



## КРИТЕРИЙ КАЧЕСТВА АВТОМАТИЧЕСКОЙ КОРРЕЛЯЦИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН ПО КАРОТАЖНЫМ ДАННЫМ

В.В. Лапковский, С.А. Моисеев, Б.В. Лунев

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,  
e-mail: lapkovskiiv@ipgg.sbras.ru*

Предложен критерий формальной оценки качества автоматически создаваемых корреляционных схем, их ранжирования и нахождения лучших параметров построения на основе поэлементной перекрестной проверки. Лучшим корреляционным решением считается то, которое позволяет получить более точный прогноз пространственного распределения петрофизических свойств осадочной толщи. Применимость критерия опробована на примере венд-кембрийских разрезов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири.

*Корреляция разрезов скважин; планшет Жековского; качество корреляции; обобщенный образ скважины; Чаяндинское месторождение*

## QUALITY CRITERIA FOR AUTOMATIC CORRELATION OF WELL SECTIONS BASED ON LOGGING DATA

V.V. Lapkovsky, S.A. Moiseev, B.V. Lunev

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptuyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,  
e-mail: lapkovskiiv@ipgg.sbras.ru*

A criterion is proposed for a formal assessment of the quality of automatically generated correlation schemes, their ranking and finding the best construction parameters based on leave-one-out cross-validation. The best correlation solution is considered to be one that provides a smaller error in predicting the spatial distribution of petrophysical properties in the sedimentary sequence. The applicability of the criterion was tested on the example of Vendian-Cambrian sections of the Chayandinskoye oil-gas and condensate field in Eastern Siberia.

*Correlation of well sections; Jekhowsky table; quality of correlation; composite image of well; Chayandinskoye field*

## ВВЕДЕНИЕ

Корреляция разрезов скважин по данным их геофизических исследований (ГИС) – начальное и важнейшее звено построения пространственных моделей месторождений нефти и газа. Без качественного решения этой задачи невозможно достоверно оценить распределение литологических и

петрофизических характеристик отложений, создать качественные гидродинамические модели залежей и обосновать технологические параметры в проектах их разработки.

Несмотря на то что опыт использования математических методов и компьютерных технологий корреляционных построений имеет более чем полувековую историю, приходится признать, что в повседневной практике моделирования месторождений эти методы не стали обыденными. В промышленных продуктах соответствующие технологии представлены крайне скупо. Большая часть реализованных технологических решений, дает интерпретатору инструментарий, обладающий широкими возможностями обработки и визуализации скважинных данных, но выбор варианта корреляции, собственно идентификация пластов и границ в разных скважинах – прерогатива специалиста и зависит от его теоретических представлений об особенностях осадконакопления данного района, опыта решения подобного рода задач, «искусства чтения» каротажных кривых и умения совместно использовать каротажные данные и результаты сейсмических работ. Если число скважин на месторождении исчисляется десятками или сотнями, то построение детальной корреляционной модели, даже в такой инструментальной среде, становится задачей весьма трудоемкой, требующей многодневных усилий опытного специалиста. Даже если вся исходная информация доступна и содержится в удобной базе данных, большое число скважин на крупных месторождениях просто физически невозможно отобразить на одном планшете, пользуясь промышленными программными продуктами. А решения, полученные по ограниченной совокупности скважин, например, сгруппированным по нескольким опорным разрезам, могут оказаться неполными и недостаточно точными для построения на их основе детальных моделей залежей.

Существуют подходы к построению корреляционных моделей с использованием различных математических конструкций, в том числе и на основе оптимизационных постановок. Решение задачи как оптимизационной имеет глубокую историю, этот подход был предложен одним из первых в работе Бенджамина Жековского [Jekhowsky, 1963]. В этой и схожих постановках результат автоматической корреляции существенно зависит от изменяемых параметров, таких как набор используемых каротажных кривых и их относительных весов, используемых в вычислениях меры различия и вида минимизируемого функционала [Лапковский и др., 2015; 2018]. Обычно предполагается, что выбор лучшего варианта корреляции может сделать эксперт. В данной статье предлагается критерий, по которому можно формально сравнить качество корреляционных построений и установить лучшие параметры их создания.

## **МЕТОДИКА И ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ МАТЕРИАЛЫ**

Суть метода создания корреляционной модели сводится к следующему. Пусть  $x$  – глубина некоторой точки из интервала построения корреляционной модели первой скважины, а  $y$  – глубина точки во второй скважине. Функция  $f(x, y)$  характеризует меру различия каротажных кривых этих скважин в окрестностях точек  $x, y$ . Мы используем два вида функций различия, которые меняются в диапазоне от 0 до 1. Одна из них – взвешенные расстояния между каротажными кривыми, другая использует коэффициент корреляции каротажных кривых [Лапковский и др., 2015]. Пробегая по регулярной

квадратной сетке все возможные пары глубин и вычисляя для этих пар меру различия, получаем значения для прямоугольной области (планшет Жековского). Далее строится так называемая «корреляционная линия» –  $L$  (термин предложен В.Ф. Гришкевичем [1984]), которая нестрого монотонна, соединяет по диагонали точки, соответствующие на планшете Жековского верхней и нижней границе коррелируемого интервала, и которая проходит по областям с минимальными значениями поля различия сравниваемых скважин. Более строго решается задача поиска оптимального пути и отыскивается линия, которая минимизирует некоторый функционал. В качестве минимизируемого функционала мы используем

$$\sum_{i=1}^k f(x_i, y_i) + \beta \sum_{j=1}^n f(x_j, y_j) \rightarrow \min. \quad (1)$$

Здесь  $k$  – число перемещений по вертикальным и горизонтальным ребрам в линии  $L$ , а индекс  $i$  пробегает по этим ребрам. Индекс  $j$  перечисляет все диагональные перемещения в линии  $L$ , а  $\beta$  – число в диапазоне от 1 до 2.

Если  $\beta = 1$ , то функционал (1) приобретает вид

$$\sum_L f(x, y) \rightarrow \min. \quad (2)$$

Если  $\beta = \sqrt{2}$ , то решается задача нахождения линии, на которой минимизируется интеграл

$$\int_L f(x, y) dL \rightarrow \min. \quad (3)$$

Если  $\beta = 2$ , то оптимальная линия минимизирует средние значения поля различия, по которым она проходит. Соответственно, минимизируется функционал

$$\frac{1}{P(L)} \int f(x, y) dL \rightarrow \min, \quad (4)$$

где  $P(L)$  – длина линии  $L$ .

На результат корреляции влияет ряд параметров:

1. Набор каротажных кривых, которые используются для вычисления меры различия и их веса.
2. Тип меры различия для каждой каротажной кривой.
3. Параметр сглаживания при построении двумерного поля различия коррелируемых скважин (его большему значению соответствует более генерализированное поле, при котором подавляются мелкие неоднородности).
4. И параметр  $\beta$  в (1), влияющий на вид минимизируемого функционала в оптимизационной задаче.

*Оценка качества корреляции.* Для решения этой задачи предлагается простой критерий – насколько точен прогноз распределения петрофизических свойств, который непосредственно зависит от построенной модели. Если предположить, что более качественному корреляционному решению соответствует и более точный прогноз распределения свойств в среде, то, сделав прогноз и проверив его в имеющихся скважинах, можно упорядочить корреляционные модели по их качеству. Соответственно, можно выбрать лучшую модель из всех рассмотренных и определить набор оптимальных параметров для решения задачи.

В более строгом изложении задачу оценки качества корреляции можем сформулировать так. Имеем  $n$  скважин. Для каждой  $i$ -той скважины  $X_i$  – набор каротажных кривых, которые мы используем при создании корреляционной модели  $C_k = C(p_k, X)$ , здесь  $C$  – оператор построения корреляционной модели, зависящий от набора параметров  $p_k$  и набора каротажных данных  $X$ , а  $C_k$  –  $k$ -тая корреляционная модель. Также имеем оператор прогноза каротажных кривых  $i$ -той скважины  $\overline{X}_i^k = F(C_k, X^{-i})$ .

Здесь  $F$  – оператор прогноза каротажных кривых (он описан в работе [Лапковский и др., 2018], основывается на построении обобщенного образа скважины и напрямую зависит от используемой корреляционной модели), а  $X^{-i}$  – каротажные данные, из которых исключены данные по  $i$ -той скважине. Качество  $k$ -того прогноза по всем скважинам оценивается как

$$q_k = \frac{1}{n} \left( \sum_i D(X_i, \overline{X}_i^k) \right), \quad (5)$$

где  $D$  – функция, которая вычисляет расхождение между прогнозными и измеренными значениями каротажных кривых. Мы для каждого вида каротажа вычисляли значение стандартного отклонения измеренных и прогнозных значений, а затем вычисляли среднегеометрическое от всех используемых видов каротажа. Эту величину назвали «ошибка прогноза комплексного параметра». Для каждой скважины оценивалось поведение ее каротажных кривых, без учета данных именно по этой скважине, на основании каротажа соседних скважин и соответствующего корреляционного решения. Затем в классическом виде применялась поэлементная перекрестная проверка (Leave-one-out Cross-validation). Статистика отклонений прогнозных и реальных значений, полученных последовательно в каждой скважине, позволяет найти лучшее корреляционное решение, именно то, которое обеспечивает минимальное отклонение прогнозных и реальных значений на всей совокупности скважин и всем видам используемого каротажа. Соответственно, можно решать задачу определения лучших параметров автоматической корреляции разрезов, обеспечивающих минимальную погрешность прогноза по всей совокупности скважин.

Для тестирования методики использовались материалы ГИС по Чаяндинскому нефтегазоконденсатному месторождению. Это месторождение является **основной ресурсной базой для газотранспортной системы «Сила Сибири»**, расположено в центральной части Непско-Ботубинской

НГО. В современных контурах оно объединяет Озерную, Нижнехамакинскую, Восточно-Талаканскую и собственно Чаяндинскую площади. Месторождение относится к категории уникальных – около 1,4 трлн м<sup>3</sup> газа и около 76,7 млн тонн нефти и конденсата. Основные залежи выявлены в ботуобинском, хамакинском, талахском и вилючанском горизонтах терригенного комплекса венда. Непромышленные притоки нефти и газа получены из карбонатов осинского горизонта и межсолевых прослоев нижнего кембрия.

Геологический разрез объекта исследования характеризуют нижнепротерозойские образования кристаллического фундамента и верхнерифейские, вендские, кембрийские, юрские, четвертичные отложения осадочного чехла.

Характерной особенностью осадочного разреза является закономерное увеличение мощностей терригенных отложений венда с северо-запада на юго-восток в сторону Предпатомского прогиба. Минимальные и максимальные толщины их вскрыты в скв. 750 – 87 м и скв. 803 – 610 м при средней толщине около 200 м. Такое значительное изменение мощности терригенных отложений венда имеет две причины. Первая связана с появлением на юго-западе месторождения в базальной части разреза вилючанского продуктивного горизонта, вторая – с наличием в разрезе терригенных отложений венда перерывов в осадконакоплении.

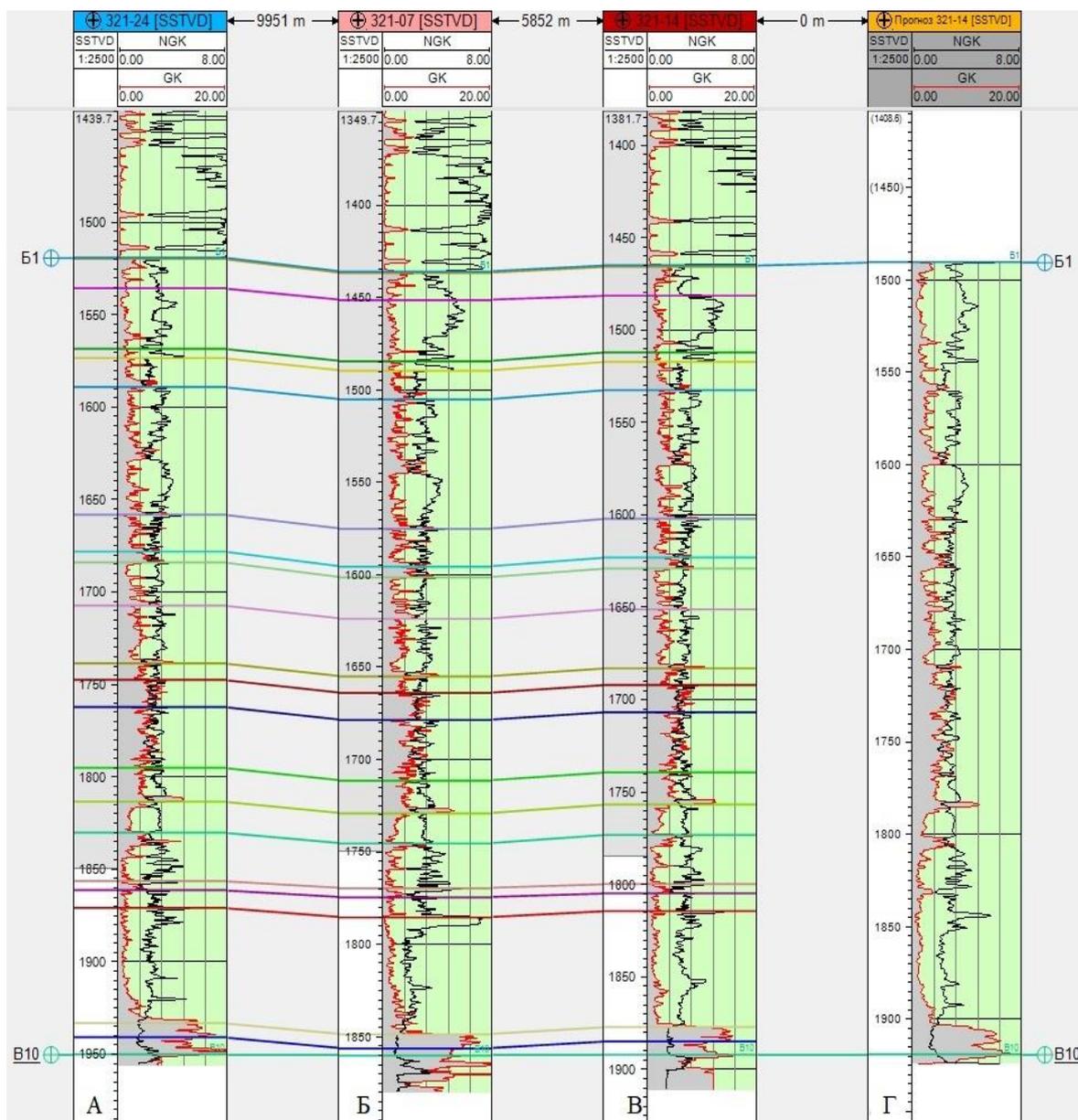
Все вычисления были выполнены авторами в проекте Petrel Schlumberger с помощью специально разработанного плагина автоматической корреляции разрезов скважин. В данный проект была загружена информация ГИС по 40 глубоким скважинам района из базы данных ИНГГ СО РАН. При корреляции этих отложений специалистами обычно используются следующие виды каротажа: акустический каротаж (АК), гамма-каротаж (GK), нейтронный гамма-каротаж (NGK). Мы ограничились использованием только GK и NGK, поскольку измерения АК имелись менее чем в половине скважин. Соответственно, критерий, по которому оценивалось качество корреляции, был

$$\sigma = \sqrt{\sigma_{GK}\sigma_{NGK}}, \quad (6)$$

где  $\sigma_{GK}$  – стандартное отклонение ошибки прогноза GK, а  $\sigma_{NGK}$  – стандартное отклонение ошибки прогноза NGK.

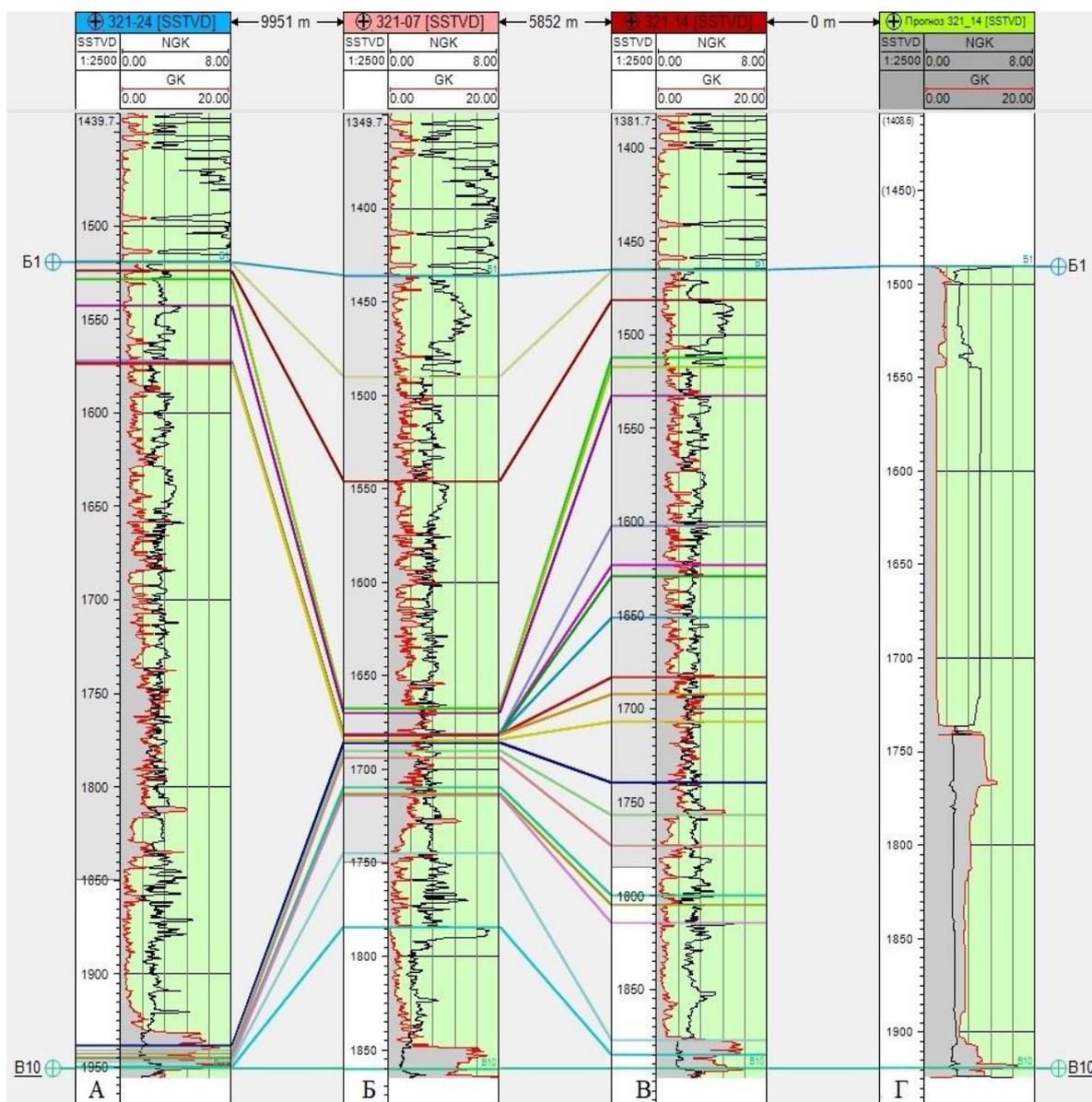
Мы ограничили стратиграфический интервал построения корреляционной модели и оценки ее качества кровлей пласта B<sub>1</sub> – верхняя часть билирской свиты (нижний кембрий) и кровлей пласта B<sub>10</sub>, залегающего в подошве чаяндинской свиты (венд).

Рис. 1 и 2 иллюстрируют влияние качества корреляционной модели на погрешность прогноза каротажных кривых в одной скважине. Здесь на рис. 1 показана качественная корреляционная модель скважины Чаяндинская-14 (рис. 1 В) и находящихся поблизости скважин. В правой части рисунка (рис. 1 Г) представлен результат интерполяции каротажных данных с окружающих скважин на точку с координатами скважины Чаяндинская-14, которая выполнена с учетом адекватной корреляционной модели. Прогнозные каротажные кривые при некоторой генерализации имеют общие черты с каротажными кривыми, измеренными в скважине Чаяндинская-14.



**Рис. 1.** Адекватное корреляционное сопоставление скважин и качественный прогноз каротажных кривых для скважины Чаяндинская-14. А, Б – некоторые скважины, по которым создавалась обобщенная модель для прогноза каротажа 14-й скважины (В), Г – результат прогноза каротажа 14-й скважины с учетом корреляции

Рис. 2 показывает аналогичный результат интерполяции измерений с соседних скважин, но при его создании намеренно была использована сильно искаженная корреляционная модель. Формы прогнозных каротажных кривых (рис. 2 Г) здесь существенно отличаются от тех, что характеризуют скважину Чаяндинская-14 (рис. 2 В). Соответственно, значения стандартных отклонений между исходной скважиной и прогнозной для каждого вида каротажа при плохой корреляции будут заметно больше, чем при использовании качественной корреляции.



**Рис. 2.** Неадекватное корреляционное сопоставление скважин и неудовлетворительный прогноз каротажных кривых для скважины Чайндинская-14. А, Б – некоторые скважины, по которым создавалась обобщенная модель для прогноза каротажа 14-й скважины (В), Г – результат прогноза каротажа 14-й скважины с учетом корреляции

## РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛЕНИЙ И ВЫВОДЫ

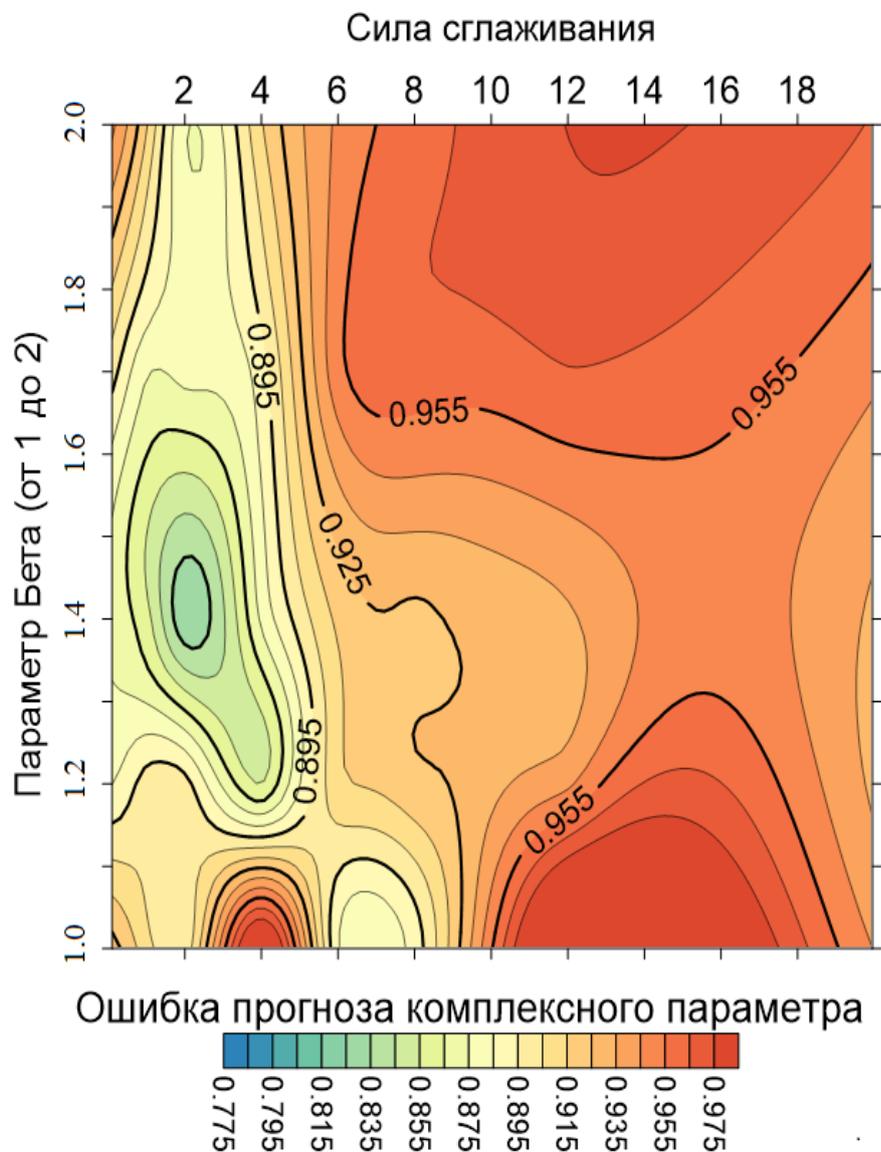
Нами было выполнено более сотни вычислительных экспериментов, в которых при разных значениях управляющих параметров проводилась корреляция венд-кембрийских отложений северо-востока Непско-Ботубинской антеклизы. Для двух мер различия при изменении управляющих параметров, силы сглаживания и параметра бета ( $\beta$  в формуле (1)), вычислялась ошибка прогноза комплексного параметра – выражение (5) по всем скважинам проекта. Результаты представлены в виде карт (рис. 3 и 4).

На первой карте (рис. 3) присутствует один минимум погрешности прогноза. Лучшими для построения в автоматическом режиме корреляционной модели являются значения параметров сглаживания – 2 и параметра  $\beta$  – 1.4.

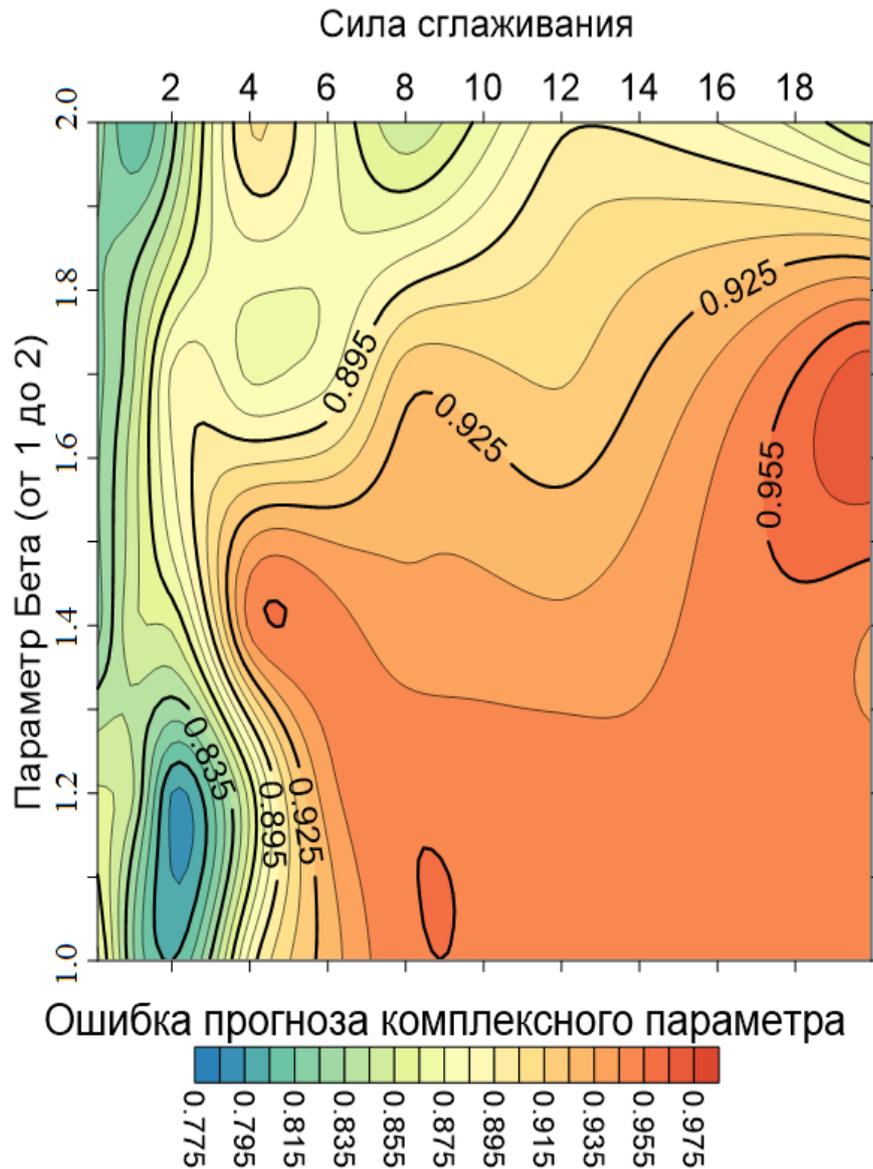
На рис. 4 присутствует несколько локальных минимумов погрешности прогноза, но наиболее выраженный из них соответствует значениям параметров сглаживания – 2 и параметра  $\beta$  – 1.15.

Минимальное значение среднеквадратической погрешности прогноза комплексного параметра составляет 0.77. Как видно из рис. 1, значения для каротажа NGK меняются в диапазоне от 0 до 8, а для GK – от 0 до 20. Соответственно, среднегеометрическое этих кривых лежит в диапазоне от 0 до 12.7 и погрешность в 0.77 составляет около 10 % от характерных значений.

Если задаваться вопросом о том, какая из предложенных в работе [Лапковский и др., 2015; 2018] мер различия позволяет создавать лучшую корреляционную модель, то для венд-кембрийских отложений района Чаяндинского месторождения более точный прогноз значений каротажных кривых достигается при использовании меры различия, вычисляемой через коэффициент корреляции сопоставляемых кривых.



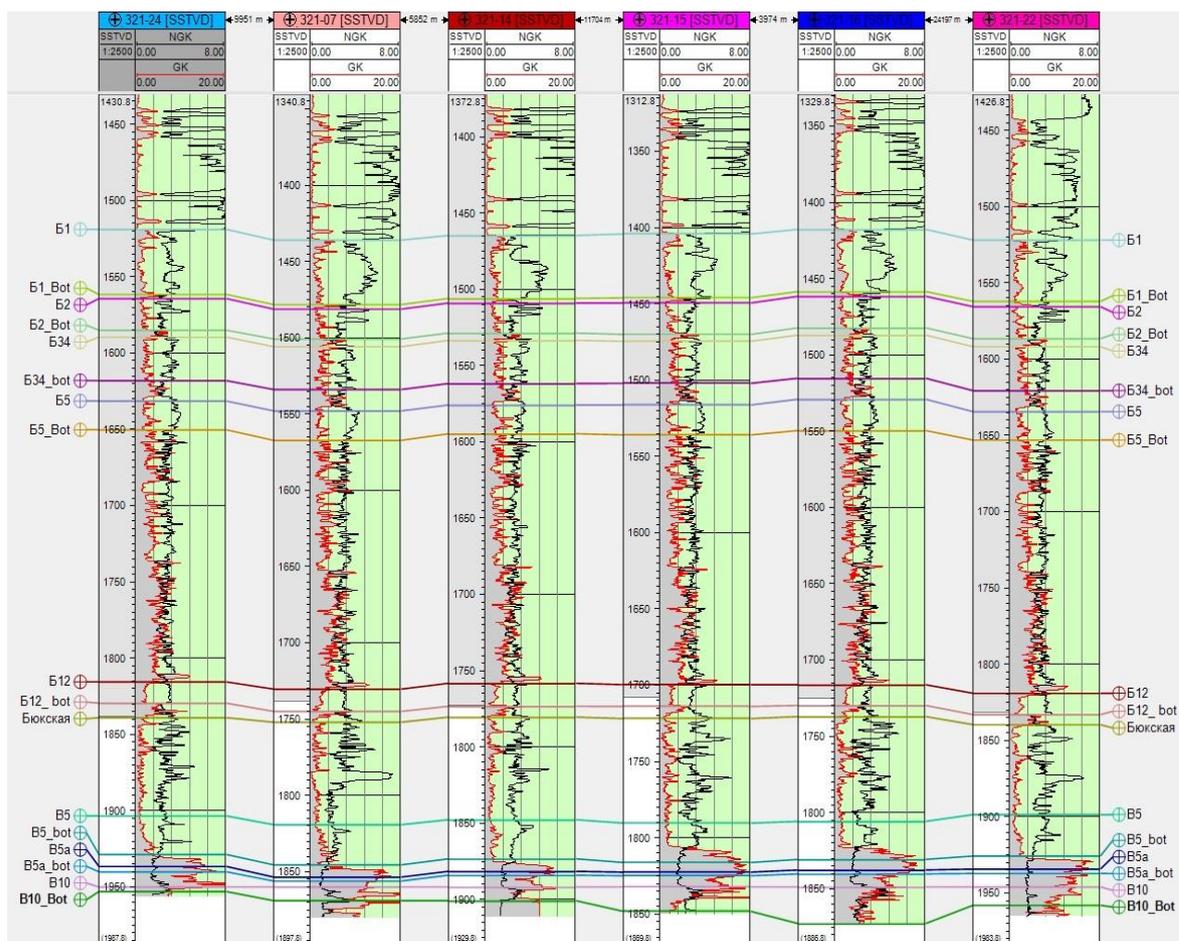
**Рис. 3.** Изменение ошибки прогноза значений каротажных данных в зависимости от параметров сглаживания и бета при использовании меры различия типа расстояние



**Рис. 4.** Изменение ошибки прогноза значений каротажных данных в зависимости от параметров сглаживания и бета при использовании меры различия, вычисляемой через коэффициенты корреляции

Для других отложений, возможно, более точным окажется прогноз, учитывающий корреляцию, выполненную с мерой различия типа расстояние. В принципе, возможно использование и других мер различия.

С оптимальными параметрами нами была построена корреляционная модель для выбранного стратиграфического интервала по всем скважинам проекта. На рис. 5 представлен ее фрагмент, включающий некоторые скважины Чайндинской площади.



**Рис. 5.** Фрагмент корреляционной модели венд-кембрийских отложений Чаяндинской площади, построенной при оптимальных параметрах корреляции

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный подход к оценке качества корреляционных моделей существенно отличается от сложившейся практики отдавать предпочтение тем или иным решениям на основе экспертного заключения. Бессчетны случаи, когда эксперты расходятся в том, как сопоставлять слои разных скважин, поэтому метод формального ранжирования конкурирующих корреляционных построений на основе их прогностических способностей может дополнить доступные средства, позволяющие принимать рациональные решения.

Работа выполнена в рамках программ фундаментальных научных исследований ИНГГ СО РАН (проект IX.131.2.2.).

## ЛИТЕРАТУРА

**Гришкевич В.Ф.** Изложение задачи корреляции большого числа скважин в терминах теории расчлененных алгоритмов // Методы математического моделирования при решении прикладных задач нефтяной геологии: Тр. ЗапСибНИГНИ. – Вып. 192. – Тюмень, 1984. – С. 15–19.

**Лапковский В.В., Истомин А.В., Конторович В.А., Бердов В.А.** Корреляция разрезов скважин как многомерная оптимизационная задача // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – С. 624–630.

**Лапковский В.В., Шмелев Н.Е., Лунев Б.В.** Обобщенный образ скважины по каротажным данным: технология создания и применения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13, № 2. – 17 с.

**Jekhowsky B.** La methode des distances minimales, nouveau precede quantitatif de correlation stratigraphique; exemple d'application on palinologie // Rev. Inst. Franc, du Petrole. – 1963. – Vol. 18, No. 5. – P. 629–653.

#### **КОРОТКО ОБ АВТОРАХ**

*ЛАПКОВСКИЙ Владимир Валентинович* – доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник и заведующий лабораторией математического моделирования природных нефтегазовых систем. Область научных интересов: математические методы решения стратиграфических задач, задач седиментогенеза, интерпретация сейсмических данных и сейсмогеологическое моделирование.

*МОИСЕЕВ Сергей Александрович* – кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы. Область научных интересов: региональная геология Сибирской платформы, методика поисков и разведки месторождений нефти и газа, оценка ресурсной базы углеводородного сырья.

*ЛУНЕВ Борис Валентинович* – кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории математического моделирования природных нефтегазовых систем. Область научных интересов: геодинамика, моделирование процессов формирования осадочных бассейнов, солевой тектогенез, седиментационное моделирование.