

обзор отечественного и зарубежного опыта в области геологического моделирования юрских отложений

Ю.В. Кузнецова, you-lia94@mail.ru

студент кафедры РЭНГМ Тюменского индустриального университета,
г.Тюмень, Россия

На основе многолетнего детального геологического анализа установлено, что сложность строения пластов юрских отложений обусловлена такими факторами, как тектоническая дислоцированность, фациальная зональность и присутствие большого количества карбонатизированных пропластков. Пространственное, совокупное распределение этих геологических особенностей определяет неоднородность пласта. Основным критерием качества при построении геологической модели является максимально полное отражение в ней всех вышеперечисленных признаков. Высокое качество моделей в свою очередь дает возможность максимально достоверно моделировать динамику флюидных потоков, что позволяет определиться с оптимальной технологией разработки месторождения. Процесс постоянной детализации модели позволяет уточнять особенности, определяющие геологическое строение залежи, а также улучшать методику обновления модели.[2]

На сегодняшний день новизна результатов интерпретации строения продуктивных пластов тюменской свиты заключается в переходе от простых пликативных моделей строения природных резервуаров к сложным разломно-блоковым и русловым моделям, достоверность которых напрямую зависит от решения вопросов тектонической и литолого-фациальной неоднородности строения продуктивных пластов.[1]

В связи с этим работа направлена на решение важной для нефтегазовой промышленности Западной Сибири проблемы – оценки влияния особенностей структурного, геолого-петрофизического и литолого-фациального строения

юрских отложений на формирование надежных цифровых геологических моделей месторождений.[1]

При обработке и интерпретации сейсмических материалов МОГТ-2В и 3D используются сейсмофациальный анализ, спектральная декомпозиция, RGB-суммирование и другие современные технологии, позволяющие выявить в разрезе тюменской свиты системы разновозрастных и разноразмерных русловых каналов (палеорусл с увеличенной толщиной аркозовых и полимиктовых песчаников).[1] Для более точного выделения фациальных тел необходимо использовать данные кернового материала, результаты интерпретации геофизических исследований скважин и данные палеогеографического анализа (например, для Западной Сибири – «Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде», А.Э.Конторович и др.). И уже фации распространять не в пределах границ всего куба моделирования, а внутри контура выделенного фациального тела.

Рельеф поверхности кровли продуктивных отложений и фильтрационно-емкостные свойства горных пород в юрско-меловых отложениях Западной Сибири характеризуются значительной изменчивостью как по латерали, так и по вертикали, что существенно осложняет поиски скоплений УВ, их моделирование и освоение.[1] Построение структурных поверхностей проводят с использованием карт невязок, что снижает расхождение сейсмических и фактических отбивок пластов.

Также, с ростом степени изученности на большинстве разрабатываемых месторождений отмечаются многочисленные факты несоответствия характеристик залежей (по сравнению с первоначальными): различия в значениях отметок водонефтяного контакта в пределах контура одной залежи, отсутствие гидродинамической связи между скважинами, наличие локальных участков вертикальной связи с вышележащими пластами, неравномерное распределение пластового давления в пределах залежи, резкая смена емкостных

и фильтрационных свойств коллектора, наличие горизонтальных и вертикальных областей аномально высокой и низкой проницаемости в пределах одной литологической разности пород и т.д. Все эти факты, связанные с образованием зон, прежде всего, литолого-фациальной (палеорусла, палеодельты, структуры конуса-выноса) и структурной неоднородности (разломы, блоки, аномальная трещиноватость пород), указывают на наличие разрывных нарушений и определяют необходимость перехода от пликативных моделей к более сложным.[1] Такое положение указывает на необходимость анализа и учета влияния дополнительно выделяемых различными методами разрывных нарушений.

Достоверная модель месторождений, учитывающая литолого-фациальные особенности строения территории, разрывную тектонику, первичные и вторичные трещины в карбонатном и особенно в терригенном коллекторе позволяет прогнозировать высокопродуктивные фильтрационные характеристики палеорусловых, палеодельтовых и приразломных зон. Подмечено, что там, где выработка запасов осуществляется по схеме, учитывающей наличие палеорусел, палеодельт и разрывных нарушений, появлялась реальная возможность влиять на рост конечного показателя извлечения нефти (КИН).[1]

Таким образом, проанализировав опыт отечественных и зарубежных компаний в сфере геологического моделирования юрских отложений можно выделить следующие направления:

- На смену пликативным пластовым моделям приходят новые сложные концептуальные палеорусловые и палеодельтовые геологические модели, разрабатываемые на основе совокупного анализа сейсмических данных, литолого-фациального разнообразия и неоднородности пород по простиранию и разрезу продуктивных пластов в юрских отложениях.
- Комплексно анализируются геологические, геофизические и промысловые методы при выявлении тектонической неоднородности в юрских

отложениях с целью обеспечения достоверности сложнопостроенных геологических моделей месторождений.

- Методически обосновывается снижение рисков неопределенности моделей объектов при учете влияния зональной изменчивости свойств пород вдоль протяженных каналов (врезов) и сбросов.

- Учитывая вышеперечисленные этапы построения геологических моделей, повышается точность практических рекомендаций по размещению проектного фонда скважин в пределах развитых систем палеорусел, палеodelьт и разрывных нарушений.

Следует отметить, что такие признаки, как тектоническая дислоцированность, полифациальное строение и увеличенное количество карбонатизированных пропластков, являются характерными для юрских отложений на многих других месторождениях Западной Сибири.[3] Динамика флюидных потоков в пласте в значительной степени определяется вышеперечисленными особенностями, поэтому их корректное отражение в геологических моделях является принципиально важным для моделирования разработки залежи.[2]

Список используемой литературы:

1. Бронскова Е.И. Структурно-фациальные неоднородности и прогноз продуктивности юрских отложений Верхнеляминского вала (Западная Сибирь) // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Москва. – 2018. – 149с.

2. Пинус О., Легеза С. Методика геологического моделирования пласта Ю1 на примере Верх-Тарского нефтяного месторождения // Технологии ТЭК. 2006. Октябрь. С. 12–18.

3. Pinous, O. V., D. L. Sahagian, B. N. Shurygin, and B. L. Nikitenko, High-resolution sequence stratigraphy and sea-level interpretation of the middle and upper Jurassic strata of the Nyurolskaya Depression and vicinity (southeastern West Siberia): Marine and Petroleum Geology, 1999, v. 16/3, p. 245-257