

# Методика картирования сеноманских газовых залежей на примере Крузенштернского месторождения

**А.А. Нежданов**

доктор геолого-минералогических наук,  
заместитель начальника по научной работе<sup>1</sup>  
[a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru](mailto:a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru)

**В.В. Огибенин**

кандидат геолого-минералогических наук,  
начальник<sup>1</sup>  
[v.ogibenin@ggr.gazprom.ru](mailto:v.ogibenin@ggr.gazprom.ru)

**С.А. Горбунов**

заместитель начальника отдела интерпретации  
сейсморазведочных работ<sup>1</sup>  
[s.gorbunov@ggr.gazprom.ru](mailto:s.gorbunov@ggr.gazprom.ru)

<sup>1</sup>ИПЦ ООО «Газпром геологоразведка»,  
Тюмень, Россия

**Сеноманский газонасыщенный комплекс северных районов Западной Сибири и окружающей акватории на сегодняшний день контролирует основные запасы российского сухого газа и при этом обеспечивает максимальную рентабельность разработки. Поэтому детальное картирование сеноманских залежей в начальном состоянии и на различных стадиях эксплуатации по-прежнему является важной задачей.**

## Материалы и методы

В ходе подготовки материала использованы данные сейсморазведки МОГТ, 2D и 3D сейсморазведки.

## Ключевые слова

сейсморазведка, МОГТ, Западно-Сибирский бассейн, сеноманский газонасыщенный комплекс, временная толщина, газонасыщенная толщина

В основе прогноза газонасыщенной толщины сеномана по материалам сейсморазведки МОГТ 3D лежит анализ временной толщины сейсмических интервалов. Для получения качественного результата необходимы данные современной сейсморазведки 3D и данные бурения, включая замеры текущего положения ГВК. Однако оценочный прогноз газонасыщенных толщин возможен и при отсутствии скважинной информации, на материалах плотной сейсморазведки 2D или 3D. Это актуально, так как возможности прироста активных запасов УВ в сеноманских отложениях не исчерпаны, но поисково-оценочное и разведочное бурение становится все более сложным и дорогим. Речь идет о залежах, сконцентрированных на труднодоступных структурах в акваториях Обской и Тазовской губ, в заливах и на шельфе Карского моря.

С другой стороны, многие крупные сеноманские залежи выработаны наполовину и более (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье месторождения). Длительная эксплуатация сеноманских залежей сопровождается проблемами, среди которых неравномерный подъем ГВК. Относительно редкая эксплуатационная сеть сеноманских скважин не позволяет установить причины сложного перемещения ГВК. Материалы плотной сейсморазведки МОГТ 3D более информативны. Они позволяют закартировать конусы и языки обводнения, установить стабильные (в плане перемещения ГВК) блоки и связать их с выделяемыми тектоническими нарушениями, либо зонами глинизации. Результаты такого картирования могут повысить эффективность добычи газа путем

корректировки режимов разработки или изменения эксплуатационной сети.

Сеноманский комплекс Западно-Сибирского бассейна, перекрытый мощной турон-палеогеновой покрывкой, представлен неравномерным чередованием песков, песчаников, алевролитов и глин мелководно-морского, прибрежно-морского и континентального генезиса. Как правило, в разрезе преобладают крупнозернистые терригенные разности с открытой пористостью от 28 до 40%.

В разрезе сеномана отмечаются каолинизация, включения янтаря и бурых углей, присутствует углистый растительный детрит. На многих площадях обнаружен разнообразный комплекс фораминифер, а на отдельных участках найдены двустворки. Зона преимущественного развития мелководно-морских отложений сеномана находится в северо-западной части ЯНАО (в долине р. Обь, Обской губе, на части Тазовского и Ямальского полуострова). Здесь по сейсмическим данным можно наблюдать клиновидное и даже выраженное клиноформное строение сеноманских отложений. Таким образом, сеноманский комплекс характеризуется большим объемом высокопористых резервуаров, полифациальным составом пород и, нередко, существенной литологической неоднородностью. Эти особенности строения сеномана при заполнении отложений газом не могут не отразиться в сейсмической волновой картине.

На крупных и средних структурах с массивными скоплениями газа в сеномане, из-за акустической контрастности

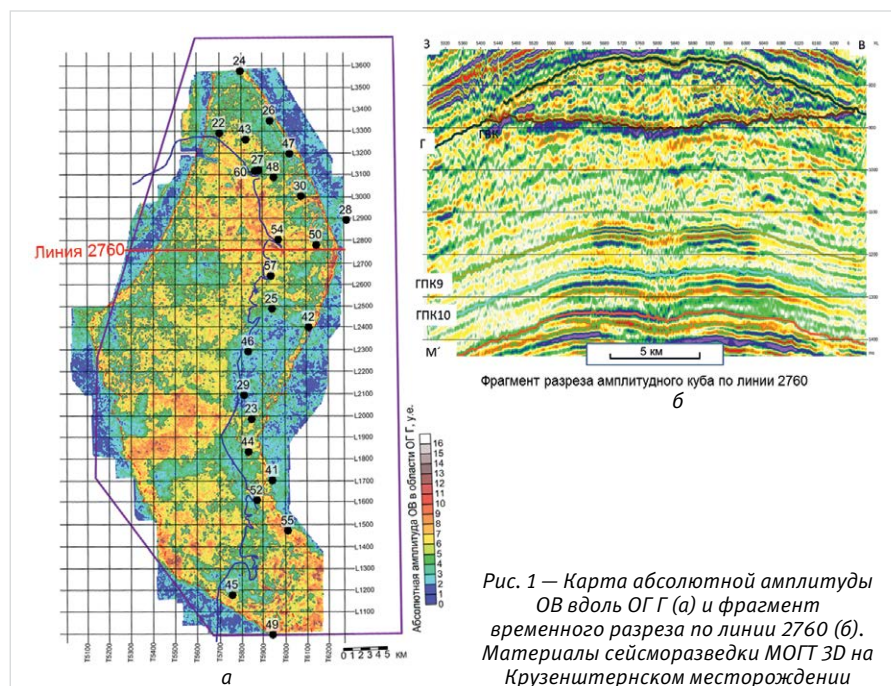


Рис. 1 — Карта абсолютной амплитуды ОБ вдоль ОГ Г (а) и фрагмент временного разреза по линии 2760 (б). Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

высокопористых резервуаров и вышележащих пород, а также интерференционных эффектов в области контура газоносности, залежи выделяются динамическими аномалиями и с высокой точностью картируются в плане. Все сказанное относится и к Крузенштернской площади, благодаря высокому качеству полученных в 2012 г. материалов трехмерной сейсморазведки и благоприятным сейсмогеологическим условиям в интервале сеномана и вмещающих отложений. Аномалии различных сейсмических атрибутов, ограничивающие залежь, фиксируются как в малых, так и в больших окнах анализа, а также непосредственно по горизонтам. На рис. 1а представлена карта абсолютной амплитуды вдоль отражающего горизонта (ОГ) Г, соответствующего кровле сеномана. Внутри контура газоносности отмечаются высокие и средние значения амплитуд, за пределами залежи — преимущественно поле низкой амплитуды. Сам контур газоносности выделяется практически непрерывной «ленточной» аномалией. Она формируется в результате пересечения горизонтом Г высокоамплитудной интерференционной волны в области примыкания к нему горизонта, связанного с ГВК сеноманской залежи (рис. 1б).

Закартированный по абсолютной амплитуде контур газоносности практически полностью совпадает с границей залежи, выделяемой по другим атрибутам. На рис. 2–4 приводятся иллюстрации наиболее информативных атрибутов, извлеченных в интервале сеномана в окнах от 60 до 200 мс, все они дают похожий результат. Выполненный атрибутный анализ позволил уточнить положение контура газоносности, а также обоснованно реконструировать структурный план кровли сеномана.

Несмотря на уверенную фиксацию газовой залежи в сеномане и на высокую точность картирования ее границ, динамический анализ, проводимый в сеноманском интервале, не дает убедительных результатов в оценке эффективной толщины резервуара. Это касается анализа всех разновидностей амплитуд (горизонтальных и средних) и различных атрибутов, рассчитанных на основе амплитуд отраженных волн.

Динамические атрибуты могут отражать литологические свойства в кровле резервуара, но не особенности внутреннего распределения газонасыщенных пород во всем интервале залежи. На динамических свойствах сеноманского интервала сказываются многочисленные факторы: литологические изменения, развитие плотных прослоев, тектонические нарушения и трещиноватость, неоднородности верхней части разреза и зоны многолетнемерзлых пород (ММП), потери кратности из-за пропусков пунктов возбуждения.

Информационные данные для прогноза эффективной газонасыщенной толщины сеномана заложены в кинематику сейсмических временных полей. Физически изменения толщины газонасыщенных пород сопровождаются соответствующими вариациями интервальной и средней скорости сейсмических волн. Большие газонасыщенные толщины песчаников в сейсмическом поле вызывают эффект временных задержек, обусловленный снижением скорости

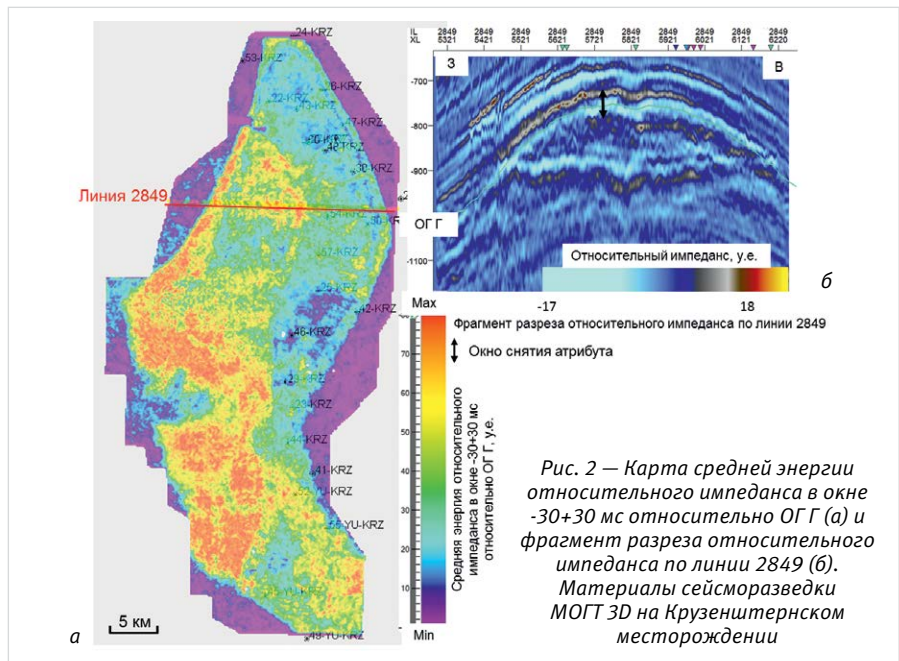


Рис. 2 — Карта средней энергии относительного импеданса в окне -30+30 мс относительно ОГ Г (а) и фрагмент разреза относительного импеданса по линии 2849 (б). Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

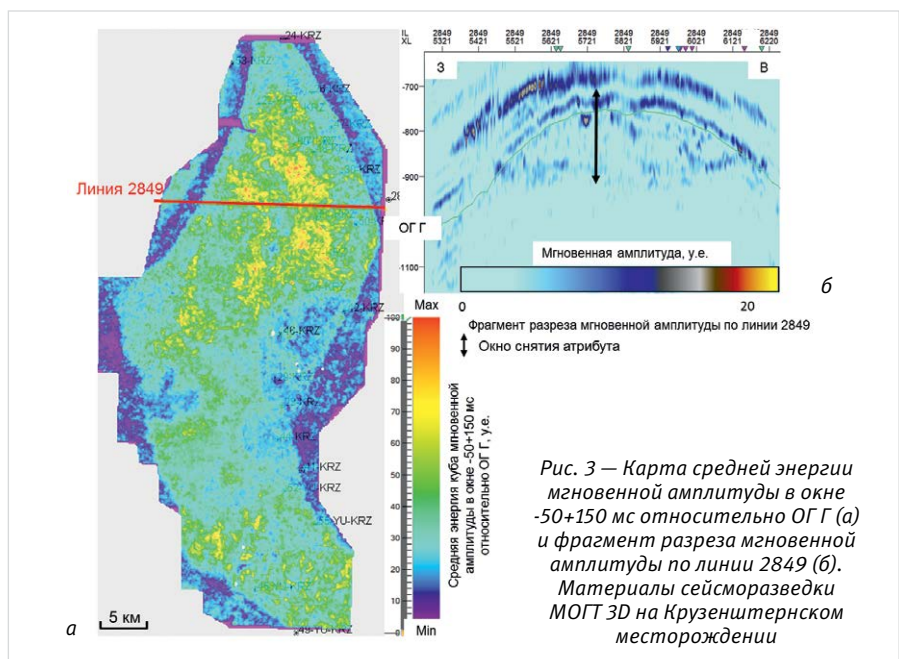


Рис. 3 — Карта средней энергии мгновенной амплитуды в окне -50+150 мс относительно ОГ Г (а) и фрагмент разреза мгновенной амплитуды по линии 2849 (б). Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

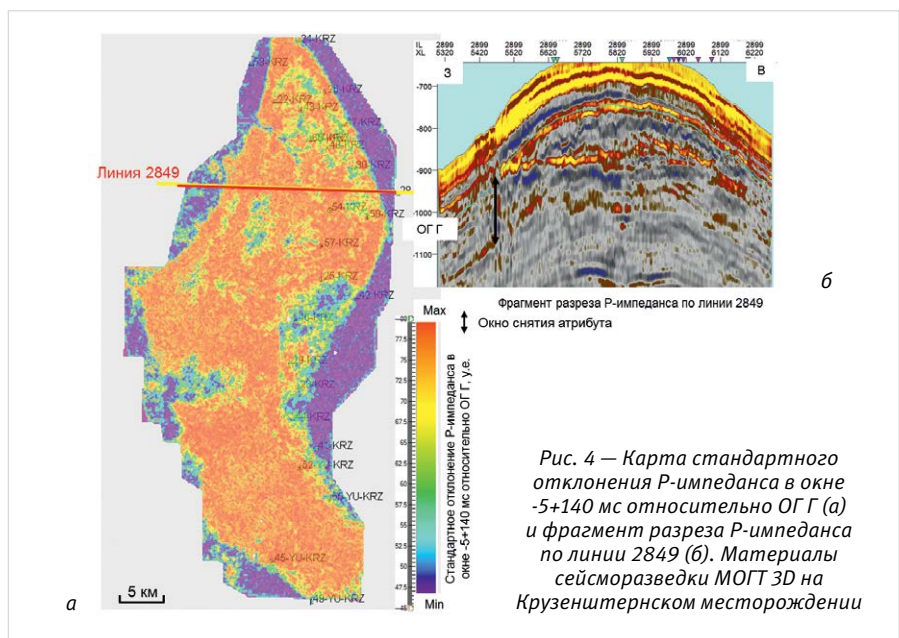


Рис. 4 — Карта стандартного отклонения Р-импеданса в окне -5+140 мс относительно ОГ Г (а) и фрагмент разреза Р-импеданса по линии 2849 (б). Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

волн, проходящих через высокоёмкий газовый резервуар. Эффект временных задержек может проявляться в широких интервалах. Находятся подтверждения тому, что вариации толщин газоносных пород сеномана отражаются на морфологии сейсмического отражающего горизонта Б, находящегося в среднем на 1500 мс ниже сейсмической границы сеномана (ОГ Г). Естественно, что на горизонтах, расположенных ближе к ОГ Г, временные задержки проявляются в большей степени.

Таким образом, практически по всему временному разрезу в различных интервалах, ограниченных сеноманским (или надсеноманским) горизонтом и ОГ от ГВК и ниже, под мощными газовыми залежами наблюдаются аномалии приращения времени (увеличение временной мощности). Скорость сейсмических волн в газоносных песчаниках на глубине 1000 м приблизительно на 40% ниже, чем в водоносных. Таким образом, газонасыщенные песчаники вносят значительный вклад в изменение скоростей и, соответственно, интервалов  $\Delta T$  между ОГ. Очевидно, чем больше толщина газоносных песчаников, тем больше этот вклад.

Следует отметить, что влияние газовой залежи — не единственный фактор изменения временной толщины сеймокомплексов. Второе по значимости влияние имеет компрессионный эффект. Он выражается уменьшением средней и интервальной скорости в направлении свода структур. Рассматриваемое явление связывается с разуплотнением пород верхней части осадочного чехла в сводах структур в результате растяжения и трещиноватости, сопровождающими рост антиклиналей. Определенный вклад, особенно на контрастных высокоамплитудных структурах, в компрессионный эффект вносит гипсометрическое положение рассматриваемого интервала. Известно, что при увеличении глубин падает пористость, увеличивается плотность пород, что вызывает увеличение скорости сейсмических волн. Увеличение глубины стратиграфического интервала с 1000 до 1250 м дает прирост скорости волн приблизительно на 200 м/с. Компрессионный эффект высокоамплитудных структур на сейсмических разрезах выражается тем, что амплитуды поднятий по глубоким и приповерхностным горизонтам близки. В ряде случаев отмечается уменьшение амплитуд с ростом времени. Как правило, такое положение в сейсмических волновых полях не соответствует данным, получаемым по результатам бурения. Обычно по скважинам фиксируется увеличение амплитуды структур с глубиной. 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.

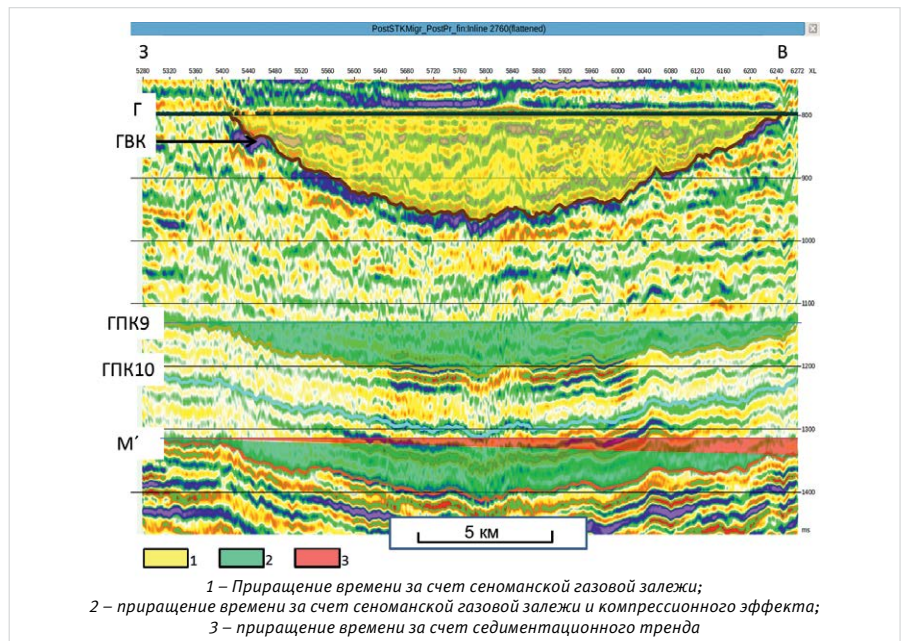


Рис. 5 — Фрагмент временного разреза, выровненного на ОГ Г. Линия 2760. Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Круzenshternском месторождении

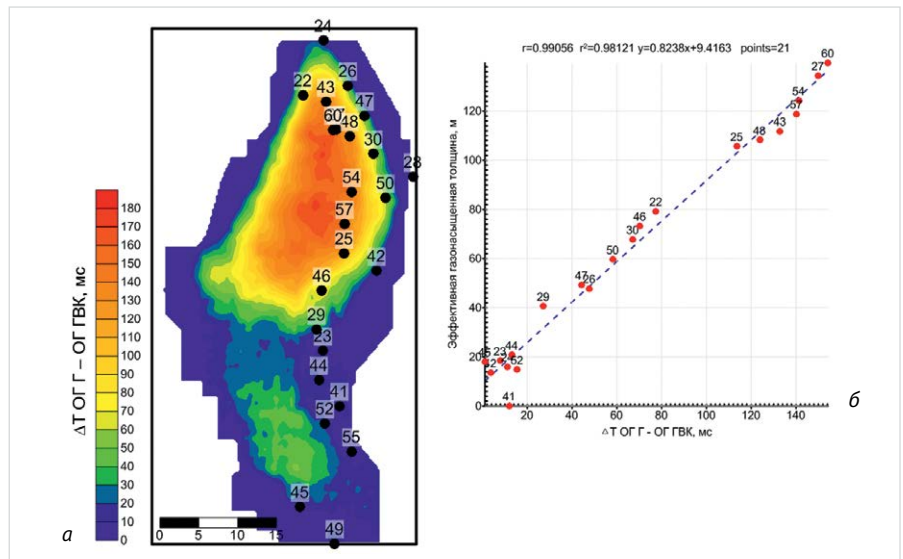


Рис. 6 — Карта  $\Delta T$  между ОГ Г и ОГ ГВК (а) и связь этого параметра с эффективной газонасыщенной толщиной сеномана. (б) Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Круzenshternском месторождении

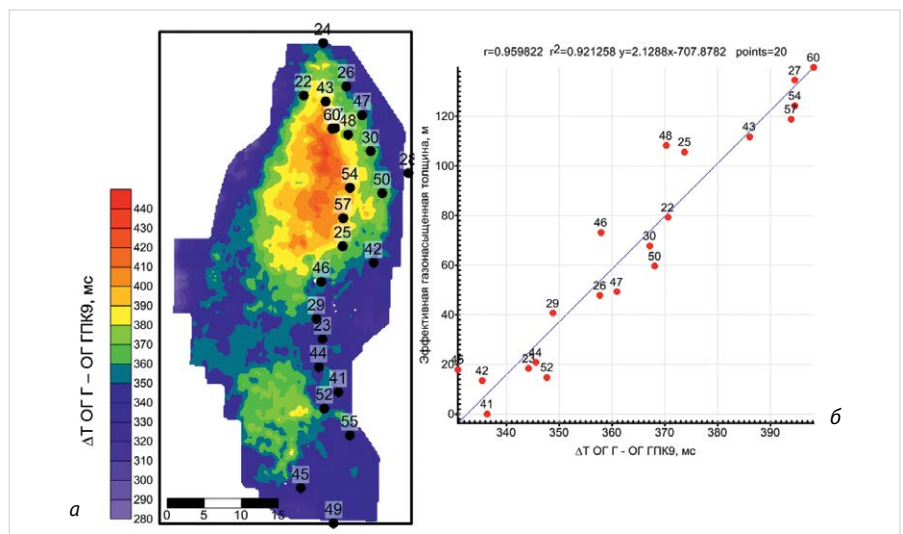


Рис. 7 — Карта  $\Delta T$  между ОГ Г и ОГ ГПК<sub>9</sub>, (а) и связь этого параметра с эффективной газонасыщенной толщиной сеномана. (б) Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Круzenshternском месторождении

Остаток будет отражать, в основном, влияние газовой залежи и компрессионного эффекта.

Четвертый фактор изменения величины интервалов связан с неоднородностями ММП. В зонах уменьшения мощности многолетнемерзлых пород, например, в речных долинах, на сейсмических разрезах фиксируются просадки горизонтов за счет уменьшения скорости волн между поверхностью и глубокими горизонтами. Участки повышенной толщины ММП дают положительный вклад в среднюю скорость до горизонта. Под ними образуются так называемые «мерзлотные структуры».

Наблюдаемые изменения временных интервалов объясняются следующим: мерзлотные неоднородности в разной степени влияют на среднюю скорость до глубоких и неглубоких горизонтов. При этом глубокие горизонты в меньшей степени подвержены искажениям. Однако разница в амплитудах «мерзлотных структур» становится заметной только на больших временных дистанциях между горизонтами. Например, ее можно обнаружить, сравнивая ОГ Г и ОГ Б, но в интервале ОГ СЗ и М' различия в амплитудах, как правило, нет. Поэтому, несмотря на сильное влияние неоднородностей ММП на статику, обусловленные ими интервальные изменения слабые, часто незаметные. При анализе разумно выбранных по величине интервалов, влиянием мерзлотных неоднородностей на вариации толщины можно пренебречь.

Из четырех рассмотренных факторов, которые находят отражение во временных интервалах, неоднородности ММП рассматриваются как малозначимые, седиментационный фактор легко исключить, компрессионный эффект можно ограничить, используя для анализа относительно небольшие временные интервалы. Таким образом, вариации временной толщины сейсмокомплексов могут быть использованы для прогноза газонасыщенной толщины (Нэфг).

На этом очевидном выводе основана используемая нами методика оценки Нэфг или относительной толщины газонасыщенных коллекторов. Она строится на основе анализа карт временных интервалов ( $\Delta T$ ) и карт локальных составляющих временной толщины. На многих средних и крупных сеноманских залежах наблюдается прямая корреляционная связь между газонасыщенной толщиной и величиной  $\Delta T$  различных интервалов. В первую очередь следует анализировать  $\Delta T$  в интервале ОГ Г – ОГ ГVK, так как между этими параметрами фиксируется наиболее тесная связь. Однако уверенное и однозначное прослеживание ОГ ГVK возможно далеко не на всех площадях сейсморазведки. В этом случае необходимо картировать время интервалов между ОГ Г (или горизонтом сеноманской группы С) и уверенно трассируемыми подсеноманскими горизонтами, например, ОГ М (апт), ОГ М' (кровля апта). Проиллюстрируем сказанное материалами сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении.

На рис. 5 представлен сейсмический разрез, выровненный на кровлю сеномана – ОГ Г. В западной и восточной части разреза к нему приклинивается высокоамплитудное отражение, связанное с ГVK

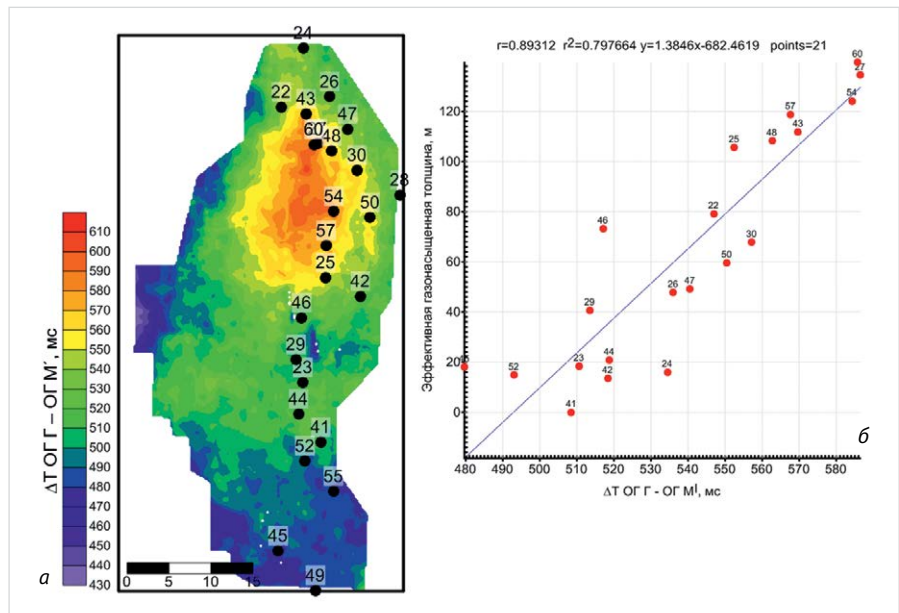


Рис. 8 — Карта  $\Delta T$  между ОГ Г и ОГ М' (а) и связь этого параметра с эффективной газонасыщенной толщиной сеномана. (б) Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

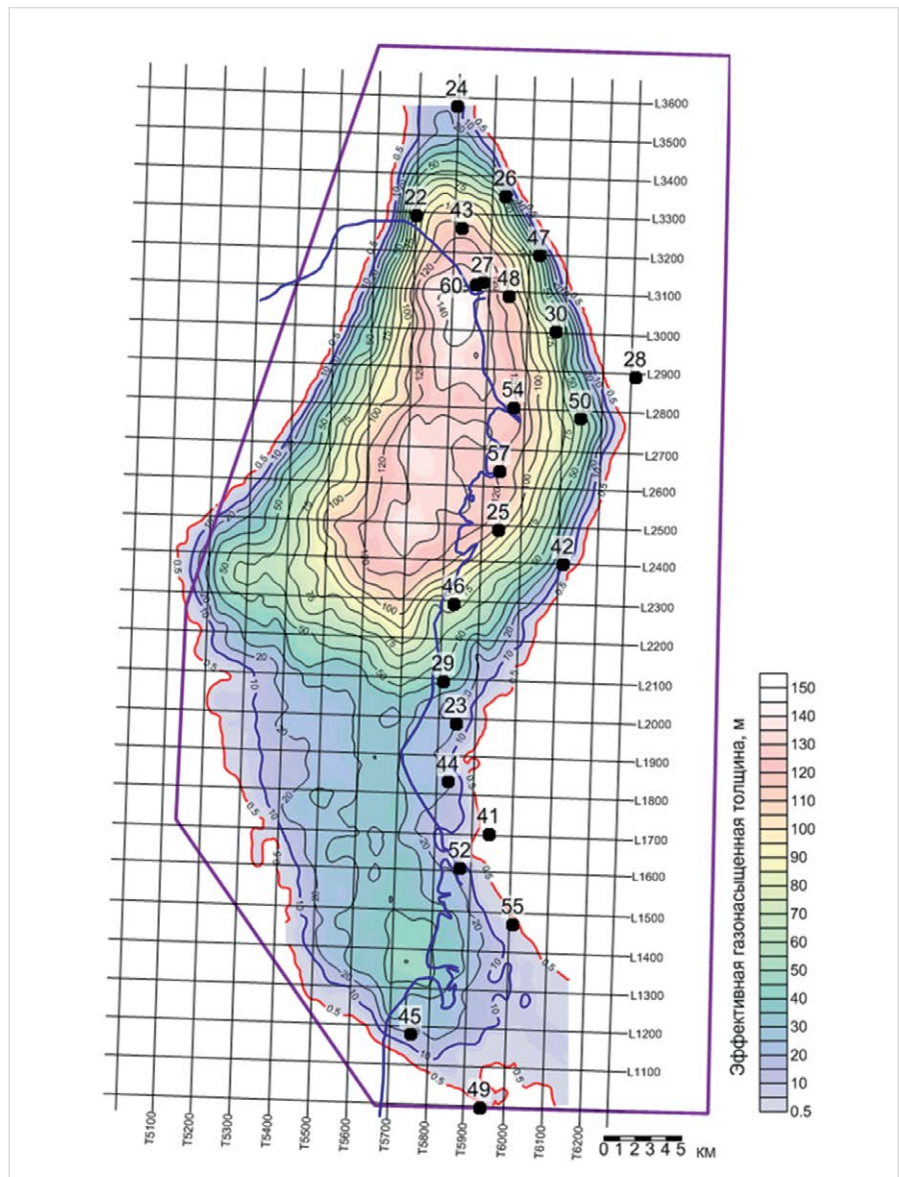


Рис. 9 — Карта эффективной газонасыщенной толщины сеноманской залежи. Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

сеноманской газовой залежи. Ниже прослежены ОГ ГПК9 и ГПК10, соответствующие кровле продуктивных пластов ПК9 и ПК10 нижнего сеномана-альба. ОГ М' приурочен к кровле аптских отложений. В отличие от обычного разреза, на выровненном разрезе видны все нюансы изменения  $\Delta T$  в интервале ОГ Г – ОГ ГVK, а также приращения времен в интервалах ОГ Г – ОГ ГПК9, ОГ Г – ОГ М'.

Связь эффективной газонасыщенной толщины сеномана и величины интервала ОГ Г – ОГ ГVK весьма тесная (рис. 6). Коэффициент корреляции составляет 0,99, стандартное отклонение, являющееся мерой погрешности оценки, равно 6 м. При этом горизонт ГVK прослеживается уверенно практически на всей площади сейсморазведки. Но и в теоретическом случае плохо выраженного и неявного ОГ ГVK, мы смогли бы сделать прогноз Нэфг сеноманской залежи, например, по результатам анализа временной толщины ОГ Г – ОГ ГПК9 (рис. 7) или ОГ Г – ОГ М' (рис. 8). Расчетная погрешность прогноза при этом составляет 12 и 20 м. Даже в последнем случае коэффициент корреляции Нэфг- $\Delta T$  0,89 при количестве скважин 21 отражает высокую вероятность (0,93) наличия связи [1]. Естественно, что в приконтурной части залежи и в области седловины (в центре площади) ожидаемая погрешность в 20 м не позволяют проводить прогноз. Однако более чем на половине площади залежи (северный купол) использование рассматриваемого кинематического атрибута целесообразно, исходя из районирования по уровням ошибок [1], а на 40% площади газонасыщенности прогноз имеет высокую и удовлетворительную надежность.

Благодаря хорошему качеству сейсмических материалов и выдержанному

характеру горизонта ГVK на Крузенштернском месторождении прогноз газонасыщенной толщины сеномана проведен непосредственно по временному интервалу ОГ Г – ОГ ГVK. (рис. 6). Ожидаемая ошибка  $\pm 6$  м позволяет использовать атрибут практически на всей площади залежи от изопахиты 10 м и выше. Карта газонасыщенной толщины сеномана по данным сейсморазведки и бурения представлена на рис. 9. Она получена математическим пересчетом карты  $\Delta T$  ОГ Г – ОГ ГVK по уравнению регрессии (рис. 6), с последующей увязкой на данные ГИС в скважинах и на ряд контрольных точек по контуру газонасыщенности, четко фиксируемому в волновом поле. В финальной карте учтены возможные искажения реальных пределов коэффициента песчаности при пересчете в межскважинном пространстве. Они приведены в соответствии с данными бурения.

Анализ временных толщин при картировании сеноманских газовых залежей может быть расширен исследованием локальных составляющих  $\Delta T$ . Таким образом можно выйти на прогноз литологических неоднородностей в залежах. На рис. 10 приведена схема, построенная на основе рассмотренного выше выровненного временного разреза. Она демонстрирует структуру временных приращений.

Наблюдаемое приращение времени имеет сложный характер — красная линия, ограничивающая интервал снизу, отличается волнистой формой. По отношению к ней линия (или поверхность) тренда (черного цвета) занимает среднее положение. Она отражает высоту залежи. Отклонения наблюдаемого приращения времен от линии тренда вниз (положительные локальные аномалии) связываются с зонами увеличения толщин газонасыщенных коллекторов

сеномана и (или) с участками увеличения фильтрационно-емкостных свойств резервуара. Отрицательные аномалии (отклонения наблюдаемого приращения вверх) связываются с относительным уменьшением газонасыщенной толщины залежи. Разность наблюдаемых величин  $\Delta T$  и тренда дает карту локальных составляющих временного интервала.

Локальные составляющие представляют собой относительно слабые, высокочастотные аномалии второго порядка и, естественно, обусловлены влиянием многих факторов, не только геологических, но и технических и субъективных. Поэтому их связи с литологическими свойствами резервуара в скважинах, как правило, значительно ниже, чем связь Нэфг и интегральной величины  $\Delta T$ . Для поиска количественных связей и повышения достоверности прогноза, особенно при наличии вариантов прослеживания опорных горизонтов, требуются дополнительные процедуры. Например, анализ серии карт локальных составляющих разных интервалов.

В нашем случае (рис. 10) это могут быть интервалы ОГ Г – ОГ ГVK, ОГ Г – ОГ ГПК9, ОГ Г – ОГ М'. Площадное совпадение локальных аномалий одного знака (на рис. 10 они показаны столбиками оранжевого и синего цвета) увеличивает убедительность прогноза, и наоборот, аномалии, находящиеся в противофазе, скорее всего, не связаны с литологией пород в залежи.

Для Крузенштернского месторождения площади такого рода комплексирование рассматривается как излишнее, благодаря четкому сейсмическому отражению ГVK. Тем не менее, для прогноза литологической неоднородности в залежи также требуются дополнительные процедуры. Они заключаются в подборе параметров построения

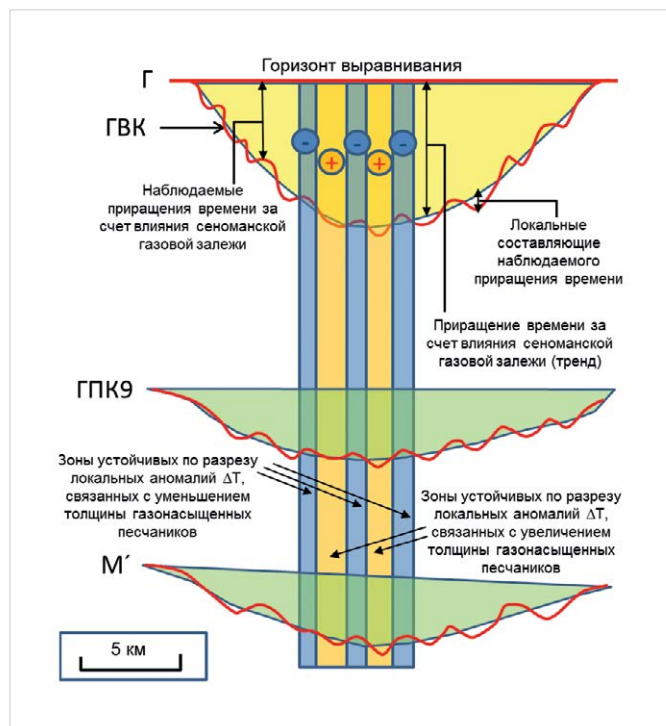


Рис. 10 — Схема, иллюстрирующая способ прогноза эффективной газонасыщенной толщины и литологической неоднородности сеноманской залежи

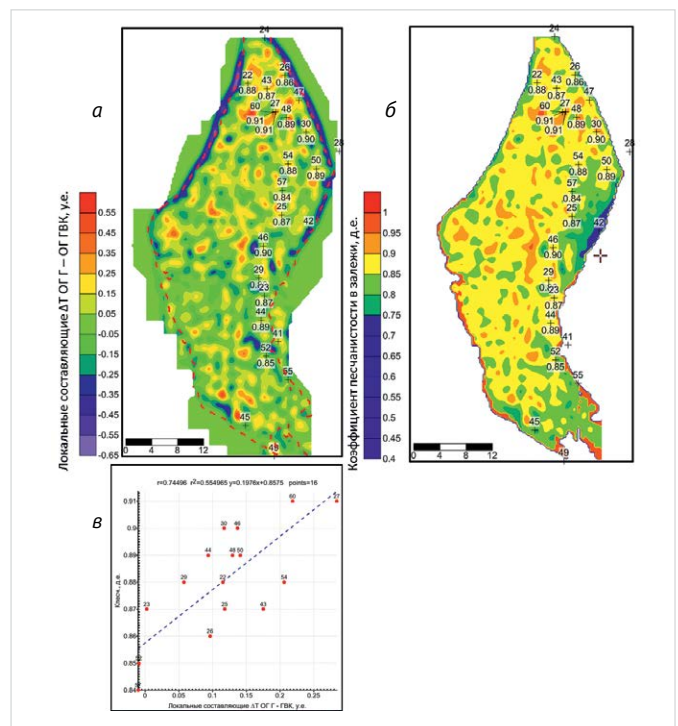


Рис. 11 — Иллюстрации к прогнозу коэффициента песчаности в сеноманской залежи: а — карта локальных составляющих интервала ОГ Г – ОГ ГVK; б — карта Кпесч в сеноманской залежи по данным ГИС и сейсморазведки; в — график зависимости Кпесч и локальных составляющих

карт для улучшения корреляционных связей. По анализируемому интервалу необходимо построить несколько карт локальных составляющих с различной фильтрацией (сглаживанием) тренда и наблюдаемого  $\Delta T$ , а затем оценить их связь с литологическим параметром, например — коэффициентом песчаности (Кпесч). При подборе параметров картопостроения, на наш взгляд, решается вопрос калибровки литологической неоднородности резервуара. Для сеноманского комплекса, с учетом его полифациального состава, степень неоднородности скорее высокая и соответствует локальным составляющим, полученным относительно умеренно сглаженного тренда.

Карта локальных составляющих интервала ОГ Г – ОГ ГВК приведена на рис. 11а. При исключении скважин из приконтурной зоны, в которой предполагаются искажения, данный параметр коррелируется с Кпесч. в сеноманской залежи (рис. 11в). По величине коэффициента корреляции и стандартного отклонения связь ближе к качественной, чем к количественной.

И на других месторождениях такой результат является типичным. Тем не менее, мы считаем необходимым проводить сейсмический прогноз литологии газоносного резервуара, так как рассматриваем его информативным и полезным для доразведки залежей и проектирования разработки. Данная карта необходима для размещения объемов последующего разведочного и эксплуатационного бурения с целью заложения скважин в зонах локального увеличения толщин резервуаров, связанных с палеосулами, барами и дельтами. Слабые связи локальных составляющих и Кпесч. можно объяснить незначительными вариациями относительной толщины песчаных отложений, а также неоднозначной

(и не точной) интерпретацией ГИС. Даже в интервалах, считающихся беспроблемными для выделения коллекторов, результаты нередко варьируют. Например, по материалам подсчета запасов сеноманской залежи Крузенштернского месторождения 1985 г. и 2013 г. расхождение значений Кпесч. достигает 30% (0,22 д.е.). Из двадцати скважин, в трех расхождение превышает 10% и еще в трех скважинах — превышает 5%. Среднее значение невязки составляет 0,05 д.е., что значительно больше среднего отклонения от линии регрессии связи Кпесч. с сейсмическим атрибутом (рис. 11в).

Таким образом, в нашем случае ожидаемая ошибка сейсмического прогноза Кпесч не больше погрешности выделения коллекторов методами ГИС. Следовательно, сейсмическую основу необходимо использовать для оценки литологической неоднородности. Карта Кпесч. (в залежи) по данным сейсморазведки и ГИС представлена на рис. 11б. Она получена по уравнению регрессии с посадкой на значения в скважинах и корректировкой в области контакта. Указанная карта послужила основой для подсчета запасов газа сеноманской залежи.

Методика позволяет с высокой точностью и в сжатые сроки картировать эффективные газонасыщенные толщины массивных газовых залежей апт-сеноманского комплекса без использования дорогостоящих утяжеленных способов получения, обработки и интерпретации сейсморазведочных данных МОГТ.

Методика будет использована для изучения и картирования газовых залежей сеномана в акватории Карского и Баренцева морей. Это позволит, благодаря повышению точности исследований, избежать бурения большого количества дорогостоящих

морских скважин и провести ускоренную разведку морских месторождений газового сырья, сократив тем самым сроки их ввода в разработку. Кроме того, методика позволяет достоверно картировать текущие газонасыщенные толщины разрабатываемых сеноманских залежей, что может являться основой для уточнения технологических схем разработки остаточных запасов сеноманского газа.

### Итоги

Рассмотренный метод анализа вариаций временных интервалов использован для прогноза эффективной газонасыщенной толщины и распределения коэффициента песчаности в сеноманской газовой залежи Крузенштернского месторождения. Ожидаемая ошибка сейсмического прогноза коэффициента песчаности не больше погрешности выделения коллекторов методами ГИС.

### Выводы

Сферой применения рассмотренного метода является геологоразведка, подсчет запасов УВ, проектирование разработки и мониторинг эксплуатации газовых залежей. Метод является решением проблемы повышения точности геолого-геофизического прогноза на основе относительно низкозатратных данных сейсморазведки в варианте стандартной обработки.

### Список используемой литературы

1. Левянт. В.Б., Ампилов Ю.П. Глоговский В.М. и др. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. М.: Центральная геофизическая экспедиция, 2006. 40 с.

ENGLISH

GEOPHYSICS

## Method of Cenomanian gas deposits mapping on the example of Krusenstern field

UDC 550.3

### Authors:

**Alexey A. Nezhdanov** — doctor of geology and mineralogy, deputy director of research<sup>1</sup>; [a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru](mailto:a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru)

**Valery V. Ogibenin** — candidate of geology and mineralogy, director<sup>1</sup>; [v.ogibenin@ggr.gazprom.ru](mailto:v.ogibenin@ggr.gazprom.ru)

**Sergey A. Gorbunov** — deputy director of seismic survey interpretation department<sup>1</sup>; [s.gorbunov@ggr.gazprom.ru](mailto:s.gorbunov@ggr.gazprom.ru)

<sup>1</sup>"Gazprom Geologorazvedka" LLC, Tyumen, Russian Federation

### Abstract

Today on Cenomanian gas field of West Siberia northern regions and circumfluent water area are presented main Russian dry gas stocks and it provides commercial production. For this reason mapping Cenomanian deposits in detail as at natural state as in different production stages still is an important issue.

### Materials and methods

During the work were used data of common

depth point method (CDP), 2D and 3D seismic survey.

### Results

Obtained method of analysis of time slot is used to forecast of effectiveness of gas thickness and structure of net sand coefficient in Cenomanian gas deposits of Krusenstern field. Expected mistake of seismic forecast of net sand coefficient is not more than margin of error of reservoir quality discrimination by GIS system.

### Conclusions

That method could be use for geological exploration, estimation of hydrocarbon reserves, design of production and gas stocks operation monitoring. It is also a solution for problem of forecast precision which based on seismic survey data in standard processing mode.

### Keywords

seismic survey, CDP method, West Siberian field, Cenomanian gas field, oil and gas thickness

### References

1. Leviant. V.B., Ampilov Yu.P. Glogovskiy V.M. and others. *Metodicheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu dannykh*

*seysmorazvedki (2D, 3D) dlya podscheta zapasov nefi i gaza* [Methodical recommendations to use the seismic

survey data (2D, 3D) for estimation of oil and gas reserves]. Moscow: *Tsentral'naya geofizicheskaya ekspeditsiya*, 2006, 40 p.