, так как дополнительные мероприятия, направленные на поддержание добычи нефти, окупаются за четыре года с индексом доходности дисконтированных затрат на уровне 1,15 д. ед.

Сопоставление затрат по рекомендуемому варианту и льгот по НДС за анализируемый период приведено в табл. 4.

Если учитывать объем единовременных затрат на реализацию мероприятий по рекомендуемому варианту разработки (3,3 млрд. руб.), то за период с 2013 по 2019 гг. за счет понижающего коэффициента по НДС с учетом налога на прибыль льгота составит 3,6 млрд. руб., что существенно перекрывает необходимый объем инвестиций.

Таблица 4

Сопоставление затрат и льгот по рекомендуемому варианту

Годы	Капвложения, млн. руб.	Затраты на МУН, млн. руб.	Всего инвестиций, млн. руб.	Льгота по НДС, млн. руб.
2013	1003	109	1112	420
2014	656	113	769	457
2015	642	118	760	496
2016	571	122	693	538
2017	443	123	566	572
2018	0	131	131	575
2019	0	136	136	574
ВСЕГО	3315	856	4167	3633

В заключении можно сделать следующий вывод: разработка карбонатных коллекторов в Республике Татарстан должна постоянно находиться на строгом контроле геологической и экономической служб нефтедобывающего предприятия. Для уменьшения негативных последствий в результате естественного снижения добычи нефти необходим комплекс мероприятий по внедрению прогрессивных методов увеличения нефтеотдачи пластов и рациональному бурению скважин.

Литература

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений: в 2 т. Т. 1. / Под ред. Р.Х. Муслимова. – Казань: Фэн; Академия наук РТ, 2007. – 316 с.

О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации: федеральный закон от 27 июля 2006 г. № 151-ФЗ. – Режим доступа: <http://poisk-zakona.ru/85166.html>.

Yartiev A.F.

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of the Tatneft Joint Stock Company, Bugulma, Russia, yartiev@tatnipi.ru

EVALUATION OF ECONOMIC EFFICIENCY OF CARBONATE RESERVOIRS DEVELOPMENT: CASE STUDY FROM ROMASHKINO OIL FIELD

Carbonate reservoirs are characterized by rapid water breakthrough to producing wells due to vertical and areal heterogeneities, low reservoir quality, presence of natural fractures, increased oil viscosity, and low GOR. Cost-effective development of carbonate reservoirs can be only achieved using state-of-the-art enhanced oil recovery methods combined with economic drilling.

Key words: *oil reserves, oil production, CAPEX, OPEX, taxation system, EOR efficiency.*

References

Neftegazonosnost' Respubliki Tatarstan. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy [Petroleum potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields]. Vol. 1. Edited by R.Kh. Muslimov. Kazan': Fen; Academy of Science of Republic of Tatarstan, 2007, 316 p.

© Яртиев А.Ф., 2013