

## Изучение отложений тюменской свиты. Опыт проб, ошибок и достижений

Т.Н. Кирьянова\*, О.Я. Кирзелёва, М.Д. Фёдорова, Р.Ю. Копёнкин, Д.В. Кляжников (ООО «Индженикс Групп»), А.А. Калугин (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

### Введение

Тюменская свита Западно-Сибирской НГП содержит значительные запасы нефти (порядка 3 млрд.т. текущих извлекаемых запасов). При этом степень выработанности составляет всего лишь 7%. Залежи данного нефтегазосного подкомплекса остаются до сих пор недоразведанными и недоосвоенными. Причиной низкого интереса к разработке этих отложений до последнего времени являлось частое неподтверждение геологических моделей и бурение большого числа непродуктивных и низкодебитных скважин.

Несмотря на значительный объем накопленной информации, в том числе и региональные исследования, концептуальные и трехмерные цифровые модели до сих пор создаются с большими допущениями/упрощениями и не отражают сложность строения продуктивных пластов. Именно поэтому геологические модели не подтверждаются последующим бурением. Наиболее остро встает вопрос: что в приоритете – упрощенная пластовая модель с большим объемом запасов нефти или сложная модель, базирующаяся на литофациальных исследованиях, с гораздо меньшими запасами, но дифференцированно учитывающая пойменные трудноизвлекаемые запасы и запасы, содержащиеся в палеоруслах, рентабельные для разработки?

### Принятие решения на старте проекта по изучению отложений тюменской свиты

Наличие палеорусловых отложений в интервале тюменской свиты доказано седиментологическим описанием керна по большому количеству скважин различных месторождений. Основной задачей при подготовке залежей к разработке становится выявление и картирование палеорусел по данным 3D сейсморазведки. По материалам 2D сейсмики, даже детальной, такая задача не имеет однозначного и обоснованного решения.

Дальнейшие этапы работы, связанные с анализом материалов трехмерной сейсморазведки, зависят в первую очередь от качества данных 3D. В случае отсутствия трехмерной съемки, необходимо ее запланировать, отстрелять и обработать под интерпретационным сопровождением. А в случае имеющихся в наличии сейсмических кубов возможны варианты. В идеале, переобработка полевых данных, нацеленная на бережное сохранение в волновом поле отображения палеорусел, принесет большой прирост геологической информации. Но в некоторых случаях, при наличии нескольких съемок 3D, этот этап может стоить десятки миллионов рублей, а «перестрел» старых сейсмических данных может обойтись в сотни миллионов, и кроме того, все это увеличит сроки принятия решений по выбору местоположения разведочных скважин и введения пластов тюменской свиты в разработку.

Накопленный нами опыт по изучению отложений тюменской свиты говорит о необходимости выполнения «пилотного» проекта с экспресс-интерпретацией на целевой интервал одного из интересующих пластов и по его результатам – принятия решения о переобработке сейсмических данных. Под экспресс-интерпретацией в данном случае мы подразумеваем корреляцию одного опорного динамически выдержанного отражающего горизонта вблизи целевого пласта и применение технологии спектральной декомпозиции с использованием RGB-суммирования для визуализации результатов. Такой подход позволит в течение одной-двух недель получить ответ на вопрос: «Нужна ли переобработка сейсмических данных?» Если на седиментационных срезах куба RGB-суммы мы сможем увидеть достаточно отчетливые границы палеорусел, а материальные и временные затраты на переобработку достаточно ощутимы, то в таком случае можно сразу приступать к процессу детальной интерпретации.

Если палеорусловые объекты размыты и их границы нечеткие, а имеющаяся информация по скважинам подтверждает наличие мощных песчаных тел, то в обязательном порядке необходимо выполнять переобработку под интерпретационным контролем.

Для одного из проектов, где анализировалась большая территория двух месторождений и сопредельных участков, в наличии имелись сейсмические кубы по 8 съемкам, было принято решение о переобработке лишь самой старой съемки полевого сезона 2000-2001 площадью чуть более 100 км<sup>2</sup>, при этом общая площадь, покрытая съемкой 3D составила около 2000 км<sup>2</sup>.

### Подходы к обработке и интерпретации данных сейсморазведки 3D

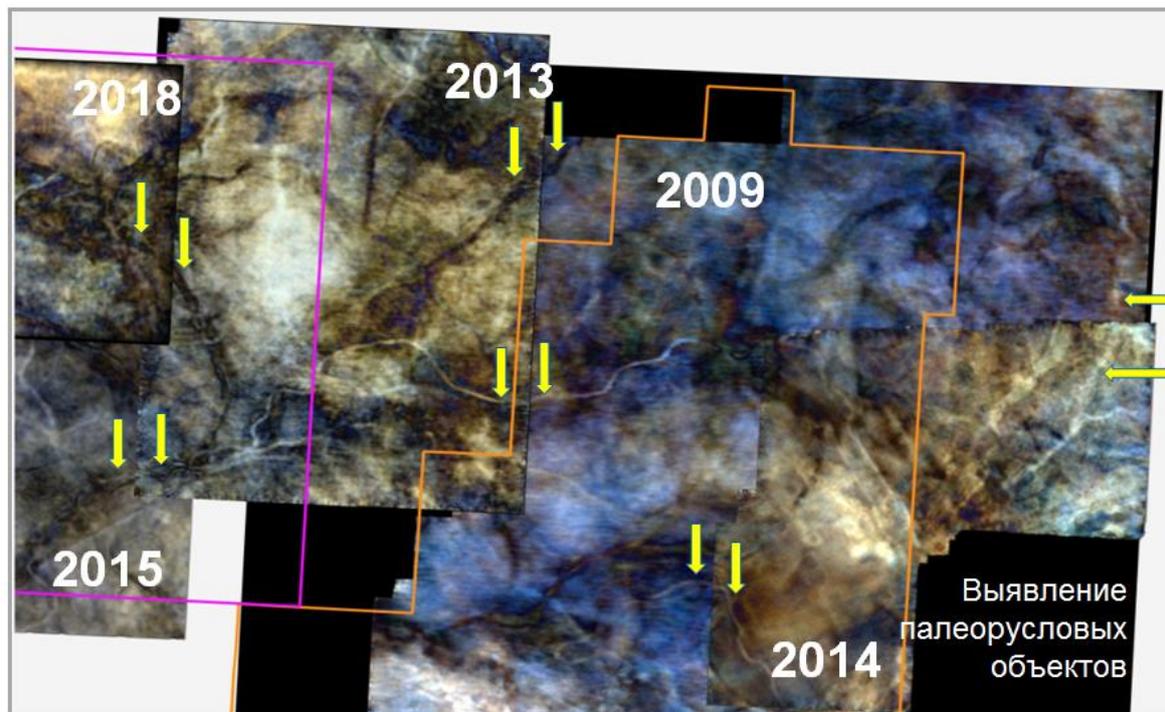
Несмотря на большой прогресс в области полевой сейсморазведки, в условиях Западной Сибири общепринятым стандартом являются простые, так называемые, экономически облегченные съемки, с расстояниями между ЛП=300-400м, между ЛВ=300-400м, расстояниями между ПП=50м и ПВ=50м, с кратностью, в лучшем случае равной 48-64, с максимальными удалениями около 3-3,5 км. Тем не менее, даже в условиях «экономически облегченных» съемок 3D с невысокой кратностью, в том числе и съемок начала 2000-х годов, можно изучать отложения тюменской свиты, бережно обрабатывая сейсмический материал с обязательным использованием интерпретационного сопровождения. Этап обработки, прежде всего, должен быть нацелен на сохранение в волновом поле латеральных неоднородностей, связанных с отображением объектов руслового генезиса. Особенно аккуратно необходимо подходить к использованию любых сглаживающих процедур, пространственных фильтров, 3D/5D регуляризации, процедур пост-обработки. Общепринятые сравнения амплитудно-частотных спектров, отношения сигнал/помеха, в данном случае не являются определяющими. Важно также помнить, что улучшение прослеживаемости горизонтов, стремление к визуальной «гладкости» вертикальных сечений может привести и к полному заглаживанию палеорусел на седиментационных срезах.

Практически для всех продуктивных отложений тюменской свиты по упругим параметрам среды:  $V_p$ ,  $A_I$ ,  $V_p/V_s$  диапазон нефте-, водонасыщенных коллекторов полностью перекрываются диапазоном значений неколлекторов. И в данном случае ожидать обоснованного количественного прогноза эффективных толщин и/или пористости в интервале пластов Ю2-Ю9 по результатам сейсмической инверсии и атрибутного анализа не приходится. Выход из этой ситуации есть. Чтобы достичь результата, стоит «сделать шаг назад», вернуться на качественный уровень интерпретации. Когда в результате анализа сейсмических данных мы получаем сейсмофациальные/литофациальные схемы площади исследования и зоны развития коллекторов с улучшенными ФЕС, связанные с распространением палеорусловых фаций (фации аккреционных кос (point bars), прирусловых валов и др). В таком случае, за каждой картой или схемой стоит геологическая концепция, а не просто ряд цифр, которые удалось получить по загадочным, зачастую не предоставляемым в сейсмических отчетах, корреляционным зависимостям.

Опираясь на собственный опыт выполненных проектов по изучению тюменской свиты, авторы работы делают вывод, что в сейсмогеологических условиях континентальных отложений с палеорусловыми системами наилучшим образом зарекомендовали себя технологии спектральной декомпозиции и автоматической классификации. Карты RGB-сумм после спектральной декомпозиции и карты сейсмофаций для целевого интервала, полученные по разным сейсмическим съемкам, можно успешно объединять для больших территорий, для ближайших лицензионных участков с целью понять геологическое строение продуктивных пластов на большой территории (рис.2). Такой подход не требует создания единого суперкуба и переобработки всех сейсмических данных.

Комплексирование информации от микроуровня (керна) до макроуровня (региональные палеогеографические карты), применение электрофациального анализа по данным ГИС, сейсмофациального, палеотектонического и атрибутного анализа (включая результаты

спектральной декомпозиции) по данным трехмерной сейсморазведки, изучение геоморфологии рек и озер, а также фотографий и космоснимков современных речных систем позволяет создавать детальные схемы условий осадконакопления с выделением отдельных фациальных зон и фациальных объектов.

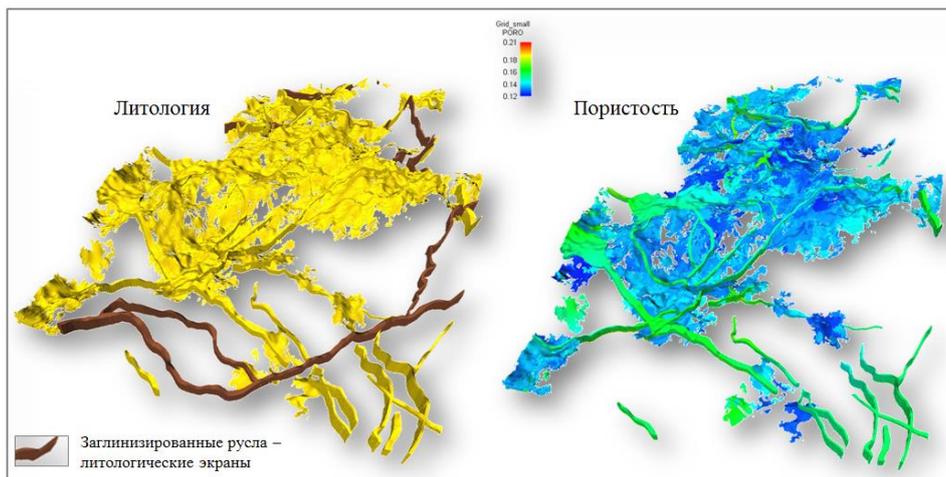


*Рисунок 1. Фрагмент объединенной карты RGB-суммы после спектральной декомпозиции в интервале пласта Ю2 на стыке 4-х сейсмических съемок в обработке разных лет*

### Подходы к трехмерному геологическому моделированию

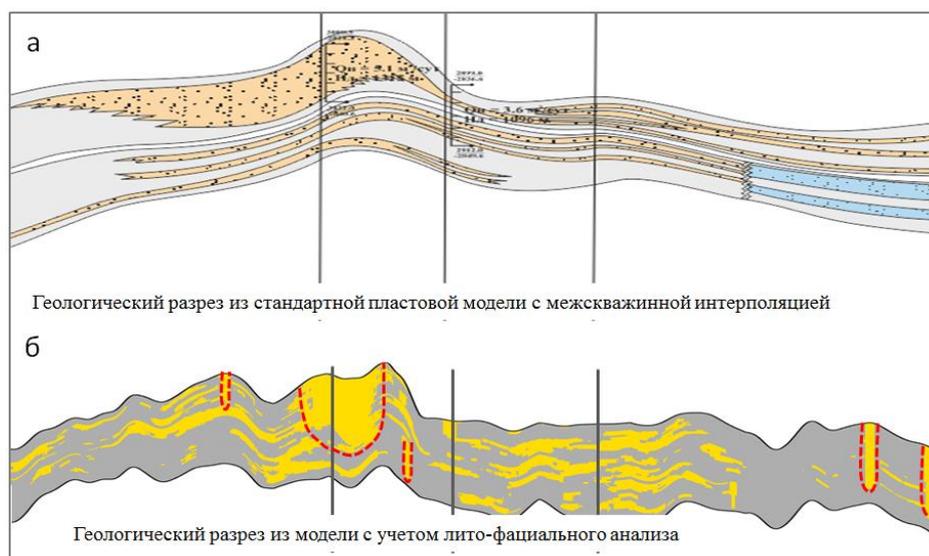
Основные сложности с геологическим моделированием связаны с набором передаваемых данных после интерпретации сейсмической информации и с собственно моделированием пойменной и русловых частей залежей. В случае работы с непластовыми моделями от сейсмиков требуется расширенный набор данных. Необходимы не только структурно-тектонический каркас и прогнозные карты толщин и пористости (или карты сейсмических атрибутов), но и границы фациальных зон, границы отдельных объектов (русел, конусов прорыва и конусов выноса, пляжей и т.д.), охарактеризованные кровлей, подошвой, коэффициентами пористости, песчаности, схемы достоверности объектов, карты рисков наличия коллекторов и др.

В процессе моделирования создается структурный каркас с учетом палеорусловых объектов: строится набор поверхностей, отражающих как собственно пласт, так и вмещающие тела. Это один из самых трудоемких процессов. Моделирование литологии и петрофизических параметров выполняется дифференцированно по русловой и пойменной частям. Вариограммы и ГСР задаются отдельно. Это позволяет учесть гетерогенное строение пласта (рис.2). Русловая часть характеризуется гораздо большими толщинами коллекторов и лучшей их связностью и, в целом, лучшими ФЕС, чем пойменная. Проницаемость пересчитывается из пористости по разным зависимостям (определенным по данным ГИС) для разных фациальных зон.



**Рисунок 2.** Результат моделирования литологии и пористости на основании детального литофациального анализа

На рисунке 3 представлено сравнение геологических разрезов через скважины одной и той же площади по двум моделям, созданным на базе разных концепций (а - старая пластовая модель, б - новая модель с учетом литофациальных особенностей).



**Рисунок 3.** Геологические разрезы по одному направлению из старой (а) и новой (б) геологических моделей

Оценка запасов пласта Ю2 по новой модели показала снижение начальных геологических запасов на 31% относительно балансовых. При этом активные запасы, содержащиеся в русловой части и конусах выноса песчаного материала занимают 56% от общего объема запасов.

## Выводы

Созданные на основе результатов комплексного анализа данных сейсморазведки и скважин трехмерные геологические модели продуктивных пластов тюменской свиты локализуют зоны развития песчаных тел, связанных с объектами палеоруслового генезиса. Размещение эксплуатационных скважин в пределах выделенных перспективных участков - «sweet spots» - позволит повысить рентабельность вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты.