



УДК.550.834;55(571.12)

АНАЛИЗ ВРЕМЕННЫХ ТОЛЩИН (ХРОНОПИКНОМЕТРИЯ) КАК МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАТИВНОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ

С.А.Горбунов, А.А.Нежданов, В.В.Огибенин, Ю.А.Загоровский (ООО «Газпром геологоразведка»), Ю.И.Пятницкий, Д.Я.Хабибуллин (ПАО «Газпром»)

Благодаря разработке специальных методических приемов анализа временных толщин, методы сейсмпалеогеоморфологического картирования песчаных резервуаров ачимовской толщи неокома и сейсмического прогноза газонасыщенной толщины сеноманских залежей Западно-Сибирского бассейна могут быть отнесены к самостоятельному направлению, дополняющему сейсмофациальный и динамический анализы данных сейсморазведки МОГТ — хронопикнометрия.

Ключевые слова: сейсмпалеогеоморфологическое картирование; резервуары; хронопикнометрия.

В настоящее время сейсморазведка МОГТ достигла высокого научного и технического уровней на всех стадиях работ — в полевой съемке, обработке и интерпретации данных. Теперь практически все сейсморазведочные работы ведутся методом 3D-съемок, многие из которых можно отнести к разряду высокоплотных. Широко внедряются новые технологии возбуждения и регистрации сейсмических сигналов, в сложных сейсмогеологических условиях для изучения анизотропии резервуаров все чаще используются полноазимутальные съемки. Новые методы обработки данных, основанные на более глубоких физических представлениях о формировании отраженных волн, использование сложных миграционных преобразований, разнообразных инверсий и конверсий волнового поля, новых интерпретационных атрибутов, наряду с усложнением методики полевых наблюдений, позволяют получать качественно новую информацию о строении ловушек и залежей УВ.

При этом сейсморазведка нового поколения, естественно, стала более затратной, требовательной к качеству получаемых материалов и квалификации специалистов, занятых на разных этапах получения сейсмических данных. Интенсификация сейсморазведки за счет использования новых научно-технических решений тем не менее не ведет к резкому повышению ее эффективности. Это обусловлено двумя причинами. Во-первых, объекты изучения становятся все более сложными, лежащими на грани физической разрешенности сейсморазведки. Во-вторых, «технологическая гонка» зачастую подменяет разностороннее геологическое осмысление сейсмических данных.

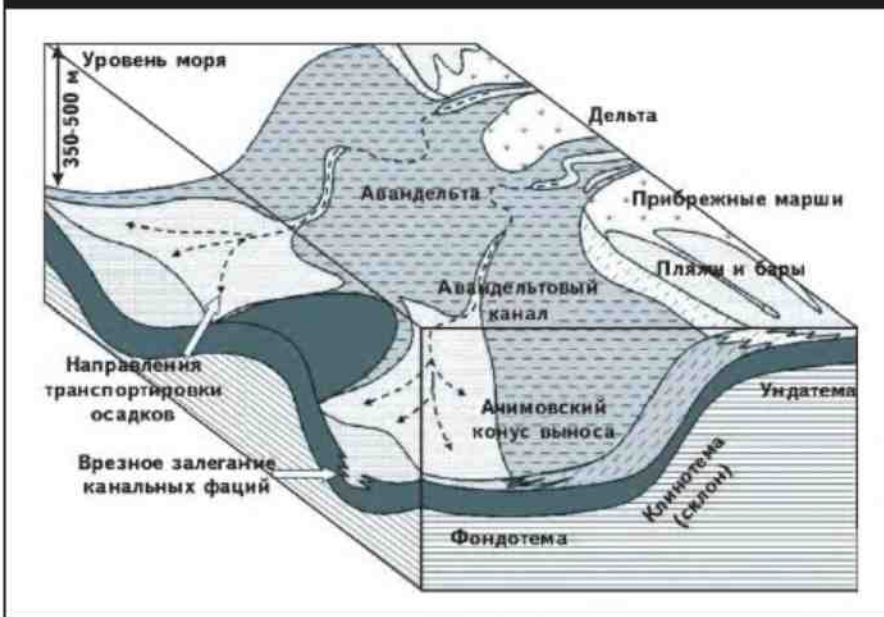
Реальность такова, что при интерпретации данных сейсморазведки МОГТ мы все чаще сталкиваемся с объектами, которые по своим физическим свойствам (в

первую очередь по акустической жесткости) практически не отличаются от вмещающих пород, поэтому любые модификации динамического анализа (в том числе инверсия сейсмоданных) будут бессильны при их картировании. В таких условиях важную роль мы отводим внимательному изучению простой и очевидной информации, заключенной в стандартных сейсмических данных: анализу временных толщин отдельных интервалов сейсмического волнового поля, или «хронопикнометрия» (от древнегреческого *Χρόνος*, — время и *Πίκνός* — толщина). Это направление геологической интерпретации мы рассматриваем в качестве самостоятельного метода, дополняющего сейсмофациальный и динамический анализы данных МОГТ.

В условиях севера Западно-Сибирского бассейна хронопикнометрия с успехом используется для изучения геологического строения ачимовских резервуаров, являющихся на сегодняшний день существенным резервом прироста запасов УВ. Метод эффективен также для прогноза газонасыщенных толщин сеноманских залежей, находящихся в проблематичных для бурения участках акваторий Карского моря, Обской и Тазовской губ (мелководье, природоохранные территории и т.п.).

Картирование ачимовских резервуаров для нефтегазовой геологии на сегодняшний день наиболее актуальная задача, что связано с установлением их промышленной нефтегазоносности на площади более 500 тыс. км² в Ямало-Ненецком АО. Ачимовская толща — относительно глубоководные песчано-алевритоглинистые отложения неокома, залегающие у подножия шельфового склона (в фондотемах неокомских клиноформных комплексов). Ачимовская толща формируется преимущественно из осадков дельт и распределяется мутьевыми потоками (турбидитами), которые формируют кону-

Рис. 1. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ



сы выноса (делоцентры, или центры осадконакопления), обладающие повышенными эффективными толщинами и более высокими коллекторскими свойствами песчано-алевритовых резервуаров [1].

Как и источники терригенного питания, палеорельеф дна бассейна во многом определяет строение ачимовских отложений. Транспортирующие терригенный материал авандельтовые мутьевые потоки тяготеют к пониженным участкам рельефа, обходя положительные морфоструктуры дна (рис. 1).

Эффективность использования анализа временных толщин для картирования площадного распространения и эффективных толщин ачимовских резервуаров определяется природой ачимовской толщи, представ-

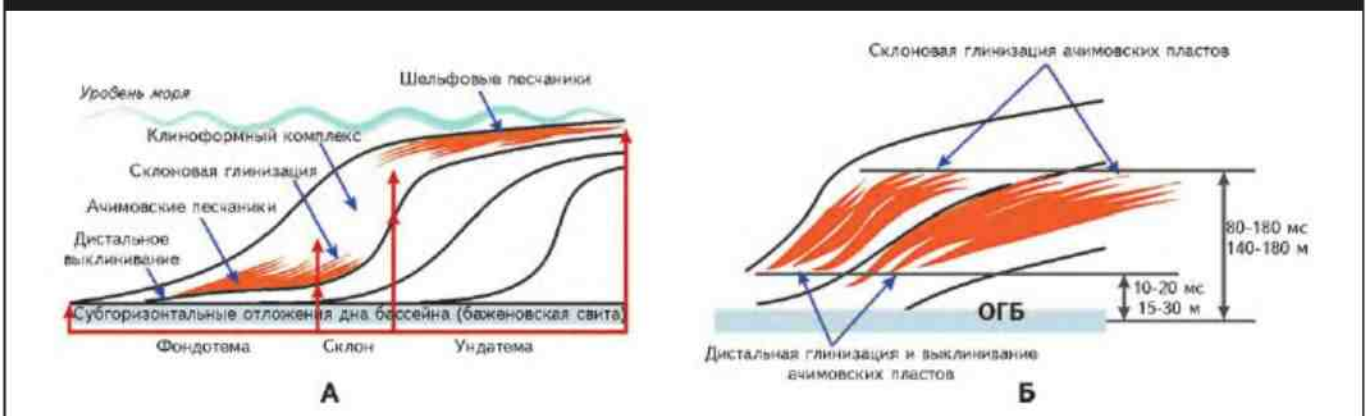
ляющей собой песчаные (песчано-алевритовые) накопления у подножия неокомских шельфовых террас. Эффективные толщины ачимовской толщи связаны с общей толщиной фондотем неокомских сиквенсов тесной прямой зависимостью [1].

Поверхность ачимовских отложений пологоклиноформно залегает с наклоном на запад, а области распространения каждого ачимовского пласта — регионально — на западную и восточную зоны выклинивания и латеральные зоны глинизации. Региональные зоны глинизации имеют палеогеоморфологический контроль и расположены соответственно в 30-50 и 140-180 м от дна бассейна седиментации (обычно кровля баженовской свиты) (рис. 2). В участках, где на склонах палеошельфа имеются каналы мутьевых потоков, полного выклинивания ачимовских песчаников не происходит. Поэтому точное положение восточной, склоновой, зоны выклинивания песчаников должно быть уточнено по данным динамического анализа (уменьшение амплитуды ОБ, контролирующей кровлю картируемой ачимовской толщи) либо по срезам куба амплитуд МОГТ 3D [2].

При картировании ачимовской толщи необходимо учитывать зоны многоэтажной фондотемы, в которых выклинивающийся сиквенс ложится не на баженовскую свиту, а на более древний неокомский сиквенс. В зонах многоэтажной фондотемы картирование ачимовских пластов должно выполняться с использованием более молодой опорной поверхности, чем кровля баженовской свиты.

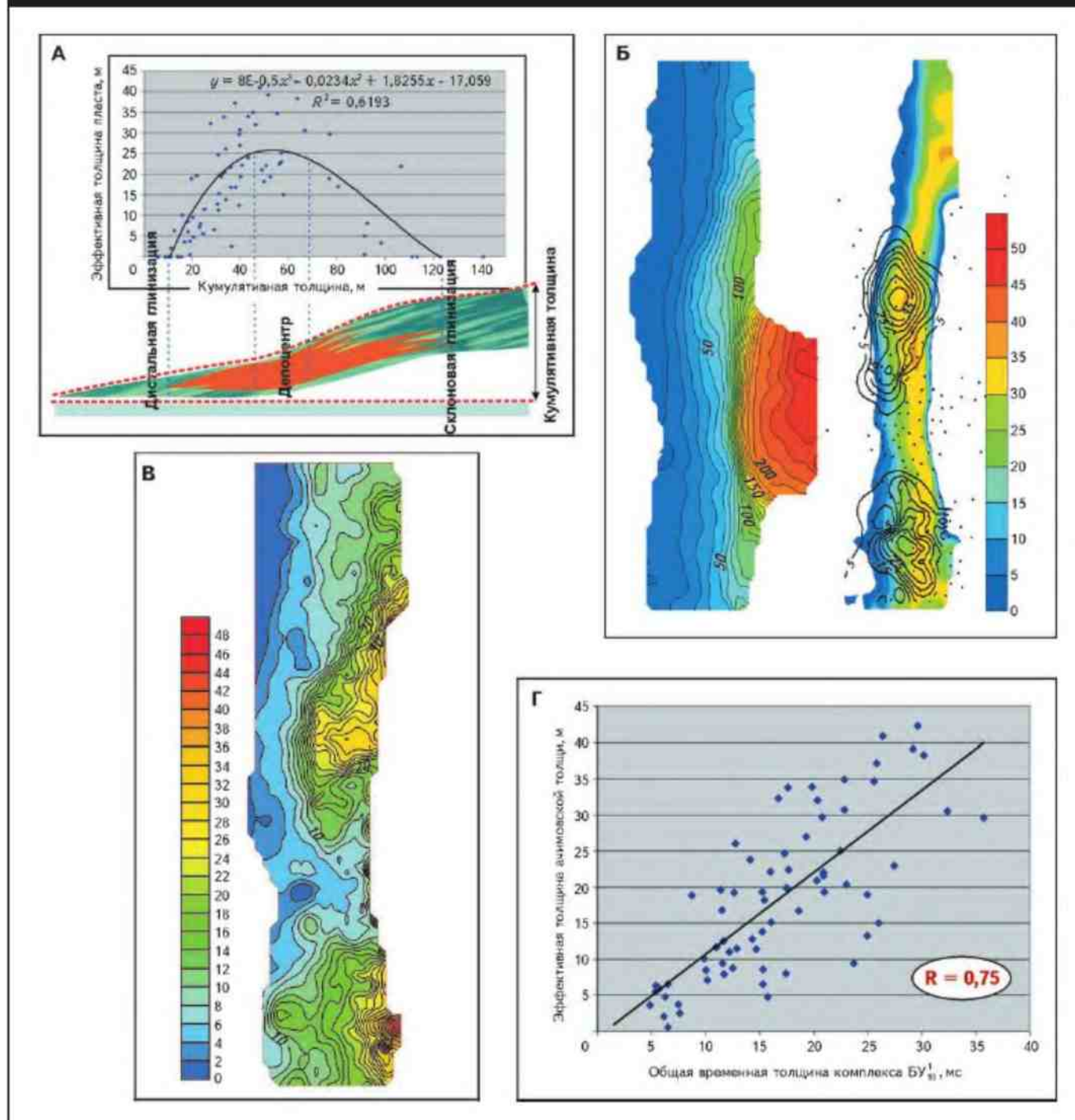
При картировании ачимовской толщи необходимо учитывать зоны многоэтажной фондотемы, в которых выклинивающийся сиквенс ложится не на баженовскую свиту, а на более древний неокомский сиквенс. В зонах многоэтажной фондотемы картирование ачимовских пластов должно выполняться с использованием более молодой опорной поверхности, чем кровля баженовской свиты.

Рис. 2. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЗАЛЕГАНИЯ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ В РАЗРЕЗЕ



А — положение ачимовских отложений в разрезе единичного трансгрессивно-регрессивного неокомского сиквенса (циклита), Б — палеогеоморфологические закономерности залегания ачимовской толщи

Рис. 3. ИЛЛЮСТРАЦИИ К ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКОМУ КАРТИРОВАНИЮ

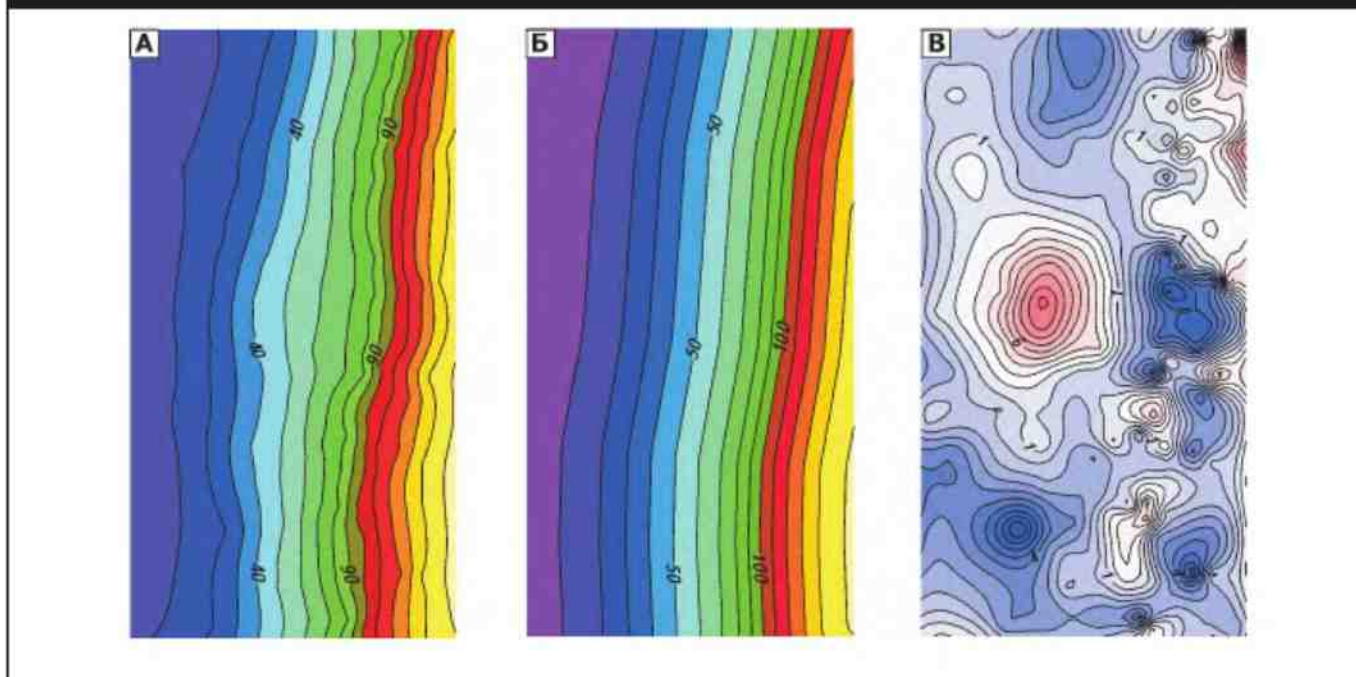


А – распределение песчаников в фондоме сиквенса, Б – карта кумулятивной толщины неокома в конце формирования сиквенса пласта БУ¹₁₈ и ее трансформированный вариант, В – карта общей толщины комплекса, ограниченная полосой перспективной фондомемы, Г – график связи общих и эффективных толщин ачимовской толщи сиквенса пласта БУ¹₁₈ в области фондомемы

Связь толщин ачимовских песчаников с общей толщиной картируемого сиквенса (и общих толщин неомкомских осадков на момент его накопления) в фондомеме прямая, однако при выклинивании песчаников на

склоне, где общие толщины сиквенса увеличиваются, происходит изменение характера связи, она становится параболической (рис. 3). Поэтому в прямом виде карту кумулятивной толщины использовать нельзя – требует-

Рис. 4. ПРИМЕР СОЗДАНИЯ КАРТ ИСТ И ВЫДЕЛЕНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПЕРЕМЕННЫХ ВЕЛИЧИН



Карты: А – реальная временных толщин сиквенса, Б – идеального седиментационного тренда, В – локальных составляющих временных толщин

ся ее трансформация. Для этого следует проводить пересчет по полиномиальным уравнениям связи ΔT и эффективной толщине ачимовских песчаников в скважинах. Если скважин немного или они отсутствуют, то необходимо использовать параболическое уравнение, основанное на связях, установленных по данным бурения на соседних площадях, а карту общих толщин ограничивать полосой фондотемы, перспективной для накопления ачимовских песчаников.

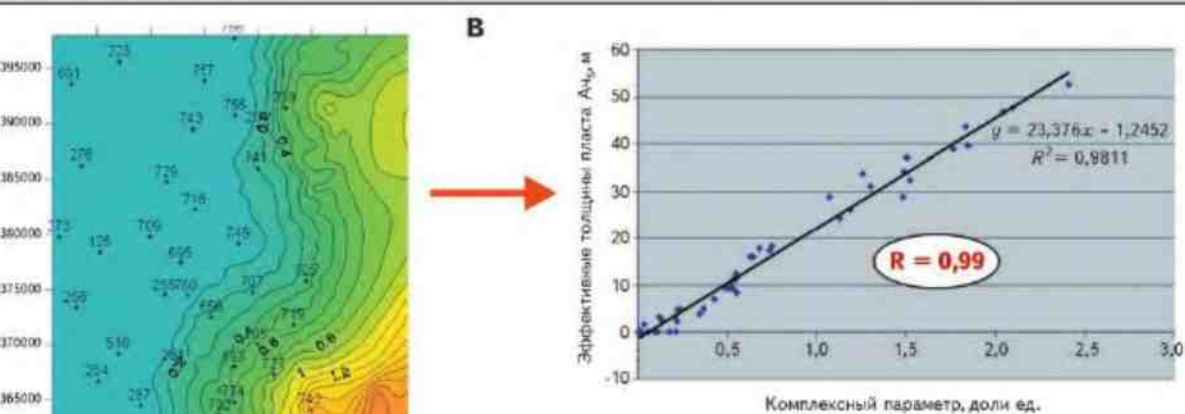
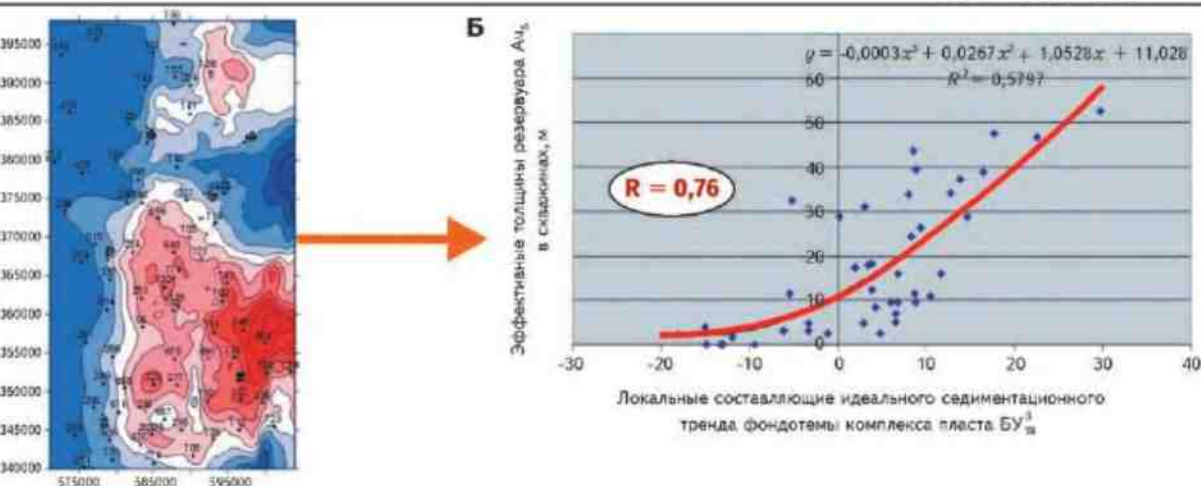
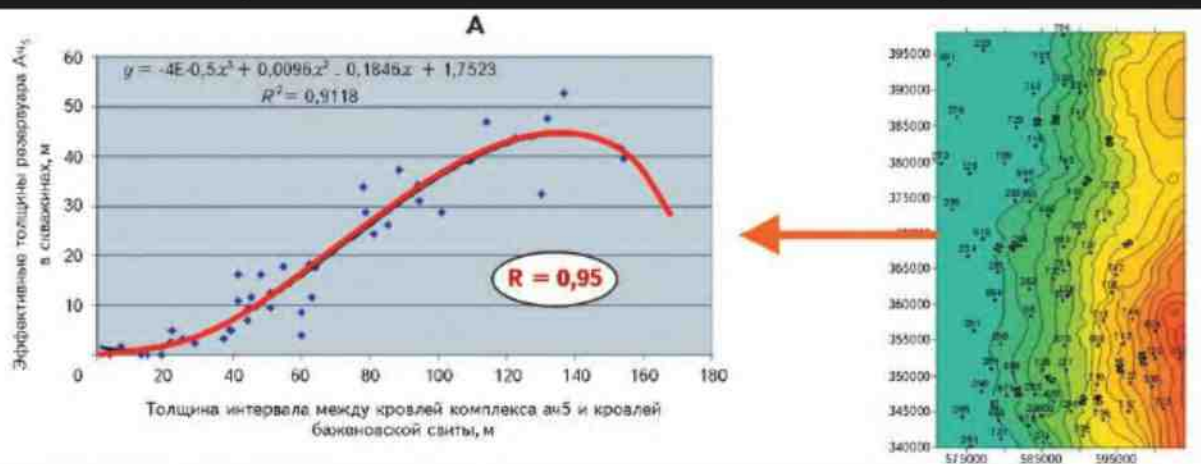
Зоны увеличенных толщин ачимовских песчаников, или депоцентры, на картах общих толщин сиквенсов и кумулятивных толщин неокома на конец формирования картируемого сиквенса отображаются в виде небольших раздувов временных толщин. Для более точного их выделения необходим анализ локальных составляющих карт толщин. Для этой цели возможно использование различных приемов выделения локальных составляющих из трендовых карт общих временных толщин. Авторами статьи использован метод идеального седиментационного тренда (ИСТ) [3].

ИСТ – это идеализированная карта толщин картируемой части сиквенса, с равномерным изменением толщин относительно средней (базовой) линии, выбранной по простиранию изолиний исходной карты временных толщин. Различие между реальной картой толщин и картой ИСТ является картой локальных составляющих временных толщин (рис. 4). Она показывает участки ачимовских депоцентров (положительные прираще-

ния исходной карты толщин относительно ИСТ) и дефицита осадков (отрицательные приращения). Иногда аномалии отлично видны непосредственно на картах общей толщины комплекса, а локальные составляющие их лишь усиливают. Но нередко при использовании метода наблюдается впечатляющий эффект (например, см. рис. 4), где интенсивная аномалия локальных составляющих временных толщин появляется практически из ничего.

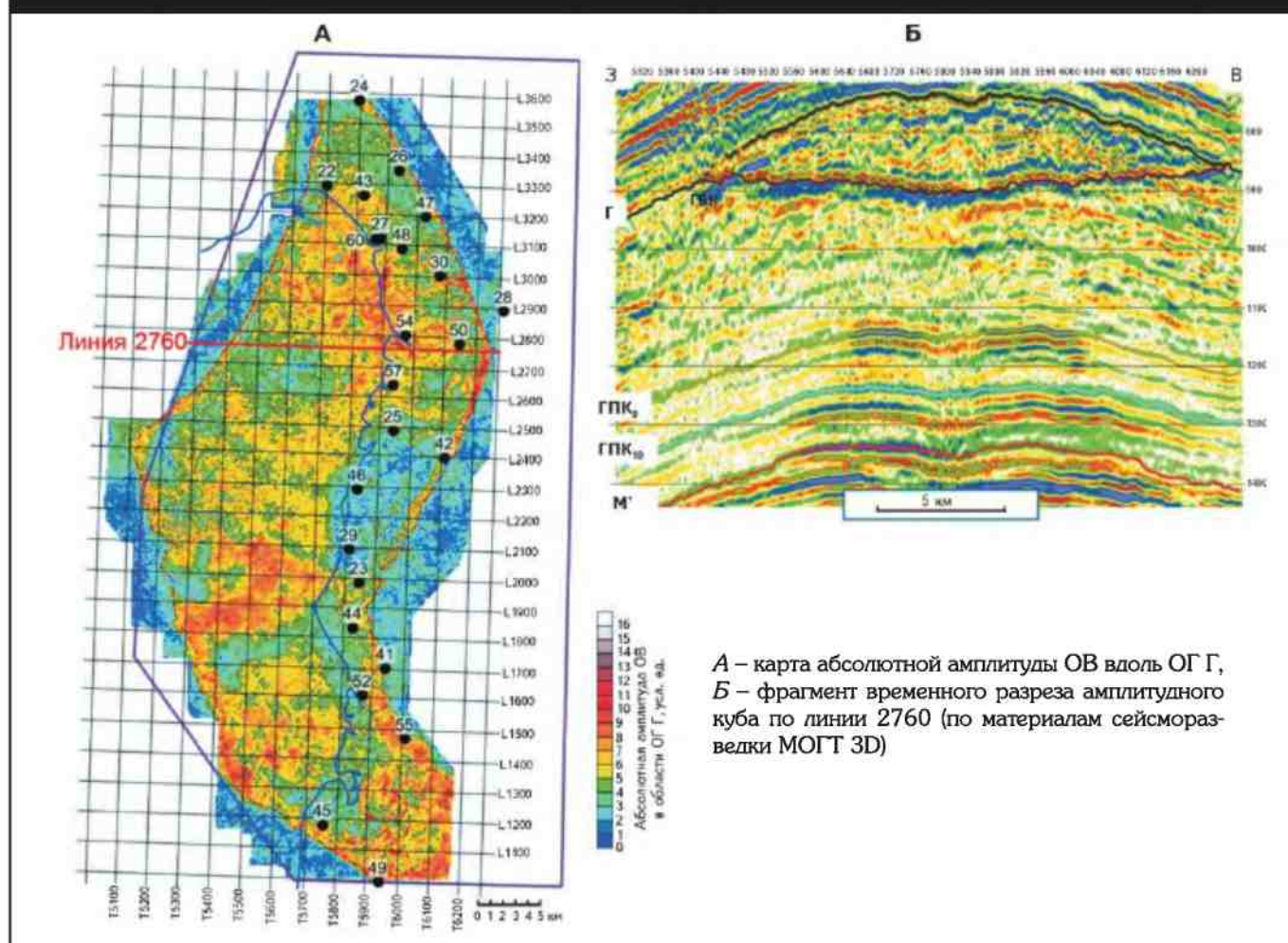
Кроме ачимовских депоцентров, карта локальных составляющих обычно отражает наличие аллювиально-дельтовых систем на шельфе (локальные минимумы толщин) и каналов мутьевых потоков на склоне (узкие локальные увеличения толщин). Эти элементы, картируемые с использованием предложенной методики, даже по материалам съемки МОГТ 2D отражают наличие шельфовых источников питания ачимовской толщи обломочным материалом. Их расположение вверх по склону относительно ачимовских депоцентров подтверждает корректность проведенных палеогеоморфологических построений. Суммирование нормированных карт кумулятивной толщины неокома на конец формирования картируемого сиквенса и карты локальной составляющей его толщины позволяет получить комплексный сейсмопалеогеоморфологический параметр, степень связи значений которого с эффективными толщинами ачимовской толщи (по скважинным данным) выше, чем у отдельных карт (рис. 5).

Рис. 5. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
(на примере Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения)



Связь с эффективной толщиной пласта $A_{ч5}$: *А* – накопленной толщины неокома к концу формирования комплекса пласта БУ₁₈, *Б* – локальных составляющих идеального седиментационного тренда, *В* – комплексного палеогеоморфологического параметра

Рис. 6. ВЫРАЖЕННОСТЬ СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ КРУЗЕНШТЕРНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В СЕЙСМИЧЕСКОМ ВОЛНОВОМ ПОЛЕ



А – карта абсолютной амплитуды СВ вдоль ОГ Г, Б – фрагмент временного разреза амплитудного куба по линии 2760 (по материалам сейсморазведки МОГТ 3D)

Описанный подход, позволяющий с высокой точностью картировать эффективные толщины ачимовских резервуаров, был использован при подготовке сейсмогеологических моделей залежей УВ в ачимовских отложениях практически на всех лицензионных участках ПАО «Газпром» в Западной Сибири.

В условиях залегания изучаемого ачимовского объекта непосредственно на баженовской свите большая часть ачимовского резервуара (до 40-60 % его мощности) может располагаться в объеме предфазы высокоамплитудной сложной волны Б. В таких случаях положение кровли резервуара должно определяться с учетом поведения выше расположенных отражающих горизонтов. Палеогеоморфологически выраженные элементы строения ачимовских отложений (конусы выноса и каналы мутьевых потоков) находят отражение в горизонтальных и погоризонтных срезах атрибутов сейсмоданных МОГТ 3D, поэтому данная информация должна дополнять и контролировать анализ вре-

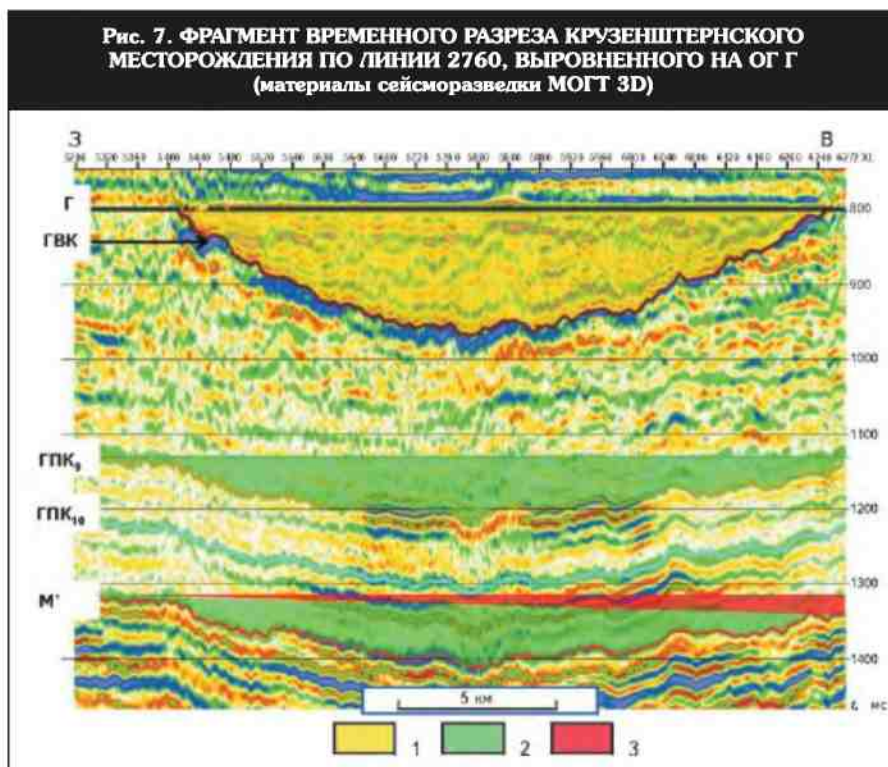
менных толщин. Сейсмофациальный анализ (наличие холмисто-бугристых сейсмофаций, связанных с высокоэнергетическими обстановками осадконакопления) дополняет выбор наиболее перспективных участков для заложения поисково-оценочных и разведочных скважин. Динамический анализ, несмотря на его ограничения в клиноформно построенных толщах (тюнинг-эффект, невозможность синфазной корреляции отраженных волн и др.) и в условиях неоднородного строения верхней части разреза, позволяет детализировать положение зон выклинивания ачимовских резервуаров и дополняет анализ временных толщин. Естественно, что описываемый метод требует использования всех обязательных процедур геологической интерпретации сейсморазведочных данных, включая увязку скважинной и сейсморазведочной информации, детальную корреляцию отражающих горизонтов, опережающее сейсмогеологическое 2D-моделирование и др.

Методические особенности использования анализа временных толщин для картирования ачимовских резервуаров подробно изложены в готовящихся к изданию Рекомендациях ПАО «Газпром» — «Картирование ловушек и залежей УВ в тонкослоистых разрезах тюменской свиты и ачимовской толщи по сейсморазведочным данным».

Анализ временных толщин при картировании сеноманских газовых залежей основан на хорошо известном эффекте резкого снижения скоростей распространения продольных сейсмических волн в газонасыщенных средах. Скорость сейсмических волн в газонасыщенных сеноманских песчаниках, обычно залегающих на глубине около 1000 м, приблизительно на 40 % ниже, чем в водоносных. Поэтому газонасыщенные песчаники вносят значительный вклад в изменение скоростей и соответственно интервалов ΔT . Очевидно, чем больше толщина газонасыщенных песчаников, тем больше этот вклад.

Несмотря на уверенное отображение газовых залежей в сеномане в сейсмическом волновом поле и высокую точность картирования ее границ в плане (рис. 6), динамический анализ, проводимый в сеноманском интервале, не дает убедительных результатов в оценке эффективной толщины резервуара. Это касается всех разновидностей амплитуд (мгновенных, горизонтальных, «оконных», абсолютных и средних) и различных атрибутов, рассчитанных на основе энергетических характеристик отраженных волн. Динамические атрибуты могут отражать литологический состав в кровле резервуара, но не особенности внутреннего распределения газонасыщенных пород во всем интервале залежи. На динамических свойствах сеноманского интервала сказываются многочисленные литологические и тектонические факторы, неоднородности верхней части разреза, зоны потери кратности из-за пропусков пунктов возбуждения и т.п.

Большие газонасыщенные толщины песчаников в сейсмическом поле вызывают эффект временных задержек, обусловленных снижением скорости волн, проходящих через высокоемкий газовый резервуар. Особенно наглядно это видно на сейсмическом разрезе, выровненном на ОГ Г в кровле сеномана (рис. 7). Благодаря большой разнице акустических жесткостей газонасыщенных и водоносных песчаников подошва массив-



Приращение времени: 1 – за счет сеноманской газовой залежи, 2 – компрессионного эффекта, 3 – за счет седиментационного тренда

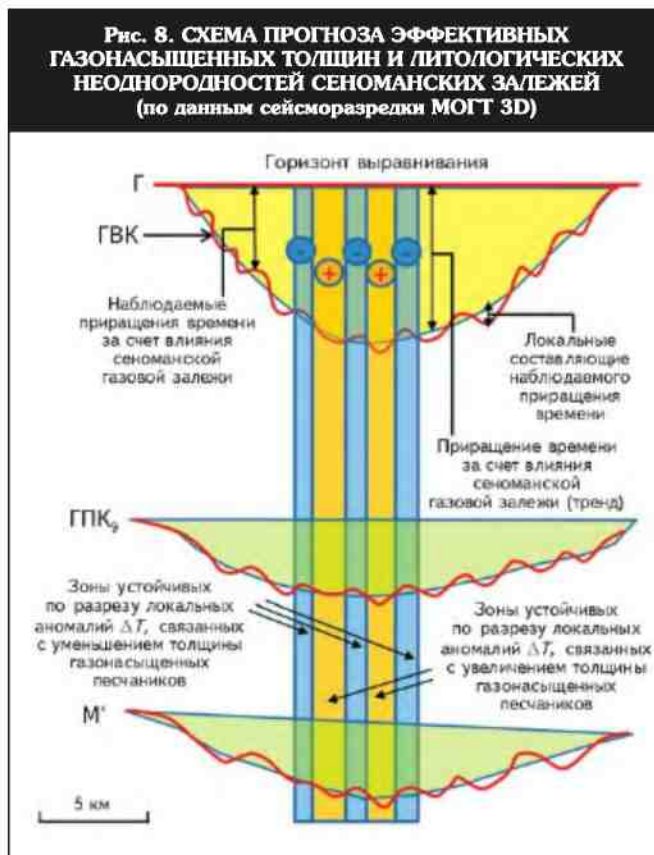
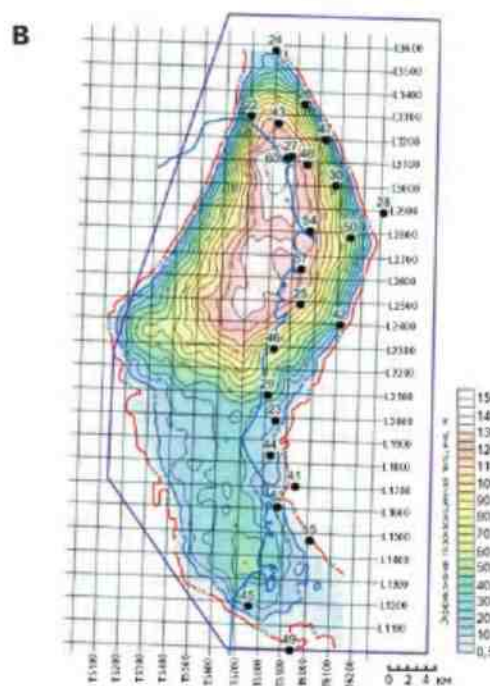
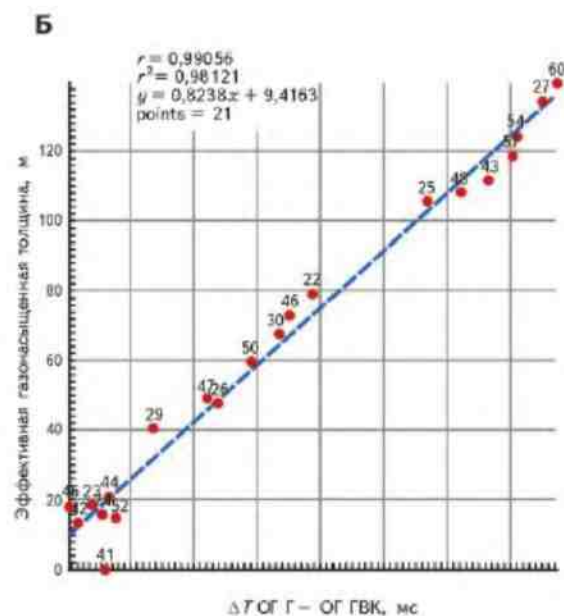
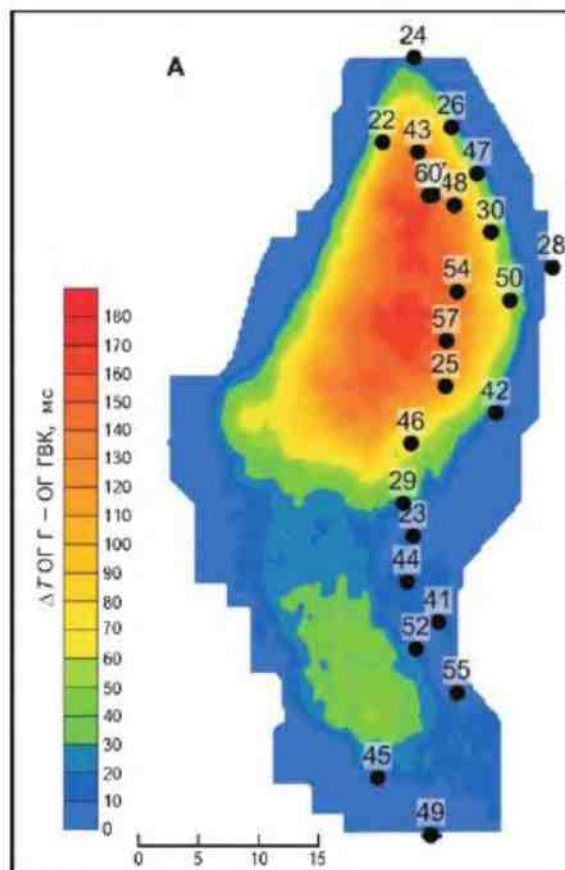


Рис. 9. КАРТИРОВАНИЕ СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ НА КРУЗЕНШТЕРНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (по данным сейсморазведки МОГТ 3D и бурения)



А – карта ΔT ОГ Г – ОГ ГВК, Б – связь ΔT ОГ Г – ОГ ГВК с эффективной газонасыщенной толщиной сеномана в скважинах, В – карта эффективной газонасыщенной толщины сеномана

ной сеноманской газовой залежи маркируется ОГ ГВК, положение которого на выровненном по ОГ Г разрезе четко фиксирует «временной» (через значения $\Delta T_{Г-ГВК}$) объем залежи. Эффект временных задержек за счет сеноманской залежи проявляется в широком интерва-

ле времен, вплоть до ОГ Б (кровля юры), залегающем в среднем на 1500 мс ниже кровли сеномана (ОГ Г). Естественно, что на горизонтах, расположенных ближе к ОГ Г, временные задержки проявляются в большей степени.

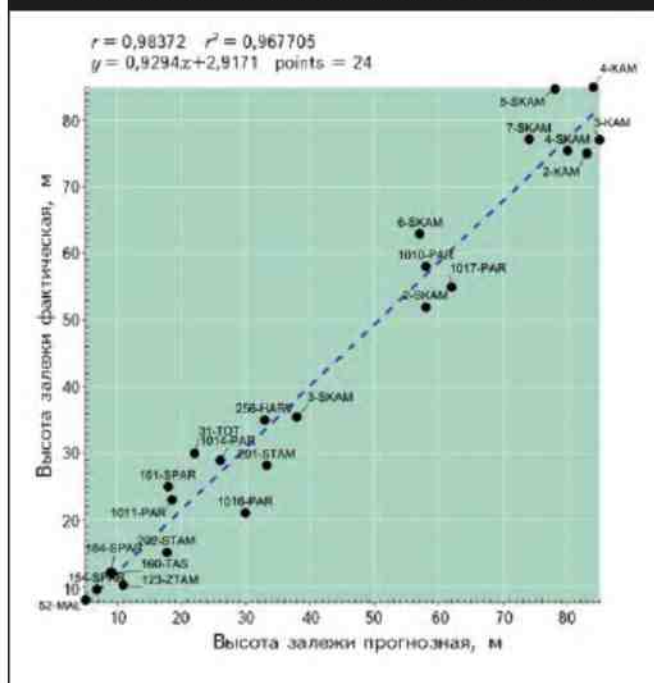
Кроме сеноманской газовой залежи, увеличение временных толщин в своде контрастных антиклинальных структур определяет и компрессионный эффект, связанный с относительным разуплотнением пород в своде по сравнению с крыльями структуры, где они залегают глубже. Сочетание компрессионного эффекта и влияния мощных сеноманских газовых залежей формирует сложную и прогнутую форму глубоких горизонтов, совершенно не соответствующую геологическим поверхностям.

Третий фактор, влияющий на изменение сейсмических временных интервалов между горизонтами, относится к разряду геологических (седиментационных). Он обусловлен региональными угловыми несоответствиями залегания анализируемых поверхностей. Седиментационный фактор легко исключить из приращения времен путем вычета из толщин интервала седиментационного тренда. Результат будет отражать в основном влияние газовой залежи и компрессионного эффекта. Последний также легко исключается из расчетов, так как связан со структурным планом прямой зависимостью.

Анализ морфологии ОГ, залегающих ниже сеноманских газовых залежей, имеет большое значение для изучения литологических неоднородностей сеноманских резервуаров и прогноза коэффициента песчаности ($K_{\text{песч}}$). Для этой цели использованы локальные приращения ΔT , проявляющиеся как в подошве сеноманской залежи, так и ниже по разрезу. На схеме (рис. 8), составленной на основе рассмотренного временного разреза (см. рис. 7), показаны локальные участки сокращения и приращения значений ΔT , устойчивые по разрезу. Они связаны с участками локального увеличения толщин газонасыщенных сеноманских резервуаров и соответственно со значениями $K_{\text{песч}}$ в объеме залежи. Эта информация имеет большое значение для детального моделирования сеноманских залежей, прогноза фильтрационно-емкостных свойств, подсчета запасов. На Крузенштернском месторождении отложения сеномана формировались в прибрежной части мелководно-морского бассейна и значения $K_{\text{песч}}$ изменяются в узких пределах – от 0,85 до 0,91, поэтому для прогноза эффективных газонасыщенных толщин эта информация не нужна. На месторождениях же Надым-Пур-Тазовского региона с континентальными отложениями сеномана и резкими колебаниями $K_{\text{песч}}$ (от 0,40 до 0,80) расчет $K_{\text{песч}}$ по данным сейсморазведки и ГИС имеет большое практическое значение.

На Крузенштернском месторождении связь эффективной газонасыщенной толщины сеномана и значения интервала ОГ Г – ОГ ГВК весьма тесная (рис. 9). Коэффициент корреляции составляет 0,99, стандартное отклонение, являющееся мерой погрешности оценки, равно 6 м. При этом горизонт ГВК прослеживается уверенно практически на всей площади сейсморазведки.

Рис. 10. ГРАФИК ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ ПРОГНОЗНОЙ (по данным сейсморазведки МОГТ 3D) И ФАКТИЧЕСКОЙ (по данным бурения) ВЫСОТОЙ СЕНОМАНСКИХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (по 10 месторождениям ПАО «Газпром»)



Поэтому прогноз газонасыщенной толщины сеномана произведен непосредственно по временному интервалу ОГ Г – ОГ ГВК (см. рис. 9). Ожидаемая ошибка 6 м позволяет использовать атрибут практически на всей площади залежи – от изопахиты 10 м и выше.

Карта газонасыщенной толщины сеномана по данным сейсморазведки и бурения получена с помощью математического пересчета карты ΔT ОГ Г – ОГ ГВК по уравнению регрессии (см. рис. 9, Б) с последующей увязкой на данные ГИС в скважинах и в ряде контрольных точек по контуру газонасыщенности, четко фиксируемому в волновом поле (см. рис. 9, В). В финальной карте учтены возможные искажения реальных пределов $K_{\text{песч}}$ при пересчете в межскважинном пространстве. Они приведены в соответствии с данными бурения. Полученная карта использована для подсчета запасов сеноманского газа в акватории Карского моря. Рассмотренная методика прошла апробацию в ГКЗ РФ.

Для ретроспективного анализа возможностей прогноза мощности сеноманских газовых залежей по данным сейсморазведки МОГТ были рассмотрены сейсмогеологические модели, подготовленные по материалам сейсморазведок МОГТ 2D и 3D на 10 месторождениях на полуостровах Ямал, Тазовский и в акватории Обской губы. Для статистики были выбраны залежи, на которых на момент прогноза скважины отсутствовали или были единичными, а также не изученные бурением блоки в залежах сложного тектонического строения. К на-

TIME THICKNESS ANALYSIS (CHRONO-PYCNOLOGY) AS A WAY TO INCREASE GEOLOGICAL INFORMATION CONTENT IN SEISMIC SURVEY DATA

Gorbunov S.A., Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Zagorovskii Iu.A. (ООО "Газпром Геологоразведка"), Piatnitskiy Yu.I., Khabibullin D.Y. (PJGS "Газпром")

Due to the development of special methods for time thickness analysis, the methods for seismic paleologic mapping of sand reservoirs in the Neocomain Achimov strata and seismic forecast for the thickness of the Cenomanian gas-saturated deposits in the West-Siberian basin could be considered a separate approach called chrono-pycnometry which is a supplemental method to seismic facial and dynamic analysis of CPD seismic survey data.

Key words: seismic paleogeomorphological mapping; reservoirs; chrono-pycnometry.

стоящему времени на рассмотренных участках пробурено 24 скважины. Максимальные невязки фактической и прогнозной высоты залежи по этим скважинам варьируют от -8 до 8 м, стандартное отклонение, являющееся мерой погрешности прогноза, составляет 5,2 м, коэффициент корреляции превышает 0,98 (рис. 10). Для достаточно мощных залежей погрешность является невысокой, что позволяет по сейсмическим данным реально оценить запасы залежей и подготовить схемы их доразведки и разработки без значительных объемов разведочного бурения.

В заключение отметим, что возможности хронопикнометрии не исчерпываются рассмотренными направлениями. Анализ временных толщин может успешно применяться для прогноза газоносности и картирования залежей в апт-альбском интервале разреза, картирования объектов, связанных с флюидодинамическими процессами, в частности для выделения зон аномального пластового давления и прогноза коэффициента аномальности пластового давления в глубоких горизонтах севера Западной Сибири.

Литература

1. Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А.Нежданов, В.А.Пономарев, Н.А.Туренков, С.А.Горбунов. — М.: Изд-во Академии горных наук, 2000.

2. Горбунов С.А. Возможности анализа толщин в сейсмогеологической интерпретации строения и состава нефтегазоносных отложений Западной Сибири / С.А.Горбунов // Проблемы повышения эффективности применения геофизических исследований при поисках, разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа в Западной Сибири: Материалы конференции. — Тюмень: Изд-во ЕАГО, 2003.

3. Горбунов С.А. Идеальный седиментационный тренд в сейснопалеогеоморфологических исследованиях / С.А.Горбунов // Горные ведомости. — 2004. — № 8.

© Коллектив авторов, 2016

Сергей Александрович Горбунов,
заместитель начальника отдела,
s.gorbunov@ggr.gazprom.ru;

Алексей Алексеевич Нежданов,
заместитель начальника ИТЦ,
доктор геолого-минералогических наук,
a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru;

Валерий Владимирович Огибенин,
начальник ИТЦ,
кандидат геолого-минералогических наук,
v.ogibenin@ggr.gazprom.ru;

Юрий Алексеевич Загоровский,
геолог,
u.zagorovskiy@ggr.gazprom.ru;

Юрий Иванович Пятницкий,
заместитель начальника Управления,
I.Piatnitskiy@adm.gazprom.ru;

Дамир Ядитович Хабибуллин,
начальник отдела,
D.Khabibullin@adm.gazprom.ru.

Уважаемые авторы!

Для публикации статей в журнале "Геология нефти и газа" необходимо выполнять следующие требования. Текст статей присылается на диске или по электронной почте в текстовых редакторах Word 6.0, 7.0 или Word 7.0/97 для Windows. Иллюстрации желательно присылать в цвете в форматах любой версии Corel Draw или TIF с разрешением не менее 300 точек. Просьба иллюстрации, выполненные в этих программах, не помещать в Word. Список литературы не ограничен, можно ссылаться на собственные работы.

