

# ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РИСКОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.А. Завьялов

Научный руководитель: А.А. Захарова  
Томский политехнический университет, [zda@tpu.ru](mailto:zda@tpu.ru)

Создание полноценных моделей месторождений развивается с 80-х годов прошлого века, поэтому в наше время трехмерное компьютерное моделирование месторождений применяется повсеместно, хотя до сих пор государственной комиссией принимаются двухмерные подсчеты запасов, выполненные без применения средств моделирования. Несмотря на достаточно высокий уровень развития, технология моделирования разработки месторождений требует участия экспертов в принятии решений, выборе средств интенсификации и пр. Выбор оптимальной стратегии разработки строится на опыте и квалификации разработчика, поэтому необходима методика комплексной оценки факторов и рисков, позволяющая выработать оптимальную стратегию разработки месторождения. Такая методика опробована на одном из нефтяных месторождений Томской области.

Суть методики заключается в оценке состояния разработки, возможных рисков и перспектив, выработке решений. Методика призвана повысить эффективность проектных решений для эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Особенность предложенной методики заключается в комплексном анализе разного рода рисков: финансовых, природных, экологических, технических, геологических, технологических, экономических, политических; тогда как в большинстве работ речь идет об анализе лишь экономических рисков. Методика позволяет обрабатывать разнопараметрические данные и получать на выходе управляющее воздействие для изменения стратегии разработки месторождения.

На рассматриваемом месторождении выделено 4 пласта (Б<sub>6</sub>, Б<sub>9</sub>, Б<sub>10</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) и 10 залежей нефти (рис. 1). Месторождение малоизучено, а его разработка осложняется многочисленными разломами и блоковой структурой пластов. Кроме того, трудности разработки обусловлены низкими ценами на углеводороды и новыми экономическими реалиями.

Утвержденные запасы месторождения составляют порядка 30 млн. т нефти, при этом структура распределения запасов по пластам следующая: Б<sub>6</sub> – 0,8%, Б<sub>9</sub> – 1,9%, Б<sub>10</sub> – 47,4%, Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> – 49,9%.

Очевидно, что в плане разработки и получения прибыли основной интерес представляют пласты Б<sub>10</sub> и Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, однако разрабатывать недропользователь обязан все пласты. В данном случае бурение скважин на пласты Б<sub>6</sub>, Б<sub>9</sub> экономически нецелесообразно, и принято

решение производить их разработку возвратными скважинами с нижележащих пластов Б<sub>10</sub> и Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

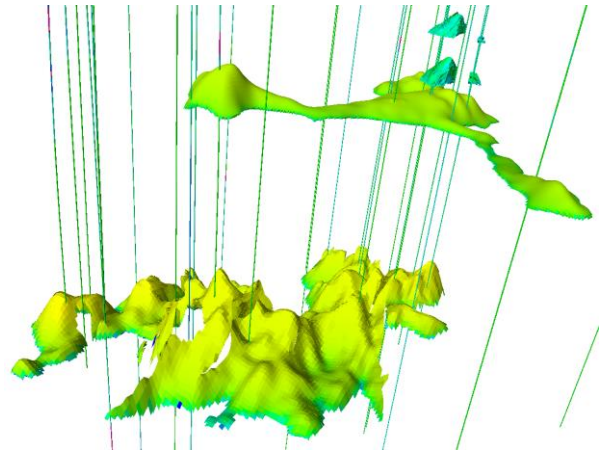


Рис. 1. Геологическая модель месторождения

Процесс моделирования разработки месторождения сводится к выполнению нескольких этапов:

- создание гидродинамической модели на основе геологической;
- анализ истории разработки месторождения и адаптация гидродинамической модели на историю разработки;
- прогноз разработки;
- экономический анализ прогноза разработки;
- выбор оптимальной стратегии разработки.

Результатом выполнения первого этапа являются гидродинамические модели пластов месторождения, параметры которых после инициализации симулятором соответствуют утвержденным и геологическим моделям с допустимой погрешностью в 5%.

Анализ истории разработки месторождения показал невыполнение показателей, утвержденных действующим проектом. Методы, использованные на ряде скважин для увеличения нефтеотдачи, оказались неэффективными и губительными – обводненность продукции возростала до 80-100%. Это может свидетельствовать о неверном представлении о геологическом строении месторождения и необходимости его пересмотра, однако в рамках данного проекта необходимо использовать существующие модели, утвержденные госкомиссией.

Отрицательный опыт разработки данного месторождения накладывает соответствующие ограничения на выбор стратегии дальнейшей его эксплуатации. Для составления прогноза

анализировалось по 4 варианта разработки для каждого из пластов. Варианты отличаются плотностью размещения проектных скважин. Оптимальный вариант разработки месторождения выбирался по совокупности технологических и экономических показателей, а также с учетом возможных рисков, имеющих в данном случае наибольший вес [1, 2].

Самыми весомыми среди рисков разработки рассматриваемого месторождения являются:

- экономические риски;
- технологические – риски, связанные с крайне негативным опытом бурения скважин и проведения геолого-технологических мероприятий;
- геологические – риски, обусловленные высокой вероятностью неверного представления о геологическом строении залежей месторождения.

Для снижения экономических рисков разработки рекомендуемые варианты расположения скважин были оптимизированы путем замены части наклонно-направленных скважин горизонтальными. Кроме того, чтобы сгладить финансовую нагрузку на недропользователя, бурение скважин в первую очередь планируется в районах с максимальной плотностью запасов нефти. Для этого также предлагается осуществлять ввод пластов в разработку последовательно.

Помимо этого предполагается максимальное вовлечение в работу существующих скважин, а разработка пластов Б<sub>6</sub>, Б<sub>9</sub> – возвратными скважинами. Данные меры позволяют уменьшить затраты на бурение скважин, которые составляют большую часть капитальных вложений в разработку месторождения.

Снижение максимальных прогнозных уровней добычи нефти, а соответственно и попутного газа, позволяет в перспективе обойтись существующей инфраструктурой для утилизации обязательных 95% газа, тем самым снизив вложения.

Для уменьшения технологических рисков разработки решено использовать горизонтальное бурение, а также соляно-кислотную обработку призабойной зоны пласта. Данные меры помогут исключить приобщение водоносного горизонта и преждевременное обводнение скважин, что наблюдается в течение всей истории разработки.

Для снижения геологических рисков предполагается бурение разведочных скважин и уточнение характеристик и строения пластов.

Оптимальный вариант разработки для месторождения в целом представляет собой совокупность таковых по пластам в отдельности (рис. 2).

Таким образом, предложенная методика позволила выработать стратегию разработки месторождения, а также комплекс мер по снижению рисков, получить оптимальную схему

расположения и график ввода проектных скважин. Выполнение данного проекта позволит недропользователю достичь утвержденного коэффициента извлечения нефти, получить доход порядка 900 млн. руб. и обеспечит государству доход более 30 млрд. руб.

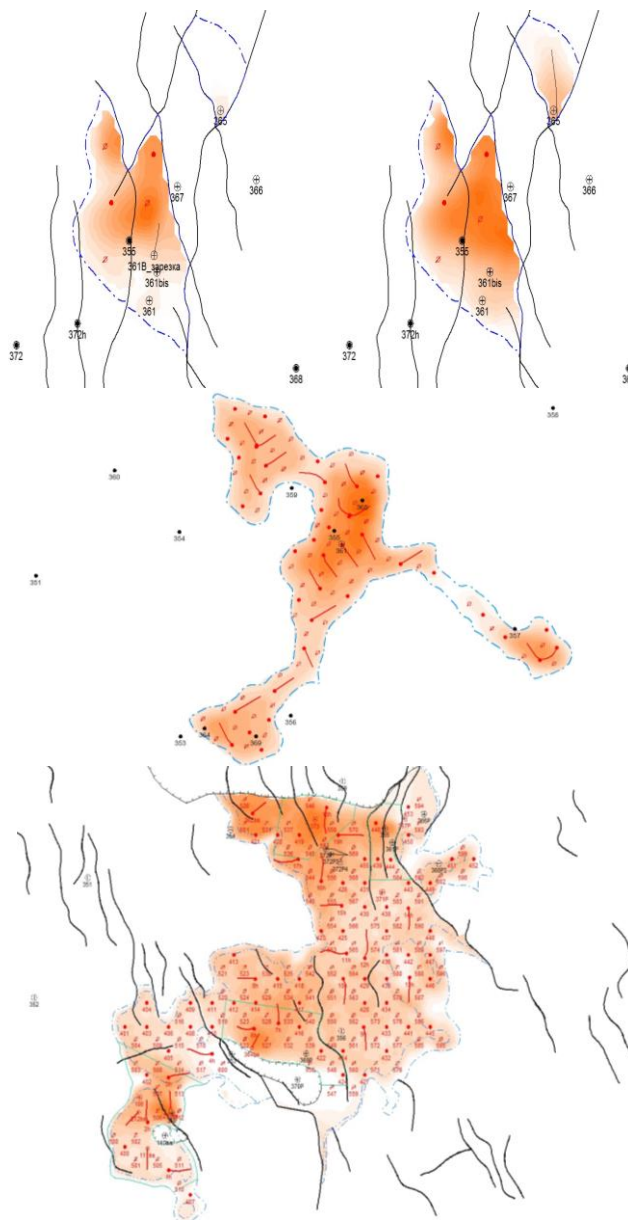


Рис. 2. Оптимальные схемы расположения скважин по пластам

#### Литература

1. Кожухова О.С. Исследование рисков, влияющих на деятельность российских нефтегазовых компаний // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. – 2011 - №12
2. Тасмуханова А.Е. Системно-методический подход к оценке рисков при планировании деятельности нефтегазодобывающих предприятий (на примере республики Казахстан) // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2006. №2