

## Некоторые методические аспекты комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных

■ Жемчугова В.А., Жуков А.П., ООО «Геофизические системы данных», г. Москва

**Введение.** Одним из необходимых условий роста эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ является повышение достоверности прогноза характеристик геологических объектов, строение которых определяет возможности формирования скоплений углеводородных флюидов. Оно может быть достигнуто несколькими способами. Во-первых, расширением технических возможностей методов дистанционного изучения недр. Создание и применение на практике новых технологий полевых сейсморазведочных работ приводит к существенному увеличению геологической информативности получаемых сейсмических данных. Не менее продуктивным в этом направлении является использование специальных программных средств, позволяющих моделировать процессы формирования осадочных тел и их физических свойств. Кроме того, успешное решение прогностических задач невозможно без внедрения в интерпретационный процесс новейших достижений научной и практической геологии.

Как эти требования могут быть реализованы в практике геологоразведочных работ, можно проиллюстрировать на примере меловых отложений одного из крупнейших месторождений Западной Сибири – Южно-Русского. Запасы углеводородного сырья этого месторождения–гиганта оцениваются в несколько млрд т условного топлива. Рациональное освоение этих запасов и стимулирование работ по приросту новых представляет собой основную задачу ОАО «Севернефтегазпром», владеющего лицензией на геологическое изучение и разработку

Южно-Русского месторождения (Особенности..., 2011). В результате поискового бурения, планомерно осуществляемого компанией, за последние десять лет было открыто свыше двадцати залежей в юрских и меловых отложениях. Эти открытия далеко не исчерпали нефтегазовый потенциал рассматриваемой территории, обладающей значительной ресурсной базой, для освоения которой оказалось недостаточным применение стандартных методов изучения недр. В первую очередь, такое положение касалось сеноманской и туронской залежей, в которых сосредоточено свыше 70% всех запасов месторождения. Небольшие глубины залегания содержащих газ ловушек явились причиной низкой информативности сейсмических данных, полученных с помощью стандартных методик проведения полевых сейсморазведочных работ.

Стандартные трехмерные съемки не универсальны. Большинство из них рассчитано таким образом, что из-за дефицита малых удалений взрыв - прибор, номинальная кратность достигается в реальности лишь начиная с глубины около 2000 м. Это определяет низкое соотношение сигнал/помеха на временах, соответствующих малым глубинам. Волновое поле здесь, как правило, искажено наложением волн-помех различной природы. Неравномерное распределение азимутов и удалений обуславливает наличие эффекта acquisition footprint. Все это приводит к значительной потере информативности сейсмических данных и снижает достоверность их интерпретации.

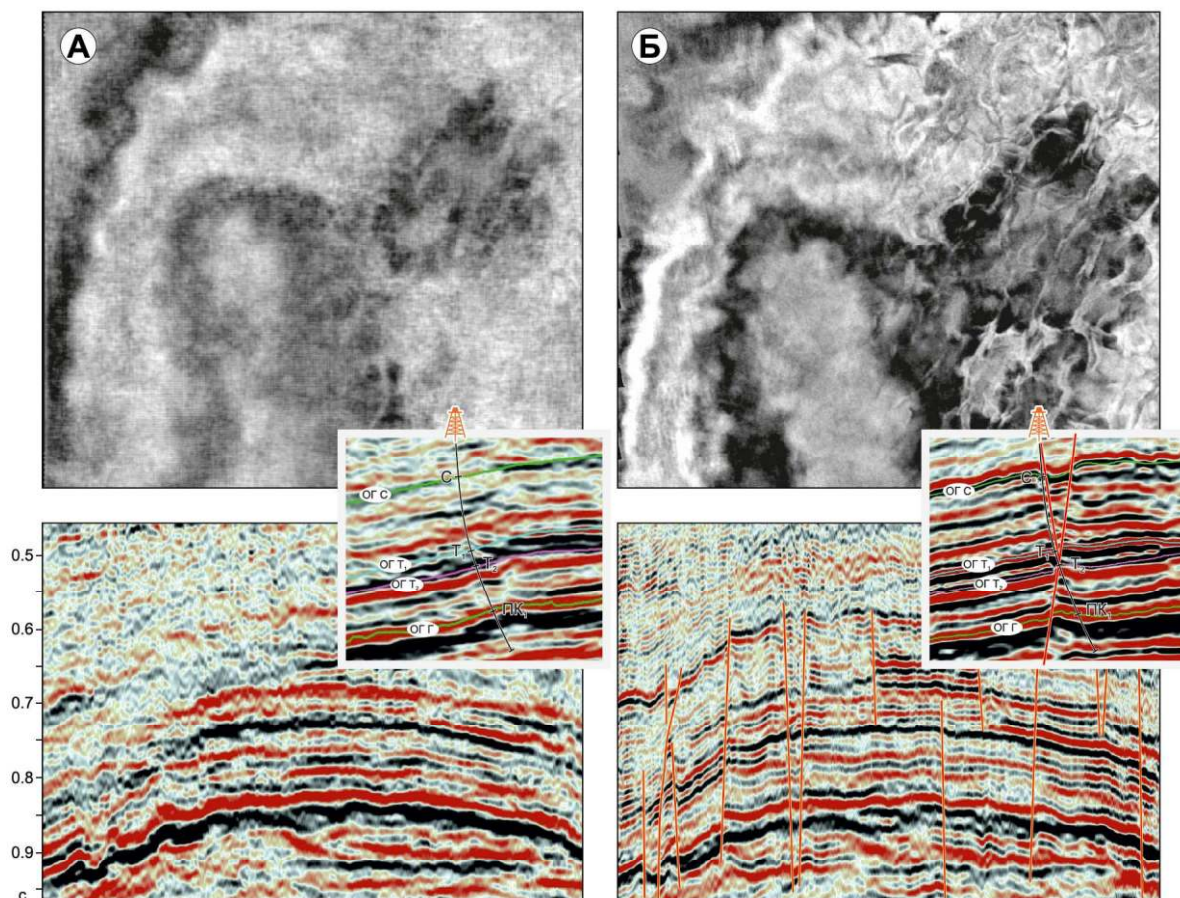
Для детального изучения залежей УВ необходимо применение целенаправ-

ленно спроектированных систем наблюдений, обеспечивающих необходимое соотношение сигнал/помеха и высокую пространственную разрешенность сейсмических записей в целевом интервале исследований при одновременном повышении уровня высокочастотной составляющей волнового поля в процессе возбуждения упругих колебаний. Это может быть достигнуто за счет адаптации характеристик зондирующего сигнала к изменениям условий возбуждения, сокращения шага пунктов приема и пунктов возбуждения, уменьшения расстояний между линиями приема и линиями возбуждения. Такой подход отражен в новой модификации высокоплотной трехмерной сейсмической съемки, включающей процедуру адаптации параметров зондирующего сигнала к изменению условий возбуждения –

АВИС (Адаптивная..., 2011). Применение АВИС на Южно-Русском месторождении позволило получить новую информацию о его строении, существенно расширившую спектр решения задач эффективного освоения залежей газоконденсатных и нефтяных залежей.

Разница между кинематическими и динамическими характеристиками волнового сейсмического поля, полученного в результате применения АВИС и «стандартной» съемки, несомненна (рис. 1), как и существенный «прирост» геологической информации, использование которой способствует существенной детализации строения изучаемых объектов.

Еще одна причина, лежащая в основе выбора Южно-Русского месторождения в качестве объекта для апробации некоторых методических приемов, используемых при комплексной интерпретации



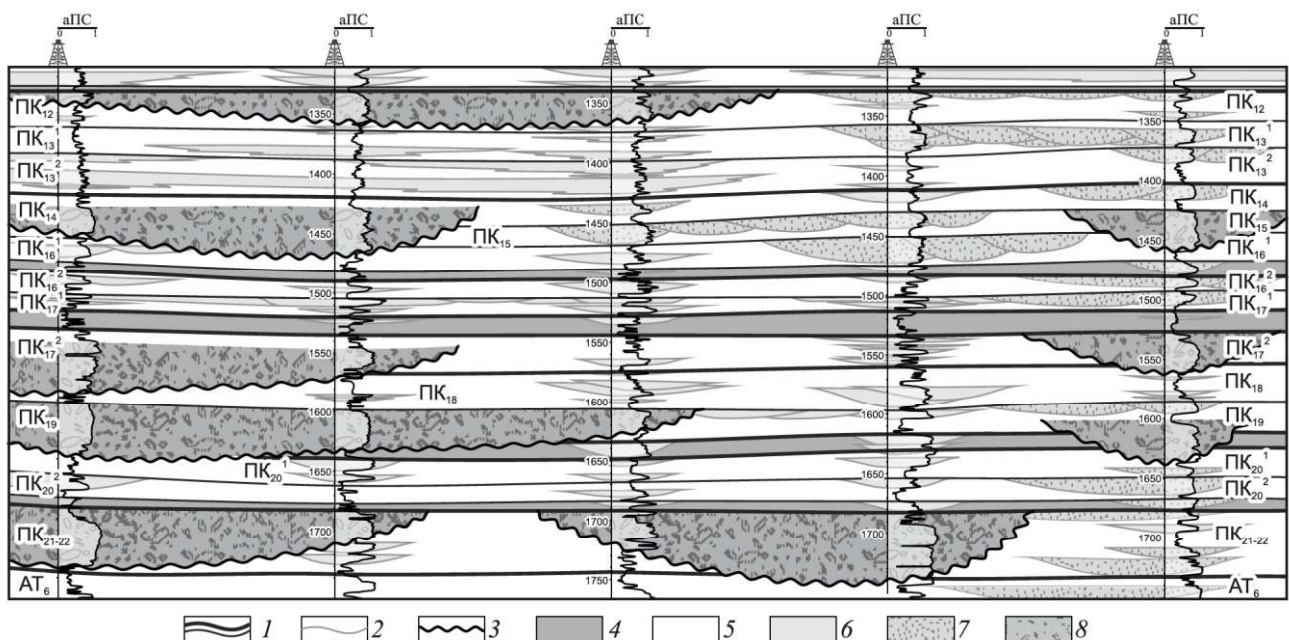
▲ Рис. 1. Сопоставление материалов стандартной сейсмической съемки (А) и высокоплотной съемки АВИС (Б).

сейсмических и скважинных данных, заключается в уникальной охарактеризованности продуктивных отложений кернавым материалом. Такая ситуация способствует созданию согласованных моделей, учитывающих разнородные литологические, петрофизические (в том числе, петроупругие) и сейсмические данные.

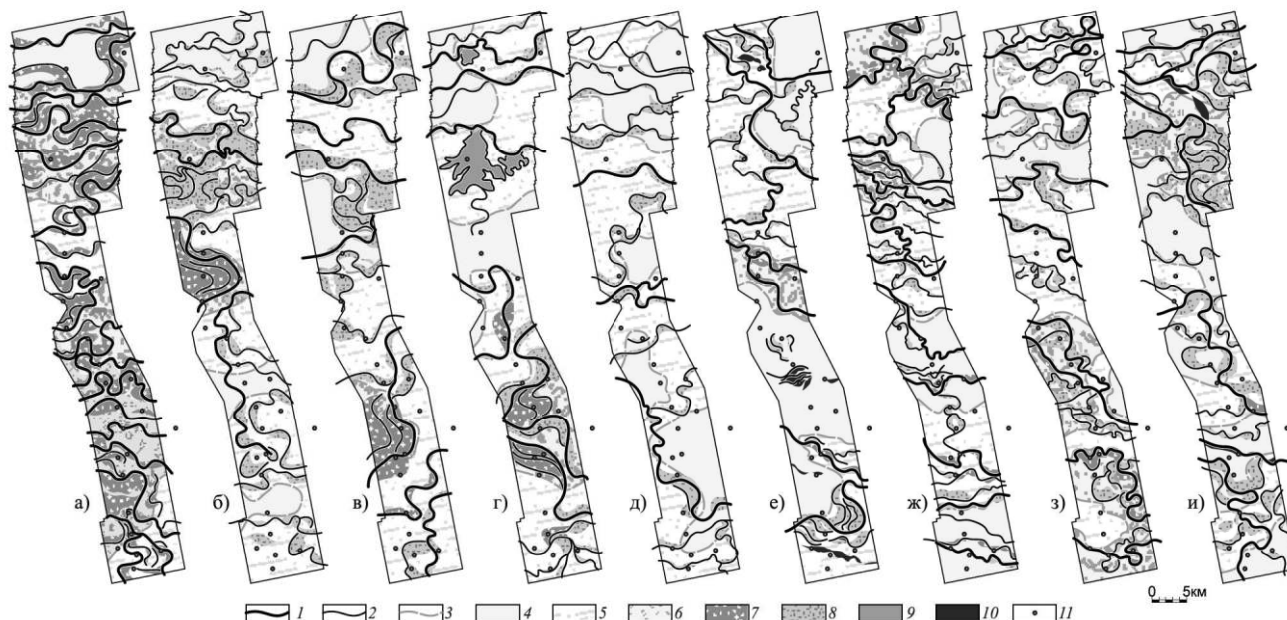
**Седиментационное моделирование продуктивных отложений.** Южно-Русское месторождение расположено на юге Русско-Часельского мегавала и относится к Пур-Тазовской нефтегазоносной области и характеризуется широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности – от средней юры до турона. Выявленные залежи характеризуются сложным распределением коллекторов и покрышек, что обеспечивает многочисленные проблемы освоения выявленных залежей нефти и газа. Продуктивным песчаникам свойственны достаточно высокие значения фильтрационно-емкостных параметров, низкая степень

катагенетической преобразованности (не выше МК2), но они не выдержаны по площади и изменчивы по разрезу. Поэтому для уточнения запасов углеводородов и выбора оптимального варианта разработки залежей в них наиболее важной задачей представляется создание седиментационных моделей пластов-коллекторов. В первую очередь такая модель, основанная на результатах генетического анализа каменного материала и целенаправленной седиментационной интерпретации геофизических (скважинных и сейсмических) данных, позволяет осуществить попластовую корреляцию продуктивных пластов с учетом хроностратиграфических поверхностей (Позаментьер, Аллен, 2014), снижающую вероятность ошибки объединения разновозрастных песчаных прослоев, вскрытых в скважинах, в единое тело.

Так, рис. 2 иллюстрирует корреляцию наиболее сложно построенных разрезов аллювиальных отложений покурской свиты, различающихся строением в



▲ Рис. 2. Литолого-фациальный разрез покурских продуктивных отложений: 1-4 – границы: 1 – пластов, 2 – алевро-песчаных тел; 3 – русловых эрозионных врезов; 4-8 – фациальные комплексы: 4 – болот, 5 – внутренней поймы, 6 – внешней поймы, 7 – прирусловых отмелей боковых русел, 8 – главного русла.



▲ Рис. 3. Эволюция речной системы на Русско-Часельском мегавале в течение аптского и альбского веков, проиллюстрированная схемами литолого-фациального районирования продуктивных пластов (а – АТ<sub>ϕ</sub>, б – ПК<sub>21-22</sub>, в – ПК<sub>19</sub>, г – ПК<sub>17</sub><sup>2</sup>, д – ПК<sub>17</sub><sup>1</sup>, е – ПК<sub>16</sub><sup>1</sup>, ж – ПК<sub>15</sub>, з – ПК<sub>14</sub>, и – ПК<sub>13</sub><sup>2</sup>): 1-2 – положение русел, диагностируемых в волновом сейсмическом поле: 1 – главных, 2 – боковых притоков; 3 – границы литолого-фациальных зон; 4-6 – литолого-фациальные зоны: 4 – внутренних пойм, 5 – внешних пойм, 6 – прирусловых отмелей и речных кос, 7-10 – зоны преобладающего развития песчаников: 7 – главного русла, 8 – второстепенных русел, 9 – русел прорыва, 10 – наложенных врезов; 11 – местоположения разведочных скважин.

скважинах, расположенных на расстоянии даже в несколько десятков метров. Основными изохронными поверхностями здесь являются «устойчивые» глинистые и (или) углистые прослои, отражающие момент существенного повышения относительного уровня моря.

Неотъемлемой частью седиментационного моделирования является атрибутивный анализ. Под сейсмическими атрибутами здесь понимается не только стандартный набор динамических параметров волновой картины, но также результаты псевдоакустической (или псевдоупругой) инверсии, AVO-атрибуты, карты временных толщин между горизонтами и т.д. Выбор окон для расчета динамических атрибутов выполняется на основе сейсмической привязки и сейсмогеологического моделирования, основанного на петрофизических зависимостях упругих и емкостных парамет-

ров (Прогнозирование..., 2006).

Основываясь на выявленные по этапным разрезам закономерности распределения полигенных осадков, а также на строение их актуалистических аналогов, с помощью атрибутивного анализа осуществляется прогноз фаций в межскважинном пространстве. Результатом такой комплексной интерпретации геологической и сейсмической информации служат, как правило, литолого-фациальные карты, построенные для осадочных тел, разрешенных в масштабах сейсморазведки.

Вновь обратившись к продуктивным пластам покурской свиты, можно продемонстрировать как на таких картах отражается эволюция аллювиальной равнины, существовавшей на территории современного Русско-Часельского мегавала в течение нескольких млн лет (рис. 3). Очевидно, что распределение песков,

будущих коллекторов, и глин – флюидопоров, на них контролировалось на них особенностями развития равнины и типами речных систем. Например, пласт АТ<sub>6</sub> (рис. 3а) формируют песчаники средне-мелкозернистые в различной степени алевритистые, аркозовые, реже граувакковые, косослоистые, реже массивные. На разных уровнях в песчаниках попадаются окатанные и полуокатанные плоские глинистые гальки размером от нескольких мм до 4-5 см. Особенности строения песчаников, характерный каротажный и сейсмический облики позволяет предположить их русловой генезис.

Вверх по разрезу в пласте АТ<sub>6</sub> доля песчаного материала уменьшается; сначала появляется, а затем и начинает преобладать алевритовый и глинистый материал. Верхнюю часть пласта слагают пойменные фации, сложенные темноокрашенными глинами и алевролитами со следами взмучивания и оползания, часто с фрагментами корневой системы растений, обогащенные углистым материалом. Встречающиеся в парагенезе с ними маломощные песчаные тела, вероятно, были сформированы в условиях второстепенных русел (Sandstone..., 1982). Возможно также, что часть этих тел представляет собой осадки конусов прорыва.

Изменчивая архитектура пласта (см. рис. 3, а), отраженная в сейсмических атрибутах, позволяет предположить, что накопление песчаного материала происходило в речных долинах с неодинаковыми характеристиками как флювиального потока, так и субстрата, в который эти потоки врезались. Возможно, причиной этому являлся рельеф поверхности, по которой текли реки. Так, на севере на протяжении всего осадочного цикла преобладали пойменные условия, в

связи с чем русла имеют слабо извилистую форму, с небольшими прирусловыми отмелями. В южной части число небольших разветвленных рек (или их участков) возрастало, что обеспечивало последовательное увеличение объемов накопления песчаного материала за счет многочисленных, зачастую наложенных друг на друга кос, прирусловых валов и береговых гряд.

Если же рассматривать пласт ПК<sub>17</sub><sup>1</sup> (см. рис. 3 д), то в его составе преобладают глинистые осадки внутренних пойм. Судя по строению пласта в разрезах скважин и изменению динамических характеристик волнового поля, можно предположить, что весь изученный сейсморазведкой полигон во время его накопления представлял собой область, достаточно удаленную от основного русла, где господствовали пойменные и(или) озерные условия осадконакопления. На фоне преобладающей глинистой седиментации выделяется целая система маломощных, прихотливо развитых песчаных тел, отвечающих, по-види-мому, русловым фациям небольших ветвящихся рек. В разрезе скважин песчаники присутствуют в сокращенном объеме; большую часть пласта слагают буро-коричневые и зеленовато-серые комковатые и горизонтально-слоистые пойменные глины и алевролиты с прослоями (до 2 м) мелкозернистых песчаников, часто обогащенные растительными детритом и содержащие многочисленные линзочки бурых углей.

Эти двумерные седиментационные модели уже сами по себе имеют определенную ценность, поскольку позволяют прогнозировать пространственное распределение песчаных коллекторов и глинистых экранов и, соответственно, служить основой для оценки углеводородной продуктивности образованных

ими резервуаров. Кроме того, такие модели являются основой построения кубов фаций, необходимых для объемных цифровых моделей, в которых учитываются закономерности трехмерного распределения фильтрационно-емкостных характеристик. Особенно важно решение такой задачи для резервуаров, характеризующихся сложным распределением коллекторов.

**Разработка объемных моделей резервуаров.** Методические приемы построения объемных моделей ловушек, содержащих углеводородный флюид, можно проиллюстрировать на примере туронских отложений Южно-Русского месторождения (Использование..., 2015)

Основными коллекторами в них являются тонкозернистые песчаники и крупнозернистые алевриты, генезис которых связывается с шельфовыми условиями. В разрезе продуктивной части турона выделяется ряд седиментационных циклов, каждый из которых начинается с шельфовых глин, переходящих вверх по разрезу в тонкослоистые алевриты со следами зарывающихся организмов и знаками ряби, а выше – в тонкозернистые пески с горизонтальной ламинарной и(или) косой слоистостью. Детальное изучение туронских отложений позволило предположить, что образование этих циклов было определено влиянием двух основных факторов: рельефа дна, контролирующего распределение различных по гранулометрии осадков по латерали и относительного уровня моря, определяющего вертикальную последовательность наложения этих осадков. При этом вынос обломочного алевритового и песчаного материала на шельф происходил в завершающую фазу высокого стояния относительного уровня моря, отвечающую нормальной регрес-

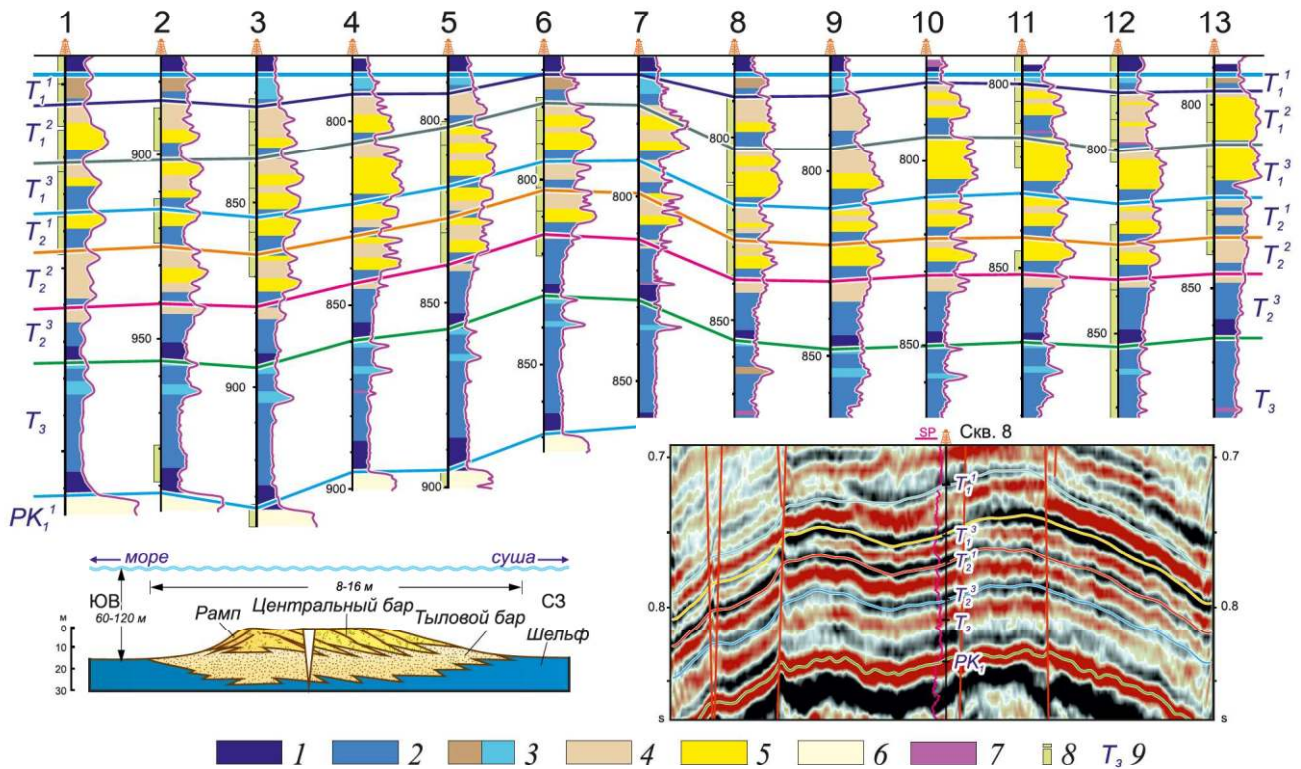
сии. По мере миграции фаций шельфовая обстановка сменялась транзитной, куда выносился более грубозернистый, чем пелитовый, осадок, распределяемый затем волнами и течениями. Поднятия в рельефе дна служили своеобразными ловушками этого осадка, формируя аккумулятивные тела, называемые различно – «шельфовые бары», «песчаные гряды», «оффшорные бары» (Hobson et al., 1982; Boyles, Scott, 1982; Knight, McLean, 1986), но в основе их накопления, вероятно, лежит единый механизм и близкие седиментационные процессы.

Во время последующего повышения уровня моря эти бары «притоплялись», и на их месте накапливался главным образом глинистый материал. Повторяясь, этот процесс привел к формированию циклически построенного разреза, с закономерным распределением в нем различных по свойствам осадков. Учет этих различий, а также закономерности, выявленные в результате детального изучения керна, отобранного непрерывно из многих скважин, позволил выполнить типизацию разрезов продуктивных пластов (они индексируются как  $T_3-T_1$ ) для всех скважин, расположенных на полигоне съемки (рис. 4).

Таким образом, основой для моделирования послужили данные, полученные в результате:

- седиментационного моделирования, реализованных в виде набора кривых фаций, построенных по скважинным данным;
- петрофизических исследований керна (включая рентгеновскую микрофотографию);
- интерпретации сейсмических данных.

На начальном этапе производилось



▲ Рис. 4. Пример фациальной типизации разрезов пластов  $T_1^1$ - $T_3$  в скважинах, используемой для построения цифровой объемной модели: 1-6 – фации: 1 – шельфа; 2 – переходной зоны; 3 – нижней предпляжевой зоны; 4 – тылового бара; 5 – центрального бара; 6 – берегового склона; 7 – темпеститы, 8 – интервалы отбора керна; 9 – границы горизонтов.

построение структурного каркаса, необходимого для определения геометрических параметров среды, которые должны отражать реальные условия залегания пластов. Основой разделения на толщи служили глубинные горизонты, полученные в результате структурной интерпретации геолого-геофизических материалов.

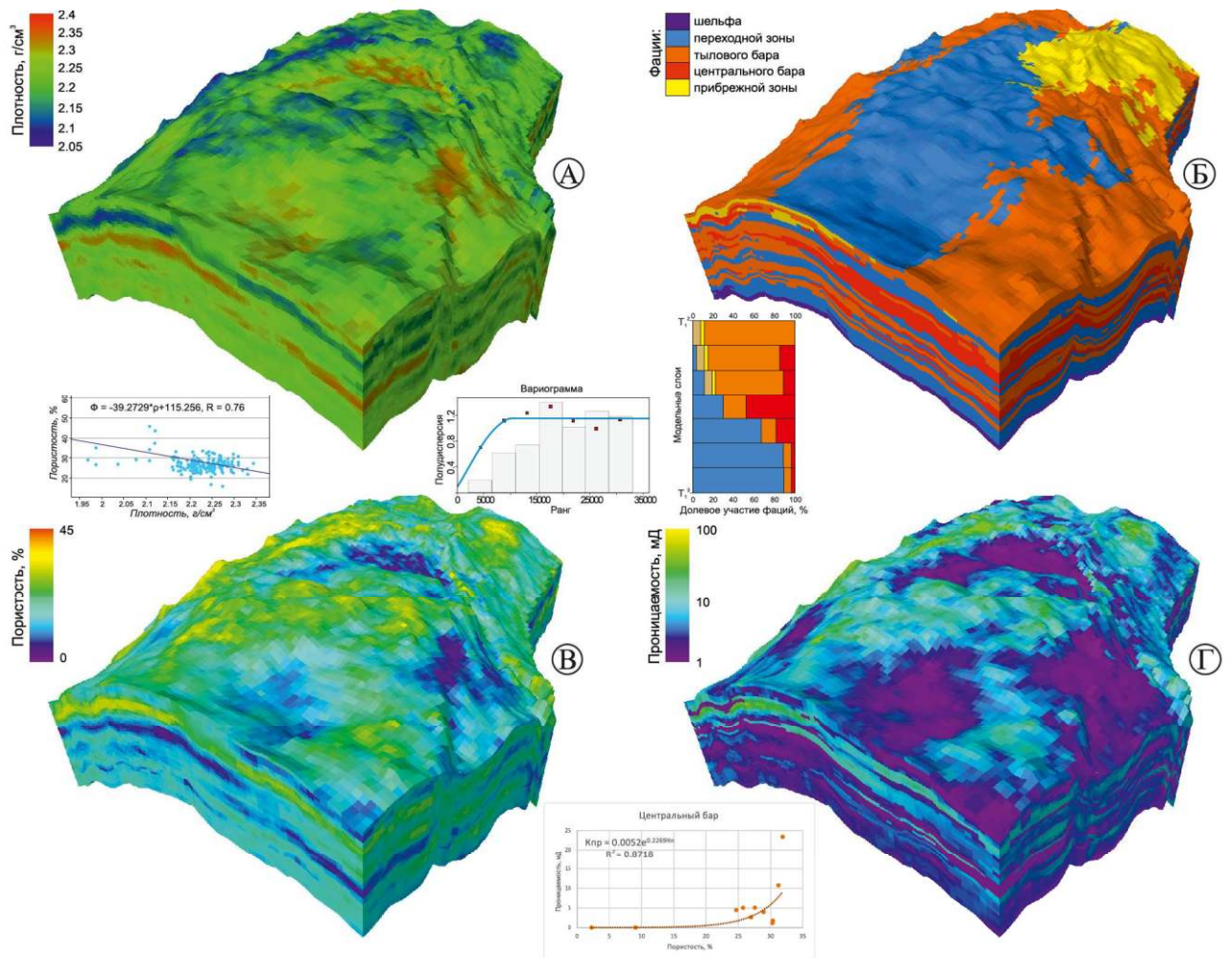
Объемное распределение фаций рассчитывалось методом последовательного гауссова моделирования (SIS) на основе вариограммного анализа. При этом учитывалось доленое участие фаций в разрезах скважин. Куб плотности, полученный в результате синхронной инверсии, использовался в качестве объемного тренда (рис. 5 А, Б).

Наличие устойчивых зависимостей между параметрами плотности и пористости в пределах каждой фации позволил рассчитать куб пористости, сформиро-

ванный отдельными элементами, в каждом из которых математическое распределение пористости характеризует автономную фацию (рис. 5, В).

В структуре туронских коллекторы развиты очень широко и характеризуются высокими значениями открытой пористости (ее граничные значения составляют 24.3%), что связано в первую очередь с низкой степенью литификации обломочного материала. При этом коллекторам свойственны крайне изменчивые значения газопроницаемости. Такие соотношения пористости и проницаемости определены главным образом структурными характеристиками породы, а значит, контролируются седиментационными причинами.

Для выявления взаимосвязи между условиями образования коллекторов и их фильтрационно-емкостными свойствами, были выполнены лаборатор-



▲ Рис. 5. Модели пространственного распределения геолого-петрофизических параметров: А – плотности; Б – фаций; В – пористости; Г – проницаемости.

ные исследования образцов керна ряда скважин с одновременной диагностикой их генезиса, в результате чего общая выборка была разделена на кластеры, объединяющие несколько фаций с близкими характеристиками емкости; для каждого из них определена автономная зависимость проницаемости от пористости. Результаты томографических исследований были положены в основу расчета куба проницаемости с учетом особенностей строения пустотного пространства разнофациальных отложений (рис. 5, Г).

**Заключение.** Предлагаемый подход к комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных направлен на оптимизацию поиска, разведки и разра-

ботки залежей нефти и газа. При этом в его реализации используются результаты как современных полевых сейсморазведочных технологий на основе применения отечественных аппаратно-программных комплексов, так и новейших достижений научной и практической геологии. Увеличение информативности сейсмических данных, полученных с помощью высокоплотной АВИС, и внедрение в технологическую цепочку интерпретации данные, полученные путем седиментационного моделирования, позволяют существенно расширить круг задач, решаемых сейсморазведчиками для нефтяной геологии. Интерпретация оптимальным образом скомплексированной геологической и геофизической информации является основой увеличе-



ния достоверности прогноза строения и свойств поисковых объектов.

### Литература:

Использование новых технологий сейсморазведочных работ для повышения эффективности ГРП (на примере верхнемеловых отложений севера Западной Сибири) / В.А. Жемчугова, А.П. Жуков М.О. Бербенев, Ю.В. Наумчев // Вторая научно-практическая конференция «Сейсмические технологии-2015», Москва, 13–15 апреля 2015.

Особенности строения и углеводородная продуктивность Южно-Русского месторождения / А.А. Дорофеев, А.П. Жуков, В.А. Жемчугова и др. // Федеральный деловой журнал ТСП, №6. М. 2011. С.12-16.

Позаментьер Г., Аллен Дж. П. Секвенная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 436 с.

Прогнозирование структуры и свойств природных резервуаров на основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных геолого-геофизических данных / Жуков А.П., Жемчугова В.А., Эпов К.А. и др. // Технологии сейсморазведки. 2006. №1. С. 69-78.

Boyles J.M., Scott A.J. A model for migrating shelf-bar sandstones in the Upper Mancos Shale (Campanian), Northwestern Colorado. Wyoming: AAPG, 1982. Bull. 66. P. 491-508.

Hobson J.P., Fowler M.L., Beaumont E.A. Depositional and statistical exploration models, Upper Cretaceous offshore sandstone complex, Sussex Member, House Creek field. Wyoming: AAPG, 1982. Bull. 66. P. 689–707.

Knight R.J., McLean J.R. Shelf sands and sandstones. Canadian Society of Petroleum Geologists, 1986, Bull. 11.

Mitchum R.M. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Pt. 1: Glossary of terms used in seismic stratigraphy // Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1977. – Mem. 26. P. 205-212.

Sandstone depositional environments / Ed. By Peter A.Scholle and Darwin Spearing. - Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1982. - 410 p.

### Подробнее об авторах



Жемчугова  
Валентина Алексеевна

гл. геолог  
ООО "Геофизические  
системы данных"  
д.г.-м.-н., профессор



Жуков  
Александр Петрович

директор  
ООО "Геофизические  
системы данных"  
д.т.н., профессор