

УДК 550.8.056

**А.Ю. Барков, И.В. Яковлев, Т.Ю. Лукина, А.А. Кругликова**

## **Комплексирование результатов геолого-геофизических исследований для повышения достоверности моделей морских месторождений**

**Ключевые слова:**

геология,  
геофизика,  
моделирование  
месторождений,  
сейсморазведка,  
газовые  
месторождения,  
месторождения  
на шельфе.

**Keywords:**

geology,  
geophysics,  
simulation of fields,  
seismic prospecting,  
gas fields,  
shelf fields.

Вопрос шельфовых месторождений – это отдельный тип задач, поскольку он имеет ряд специфических проблем. Рассмотрим практические моменты моделирования газовых месторождений, расположенных на шельфовых участках ОАО «Газпром». При общей освещенности и проработанности вопросов моделирования в литературе задачи моделирования морских объектов можно обособить от сухопутных в отдельное направление по ряду специфических причин. Во-первых, поскольку разработка и обустройство на шельфе крайне дороги, то поисковое бурение осуществляется только на достаточно крупных объектах. И, во-вторых, опять же вследствие дороговизны количество морских разведочных скважин на уже открытых месторождениях крайне мало. В связи с этим возникает специфическая задача максимально точного моделирования залежи при минимальном количестве фактического геологического материала. Так как расстояния между разведочными скважинами могут составлять десятки километров, перед командой геологов, геофизиков и модельеров, работающих с морским объектом, стоит не столько задача описания и восстановления геологических параметров залежи в межскважинном пространстве, сколько попытка «предсказания» параметров резервуара на основании обрывочных данных, которые удалось собрать. В силу вышеописанных причин к полученному результату предъявляются повышенные требования.

В таких условиях «хронического недобора» фактических данных бурения основная ответственность за общее решение задачи ложится на геофизику. Стоит помнить, что решение обратной геофизической задачи по определению не является однозначным, поскольку число определяемых параметров решения много меньше числа, влияющих на него факторов. И даже если результат посчитан идеально верно, данное решение может считаться адекватным лишь в рамках наперед заданной модели упрощений. Такой моделью в ряде случаев служит геологическая модель, построенная в одном из отраслевых форматов (например, Petrel, Roxar или каком-либо другом пакете, имеющемся в распоряжении исполнителя). И даже при условии получения одного из решений обратной задачи, удовлетворяющего всем скважинным данным, возможен результат, абсурдный с геологической точки зрения. Таким образом, решение общей задачи по восстановлению параметров среды в виде геологической модели нельзя разделять на отдельные части (интерпретацию скважинных и сейсмических данных, геологическое моделирование). Все части должны решаться одновременно в рамках одной системы, в данном случае – геологической модели.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» накоплен достаточный опыт по моделированию месторождений в различных геологических обстановках, разных возрастов, геологии, степени изученности и географической принадлежности. Все месторождения в своем роде уникальны, если рассматривать проблемы, возникавшие при их моделировании.

В Баренцевом море – это Штокмановское газоконденсатное месторождение, уникальное по своим размерам и запасам. Месторождение состоит из трех продуктивных пластов с мощностями до 100 м. Верхний пласт наиболее однороден по литологическому составу, имеет наилучшие коллекторские свойства и максимальное насыщение. Во втором пласте коллекторские свойства чуть хуже, однако он имеет гравелитовый прослой с улучшенными характеристиками. Третий (наиболее глубокий) пласт имеет сложное субконтинентальное строение. При работе с ним возник вопрос моделиро-

вания юрских газоносных коллекторов на площади почти в 1600 км<sup>2</sup> по данным всего семи разведочных скважин, пробуренных в различные годы освоения месторождения. Здесь особая роль была отведена сейсмическим данным. Впервые в практике Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) был выполнен столь масштабный прирост запасов со столь малым количеством разведочных скважин.

В 2004 г. на месторождении были проведены сейсмические наблюдения 3D. В 2008 г. были выполнены повторная обработка и интерпретация материалов сейсморазведки, что позволило в значительной мере детализировать представления о строении залежи. На основе анализа сейсмических атрибутов и результатов акустической инверсии полнократного куба был проведен фациальный анализ, а также рассчитаны прогнозные кубы пористости и газонасыщенности для всех продуктивных зон. На месторождении были успешно выполнены инверсии угловых сумм и стохастическая инверсия. По керновым данным было проведено литологическое описание палеообстановок формирования коллекторов.

При проведении детерминистической инверсии частичных сумм необходимо наличие не только кондиционных сейсмических данных, но и качественных замеров скоростей продольных и поперечных волн и плотности в скважине в полном интервале исследования. Поскольку при измерениях геолого-геофизических исследований (ГИС) показания акустических и плотностных методов каротажа сильно подвержены влиянию скважинных условий, для восстановления их значений в интервалах размыва ствола скважины было использовано петрофизическое моделирование.

Благодаря этому при построении объемной геологической модели месторождения удалось учесть пространственное распространение дельтовых фаций в пласте Ю2+3 и выделить «гравелитовый» пропласток с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в пределах пласта Ю1 (рис. 1). Однако при моделировании пласта Ю0 пришлось полностью отказаться от использования сейсмического тренда пористости. Это как раз тот случай, когда по формальным математическим

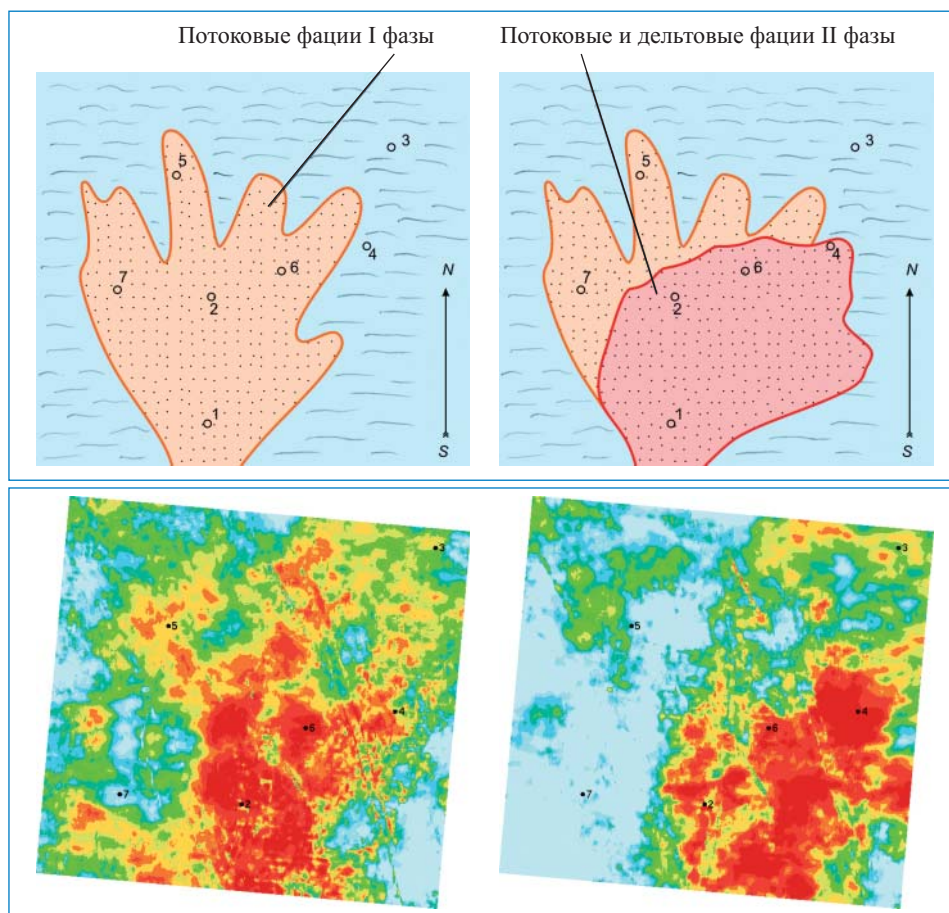


Рис. 1. Моделирование распространения гравелитовой пачки в пласте Ю1. Результаты по керновым данным (а) и стохастической инверсии (б)

признакам (наивысшие коэффициенты корреляции скважинных и сейсмических данных) задача была решена максимально точно, а с геологической точки зрения результат оказался неадекватным.

Пример искаженного тренда пористости за счет высоких значений насыщения в интервале залежи Ю0 приведен на рис. 2. Попытки разре-

шения данной задачи с привлечением инструмента угловой инверсии позволили в значительной мере разделить эти два эффекта, однако результат оказался недостаточным для того, чтобы быть применимым при моделировании (рис. 3). Это было обусловлено наилучшими коллекторскими свойствами данного интервала и высокими коэффициентами газонасыщения.

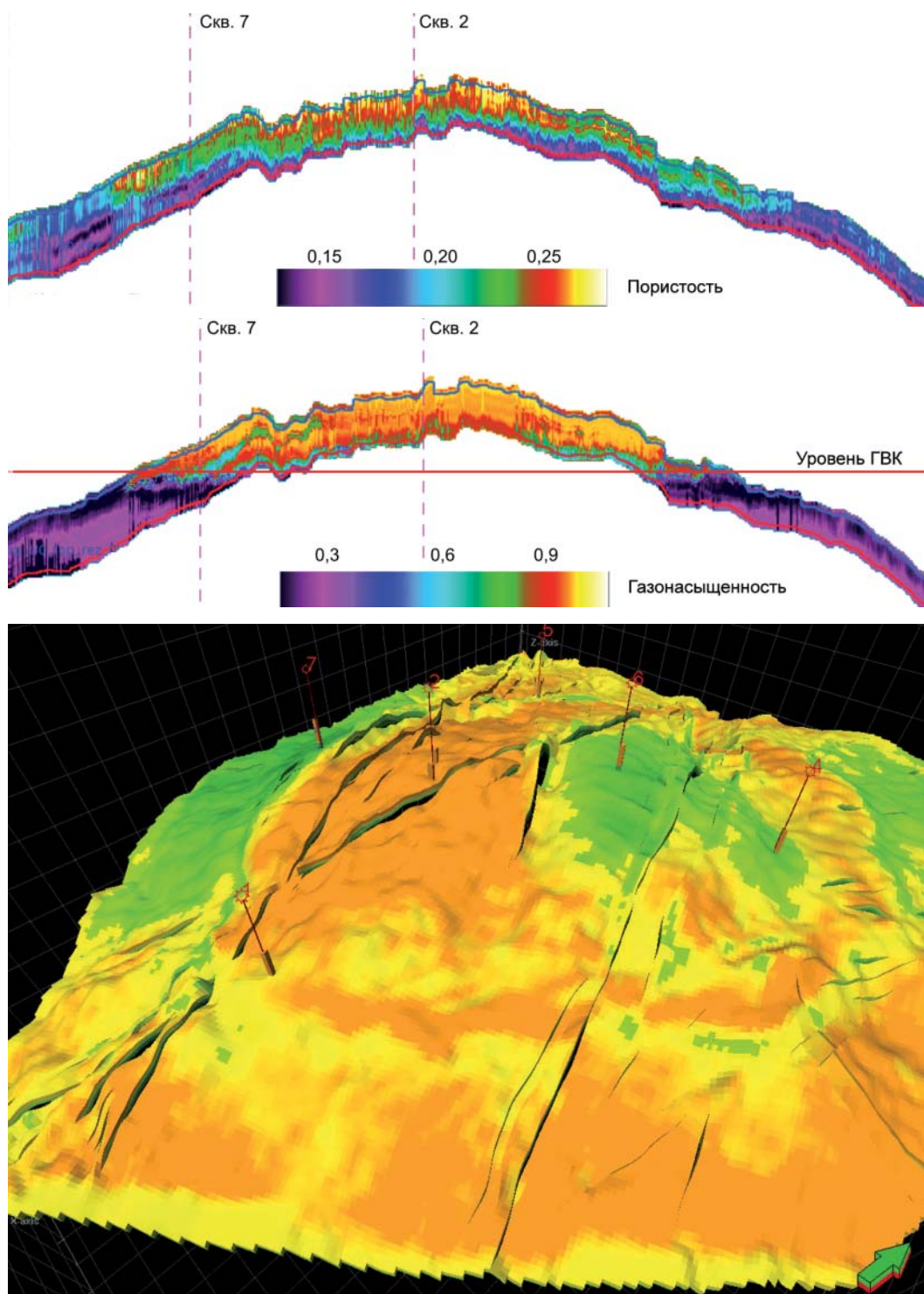
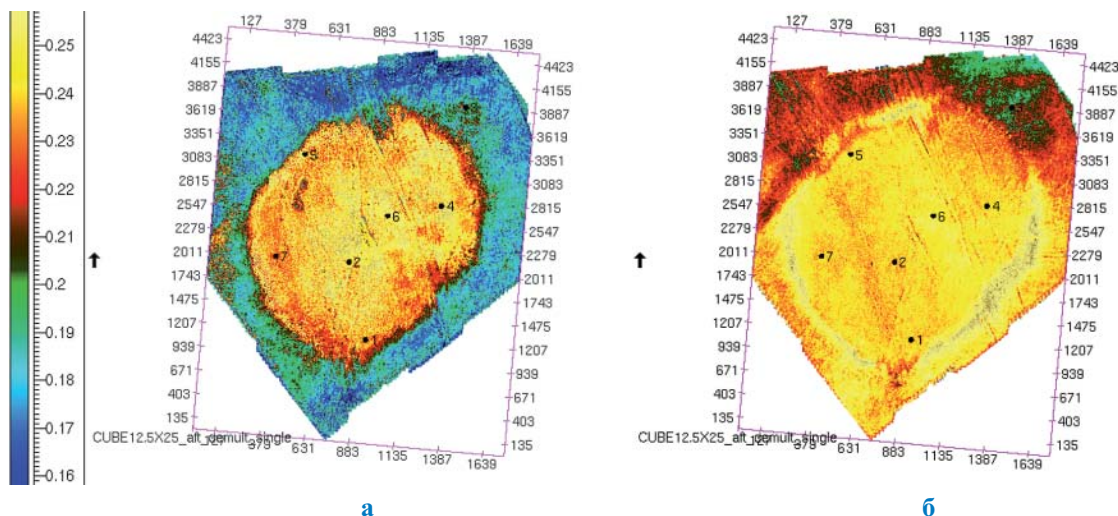


Рис. 2. Влияние эффекта насыщения на прогноз пористости по суммарному сейсмическому кубу

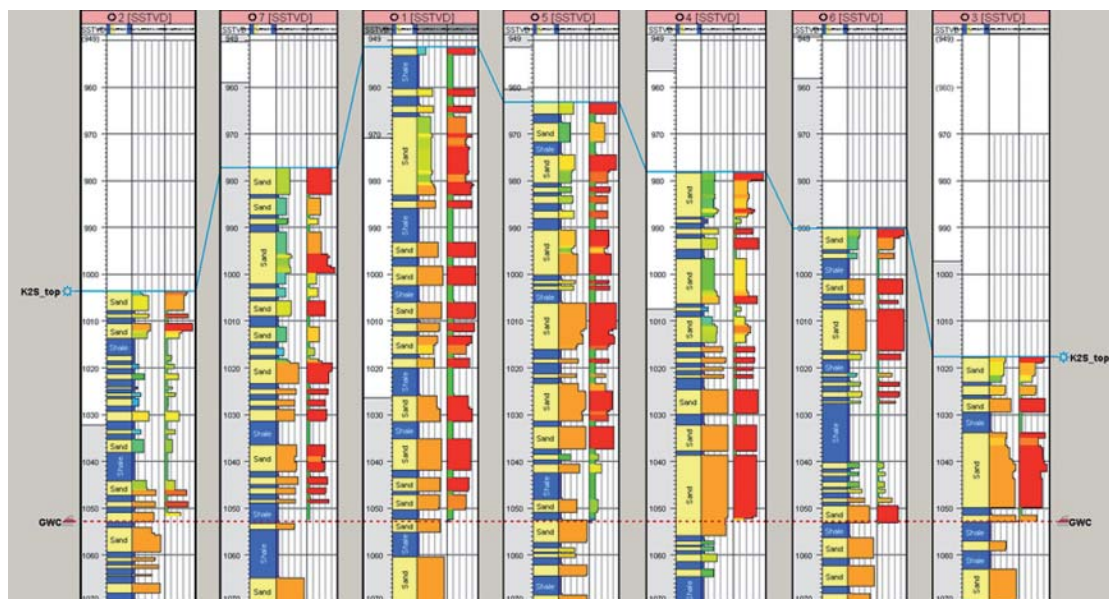


**Рис. 3. Сравнение прогнозной пористости, посчитанной по детерминистической инверсии по суммарному кубу (а) и частичным суммам (б)**

Моделирование происходило по скважинным данным с делением пласта Ю0 на три зоны, соответствующие трем различным фазам осадконакопления.

Следующий пример моделирования связан с крупным газовым месторождением на Обской губе. Основные запасы углеводородного (УВ) сырья на площади содержатся в сеноманских отложениях, относящихся к маррессалинской свите, имеющей сложное строение, обусловленное прихотливым распределением в разрезе и по площади существенно песчаных (и песчано-алевролитовых) и алевропелитовых разностей преимущественно субконтинентального генезиса.

Основная сложность при исследовании данной площади заключалась в геологических особенностях строения сеноманской залежи, сформированной в часто сменяющихся прибрежно-мелководных и дельтовых условиях осадконакопления. Результат интерпретации картотажных и керновых данных по имеющимся скважинам (рис. 4) доказал, что исследуемый разрез является существенно неоднородным и практически не коррелируется по скважинам. Среднее соотношение количества песчаного и глинистого материала также существенно различается между исследуемыми скважинами. Месторождение имеет площадь около 400 км<sup>2</sup> и, как в предыдущем примере, разбурено всего семью разведочными скважинами.



**Рис. 4. Результат интерпретации материалов ГИС и керна по скважинам**

Для моделирования потребовалось проведение дополнительных работ с данными ГИС, не предусмотренных стандартными процедурами. К ним можно отнести приведение показаний плотностного и акустического каротажа по разным скважинам к единому уровню, исправление показаний приборов по скважинным условиям и непрерывную интерпретацию по всему исследуемому интервалу, включая зоны неколлекторов.

Попытки получения осмысленных трендов и закономерностей распространения пористости по площади были сведены к атрибутивному анализу и применению инструмента нейронных сетей. По данным атрибутивного анализа были выделены основные зоны осадконакопления, связанные с трендовыми ухудшениями и улучшениями прогнозных параметров, полученных по результатам интерпретации скважинных данных (рис. 5).

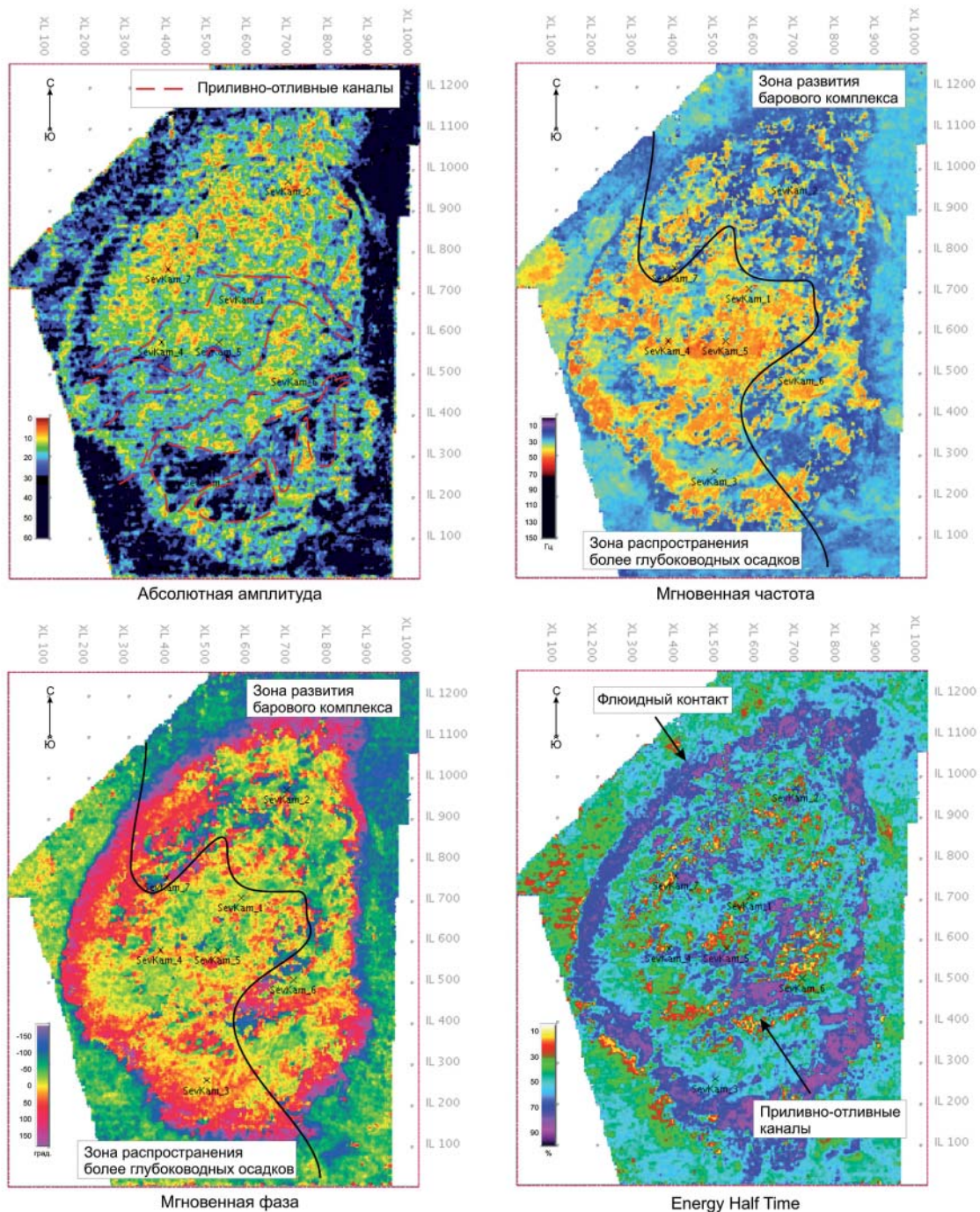


Рис. 5. Закономерности изменения ФЕС по данным атрибутивного анализа

При прогнозировании свойств пористости был применен аппарат нейронных сетей. Для этого были рассчитаны кубы различных сейсмических атрибутов и акустического импеданса. Далее по результатам непрерывной интерпретации каротажных данных происходило обучение нейронной сети. Были достигнуты крайне высокие значения коэффициентов корреляции прогнозных параметров и скважинных данных, достигающие до 0,9. Однако, как и в случае с моделированием юрских песчаников пласта Ю0, описанном выше, подавляющее влияние на прогноз оказал эффект насыщения, и на границе раздела флюидов был получен достаточно резкий скачок значений моделируемого свойства.

Таким образом, при моделировании залежи возник классический вопрос – что делать? В случае со Штокмановским месторождением была возможность использовать межскважинную корреляцию при моделировании и пожертвовать использованием объемного тренда. Для сеноманских отложений такой возможности нет. Но и моделировать только стохастическое распределение при столь редкой сети разведочных скважин тоже некорректно. В связи с этим было принято решение использовать тренд, полученный по результатам нейросетевого прогноза, но с занижающим коэффициентом при последующей процедуре ко-крайгинга. Это дало возможность минимизировать эффект

флюидонасыщения на границе газовой водяного контакта (ГВК) и добиться картины распределения параметра пористости в модели, схожей с полученной на этапе амплитудного анализа. Результат прошел апробацию ГКЗ. Таким образом, даже в условиях сложного и неоднородного строения коллектора можно получать значимые результаты в процессе геологического моделирования, используя сейсморазведку 3D не только для структурных построений, но и для исследования неоднородностей в объеме залежи.

Еще один пример моделирования месторождения, расположенного на шельфе северо-восточной части о-ва Сахалин. Здесь нефтегазоносность связана с отложениями сравнительно молодого дагинского горизонта. Газовая залежь на глубинах до 3000 м имеет вытянутую форму и осложнена большим количеством высокоамплитудных разломных нарушений, вкрест структуры. Размер месторождения – около 5 × 20 км. Пробурено три разведочные скважины. Одна из проблем, с которой пришлось столкнуться при моделировании и постановке месторождения на государственном балансе, – обоснование факта газоносности южной части залежи, отделенной от основной залежи высокоамплитудным нарушением.

На рис. 6а приведена карта сейсмических амплитуд, рассчитанных вдоль кровли продуктивной залежи верхнедагинского горизонта.

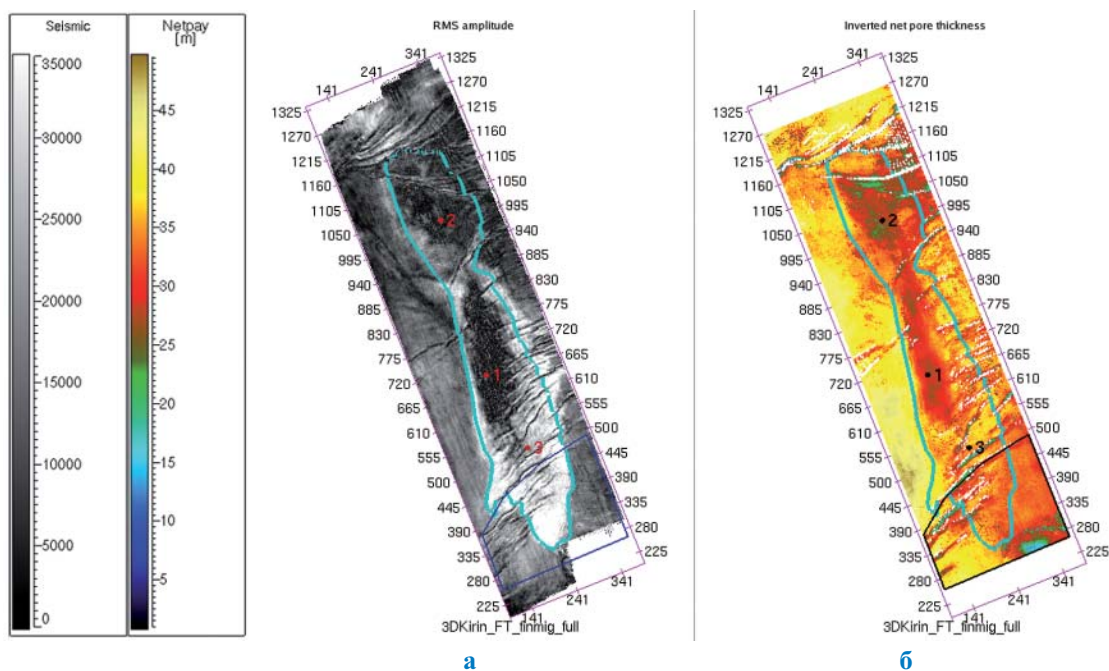


Рис. 6. Карты RMS амплитуды по кровле продуктивной залежи (а) и прогнозной линейной емкости по результатам инверсии частично-кратных сумм (б) с наложенным контуром ГВК. Изучаемый тектонический блок выделен полигоном

Южнее скв. 3 за разломом синей границей выделен участок, отличающийся ярким амплитудным пятном, совпадающим со структурным фактором. Однако по формальным признакам (отсутствие скважины и возможная изоляция от основной залежи) для повышения категоричности запасов до С1 необходимо доказательство того, что аномалия вызвана эффектом насыщения газом, а не литологическими изменениями коллектора.

Для проверки этой гипотезы был выполнен прогноз песчаности по результатам инверсии частично кратных сумм. Изучение упругих свойств в скважинах и результаты моделирования RockPhysics показывают, что в поле акустического импеданса и отношения скоростей  $V_p/V_s$  могут быть успешно выделены литотипы коллектора и неколлектора (рис. 7). Это позволяет использовать инвертированные кубы упругих свойств для построения прогноз-

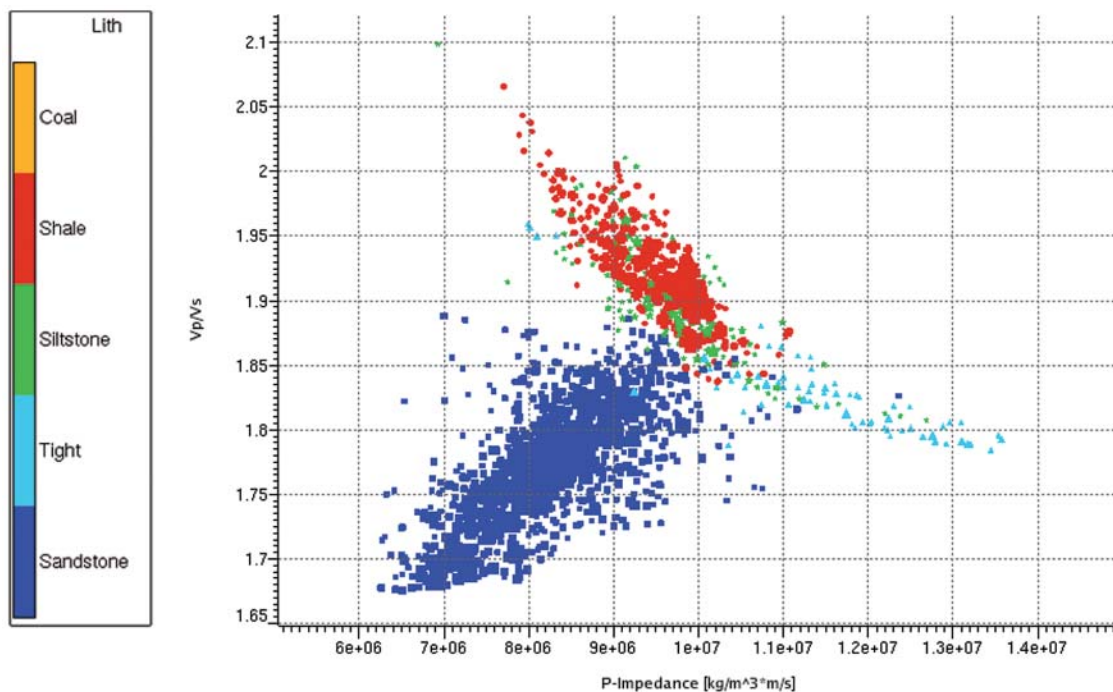


Рис. 7. Выделение литотипов в поле упругих параметров по скважинным данным

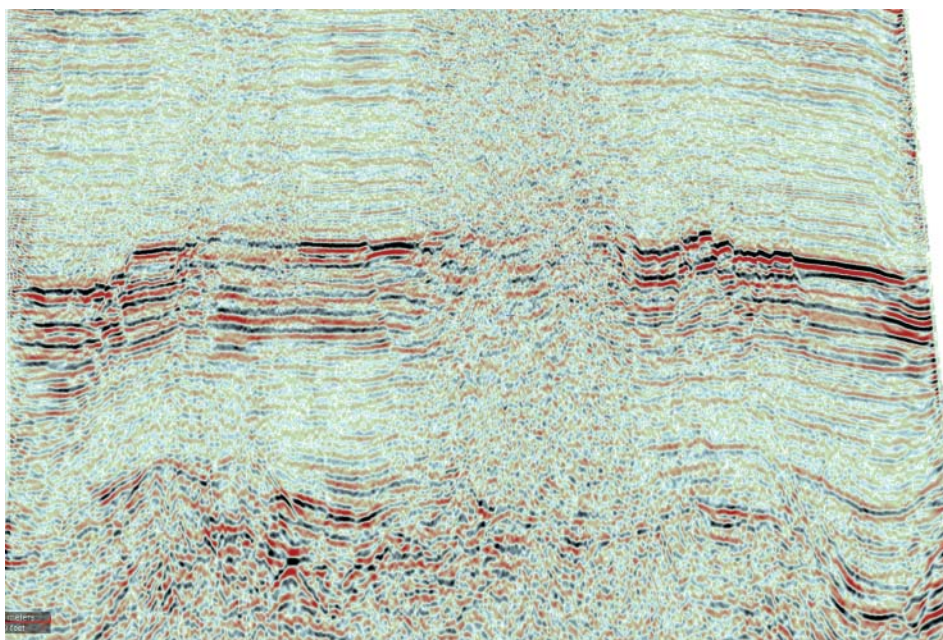
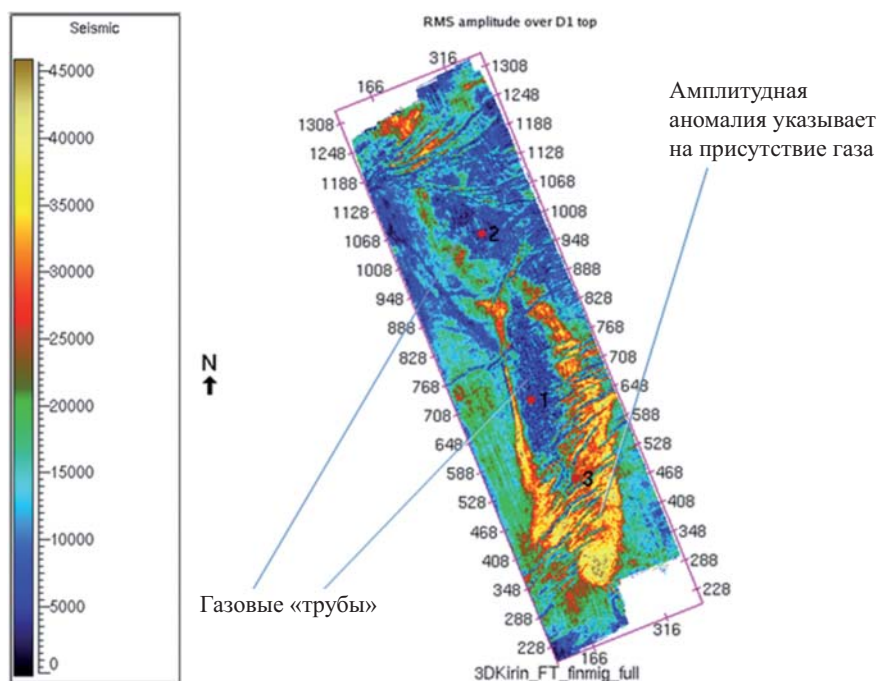


Рис. 8. Сейсмический разрез, проходящий с севера на юг через центральную часть структуры



**Рис. 9. Положение зон искаженной сейсмической записи относительно площади газоносности**

ной карты линейной емкости (см. рис. 6), на которой отражено, что улучшения коллекторских свойств и увеличения песчаности на юге месторождения не происходит. Таким образом, отмеченная по сейсмическим данным амплитудная аномалия однозначно соответствует распространению зоны газоносности. Данный вывод был подтвержден экспертами ГКЗ.

Однако столь удачный результат разделения эффектов сейсмической записи, связанных с литологическим составом и флюидонасыщением коллектора, оказался неприменимым для построения геологической модели. Это связано с крайне сильным искажением сейсмической записи на части месторождения. Искажения вызваны весьма распространенным на шельфе Сахалина явлением газового облака. На рис. 8 представлен фрагмент сейсмического поля, проходящего через центральную часть структуры, осложненную испорченной записью. Искажающему эффекту сейсмической за-

писи подвержена практически половина площади газоносности (рис. 9), что делает почти невозможным использование единого тренда для моделирования свойства пористости на всем месторождении. В данном случае модель была построена только с использованием скважинных данных и структурной основы, выполненной по сейсмическим данным 3D.

На основании рассмотренных примеров моделирования месторождений, расположенных в совершенно различных частях шельфа РФ, на каждом из которых выполнен максимально возможный комплекс исследований и успешно построена геологическая модель, хотелось бы отметить, что некоторые из промежуточных результатов были более успешными, некоторые – менее. Причем правильность каждого из промежуточных результатов, а также интерпретации данных ГИС и сейсморазведки можно оценить только тогда, когда они объединяются в рамках единого решения – геологической модели.