

УДК 622.276

**К.А. Щеколдин**, специалист Группы мониторинга проектов по разработке трудноизвлекаемых запасов УНТР, ОАО «РИТЭК»; **К.П. Игнатова**, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

# АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

*В настоящее время ресурсная база России характеризуется ухудшением структуры запасов углеводородного сырья. Прогноз динамики и структуры запасов показывает, что к 2015 г. доля трудноизвлекаемых запасов превысит 80%. Поэтому уже в среднесрочной перспективе недропользователям предстоит вести разработку месторождений в основном с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами углеводородов.*

В России к таким запасам относятся ресурсы в залежах баженовской свиты, величина которых, по разным оценкам, составляет от 50 до 150 млрд т.

С целью освоения залежей баженовской свиты ведется разработка технологии термогазового воздействия [1, 2, 3].

Данная технология основана на закачке в пласт доступных и дешевых рабочих агентов – воздуха и воды. Используется важная энергетическая особенность значительной части месторождений (особенно Западной Сибири), которые характеризуются не только высоким пластовым давлением, но и повышенными пластовыми температурами свыше 65 °С.

Существующие способы позволяют извлекать всего 3–5% углеводородов только из дренируемых зон. Принципиальная отличительная особенность нового способа заключается в том, что управляемый процесс закачки в пласт кислородсодержащей смеси (воздуха и воды) обеспечивает интеграцию теплового и газового воздействий, в результате которого:

- увеличивается степень извлечения нефти из дренируемых зон до 30–40% и более за счет внутривластового формирования эффективного вытесняющего смешивающегося газового агента;
- увеличивается проницаемость матрицы за счет формирования микро-

макротрещиноватости под влиянием теплового воздействия;

- протекают пиролиз и крекинг керогена, сопровождающиеся выделением дополнительной нефти и газа;
- увеличивается размер дренируемых зон за счет термического воздействия.

С целью исследования термогазового воздействия прогноза технологических результатов использована модель участка залежи баженовской свиты, подготовленная в коммерческом термодинамическом симуляторе STARS и реализующая основные особенности технологии. Геолого-промысловые параметры приняты аналогичные характеристикам опытного участка испытания технологии термогазового воздействия на Средне-Назымском месторождении. С использованием указанной модели выполнены расчеты различных вариантов разработки участка, шесть из которых выбраны для дальнейшей технико-экономической оценки.

## ОПИСАНИЕ РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И МЕТОДИКИ РАСЧЕТА

Методика расчета базируется на использовании основных положений «Методических рекомендаций по проектированию и разработке неф-

тяных и газонефтяных месторождений» [4].

Технико-экономическая оценка эффективности внедрения термогазового воздействия определена на основе пяти технологических вариантов, которые предусматривают закачку воздуха и воды в нагнетательную скважину (нагнетательные скважины) в течение всего проектного срока. Одновременно для сравнения экономической и технологической эффективности разработки участка (с применением технологии термогазового воздействия и на естественном режиме) выполнен расчет шестого варианта – без использования технологии термогазового воздействия.

Участок для реализации технологии в значительной степени разбурен, однако система разработки не сформирована, поэтому предусмотрено строительство необходимого количества скважин. При определении местоположения скважин учитывались степень и характер разбуренности участка, выдерживалось среднее расстояние между скважинами, плотность запасов и др.

С 1-го по 4-й вариант предусматривается бурение шести скважин (расстояние между скважинами – около 700 м), одна из которых предназначена под закачку воздуха и воды. В 5-м варианте

фонд скважин для бурения увеличивается до 10, из них 6 – добывающих, 4 – нагнетательных (расстояние между скважинами составляет около 400 м). В 6-м варианте предполагается бурение шести дополнительных скважин. Все варианты отличаются между собой уровнями добываемой нефти, жидкости, закачиваемой воды и воздуха, темпами отбора нефти.

Технологические режимы реализации термогазового воздействия основаны на возможностях известного и применяемого в настоящее время компрессорного и насосного оборудования, особенностях реализации термогазового воздействия, в том числе на результатах исследований, изложенных в [5].

На графиках (рис. 1–2) представлена динамика закачки воздуха и воды на участке для рассматриваемых расчетных вариантов.

По всем расчетным вариантам определены максимальные темпы закачки воздуха. Для первых четырех максимальный темп закачки воздуха составляет 96 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (4 компрессора), для 5-го варианта – 36 тыс. м<sup>3</sup>/сут./скважина (по два компрессора на скважину).

Накопленная закачка воздуха для 1–5-го вариантов составляет 1194 млн м<sup>3</sup>, 1101 млн м<sup>3</sup>, 1135 млн м<sup>3</sup>, 1245 млн м<sup>3</sup>, 1300 млн м<sup>3</sup> соответственно.

На конец проектного периода накопленная закачка воды для пяти вариантов составила 1850 тыс. т, 2270 тыс. т, 2982 тыс. т, 2567 тыс. т, 2680 тыс. т соответственно.

Налоговые ставки, участвующие в экономической оценке вариантов разработки рассматриваемого участка, приняты в соответствии с действующим законодательством.

Расчет экономических показателей произведен в постоянных ценах (без учета инфляции), в условиях полного налогообложения, при нормах дисконта 10%.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определены на основе средних показателей по месторождениям Западной Сибири за 2011 г. и включают в себя заработную плату производственных рабочих, отчисления на социальное страхование, цеховые расходы, общепроизводственные и

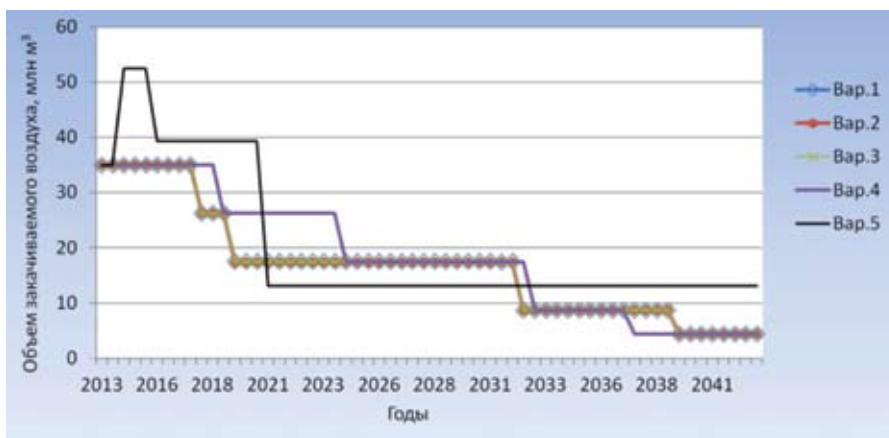


Рис. 1. График динамики закачки воздуха для вариантов 1–5

общехозяйственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Показатели эффективности разработки определялись при условии сбыта 70% добываемой нефти на внутреннем рынке по цене 10 620 руб./т (с НДС) и 30% – на внешнем рынке по 547,5 долл./т.

В выручке участвует доход от реализации 95% попутного газа на внутреннем рынке по цене 488 руб./тыс. м<sup>3</sup>.

Установка термогазового воздействия включает воздушные компрессоры первой и второй ступеней компримирования, охладитель, влагоотделитель, воздушный ресивер, насос для закачки воды, контрольно-измерительную аппаратуру, индивидуальные замерные установки с датчиками газоанализаторами, соединенные с контрольно-измерительной аппаратурой. При этом установка дополнительно снабжена пробоотборниками, установленными на выходе из затрубного пространства добывающих скважин, и аварийными задвижками, установленными с возможностью их автоматического

закрытия и остановки насосного оборудования добывающих скважин [6]. Конструкция скважин отличается от обычной тем, что обеспечивает полную изоляцию потенциально опасных горизонтов от загрязнения, а применение специальных пакеров предотвращает межпластовые перетоки.

Для закачки воздуха используются блочные компрессорные станции БКС-1000-350 (объем закачки – 24 000 м<sup>3</sup>/сут., рабочее давление – до 35 МПа, расчетная мощность – 405 кВт). С целью реализации термогазового воздействия на опытно-участке по вариантам 1–4 необходимо четыре компрессорных станции, для 5-го варианта – восемь компрессорных станций, по две на каждую нагнетательную скважину.

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ**

На основании полученных результатов расчетов по шести рассмотренным вариантам разработки участка залежи баженновской свиты выполнен технико-экономический анализ.

Проектный период в первом расчетном варианте составляет 104 года и сни-

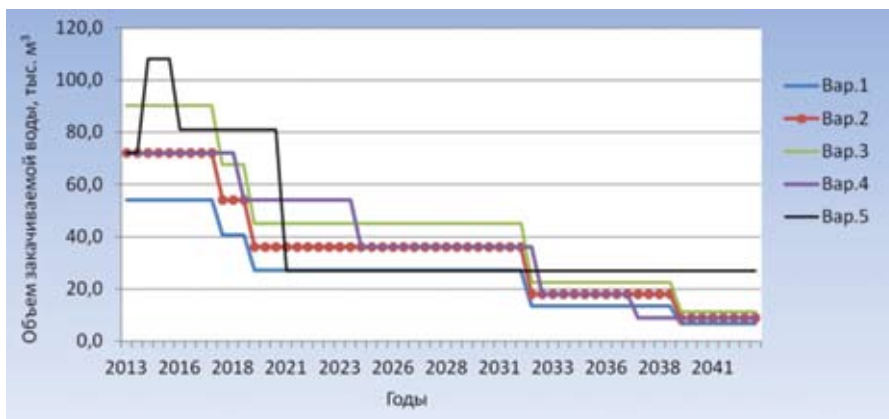


Рис. 2. График динамики закачки воды для вариантов 1–5

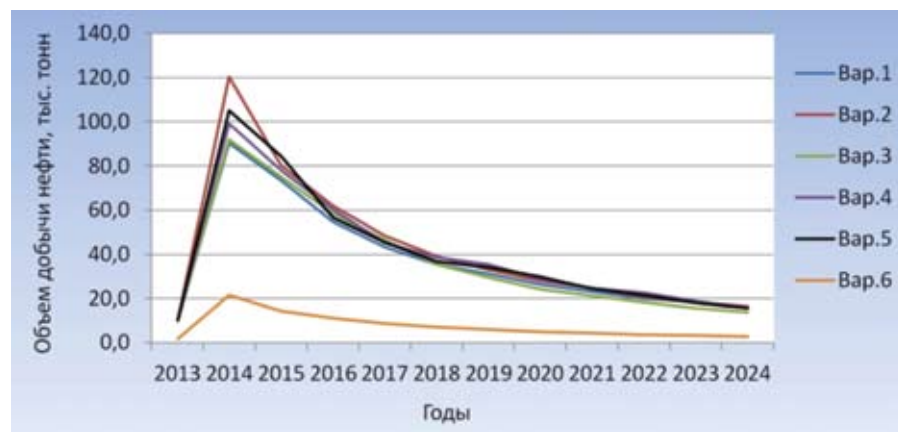


Рис. 3. График динамики добычи нефти по шести вариантам разработки участка

жается соответственно до 73, 91, 94 и 72 лет в четырех последующих, в 6-м варианте проектный период составляет 31 год.

За указанные сроки добыча нефти по вариантам 1–6 составит 740, 775, 700, 772, 763 и 105 тыс. т соответственно (рис. 3). Как видно на графике, суммарные объемы добытой нефти по вариантам 1–5, предусматривающим реализацию технологии термогазового воздействия, находятся практически на одном уровне, однако некоторое преимущество имеет 2-й вариант разработки.

Наибольшие темпы закачки воздуха и воды намечаются по 5-му варианту разработки, но наиболее оптимальная модификация закачки воздуха в сочетании с заводнением, позволяющая увеличить отбор нефти, прогнозируется по 2-му и 4-му вариантам.

По результатам оценки средних дебитов нефти скважин в первый год разработки отмечено, что максимальный дебит во 2-м варианте – 36,6 т/сут., а минимальный в 1-м варианте – 27,5 т/сут. Дебиты вариантов 3–5 составляют

28 т/сут., 30,2 т/сут., 28,8 т/сут. соответственно.

Исходя из результатов экономической оценки предполагаемых вариантов разработки, максимальная сумма капитальных вложений наблюдается по 5-му варианту и составляет 1977 млн руб., в первую очередь это связано с ростом затрат на бурение и обустройство большего числа скважин.

По расчетным вариантам 1–4 сумма капитальных затрат составляет 1288 млн руб. В случае разработки участка на естественном режиме общие капитальные затраты составляют 968 млн руб.

Основную статью дополнительных капитальных вложений составляет оборудование для реализации технологии термогазового воздействия, а именно – дорогостоящие компрессоры, оборудование для нагнетательных и добывающих скважин. Кроме того, для осуществления нагнетания воздуха в пласт требуются значительные дополнительные текущие затраты.

Максимальные эксплуатационные затраты на добычу нефти получены в

5-м варианте разработки – 7053 млн руб. за проектный срок, при этом себестоимость добытой тонны нефти максимальная и составляет 9244 руб./т. Во 2-м и 4-м вариантах минимальные эксплуатационные затраты (6003 млн руб. и 6087 млн руб. соответственно) и себестоимость добытой тонны нефти (2-й вариант – 7746 руб./т, 4-й вариант – 7885 руб./т). В 3-м варианте эксплуатационные затраты составляют 6258 млн руб. при себестоимости добытой тонны нефти 8940 руб./т. В 1-м варианте эксплуатационные затраты – 6390 млн руб., себестоимость – 8635 руб./т.

Эффективность технологии разработки оценивается полнотой извлеченных запасов. Таким образом, максимальный КИН – 0,444 д. ед. – на конец проектного срока разработки достигается во 2-м технологическом варианте, тогда как в 1-м варианте – 0,424 д. ед., в вариантах 3–6 – 0,401 д. ед., 0,442 д. ед., 0,437 д. ед. и 0,060 д. ед. соответственно.

На рисунке 4 представлен график динамики накопленного дисконтированного денежного потока. Накопленный дисконтированный денежный поток по 1-му варианту составил – минус 34 млн руб., по 2-му варианту – 234 млн руб., по 3-му варианту – минус 55 млн руб., по 4-му варианту – 110 млн руб., по 5-му варианту – минус 680 млн руб. и по 6-му варианту – минус 694 млн руб.

Проведенная технико-экономическая оценка показала, что в рамках действующей налоговой системы и при принятых условиях инвестиции в разработку рассмотренного участка окупаются по вариантам 2 и 4, а по вариантам 1, 3, 5 и 6 не окупаются.

По результатам расчета максимальные отчисления в размере 2498 млн руб. поступят в бюджет государства при реализации 2-го технологического варианта.

Анализ основных технико-экономических показателей проекта позволил выбрать наиболее оптимальный вариант разработки опытного участка. Вариант 2 имеет технологическое и экономическое преимущество по сравнению с другими предложенными вариантами, следовательно, его можно рассматривать в качестве рекомендуемого.

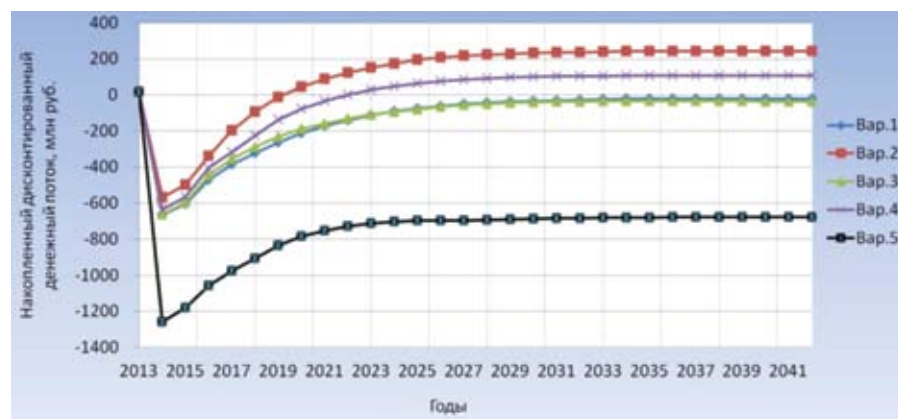


Рис. 4. График динамики накопленного дисконтированного денежного потока

Таким образом, следует отметить, что выбор оптимальных технологических режимов термогазового воздействия позволяет вести разработку участка на условиях окупаемости инвестиций. Однако экономическая эффективность рассмотренного инвестиционного проекта для рекомендуемого варианта остается на низком уровне. При этом возможно дальнейшее снижение себестоимости добычи нефти в течение освоения всего месторождения. Повышение экономической эффективности разработки участка возможно при получении налоговых льгот (рис. 5) и при значительном повышении цен на реализацию нефтепродуктов.

В случае отмены НДС все варианты, кроме разработки участка на естественном режиме, имеют положительный накопленный дисконтированный денежный поток, срок окупаемости по вариантам 1, 2, 3, 4 в случае налоговых преференций составляет около 2–3 лет, а по 5-му варианту – 10 лет. При этом по 2-му, рекомендуемому для реализации варианту, накопленный дисконтированный денежный поток составит 890 млн руб., а доход государства – 1840 млн руб.

Анализируя показатели эффективности варианта б, отмечено, что разработка опытного участка экономически нецелесообразна: анализ чувствительности данного варианта к изменению цен на реализацию нефтепродуктов и ставок налога на добычу полезных ископаемых показал, что разработка участка на естественном режиме неэффективна.

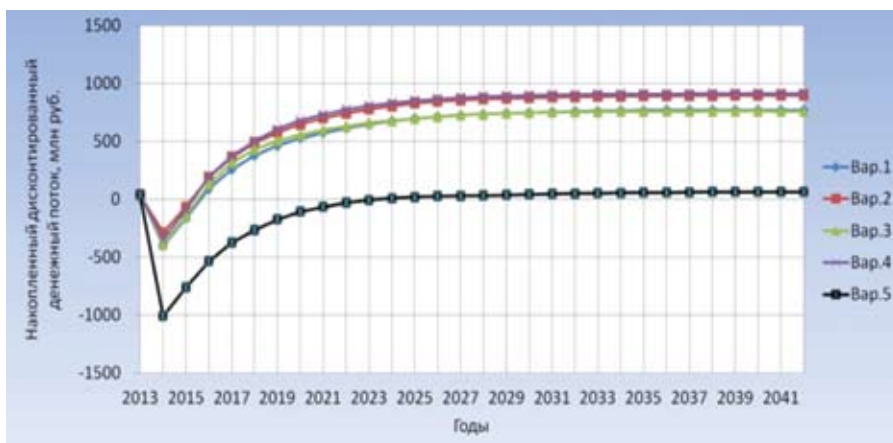


Рис. 5. График динамики накопленного дисконтированного денежного потока с учетом налоговых льгот

**ВЫВОДЫ**

1. Анализ разработки моделируемого участка залежи баженовской свиты на естественном режиме показал низкую технологическую эффективность данного режима разработки, дебиты скважин быстро падают, и достигаемая нефтеотдача не превышает нескольких процентов.
2. Применение технологии термогазового воздействия позволяет значительно увеличить нефтеотдачу моделируемого участка залежи баженовской свиты по сравнению с естественным режимом разработки.
3. Расчеты показали, что в рамках действующей налоговой системы, при принятых условиях экономической оценки инвестиции в разработку рассмотренного участка окупаются по вариантам 2 и 4, а по вариантам 1, 3, 5 и 6 не окупаются. Выбор оптимальных технологических режимов термогазово-

го воздействия позволяет вести разработку участка на условиях окупаемости инвестиций. При этом экономическая эффективность инвестиций остается на низком уровне.

4. Вариант 2 имеет технологическое и экономическое преимущество по сравнению всеми рассмотренными вариантами и является рекомендуемым для реализации. Данный вариант предполагает разработку участка залежи баженовской свиты с применением девятиточечной обращенной системы, максимальный темп закачки воздуха – 96 тыс. нм³/сут., водовоздушное отношение – 0,002 м³/м³. При этом КИН на конец проектного периода составит 0,444 д. ед.

5. Окупаемость вариантов 1, 3, 5 разработки залежи баженовской свиты термогазовым методом достигается при получении налоговых преференций со стороны государства (отмене НДС).

**Литература:**

1. Боксерман А.А., Ямбаев М.Ф. Термогазовый метод повышения нефтеотдачи месторождений легкой нефти // Сб. научн. тр. ВНИИнефть. – 2003. – Вып. 129. Теория и практика разработки нефтяных месторождений.
2. Кокорев В.И. О целесообразности применения термогазового метода для разработки залежей, приуроченных к отложениям баженовской свиты Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7.
3. Грайфер В.И., Боксерман А.А. Термогазовая нанотехнология воздействия на низкопроницаемые нефтяные пласты баженовской свиты. – Материалы конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». – М., 18–19 ноября 2008 г.
4. «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», (Вестник ЦКР №1, Москва, 2007 г.).
5. Щеколдин К.А. Исследование возможностей регулирования технологии термогазового воздействия на залежи баженовской свиты // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – №9.
6. Патент РФ № 90492. Установка термогазового воздействия // Грайфер В.И., Кокорев В.И., Якимов А.С., Карпов В.Б., Чубанов О.В., Боксерман А.А. Заявл. 24.09.2009.

**Ключевые слова:** анализ технико-экономической эффективности, термогазовый метод воздействия, баженовская свита.