

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8.028

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art2>

Методика вариации структурного плана многопластового месторождения со сложным геологическим строением

И.И. Алехин¹✉, И.А. Переплеткин^{1,2}, А.С. Мещерякова^{1,2}

1 – Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

2 – Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
Новосибирск, Россия

Аннотация. *Актуальность.* При вероятностной оценке ресурсной базы наибольшие неопределенности ассоциируются с широким диапазоном значений общего объема породы. В рамках работы с применением площади пласта результирующие карты общих толщин строятся некорректно. *Цель работы.* Учет фациального зонирования в процессе вариации структурного каркаса при работе с ачимовской толщей многопластового месторождения. *Материалы и методы.* Применяемый подход подразумевает учет ошибок структурных построений пропорционально мощности в зависимости от фациальных зон. Авторами предложен дополнительный этап картопостроения с использованием карт пропорций мощности во избежание получения нереалистичных с геологической точки зрения локальных аномалий мощности. *Результаты.* Получен набор измененных карт общих толщин клиноциклитов, отражающих ключевые особенности геологического строения объекта моделирования, а именно фациальную дифференциацию и связанную с ней неоднородность по латерали. *Выводы.* Выбранный подход к построению карт общих толщин позволил получить геологически реалистичные карты эффективных толщин, которые, в свою очередь, легли в основу картирования продуктивного объема.

Ключевые слова: ачимовская толща, карты общих толщин, карты пропорций мощности, многовариантный расчет, многопластовое месторождение, структурный каркас, фациальные зоны, workflow

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С. Методика вариации структурного плана многопластового месторождения со сложным геологическим строением // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 122–140. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art2>

✉ Алехин Илья Игоревич, e-mail: Alekhinilya@gmail.com

© Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

В последнее время возрастает роль вероятностной оценки ресурсной базы при работе с резервуарами со сложным строением. В большинстве случаев [1, 2], при стохастическом способе подсчета запасов наибольшие неопределенности ассоциируются с широким диапазоном значений общего объема породы. Общий объем породы складывается из площади распространения и общих толщин пласта; каждый из этих параметров рекомендуется варьировать в рамках многовариантных расчетов [1–3].

Геометризация сложнопостроенных объектов, таких как ачимовская толща, сопряжена с совокупностью технических сложностей. Прежде всего, это неоднозначность структурной интерпретации данных сейсморазведки, связанная со сложной интерференционной картиной, как при картировании песчаных объектов [4], так и при определении границ выклинивания пластов (так называемые «тюнинг-эффекты») [3, 5]. Также возникает сложность выделения малоамплитудных циклитов, мощность которых меньше ошибки структурных построений [6].

Традиционно вариация структурного каркаса ассоциируется с ошибкой структурных построений по данным сейсморазведки. Согласно «Инструкции по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ при работах на нефть и газ» (1984), ошибку структурных построений можно оценить по следующей формуле:

$$(\sigma_H)_r = \frac{1}{2} \sqrt{(v_{\text{ср}}^2 \sigma_T^2 + T^2 \sigma_v^2)_r}, \quad (1)$$

где $(\sigma_H)_r$ – стандартное отклонение (STD – standard deviation) погрешностей глубин r -го горизонта;

$v_{\text{ср}}$ – среднее по площади значение средней скорости в толще, покрывающий r -й горизонт (рассчитано из карт средних скоростей по отражающему горизонту);

T – среднее по площади значение двойного времени пробега волны, отраженной от r -го горизонта (рассчитано из карт изохрон);

σ_v^2 – дисперсия погрешности средних скоростей до r -го горизонта (рассчитано как стандартное отклонение по статистике из карты средних скоростей по горизонту);

σ_T^2 – дисперсия погрешностей времен для r -го горизонта, которая рассчитывается по формуле:

$$\sigma_T^2 = \frac{1}{2} (KQ)^2, \quad (2)$$

где K – показатель качества корреляции, устанавливаемый интерпретатором (принят равным единице);

Q – период коррелируемой волны на временном разрезе (обратная величина доминантной частоты в заданном интервале).

При работе с многопластовым месторождением ачимовской толщи такой подход является не совсем корректным ввиду необходимости созависимой вариации пластов.

Ввиду вышеперечисленных факторов, при вариации структурного каркаса стандартным подходом возникают следующие типовые ошибки [3, 6], критично влияющие на дальнейшие этапы моделирования (как в 2D, так и в 3D вариантах):

1) Отрицательные или нулевые объемы;

2) Локальные зоны с аномально высокими или аномально низкими общими толщинами пласта при вариации структурных карт кровли и подошвы в противоположные стороны в конкретной реализации;

3) Некорректно построенная область выклинивания с множеством локальных «артефактов» толщин пласта за ее пределами.

Таким образом, целью работы является учет фациального зонирования в процессе вариации структурного каркаса при работе с ачимовской толщей многопластового месторождения.

Описание методики

В данной работе представлена методика вариации структурного каркаса многопластового месторождения, подразумевающая четыре основных этапа:

1) Вариация кровли и подошвы целевого интервала. Результатом данного этапа являются проварьированные карты верхнего и нижнего опорных отражающих горизонтов (ОГ).

2) Вариация общих толщин каждого пласта. Результатом этапа являются измененные карты толщин, не привязанные к конкретному структурному каркасу, полученному на первом этапе.

3) Построение карт долей по новым вариантам карт толщин для конкретной итерации многовариантных расчетов. В данном случае «долей» или «пропорцией» мощности является отношение мощности конкретного пласта (полученного после вариации на втором этапе) к сумме мощностей всех пластов.

4) Применение карт долей для получения финальных реализаций карт общих толщин и помещение карт каждого

пласта в структурный каркас, измененный на первом этапе.

Рассмотрим детально каждый из этапов картопостроения.

На первом этапе для вариации кровли и подошвы целевого интервала мелового комплекса использовались карты ошибок структурных построений, полученные по данным сеймики. В качестве нижнего опорного горизонта рассматривалась кровля Баженовской свиты, в качестве верхнего горизонта – Уренгойская пачка (стратиграфия принята согласно «Решению 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири», 2003 г.).

Для расчета данных карт использовались структурные карты до калибровки и значения невязок в точках скважин. Построение множества карт производилось стохастичным алгоритмом Sequential Gaussian Simulation (SGS), реализующим метод последовательного гауссовского моделирования.

Рассматриваемый район отличается разной степенью покрытия сейсмическими данными. В южной части проведены 3D сейсморазведочные работы, в остальной области картопостроения отмечается достаточно уплотненная сеть профилей 2D с уменьшением их плотности в западной части границы района работ.

При расчете на 2D-профилях и в контуре 3D задается одинарное значение STD, в межпрофильном пространстве – удвоенное значение STD. Из полученного набора строится осредненная карта стандартного отклонения для всей исследуемой площади.

Полученные значения STD (табл. 1) для опорных горизонтов в целом не противоречат средним значениям Западной Сибири для схожих глубин, так как

рассматриваемый участок работ расположен в депрессионной части, рассматриваемый интервал находится в диапазоне глубин 3500–4200 м.

Табл. 1. Оцененные значения STD для опорных горизонтов
Table 1. Estimated STD values for reference horizons

Горизонт	2D-профили	Области между 2D-профилями	Контур 3D-съемки
Уренгойская пачка	39 м	78 м	30 м
Баженовская свита	52 м	104 м	36 м

Для вариации структурных карт опорных горизонтов (рис. 1) применялся стандартный подход, который заключается в перемножении карт ошибок структурных построений и карты со случайными значениями, построенными по нормальному закону распределения со средним значением 0 и стандартным отклонением, равным 1 (так называемой «случайной» карты):

$$H_r = (H_{Base})_r(\sigma_H)_r(H_{Random})_r, \quad (3)$$

где $(H_{Base})_r$ – базовая структурная карта r -го опорного горизонта;
 $(\sigma_H)_r$ – карта STD структурных построений;
 $(H_{Random})_r$ – «случайная» карта.

Ранги вариограмм для «случайной» карты были взяты с соседнего более изученного участка. Главный ранг равен побочному и составляет 13,5 км. Важным моментом является созависимость «случайных» карт каждого пласта между собой. Использовался процесс collocated co-kriging (совмещенный ко-кригинг – метод интерполяции, при котором оцениваемый компонент

оценивается на основе его собственных измерений и данных по другим, коррелирующим компонентам – прим. ред.) с коэффициентом корреляции, равным 0,85 (значение подобрано экспертным путем). Учет данной особенности необходим для исключения пересечения горизонтов, в дальнейшем построенных на основе получившихся карт общих толщин.

Далее переходим к вариации карт общих толщин каждого пласта. Стоит отметить, что данная операция не связана с первым этапом. Карты толщин варьировались без привязки к конкретному структурному каркасу. Использовался тот же метод, что и при вариации опорных горизонтов: к исходной карте толщин прибавлялась карта, представляющая собой произведение карты ошибок общих толщин и «случайной» карты. «Случайные» карты также созависимы между собой. Единственное отличие заключалось в принципе построения карт ошибок сейсмических построений – $(\sigma_H)_{FZr}$:

$$H_r = (H_{Base})_r(\sigma_H)_{FZr}(H_{Random})_r, \quad (4)$$

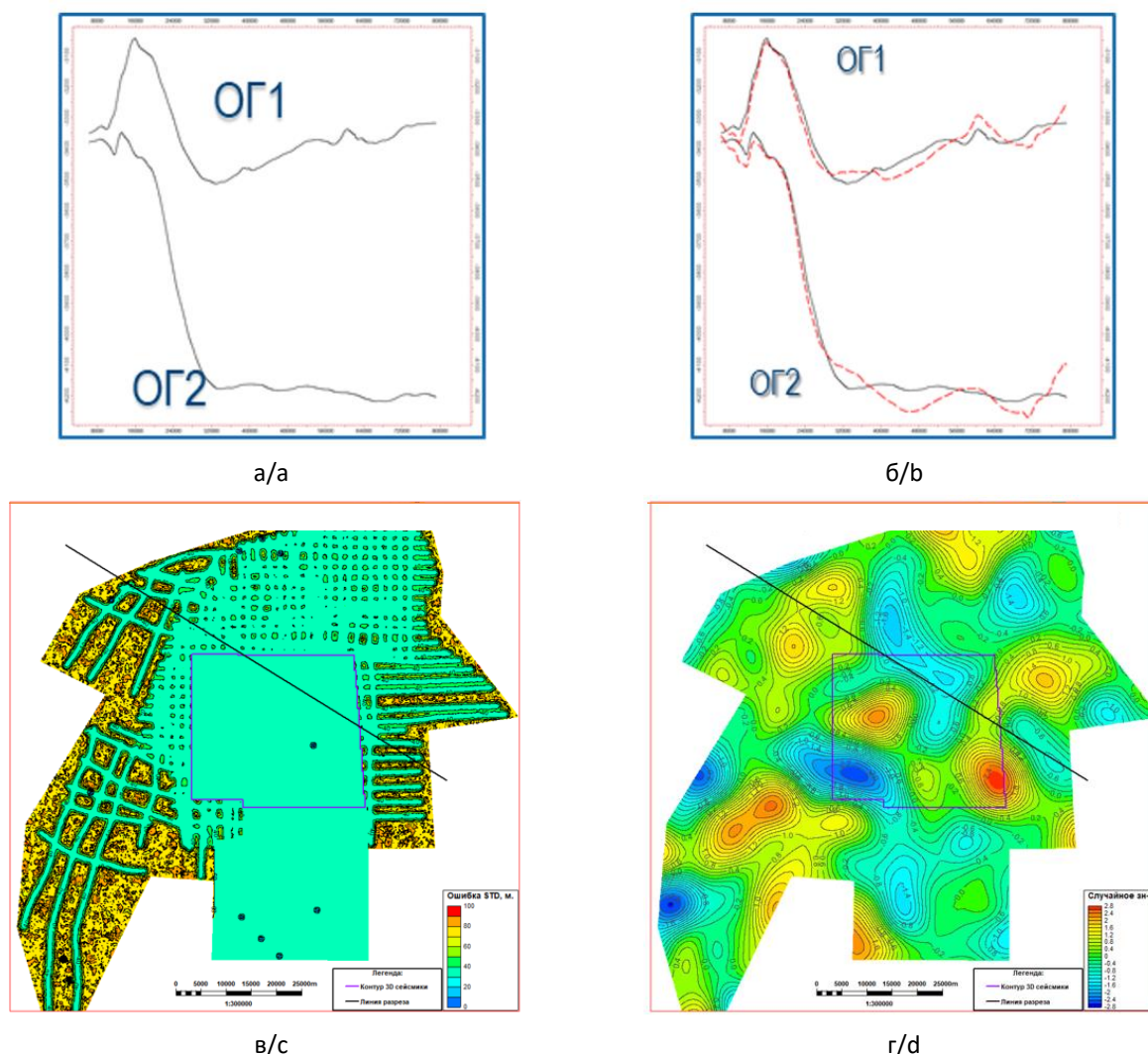


Рис. 1. –Опорные горизонты целевого интервала, использованные для вариации структурных карт: схематичные разрезы до (а) и после (б) вариации; в – карта STD структурных построений, ОГ 1; г – «случайная» карта ошибок, ОГ 1, одна из реализаций

Fig. 1. Reference horizons within the target interval used for variation of structural maps: schematic sections before (a) and after (b) variation; c – STD map of structural imaging, RH 1; d– “random” error map, RH 1, a particular realization

Рассмотрим детально способ создания карты ошибок общих толщин для каждого пласта. В точках скважин измерены общие мощности каждого пласта по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и по данным сейсмической интерпретации. Далее вычислялась ошибка между описанными выше двумя способами измерения общих толщин.

Выборка разделялась по фаціальным зонам (ФЗ), в которые попадали

точки пластопересечений конкретных скважин. Выделялось 5 зон (рис. 2): шельф, склон, область подножья склона (проксимальная часть, соответствует области распространения подводящих каналов или фаціальной зоне А), глубоководная часть (зона разветвляющихся турбидитовых каналов – фаціальная зона В) и область выклинивания (соответствует фаціальной зоне С) [7].

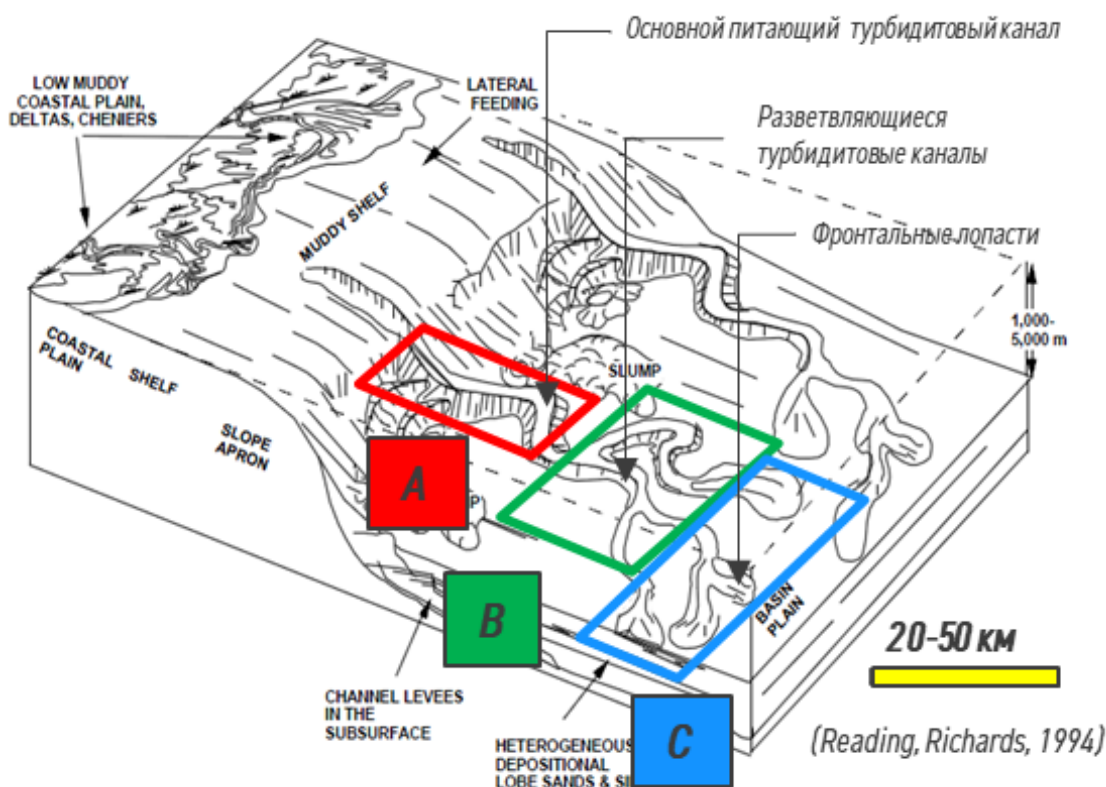


Рис. 2. Схема строения глубоководного конуса выноса глинистого типа с выделением фациальных зон А, В, С
Fig. 2. Schematic structure of deep-water clay-type fan with identification of facies zones A, B, C

Источник/Source: [7]

Выдвинуто предположение, что в различных фациальных зонах значение STD будет различное. К примеру, в зоне склона, где общие толщины могут быть выше на порядок, чем в дистальной части пласта, значение STD также должно возрастать. В то время как в зоне выклинивания общих толщин, где толщины близки к нулевым, значение STD уменьшается.

Типовой разрез фациальных зон А, В и С на примере скважин соседнего участка представлен на рис. 3.

Фациальная зона А характеризуется присутствием только фаций турбидитовых каналов и прирусловых валов, а также низкой латеральной и вертикальной связностью коллекторов. По разрезу

выделяется много гидродинамически не связанных осадочных тел, ассоциированных с отложениями крупных питающих турбидитовых каналов, имеющих ограниченное распространение по площади.

Фациальная зона В характеризуется одновременным присутствием фаций турбидитовых каналов, лопастей и прирусловых валов, последние имеют подчиненное значение. В пределах ФЗ В наблюдается хорошая вертикальная и латеральная связность коллекторов, обусловленная образованием единого осадочного тела сложенного отложениями лопастей и каналов. Первые обеспечивают латеральную связность, вторые – вертикальную.

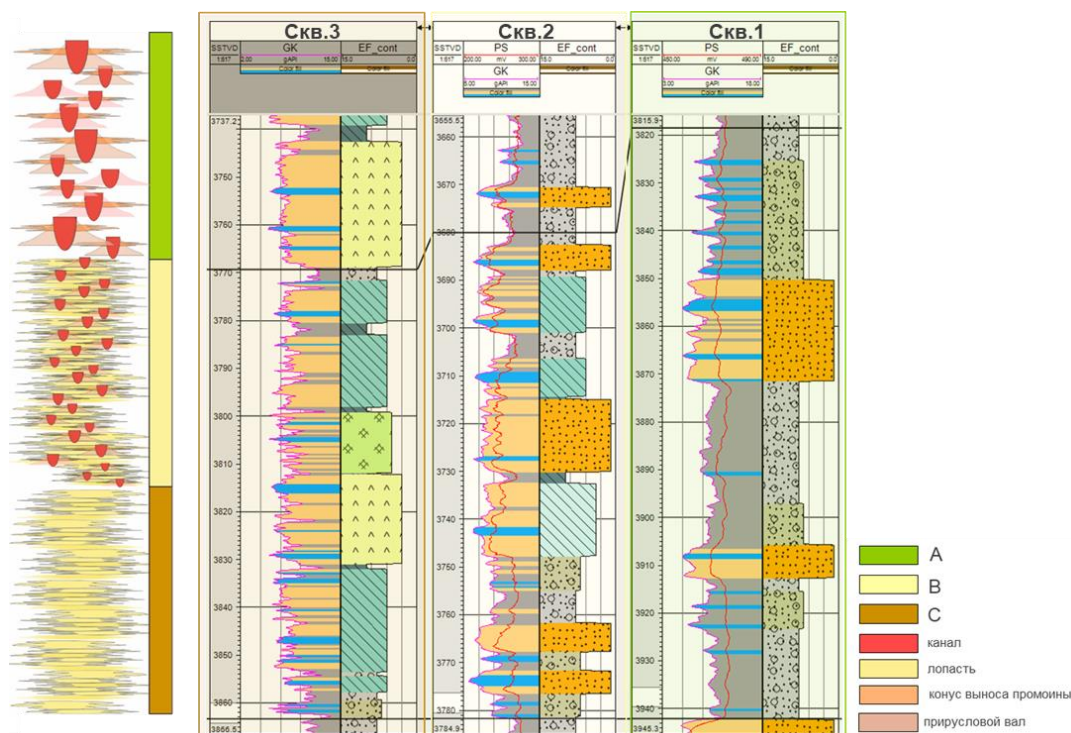


Рис. 3. Типовой разрез фациальных зон А, В и С на примере скважин соседнего участка

Fig. 3. Typical section of facies zones A, B and C using the example of wells in the neighboring field

Фациальная зона С характеризуется значительным преобладанием фации лопастей в разрезах скважин и широким площадным распространением разветвленной сети маломощных терминальных турбидитовых каналов. ФЗ С характеризуется низкой вертикальной (распределительные каналы маломощные и не прорезают отложения лопастей) и высокой латеральной связностью коллекторов (Заграновская Д.Е.¹, [8]).

Учет фациальной зональности необходим для экспертной оценки ошибки

структурных построений и ее вариации в пределах пласта [9]. В табл. 2 представлена часть данных, использованных для статистического анализа ошибок в построении карт общих толщин. Статистические данные собраны по всем пластам (итого 11); если собирать статистику отдельно по каждому из пластов по отдельности, то выборка для расчета статистики будет нерепрезентативна. При этом геологическая изменчивость должна быть посчитана отдельно по каждому пласту относительно карт общих толщин.

Для каждой из фациальных зон (кроме области выклинивания) было отбраковано 3–4% точек с аномально высокими долями ошибок структурных построений. Подобные значения связаны с браком в исходных скважинных данных, а также с приуроченностью к областям экстраполяции сейсмических данных в краевых зонах.

¹ Заграновская Д.Е. Определение геологической успешности проекта для залежей УВ нетрадиционных коллекторов // Наука о сланцах '23. Новый опыт: Материалы 4-го специализированного научно-практического семинара, Москва, Россия, 20–22 марта 2023 г. URL: <https://libgeo.ru/upload/3716.pdf> (дата обращения: 01.08.2024).

Табл. 2. Анализ ошибок структурных построений в различных фациальных зонах по данным ближайших аналогов

Table 2. Analysis of errors in structural imaging in various facies zones according to the data of the closest analogues

Шельф			Склон			Проксимальная часть (фациальная зона А)			Глубоководная часть (фациальная зона В)			Зона выклинивания (фациальная зона С)		
Ошибка в определении толщин (данные ГИС и сейсмике), ΔН _{общ} , м	Н _{общ} , м	Процент отбракованных точек и значения ошибок	Ошибка в определении толщин (данные ГИС и сейсмике), ΔН _{общ} , м	Н _{общ} , м	Процент отбракованных точек и значения ошибок	Ошибка в определении толщин (данные ГИС и сейсмике), ΔН _{общ} , м	Н _{общ} , м	Процент отбракованных точек и значения ошибок	Ошибка в определении толщин (данные ГИС и сейсмике), ΔН _{общ} , м	Н _{общ} , м	Процент отбракованных точек и значения ошибок	Ошибка в определении толщин (данные ГИС и сейсмике), ΔН _{общ} , м	Н _{общ} , м	Процент отбракованных точек и значения ошибок
10,89	49,6	2/45 (4%)	18,59	145,1	2/69 (3%)	12,8	82,3	1/30 (3%)	11,26	59,2	6/166 (4%)	3,3	0	0/12 (0%)
-13,45	69,04		19,33	210,72		-6,04	14,99		-1,28	74,2		3,1	0	
0,04	32,9		-16,35	158		-28,18	90,02			59,45	44,02	6,41	0	
5,58	14,11		19,7	82			150,22	69,07	14,48	63,64		-0,7	0,02	
9,21	47,07			91,13	57,33	-26,02	88,91		-9,39	47,78		3,88	0,01	
7,68	20,3		5,02	224,38		6,23	95,26		-7,25	73,95		-3,17	0	
1,56	13,48		11,95	111,38		-8,62	117,67		-10,21	54,03		-1,4	0	
10,79	53,39		25,39	238,93		2,75	109,82		-6,38	40,98		-0,04	0	
-9,82	68,98		-1,38	54,89		9,94	136,11		23,81	87,17		-0,05	0	
0,37	16,68		23,04	263,48		-2,25	92,2		16,01	59,97		1,57	0,07	
10,16	64,19		-20,64	202,09		-4,3	126,92		13,14	62		-0,61	0,02	
0,67	13,72		16,42	154,65		16,45	92,12		7,61	76		0,05	0	
9,28	36,74		-2,41	68,64		5,72	108,12		-18,24	26,98		-6,27	-0,2	
-6,03	23,73		-12,3	191,09		20,69	85,67		9,51	74,04				
15,84	76,88		32,83	193,85		-10,79	71,04		-3,9	29,03				
3,39	24,23		18,71	240,95		8,34	68,06		-1,41	55,17				
	90,06	50,9	0,06	176,34		13,79	73,89		-7,53	76				
И еще 29 значений ...			И еще 53 значения ...			И еще 14 значений ...			И еще 150 значений ...					

Примечания: Н_{общ} – общая толщина клиноциклита;
 выделенная зона – средние значения параметра;
 красным цветом показаны исключенные из выборки точки (не более 4%).

Зависимость, построенная на основе средних ошибок по каждой из фациальных зон, была использована для построения карт ошибок общих толщин:

$$(\sigma_H)_{FZr} = 0,1015H_{общ} + 4,54, \quad (5)$$

где Н_{общ} – базовая карта общих толщин.

На рис. 4 представлен пример карты общих толщин и соответствующая ей карта ошибок структурных построений, пересчитанная по формуле (5), а также график зависимости STD от Н_{общ}, показывающий изменчивость STD структурных построений в разных фациальных зонах, построенный на основе средних значений и выборки в табл. 2.

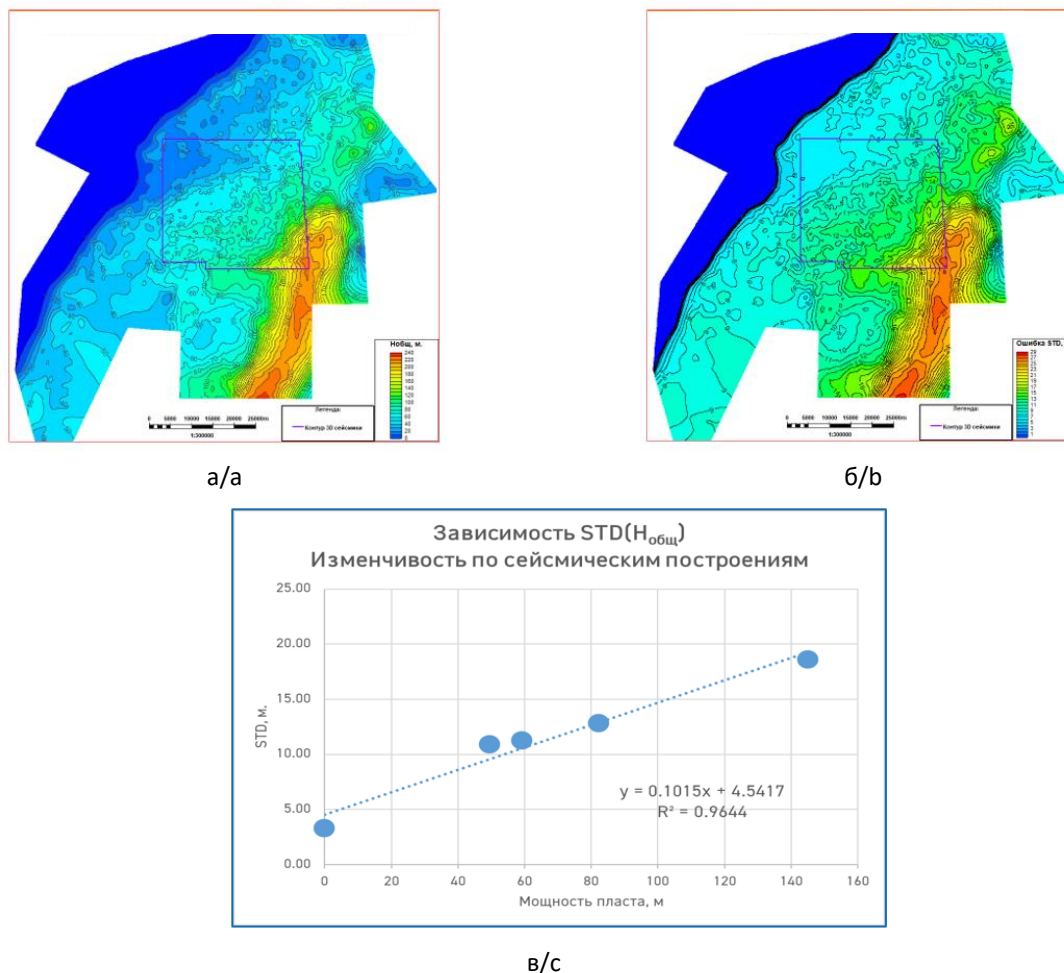


Рис. 4. Принцип построения карты ошибок структурных построений для ачимовских клиноциклитов с использованием регрессионной зависимости от общих толщин ($H_{общ}$) в различных фациальных зонах: а – карта общих толщин, базовый вариант, пласт № 1; б – карта ошибок (STD), пласт № 1; в – график зависимости STD от $H_{общ}$

Fig. 4. Construction principle for the structural imaging error map for the Achimov clinocyclites using the regression with gross thickness (H_{gross}) within different facies zones: а – gross thickness map, base scenario, layer No. 1; б – error map (STD), layer No. 1; с – crossplot of STD vs. H_{gross}

На рис. 5 схематично проиллюстрирован принцип вариации карт общих толщин с использованием вышеописанной методики.

Поварьировав карты общих толщин для каждого пласта, попробуем поместить обновленный целевой интервал мелового комплекса в структурный каркас, полученный на первом этапе. Для этого при помощи результирующих карт толщин методом схождения были отстроены все отражающие горизонты,

за кровлю был принят верхний опорный горизонт, полученный на первом этапе.

Как видно из рис. 6, построенные промежуточные горизонты ачимовских пластов (красный цвет) не могут поместиться в структурный каркас (ОГ1–ОГ2), заготовленный на первом этапе (черный цвет). Именно по этой причине было решено в дальнейшем использовать карты пропорций мощности каждого пласта относительно суммарной мощности целевого интервала.

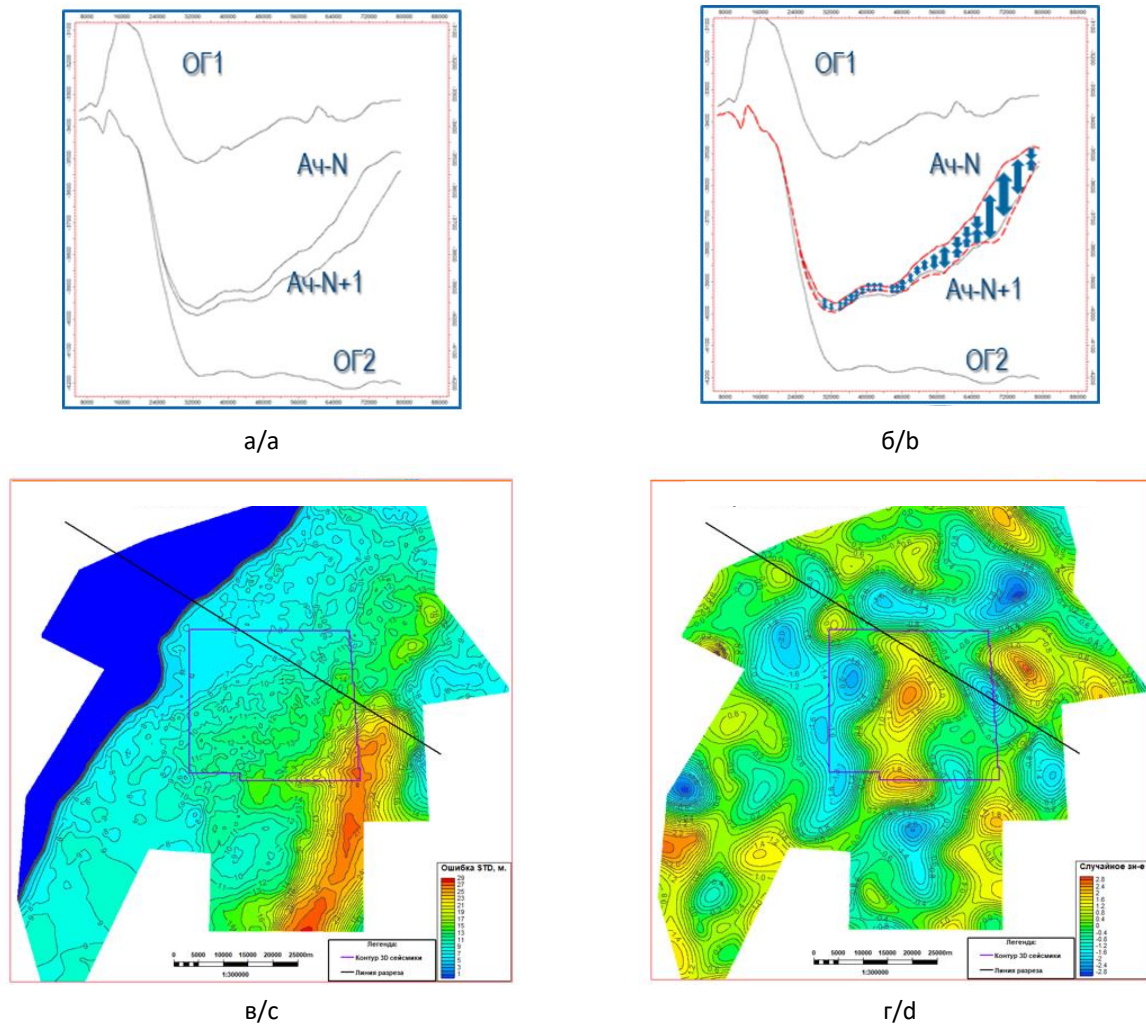


Рис. 5. Визуализация вариации общих толщин ачимовского пласта в целевом интервале: а – схематичный разрез с нанесением границы карт кровли и подошвы опорных горизонтов и одного из ачимовских пластов (базовый вариант); б – визуализация измененного положения кровли и подошвы (красным) ачимовского пласта в одной из реализаций; в – карта STD; г – «случайная» карта ошибок

Fig. 5. Visual representation of the Achimov layer gross thickness variation within the target interval: а – schematic section with depiction of the boundary of the maps of the top and bottom of the reference horizons and a particular Achimov layer (base scenario); б – visual representation of the changed position of the top and bottom (red) of the Achimov layer within a particular realization; в – STD map; д – “random” error map

Рассмотрим принцип картопостроения.

После второго этапа имеем набор новых карт общих толщин (рис. 7а).

Далее для каждой реализации рассчитывается карта суммарной мощности всего интересующего интервала – ΔH (рис. 7б). Данная карта получается путем суммирования карт толщин для всех пластов в текущей реализации:

$$\Delta H = \sum_{N=1}^r H_r. \tag{6}$$

В результате создаются карты пропорций для каждого пласта (рис. 7в) путем деления карты общих толщин пласта на ранее полученную карту ΔH :

$$(H_{Proportion})_r = \frac{H_r}{\Delta H}. \tag{7}$$

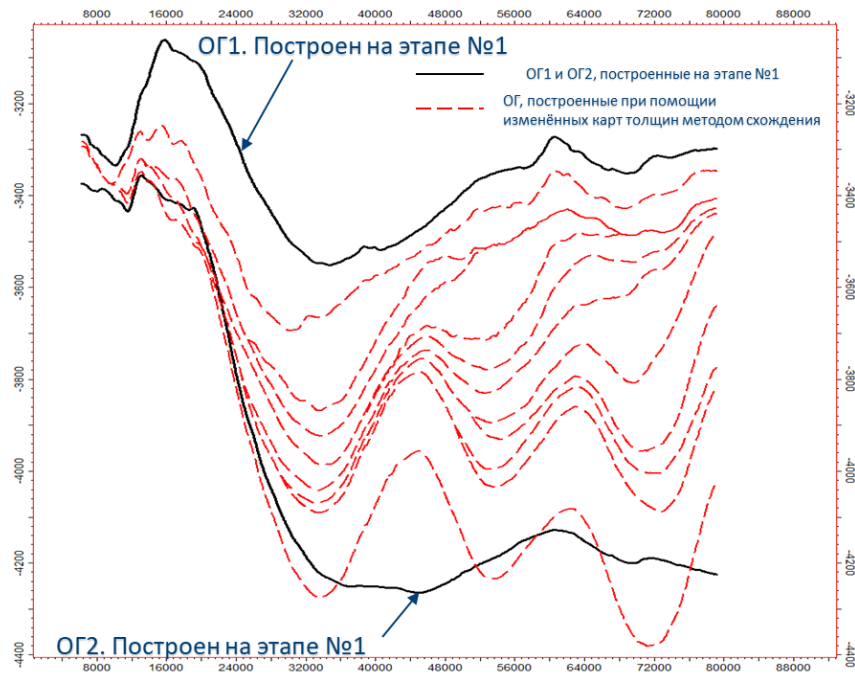


Рис. 6. Схематичный разрез отражающих горизонтов по результатам вариации структурного плана ачимовских пластов (красным) независимо от кровли и подошвы целевого интервала (черным)

Fig. 6. Schematic section by the result of structural framework variation of the Achimov layers (red) regardless of the top and bottom of the target interval (black)

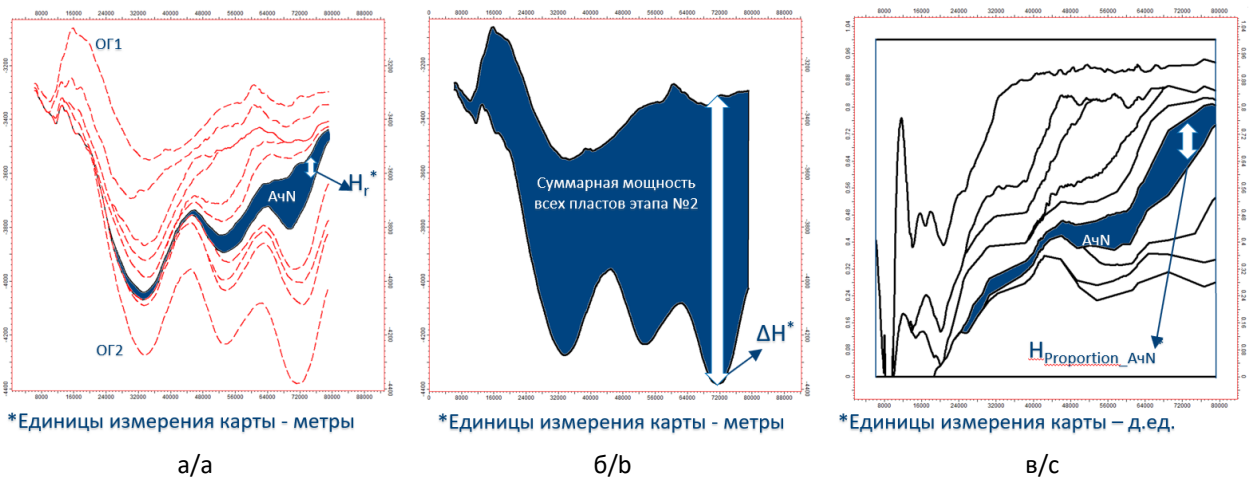


Рис. 7. Схематичная визуализация построения карт пропорций мощности:
 а – мощность ачимовского пласта в заданной точке карты;
 б – общая мощность целевого интервала в заданной точке;
 в – доля мощности ачимовского пласта в пределах целевого интервала

Fig. 7. Schematic representation of proportion map construction:
 а – Achimov layer thickness in selected point within the map;
 б – gross thickness of the target interval in selected point;
 с – Achimov layer thickness proportion within the target interval

Результаты

На последнем этапе полученные карты пропорций применяются для построения финальных карт общих толщин. Путем перемножения карт пропорций на мощность интервала ОГ1–ОГ2 ($\Delta H'$), полученного на этапе № 1, получаем финальные карты общих толщин по каждому пласту.

Важно отметить, что $\Delta H' \neq \Delta H$, так как первый параметр определяется путем вычитания отметки кровли ОГ2 из отметки кровли ОГ1 после вариации структурного каркаса на первом этапе, в то время как второй параметр рассчитывается путем сложения карт толщин всех пластов в конкретной реализации и является промежуточной картой для получения карт пропорций.

Последовательно методом схождения, начиная от кровли ОГ1, построенной на первом этапе, получаем карты кровли всех пластов:

$$H_{r+1} = H_r + H_r(H_{Proportion})_r, \quad (8)$$

где H_{r+1} – структурная карта нижележащего горизонта;

H_r – структурная карта вышележащего горизонта, при $r = 1$ соответствует структурной карте кровли ОГ1 после вариации на первом этапе.

Финальные карты общих толщин, благодаря использованию пропорции от общей мощности, складываются в общий структурный каркас, полученный на первом этапе.

На рис. 8 показаны примеры финальных карт общих толщин по разным пластам целевого интервала.

Анализируя полученные карты, также стоит сказать, что использование карт пропорций позволило избежать геологически нереалистичных «схлопываний» мощностей и отрицательных значений толщин.

Использование полученных карт на дальнейших этапах вероятностной оценки ресурсной базы

Полученные карты были взяты за основу на дальнейших этапах картирования. В работе [10] детально описан принцип вариации эффективного и продуктивного объема с учетом геологических рисков.

Карты эффективных толщин (рис. 9в) получались путем умножения результирующей карты общих толщин (рис. 9а), на карту коэффициента песчаности (NTG), см. рис.9б, которая, в свою очередь, строилась с использованием мягкого тренда по данным сейсморазведки и с заданием диапазонов значений по ближайшим аналогам (рис. 10). На рис. 10а приведена карта, построенная методом последовательного гауссовского моделирования (SGS) на основе параметров вариограмм (азимутов и рангов), заданных по диапазону геометрических параметров тел и диапазонов значений NTG на ближайших аналогах [8, 10]. Карта тренда (см. рис. 10б) представляет собой нормированную карту плотности каналов, сложенную с картой прогнозных эффективных толщин, полученных путем использования регрессии (collocated co-kriging с коэффициентом детерминации $R^2 = 0,75 \div 0,9$) с общими толщинами по данным соседнего более изученного участка.

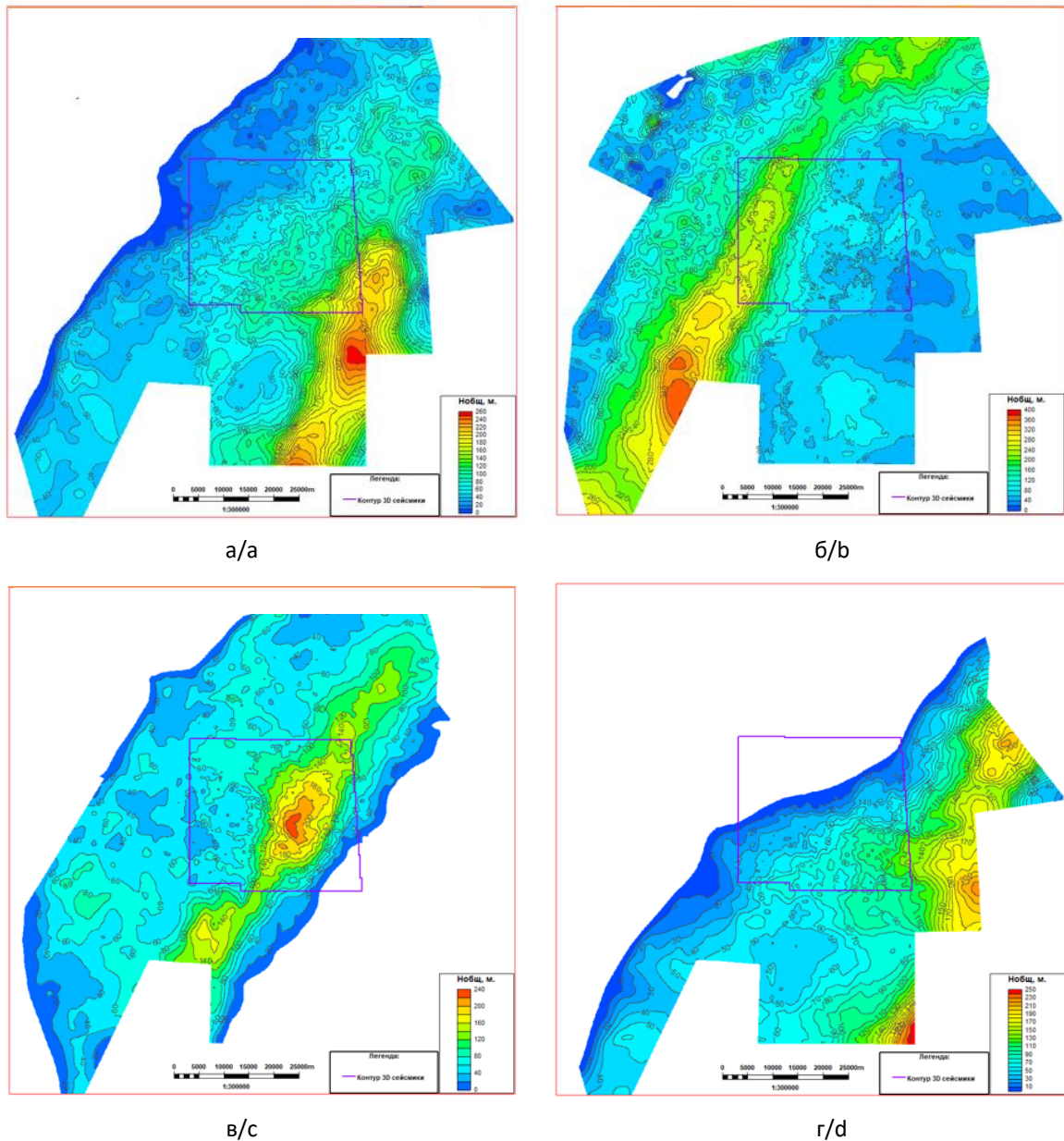


Рис. 8. Примеры карт общих толщин после проведенных вариаций с использованием карт долей на примере одной из реализаций: а – пласт Ач-1; б – пласт Ач-2; в – пласт Ач-3; г – пласт Ач-4

Fig. 8. Examples of total thickness maps after variations using thickness proportion maps using the example of a particular realization: а – Ach-1 layer; б – Ach-2 layer; в – Ach-3 layer; г – Ach-4 layer

Исходя из результатов, показанных на рис. 9 и 10, видно, что выбранный подход к построению карт общих толщин позволил получить геологически реалистичные карты эффективных толщин, которые, в свою очередь, легли в основу картирования продуктивного объема. Данный факт

заключается в дифференциации толщин в различных фациальных зонах, в частности, постепенного уменьшения значений дистальной (отдаленной – *прим. ред.*) части и появления положительных экстремумов, отмеченных в районах распространения распределительных каналов конусов выноса.

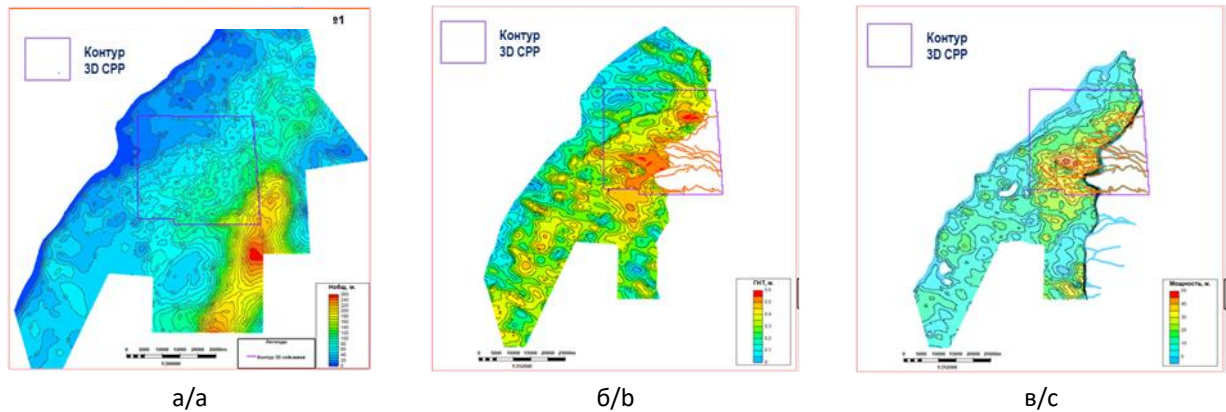


Рис. 9. Построение карт эффективных толщин:
 а – карта общих толщин;
 б – карта коэффициента песчаности (NTG);
 в – карта эффективных толщин $H_{эфф}$;

Fig. 9. Effective thickness map construction:
 а – gross thickness map;
 б – net-to-gross (NTG) map;
 с – effective thickness (H_{eff}) map

Источник/Source: [10]

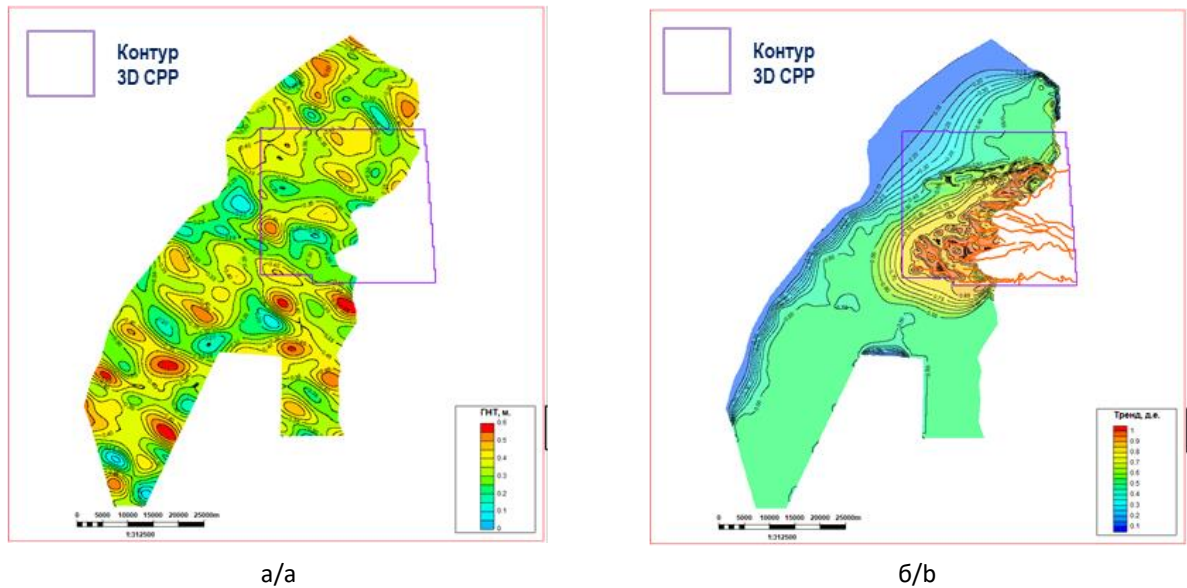


Рис. 10. Используемые карты для получения карты NTG:
 а – «случайная» карта, построенная методом SGS с опорой на значения NTG по ближайшим аналогам;
 б – карта «мягкого» тренда

Fig. 10. Maps used for NTG mapping:
 а – “random” map constructed by SGS method with usage of NTG ranges based on the closest analogues;
 б – “soft” trend map

Источник/Source: [10]

Выводы

Разработанный подход к вариации общих толщин позволил адекватно оценить неопределенности структурных построений, избежав нереалистичных разлетов мощностей в областях выклинивания, а также различных артефактов, связанных с разносторонними вариациями структурных карт в определенных узлах карт. Благодаря использованию карт пропорций мощности, структурные карты ачимовских пластов выстраиваются в единый структурный каркас.

Дополнительно стоит отметить, что дифференциация ошибок структурных построений при разделении на фациальные

зоны дополнительно позволила учесть неопределенности корреляции ачимовских отложений, в частности, возможные сценарии в областях с наибольшими толщинами (склон, проксимальная часть), а также более грамотно и плавно оконтурить область выклинивания.

Карты общих толщин, полученные при использовании описанной методики вариации структурного каркаса, легли в основу дальнейших этапов картопостроения не только как множитель для получения карт эффективных толщин, но и в качестве вспомогательной карты при получении тренда для распространения NTG в пределах анализируемого участка.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Gong W., Zhao C., Juang C.H. et al. Coupled characterization of stratigraphic and geophysical uncertainties – A conditional random field approach // *Engineering Geology*. 2021. Vol. 294. P. 106348. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106348>
2. Zhao C., Gong W., Li T. et al. Probabilistic characterization of subsurface stratigraphic configuration with modified random field approach // *Engineering Geology*. 2021. Vol. 288. P. 106138. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106138>
3. Белозеров Б.В., Буторин А.В., Герасименко П.Н. и др. Практические советы по 3D-геологическому моделированию. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 424 с.
4. Морозов В.Ю., Важенина О.А., Кулагина С.Ф. и др. Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири // *Геология нефти и газа*. 2023. № 4. С. 104–119. <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2023-4-104-119>
5. Zaboeva A., Zverev K., Generalenko O. et al. The influence of macro-heterogeneity of the Achimov formation on the forecast of well technological indicators [Влияние макронеоднородности ачимовских отложений на прогноз технологических показателей работы скважин] // Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge into Resources: 9th International Geological and Geophysical Conference, St. Petersburg, Russia, 16–19 November 2020. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053169>

6. Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева Н.Г. и др. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2018. № 2(8). С. 16–21. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21>

7. Reading H.G., Richards M. Turbidite system in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system // AAPG Bulletin. 1994. Vol. 78, No. 5. P. 792–822. <https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D>

8. Мусин К.А., Белкина В.А. Применение вероятно-статистического подхода для оценки запасов и ресурсов в условиях неопределенности // Научная территория: технологии и инновации: Материалы Международной научно-практической конференции. Т. 1. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. С. 40–45.

9. Rasmussen E.S., Vangkilde-Pedersen T., Scharling P. Prediction of reservoir sand in Miocene deltaic deposits in Denmark based on high-resolution seismic data // Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin. 2007. Vol. 13. P. 17–20. <https://doi.org/10.34194/geusb.v13.4966>

10. Алехин И.И., Переплеткин И.А., Викторова Е.М. и др. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. М.: ИПНГ РАН, 2023. С. 99–102.

Информация об авторах

Илья Игоревич Алехин – руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-4411-7087>; e-mail: Alekhinilya@gmail.com

Иван Алексеевич Переплеткин – главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; инженер, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия; SPIN-код: 1246-0648, <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660>; e-mail: ivan_perepletkin@mail.ru

Анастасия Сергеевна Мещерякова – главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; инженер, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия; <https://orcid.org/0009-0006-1886-1142>; e-mail: amesh@inbox.ru

Поступила в редакцию 13.05.2024

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art2>

A method for structural framework variation of a multilayer field associated with complicated geology

I.I. Alekhin¹✉, I.A. Perepletkin^{1,2}, A.S. Meshcheryakova^{1,2}

1 – Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia

2 – Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Abstract. *Background.* During the probabilistic resource base estimation, the largest uncertainties are associated with the wide range of the gross rock volume. In the course of the formation area work, the resulting maps of gross thickness are constructed incorrectly. *Objective.* To take into account facies zoning when varying the structural framework if working with the Achimov strata of a multilayer field. *Materials and methods.* The applied approach implies accounting of the errors in structural constructions in proportion to the power depending on facies zones. The authors proposed an additional stage of mapping using proportion maps to avoid obtaining geologically unrealistic local power anomalies. *Results.* A set of modified maps of the total thickness of clinocyclites was obtained, reflecting the key features of the geological structure of the modeling object, particularly facies differentiation and related lateral heterogeneity. *Conclusions.* The chosen approach to constructing maps of gross thickness allowed to obtain geologically realistic maps of effective thickness, which, in turn, formed the basis for mapping of productive volume.

Keywords: Achimov strata, gross thickness maps, proportion maps, multivariant calculation, multilayer field, structural framework, facies zones, workflow

Funding: the work received no funding.

For citation: Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.S. A method for structural framework variation of a multilayer field associated with complicated geology. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 2. P. 122–140. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art2>

✉ Ilya I. Alekhin, e-mail: Alekhinilya@gmail.com

© Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.S., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Gong W., Zhao C., Juang C.H. et al. Coupled characterization of stratigraphic and geo-properties uncertainties – A conditional random field approach. *Engineering Geology*. 2021. Vol. 294. P. 106348. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106348>
2. Zhao C., Gong W., Li T. et al. Probabilistic characterization of subsurface stratigraphic configuration with modified random field approach. *Engineering Geology*. 2021. Vol. 288. P. 106138. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106138>
3. Belozеров B.V., Butorin A.V., Gerasimenko P.N. et al. *Practical Advice on 3D Geological Modeling*. 2nd ed., rev. and enl. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2018. 424 p. (In Russ.).
4. Morozov V.Yu., Vazhenina O.A., Kulagina S.F. et al. Studies of “remaining” hydrocarbon potential of Western Siberia: general trends and methodology. *Geologiya nefi i gaza*. 2023. No. 4. P. 104–119. (In Russ.). <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2023-4-104-119>
5. Zaboeva A., Zverev K., Generalenko O. et al. The influence of macro-heterogeneity of the Achimov formation on the forecast of well technological indicator. In: *Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge to Resources: 9th International Geological and Geophysical Conference*, St. Petersburg, Russia, 16–19 November 2020. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053169>
6. Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva N.G. et al. Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying. *PROneft. Professionally about Oil*. 2018. No. 2(8). P. 16–21. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21>
7. Reading H.G., Richards M. Turbidite system in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. *AAPG Bulletin*. 1994. Vol. 78, No. 5. P. 792–822. <https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D>
8. Musin K.A., Belkina V.A. Use of statistical approach in reservoir evaluation & management in zones associated with high degree of uncertainties. In: *Scientific Territory: Technology and Innovations: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference*. Vol. 1. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2022. P. 40–45. (In Russ.).
9. Rasmussen E.S., Vangkilde-Pedersen T., Scharling P. Prediction of reservoir sand in Miocene deltaic deposits in Denmark based on high-resolution seismic data. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*. 2007. Vol. 13. P. 17–20. <https://doi.org/10.34194/geusb.v13.4966>
10. Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Viktorova E.M. et al. Integrated technical approach development for reserves probabilistic assessment accounting geological risks for Achimov deposits with low exploration maturity. In: *Actual Problems of Oil and Gas: Proceedings of the 6th Russian Youth Scientific Conference*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2023. P. 99–102. (In Russ.).

Information about the authors

Ilya I. Alekhin – Head of Direction, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-4411-7087>; e-mail: Alekhinilya@gmail.com

Ivan A. Perepletkin – Chief Specialist, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia; Engineer, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660>; e-mail: ivan_perepletkin@mail.ru

Anastasia S. Meshcheryakova – Chief Specialist, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia; Engineer, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-1886-1142>; e-mail: amesh@inbox.ru

Received 13.05.2024