

ОБОСНОВАНИЕ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА $\mathbf{B\hat{A}_1^1}$ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ

Разработка большинства месторождений Западной Сибири характеризуется низким текущим коэффициентом нефтеизвлечения (КИН), который заметно меньше проектного. Повышение КИН возможно за счет дорогостоящих геолого-технических мероприятий (ГТМ). Однако коэффициент успешности ГТМ остается довольно низким. Предложен способ обоснования наиболее эффективных ГТМ. Он основан на совместном анализе детальных трехмерных геологической и гидродинамической моделей и анализе разработки.

The development of most of the West Siberian fields is characterized with low current oil recovery factor, which is significantly lower than the project figures. Increase in oil recovery can be achieved through expensive geological and engineering measures. However, the efficiency of these measures is still considered very low. A method to select the most efficient geological and engineering measures is offered in the paper. It is based on combined analysis of detailed 3D geological and hydrodynamic models as well as analysis of the field development.

Основную часть сырьевой базы Западной Сибири составляют сложнопостроенные залежи с трудноизвлекаемыми запасами. Наряду с несовершенством методов вскрытия пласта и увеличения нефтеотдачи (МУН), это привело к стремительному падению коэффициента нефтеизвлечения (КИН), который по сравнению с показателями 60-х годов прошлого века снизился в 1,5 раза. Опыт показал, что эффективное управление разработкой месторождения невозможно без детальной геолого-технологической модели залежи. Результаты современных исследований доказывают, что геологически обоснованное применение МУН может привести к увеличению КИН до 50 %. Целью данной работы является уточнение геологического строения участка залежи пласта $\mathbf{B\hat{A}_1^1}$ и интенсификация разработки его с помощью МУН, обоснованных геологической, технологической и экономической эффективностью.

Для достижения указанной цели решены следующие задачи: оценены геолого-физические характеристики и построена трехмерная геологическая и гидродинами-

ческая модели участка; проведен анализ текущего состояния разработки и выработки запасов по участку; обоснована технологическая и геологическая эффективность рекомендуемых МУН.

Объектом моделирования является участок района скв.781, расположенный в центральной части залежи пласта $\mathbf{B\hat{A}_1^1}$ одного из месторождений Западной Сибири. Месторождение расположено в пределах Нижневартовского свода. Продуктивный пласт $\mathbf{B\hat{A}_1^1}$, приуроченный к терригенным отложениям верхней части васюганской свиты (горизонт ЮВ₁), имеет неоднородное строение как по вертикали, так и по латерали. В разных частях месторождения он достаточно надежно делится на две пачки – $\mathbf{B\hat{A}_1^{1a}}$ и $\mathbf{B\hat{A}_1^{1b}}$, отделенные друг от друга глинистой перемычкой. Мощность глинистой перемычки на участке работ уменьшается в юго-западном направлении, вплоть до полного ее выклинивания в районе скв.210 и 779. Наблюдается закономерное увеличение мощности верхнего пласта с востока на запад, юго-запад. В основном нижний пласт

заглинизирован, коллектор распространен в краевых участках на юго-западе, западе и севере участка.

Пласт неоднороден и по своим коллекторским свойствам: значения пористости и проницаемости для нижнего пласта уменьшаются в 1,5 и 2 раза соответственно. Для пласта $\hat{P}A_1$ характерна зональность развития коллекторов по площади, а также присутствие в разрезе «недонасыщенных» коллекторов.

Исследуемое месторождение открыто в 1972 г., бурением скв.31П и введено в промышленную эксплуатацию в 1986 г. По состоянию на 01.01.2008 г. текущий КИН составляет 0,19, при проектном 0,44, при этом средний дебит нефти – 3,4 т/сут, а обводненность – 93 %. Из этих данных следует, что при таких темпах отбора кратность запасов составляет 96 лет. На месторождении проведен достаточный объем геологических исследований для создания детальной геологической модели (ГМ).

Построение трехмерной геологической модели выполнено с применением программного комплекса Igar RMS фирмы «Rohar». Структурная поверхность по стратиграфической кровле пласта $\hat{P}A_1$ построена на основе сейсмических гридов по отражающему горизонту «Б» и отбивкам по пробуренным скважинам. Остальные структурные поверхности строили методом сходжения с учетом полученной поверхности и данным РИГИС.

Куб литологии построен модулем фациального индикаторного моделирования (RMS Indicator). При создании куба были использованы горизонтальные (карта песчаности) и вертикальные (ГСП) тренды изменения литологии. Стохастическая модель литологии получена осреднением 101 реализации с использованием карты песчаности. Поскольку для каждой пачки выведены отдельные зависимости по K_p , K_{pr} , K_n , моделирование этих кубов происходило раздельно для каждой пачки. Куб проницаемости рассчитывался по выведенным петрофизическим зависимостям, с учетом

куба пористости и с привязкой по скважинным данным. Куб нефтенасыщенности также строился по петрофизическим зависимостям. Итоговый куб нефтенасыщенности строился на основе расчетного куба с заданием веса на скважинные данные.

Контроль качества цифровой ГМ показал, что полученная модель адекватна представлениям о геологическом строении пласта $\hat{P}A_1$ и пригодна для проведения на ее основе геолого-промыслового анализа и гидродинамических расчетов.

По результатам гидродинамического моделирования и геолого-промыслового анализа выявлено, что имеется целик нефти, практически не охваченный заводнением в южном направлении от скв.781. Это дает основание рекомендовать забуривание бокового ствола с горизонтальным участком из скв.781 в этом направлении. Согласно гидродинамическим расчетам, прогнозируется добыча около 23 тыс.т.

Проблемными на этом участке так же являются скв.1603 и 1601. Накопленная добыча в этих скважинах заметно меньше, чем в соседних, несмотря на то, что призабойная зона пласта (ПЗП) характеризуется хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Кубы ФЕС показывают высокую проницаемую неоднородность ПЗП этих скважин. Проницаемость нижнего пласта $\hat{P}A_1^{1a}$ в скважинах в 4 раза и более ниже, чем верхнего пласта $\hat{P}A_1^{1a}$. Следует отметить, что из геолого-физических характеристик наибольшее влияние на процесс нефтеизвлечения оказывает проницаемая неоднородность пласта (слоистая и зональная). Исследования И.П.Чоловского, М.Л.Сургучева и других показали, что проницаемая неоднородность пласта сказывается не только по разрезу пластов, но и по площади залежи [3]. В результате в межскважинном пространстве образуются целики нефти, не вовлеченные в разработку. Обобщая опыт промысловых исследований профилей притока и приемистости скважин, М.Л.Сургучев [3] пришел к выводу, что в процессе заводнения многопластовых нефтяных месторождений, включающих и низ-

копроницаемые коллекторы, происходит частичное или полное «отключение» из разработки, в первую очередь, малопроницаемых слоев.

На возможность появления «неработающих» пластов при совместной разработке высоко- и низкопроницаемых коллекторов указывают и результаты математического моделирования. Наличие застойных зон в межскважинном пространстве подтверждено промысловым опытом при бурении скважин уплотняющего фонда [1]. По экспертным оценкам, к застойным зонам однородных пластов приурочено до 19 % остаточной нефти [2]. Из сказанного следует, что проведение селективной изоляции позволит вовлечь в разработку низкопроницаемую часть пласта.

Итогом данной работы является обоснование применения геолого-технических мероприятий (бурение второго ствола с го-

ризонтальным окончанием) из скв.781 на юг и применение селективной изоляции в скв.1603 с использованием геолого-гидродинамического моделирования с целью интенсификации разработки участка.

Предложенный способ обоснования наиболее эффективных геолого-технических мероприятий основан на совместном анализе детальных трехмерных геологической и гидродинамической моделей и анализе разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белкина В.А. Оценка и прогноз эффективности методов увеличения нефтеотдачи / В.А.Белкина, А.А.Дорошенко. Тюмень: Нефтегазовый университет, 2004. 2. 128 с.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
3. Чоловский И.П. Методы геолого-промыслового контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1992. 176 с.

Научный руководитель доц. В.А.Белкина