

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/23_2020

УДК: 553.98.001.57(571.56)

Лапковский В.В.

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, lapkovskii@ipgg.sbras.ru

НЕОДНОЗНАЧНОСТЬ КОРРЕЛЯЦИИ КАК ФАКТОР ПРИ СТОХАСТИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

При стохастическом моделировании залежей нефти и газа основные источники неопределенности связываются с неполнотой структурной информации, вызванной погрешностями интерполяции данных и ошибками в скоростных моделях среды. Часто случайными величинами с заданными типами и параметрами распределения представляются пористость, проницаемость, положение фазовых контактов в залежах. Существует еще один вид неопределенности, вызванной неоднозначностью межскважинной стратиграфической корреляции, и он не исследовался до настоящего времени, в основном, из-за сложности генерации многовариантных равнозначных корреляционных моделей. На основе технологии автоматической корреляции разрезов скважин по данным их геофизических исследований выполнено многовариантное моделирование ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения. Впервые получены эмпирические распределения толщин горизонта, положения его границ. Предложенное решение позволяет учитывать вариативность корреляции при стохастической оценке залежей нефти и газа.

Ключевые слова: *стохастическое моделирование, неопределенность корреляции, автоматическая корреляция скважин, картаж, ботубинский горизонт, Чаяндинское месторождение.*

О стохастическом моделировании залежей нефти и газа

Объемный метод является основным для оценки запасов нефти и газа в России. Традиционно он применяется в рамках так называемого детерминистского подхода, когда запасы вычисляются перемножением оцененных средних значений подсчетных параметров. Такой способ изложен в руководящих документах и рекомендациях [Инструкция о содержании..., 1983; Методические рекомендации..., 2013, 2016], а также принят в практике работы Государственной комиссии комитета по запасам полезных ископаемых. Другой подход связан со стохастическим оцениванием, основанный на представлении о запасах как о случайной величине. Изначально стохастические методы практиковались преимущественно западными компаниями, но сейчас они активно используются и российскими недропользователями. При реализации стохастического подхода оценка запасов получается в виде функции распределения, а исходными данными для расчетов служат средние значения, случайные переменные с заданными параметрами распределения и геостатистические переменные, у которых изменчивость обуславливается пространственными отношениями. Широкое использование стохастических методов оказалось возможным благодаря наличию

мощных индустриальных программных средств, оперативно создающих многовариантные модели залежей углеводородов. Стохастические оценки более информативны по сравнению с детерминистскими, они позволяют исследовать неопределенности, вклад в них различных факторов, которые связаны с неполнотой знаний о залежах, и на этой основе решать задачи оптимизации освоения месторождений, проводки отдельных скважин, оценки инвестиционных и технологических рисков.

При стохастическом моделировании залежей легче учитывать вариативность таких величин, как средняя пористость, нефтенасыщенность, глубины водонефтяных, газоводяных и газонефтяных контактов. Эти параметры можно представить одномерными распределениями. Более сложные модели основаны на использовании методов геостатистики, в которых неопределенность структурных, литологических и петрофизических характеристик обусловлена дискретностью наблюдений, а методы интерполяции имеют вычисляемую в рамках кригинга среднеквадратическую погрешность. При этом набор факторов, влияющих на неопределенность, расширяется и охватывает погрешности построения структурных карт, в том числе и за счет погрешностей в определении скоростных параметров среды при использовании сейсмических данных [Екименко, Главнов, Перминов, 2016; Хамета, Бикбулатов, Ахметзянов, 2012]. Методами обусловленного стохастического моделирования [Дюбрул, 2003] создаются варианты пространственного распределения литологических разностей и фильтрационно-емкостных свойств [Дерюшев, Потехин, 2012; Никитин, Белкина, 2016]. Существуют и альтернативные, не связанные с кригингом, способы генерации случайных реализаций пространственных полей [Байков, Бакиров, Яковлев, 2010].

Специализированные программные продукты позволяют многовариантно моделировать трехмерное распределение литологических разностей [Потехин, Путилов, 2014; Zhangetal, 2019] фаций [Zene, Hasan, Ruizhong, 2015], в частности русловых [Keogh, Martinius, Osland, 2007], что важно не только для оценки запасов и рисков, но и для общего понимания геологического строения исследуемого объекта.

Основой и первым шагом при создании пространственных моделей пластовых залежей нефти и газа является корреляция разрезов скважин. Известно, что решение данной задачи, в общем случае, неоднозначно. Часто специалисты по-разному сопоставляют разрезы скважин даже на основе единого каротажного комплекса. Однако иногда подчеркивается, что неопределенность корреляции является одной из составляющих общей неопределенности, которая должна использоваться при стохастическом моделировании залежей [Боженюк, 2018; Хисамов и др., 2018], на практике неоднозначность корреляции не учитывается, а процесс стохастического моделирования начинается с принятой детерминистской модели стратиграфических отношений толщ в разных скважинах. Вариативность возможных

корреляционных решений являлась предметом рассмотрения лишь в отношении её учета при планировании поисково-разведочных работ залежей нефти и газа [Гришкевич, 1999].

Несколько лет назад использование математических методов для решения задачи стратиграфической корреляции оставалось увлечением отдельных энтузиастов. Среди российских программных продуктов, автоматическая корреляция разрезов скважин реализована в AutoCorr (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина), DVGeo (Центральная геофизическая экспедиция), tNavigator (Rock Flow Dynamics) и некоторых других. Но особенность современного состояния проблемы состоит в том, что происходит быстрое развитие технологий корреляции скважин в промышленных продуктах. Petrel Schlumberger с 2016 г. имеет инструмент, который позволяет указывать в одной из скважин произвольную точку и по выбранному методу каротажа искать её аналоги в других скважинах. На сайте Ocean Store Schlumberger, содержащим плагины с различными функциональными дополнениями для продуктов компании, имеется модуль создания корреляционных моделей для сотен скважин по набору каротажных кривых, основанный на решении оптимизационной задачи. RMS Roxar от Emerson поддерживают функционал автоматической корреляции скважин. В версии KingdomSuite 2020 HIS Market появилась возможность корреляция разрезов скважин с использованием DTW (Dynamic Time Warping) алгоритма и элементов искусственного интеллекта. Все это означает кратное увеличение числа пользователей, решающих задачи корреляции разрезов скважин с использованием специализированных программных продуктов, и то, что построение корреляционных схем в автоматическом режиме позволяет исследовать вариативность зависимых от этих схем параметров и включать эту вариативность в стохастические модели залежей. В настоящей статье на примере ботубинского горизонта Чайдинского месторождения рассматриваются эти возможности и оцениваются некоторые свойства, зависящие от вариантов корреляционных построений.

Метод автоматической корреляции разрезов скважин и возможности его стохастической реализации

В статье использован алгоритм DTW для корреляции разрезов скважин. Подробное описание этой задачи приведено в предыдущей статье [Лапковский и др., 2015]. Реализация выполнена в виде Petrel плагина MultiWellCorrelation (<https://www.ocean.slb.com/en/plugins/plugin/details?ProductId=PMUL-B1>). Суть решения корреляционной задачи можно сформулировать следующим образом. В каждой k -той скважине задан фрагмент T_k ствола, и считается, что верхняя и нижняя границы этих фрагментов во всех скважинах стратиграфически эквивалентны. Задача состоит в том, чтобы найти лучшее согласованное и непрерывное отображение $f_k: T_k \rightarrow X$ этих фрагментов стволов скважин на интервал $X =$

$\{x \in \mathbb{R}: 0 \leq x \leq 1\}$ вещественных чисел от 0 до 1. Тогда каждому произвольному значению $0 \leq x \leq 1$ будет соответствовать множество точек в стволах разных скважин, которые рассматриваются как стратиграфически эквивалентные. Если в одной из скважин, внутри заданного интервала указываются точки, соответствующие границам некоторого тела (на примере ботубинского горизонта), то после построения всех отображений f_k можно в любой скважине указать точки стратиграфически эквивалентные заданным.

Задача решается в парадигме динамического программирования, и для N скважин она сводится к $N-1$ шагу присоединения очередной скважины к общему решению с использованием многомерной оптимизации. Особенность решения состоит в том, что оптимальное отображение $f_k: T_k \rightarrow X$ для каждой скважины зависит от выбора скважины, с которой стартует процесс. И она не обязательно должна быть той, в которой заданы некоторые границы пластов внутри интервала корреляции. Этот метод позволяет легко сгенерировать разные и формально равнозначные варианты корреляции благодаря запуску процесса каждый раз от новой начальной скважины. Во всех этих вариантах граница выделенного горизонта будет гарантировано совпадать только в одной скважине – той, в которой они заданы экспертно. В остальных скважинах положение горизонта оказывается случайной величиной, эмпирическое распределение которой можно получить и оценить. Благодаря использованному решению неоднозначность корреляции можно учесть при стохастической оценки залежей для эмпирического распределения таких параметров, как общая толщина продуктивных отложений, положение кровли и подошвы продуктивного горизонта.

Результаты моделирования

Для опробования возможности включения в процесс стохастического моделирования залежей вариативности корреляции скважин использовались материалы геофизических исследований скважин (ГИС) по Чайндинскому нефтегазоконденсатному месторождению.

Месторождение расположено в центральной части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области. В современных контурах оно объединяет Озерную, Нижнехамакинскую, Восточно-Талаканскую и Чайндинскую площади. Месторождение относится к категории уникальных - около 1,4 трлн. м³ газа и около 76,7 млн. т нефти и конденсата. Основные залежи выявлены в ботубинском, хамакинском, талахском и вилючанском горизонтах терригенного комплекса венда.

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

В проект Petrel загружалась информация ГИС по 40 глубоким скважинам района из базы

данных ИНГГ СО РАН. Для решения поставленных задач достаточно использовать каротаж по скважинам, пробуренным преимущественно до 1990-х гг., результаты геофизических исследований которых не являются собственностью недропользователя.

Расположение скважин показано на рис. 1. При корреляции венд-кембрийских отложений специалистами обычно обрабатываются следующие виды каротажа: акустический каротаж (АК), гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма каротаж (НГК). В данной статье рассматриваются только измерения ГК и НГК, поскольку акустический каротаж имеется менее чем в половине скважин.

Стратиграфический интервал построения корреляционной модели ограничен кровлей пласта Б₁ – верхняя часть билирской свиты (нижний кембрий) и подошвой пласта В₁₀, залегающего в подошве чаяндинской свиты (венд).

Для каждого варианта корреляции во всех скважинах вычислялось значение следующих случайных величин – положение кровли и подошвы ботубинского горизонта, а также (зависимая от них) толщина ботубинского горизонта. В скв. 3211 Чаюдинской площади экспертно заданы границы ботубинского горизонта. Всего построено 40 равнозначных корреляционных моделей (по числу скважин в проекте), в которых процесс корреляции начинался с разных скважин. Затем, экспертно определенные отметки границ ботубинского горизонта переносились на все остальные скважины проекта.

На рис. 2 показан разрез по профилю АВ (скважины 763, 761, 765, 18006, 321-196 321-01), на котором тонкими цветными линиями вынесены различные варианты положения кровли ботубинского горизонта, полученные после автокорреляции и интерполяции разных вариантов стратиграфических отметок этих границ. По форме каротажных кривых разных скважин видно, что в этой части разреза осадочная толща весьма неоднородна, и проведение границ ботубинского горизонта не является однозначным. Варианты корреляции имеют разброс глубин, достигающий до 10 м.

Гистограммы глубин для разных вариантов корреляции кровли и подошвы горизонта в отдельных скважинах дают разные виды распределений. Обычно встречаются двумодальные распределения. Для кровли горизонта иногда возникают одномодальные распределения. Толщина горизонта, как правило, дает двумодальное распределение. Характерный пример, представлен на рис. 3.

На рис. 3 показаны распределения глубин кровли и подошвы ботубинского горизонта, а также распределение его толщин в скв. 321-19 (она представлена и на разрезе – рис. 2).

То, что распределения параметров, зависящих от корреляции, часто имеет несколько мод, естественно. Если в эталонном разрезе граница горизонта проведена по характерным особенностям каротажных кривых, связанных с изменением литологических свойств, то в

сопоставляемых скважинах близкие по характеру смены литологического состава фрагменты разреза могут располагаться на некотором удалении друг от друга. Поэтому перестройка корреляционной модели даже при малом изменении параметров её создания обычно происходит скачками от одного фрагмента скважины, похожего на эталонный образ, на другой фрагмент.

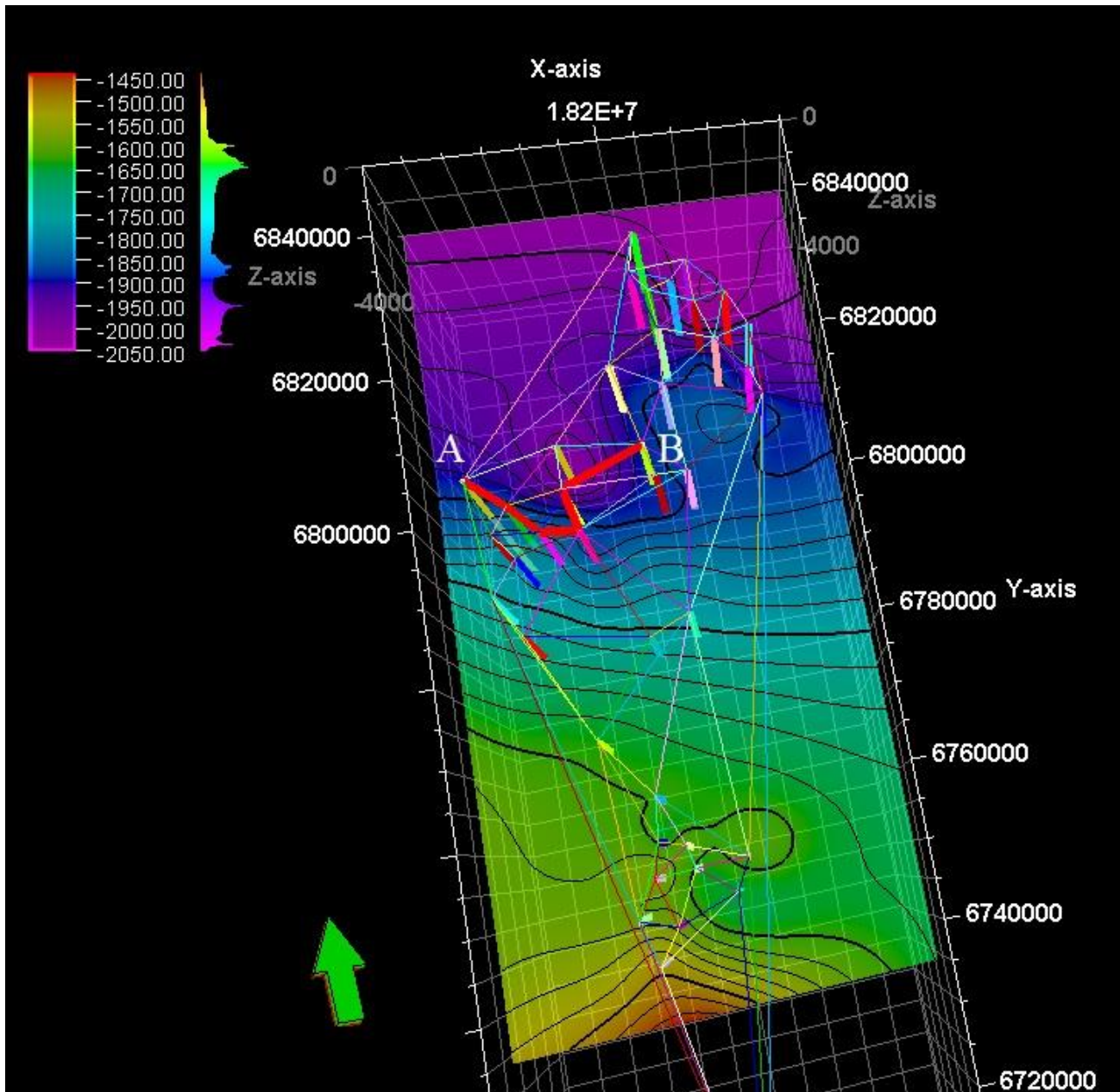


Рис. 1. Границы участка и расположение скважин «Чаяндинского» проекта на подложке структурной карты кровли пласта В₁₀

Красная жирная линия АВ – линия профиля. Тонкие цветные линии, соединяющие скважины, показывают отношение соседства скважин, установленные триангуляцией.

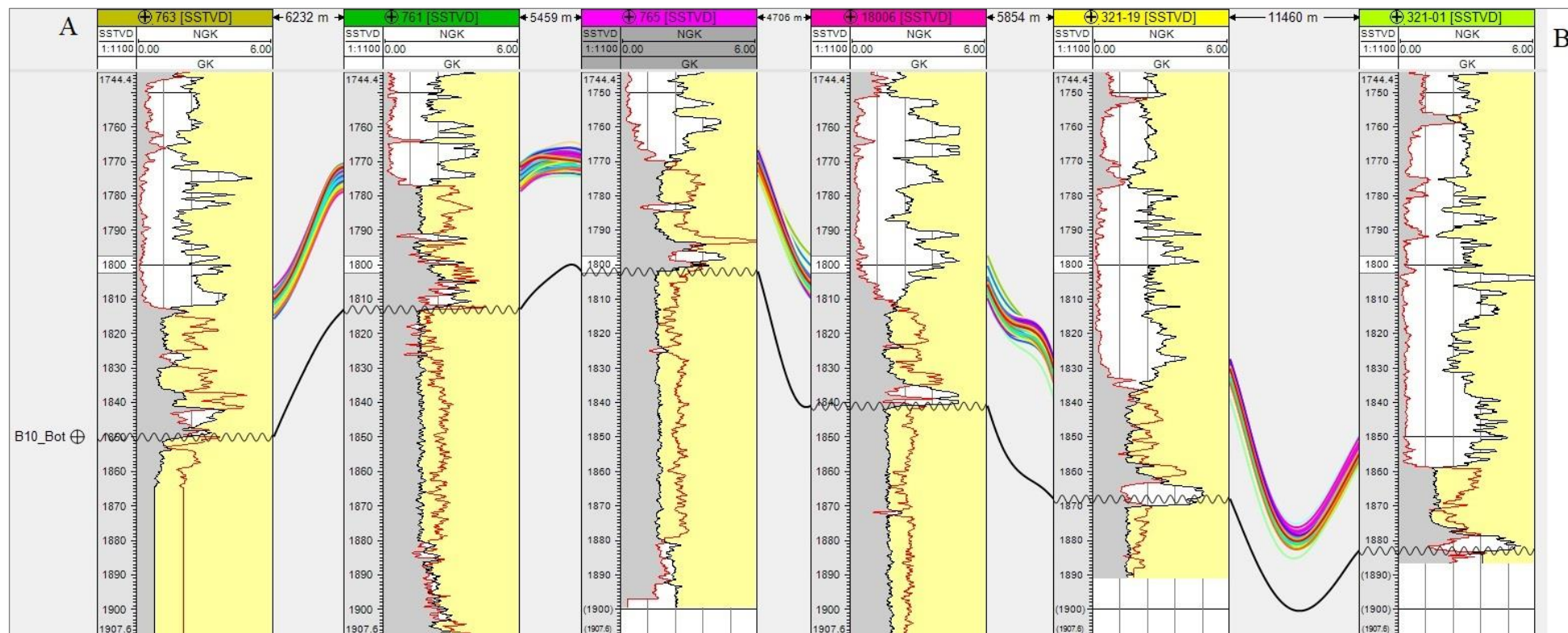


Рис. 2. Разрез по линии АВ нижней части чаяндинской свиты

Подошва свиты – поверхность размыва B10_Bot. Цветные линии – сечения поверхностей кровли ботубинского горизонта, построенные по разным вариантам его автоматической корреляции по данным GK (бурая линия) и NGK (черная линия).

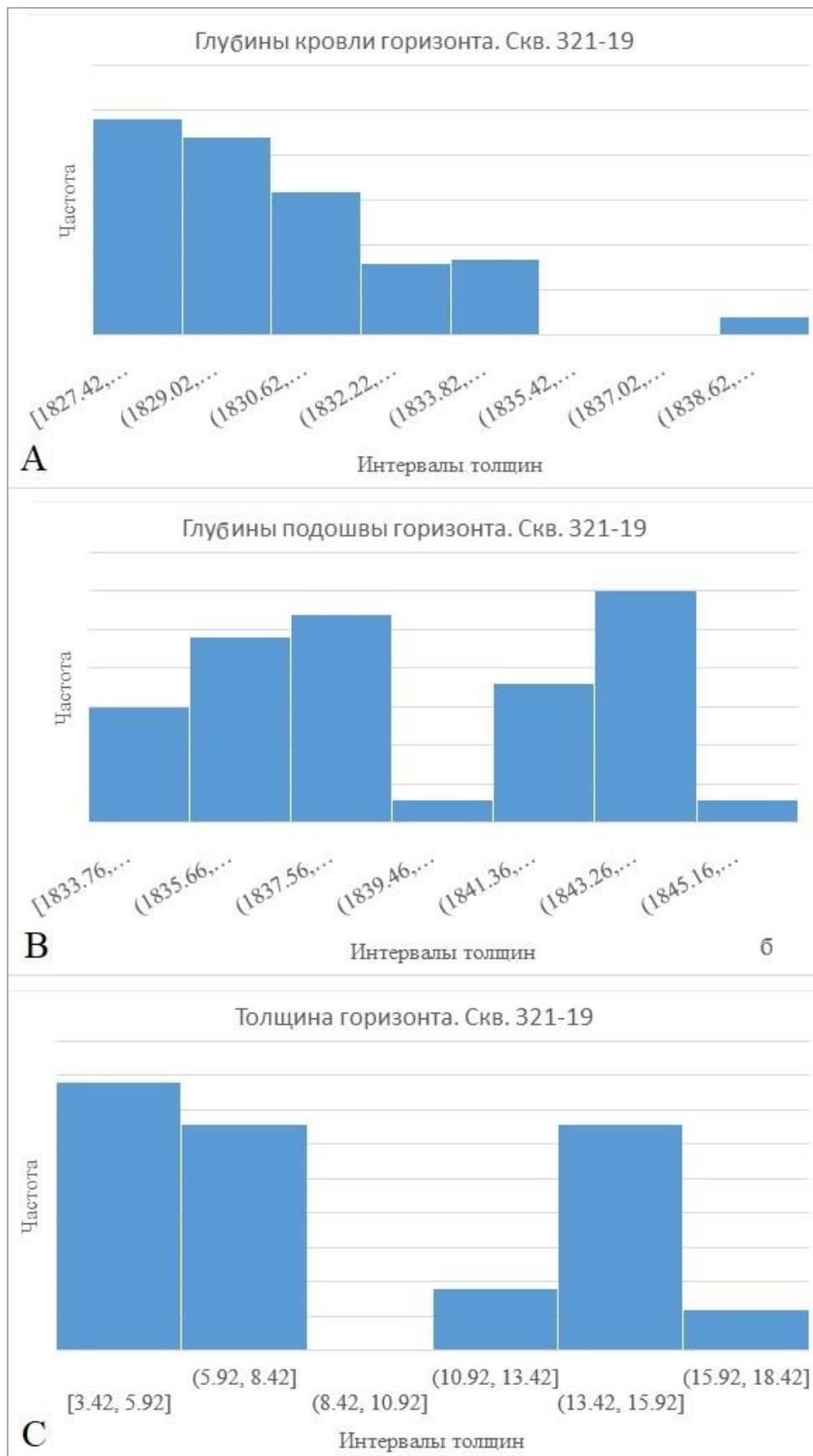


Рис. 3. Гистограммы распределения основных параметров ботубинского горизонта для разных вариантов корреляции в скв. 321-19

А – глубины кровли, В – глубины подошвы, С – толщины горизонта.

Получена оценка распределения средних толщин горизонта в целом по участку моделирования при разных вариантах корреляции разрезов скважин, для чего после очередного варианта корреляции на площади месторождения путем интерполяции стратиграфических отметок горизонта строились карты его кровли и подошвы и вычислялась карта толщин. Каждая карта толщин характеризуется одним средним значением. Соответственно, вычислено 40 значений средних толщин горизонта, которые зависели от процедуры корреляции разрезов, а также последующей интерполяции стратиграфических отметок в скважинах. Гистограмма средних значений толщин ботубинского горизонта показана на рис. 4. Здесь также имеет место двумодальное распределение.

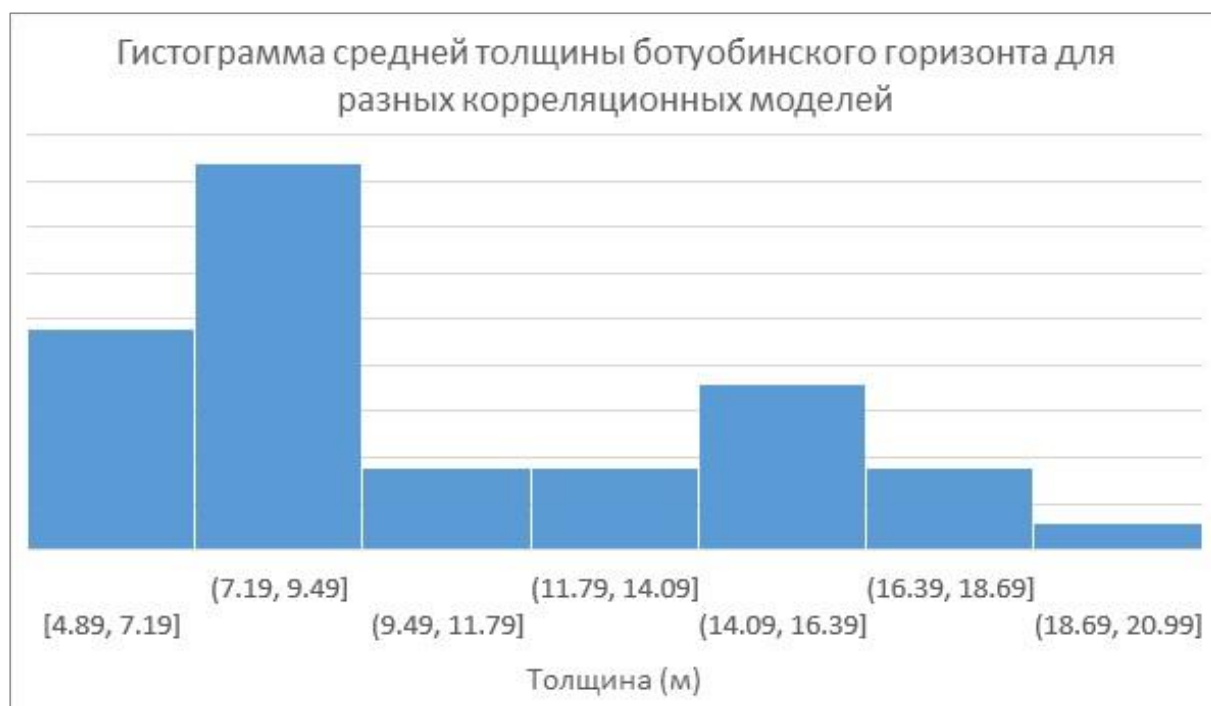


Рис. 4. Распределение средней толщины ботубинского горизонта

Заключение

В статье не ставилась задача дать актуальную и исчерпывающую стохастическую модель залежи ботубинского горизонта Чайядинской площади. Её решение возможно с привлечением обширных данных эксплуатационного бурения, петрофизических определений, моделей положения тектонических и фазовых контактов залежи, а также модели распределения литологических разностей. На примере исследуемого объекта впервые показана возможность получения многовариантных корреляционных построений и возможность включения этих вариантов в схему стохастической оценки пластовых залежей нефти и газа.

Работа выполнена при поддержке Программ IX.131.2.2. и IX.131.4.1. фундаментальных научных исследований СО РАН.

Литература

Байков В.А., Бакиров Н.К., Яковлев А.А. Новые подходы в теории геостатистического моделирования // Вестник уфимского государственного авиационного технического университета. - 2010. - Т. 14. - №2(37). - С. 209-215.

Боженьюк Н.Н. Методы адаптации и снижения неопределенностей при геолого-гидродинамическом моделировании терригенных коллекторов на примере ряда месторождений Западной Сибири // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. - Тюмень, 2018. - 163 с.

Гришкевич В.Ф. Неоднозначность стратиграфической модели толщи как фактор опоискования // Вестник недропользователя ХМАО. - 1999. - № 3. - С. 73-75.

Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. Применение многовариантного моделирования при распределении Кп с целью оценки достоверности построения трехмерных литолого-фациальных моделей на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения нефти // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2012. - №2. - С. 10-19.

Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. - EAGE, 2002. - 296 с.

Екименко А.В., Главнов Н.Г., Перминов Д.Е. Оценка неопределенности структурных построений при проектировании добывающих скважин // ПРО НЕФТЬ. - Октябрь 2016. - Вып.1. - С. 21-26.

Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при совете министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. - М., 1983.

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.

Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. - Москва-Тверь: ВНТГНИ, НПЦ Тверьгеофизика, 2003. - 262 с.

Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г. № 3-р, 32 с.

Никитин И.А., Белкина В.А. Анализ неопределенностей запасов газа одного из

месторождений Пур-Тазовской нефтегазоносной области // Территория «НЕФТЕГАЗ». - 2016. - № 11. - С. 50-56.

Потехин Д.В., Путилов И.С. Количественное обоснование параметров многовариантного моделирования для повышения достоверности трехмерных геологических моделей нефтяных месторождений // Территория НЕФТЕГАЗ. - 2014. - №2. - С.20-23.

Хамета И.Г., Бикбулатов С.М., Ахметзянов Р.В. Оценка влияния сейсмической неопределенности на величину запасов углеводородов // Нефтегазовое дело. - 2012. - № 3. - С.287-294.

Хисамов Р.С., Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М., Дрягалкина А.А. Вероятностно-статистическая оценка запасов и ресурсов в модуле «UNCERTAINTY_ANALYSIS» в программном обеспечении ROXAR RMS // Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтегазовых месторождений: материалы Международной научно-практической конференции. - 2018, Казань. - С. 89-93.

Keogh K.J., Martinius A.W., Osland R. The development of fluvial stochastic modelling in the Norwegian oil industry: A historical review, subsurface implementation and future directions // Sedimentary Geology, Volume 202, Issues 1–2, 15 November 2007, P. 249-268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2007.05.009>

Zene M.T.A.M., Hasan N., Ruizhong J., Ruizhong J., Zhenliang G. Volumetric estimation and OOIP calculation of the Ronier4 block of Ronier oilfield in the Bongor basin, Chad. Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour. 5, 371–381 (2019). DOI: <https://doi.org/10.1007/s40948-019-00117-0>

Zhang K. Hong Huo H., Chen H, Wan X., Liu H., Zhang Ch., Wang Y., Guo S., Meng Z. Improved Stochastic Simulation Using Stratigraphic Forward Modeling: A Case Study of the Lithological Distribution of Tide-Dominated Estuary in JE-AW Oil Field, Ecuador. In: Qu Z., Lin J. (eds) Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2017. Springer Series in Geomechanics and Geoengineering. Springer, Singapore. 2019. DOI: https://doi.org/10.1007/978-981-10-7560-5_34

Lapkovsky V.V.

Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the RAS (INGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, lapkovskiivv@ipgg.sbras.ru

THE AMBIGUITY OF CORRELATION AS A FACTOR IN STOCHASTIC MODELING OF OIL AND GAS FIELDS

In stochastic modeling of oil and gas accumulations, the main sources of uncertainty are associated with the incompleteness of structural information caused by data interpolation errors and inaccuracies in seismic velocity model. Often, porosity, permeability, and the position of phase contacts in reservoirs are represented by random variables with specified types and distribution parameters. There is another type of uncertainty caused by the ambiguity of the cross-well stratigraphic correlation and it has not been studied enough to date, mainly due to the complexity of generating multivariate equivalent correlation models. Based on the technology of automatic correlation of well sections according to their logging data, multivariate modeling of the Botuoba level of the Chayanda field was performed. Empirical distributions of level thicknesses and the position of its boundaries were obtained for the first time. The proposed solution allows to take into account the correlation variability in the stochastic estimation of oil and gas accumulations.

Keywords: stochastic modeling, correlation uncertainty, automatic well correlation, logging, Botuoba level, Chayanda field.

References

Baykov V.A., Bakirov N.K., Yakovlev A.A. *Novye podkhody v teorii geostatisticheskogo modelirovaniya* [New methods in the theory of geostatistical modelling]. Vestnik ufimskogo gosudarstvennogo aviatsionnogo tekhnicheskogo universiteta, 2010, vol. 14, no.2(37), pp. 209-215.

Bozhenyuk N.N. *Metody adaptatsii i snizheniya neopredelennostey pri geologo-gidrodinamicheskom modelirovanii terrigenykh kollektorov na primere ryada mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Methods of adaptation and reduction of uncertainties in the geological and hydrodynamic modeling of terrigenous reservoirs by the example of a number of petroleum accumulations in Western Siberia]. Dissertatsiya na soiskanie uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk, Tyumen', 2018, 163 p.

Deryushev A.B., Potekhin D.V. *Primenenie mnogovariantnogo modelirovaniya pri raspredelenii Kp s tsel'yu otsenki dostovernosti postroeniya trekhmernykh litologo-fatsial'nykh modeley na primere nizhnetimanskikh otlozheniy Kirillovskogo mestorozhdeniya nefi* [The use of multivariate modeling in the distribution of Kp to evaluate the reliability of the construction of three-dimensional lithological-facies models on the example of the Lower Timan section of the Kirill oil field]. Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo, 2012, no. 2, pp. 10-19.

Dyubrul O. *Ispol'zovanie geostatistiki dlya vklyucheniya v geologicheskuyu model' seismicheskikh dannyykh* [Using geostatistics to incorporate seismic data into a geological model]. EAGE, 2002, 296 p.

Ekimenko A.V., Glavnov N.G., Perminov D.E. *Otsenka neopredelennosti strukturnykh postroeniy pri proektirovanii dobyvayushchikh skvazhin* [Assessment of the uncertainty of structural structures in the projecting of production wells]. PRO NEFT", Oct 2016, issue 1, pp. 21-26.

Grishkevich V.F. *Neodnoznachnost' stratigraficheskoy modeli tolshchi kak faktor opoiskovaniya* [The ambiguity of the stratigraphic model of the stratum as a search factor]. Vestnik nedropol'zovatelya KhMAO, 1999, no. 3, pp. 73-75.

Instruktsiya o soderzhanii, oformlenii i poryadke predstavleniya v gosudarstvennyuyu komissiyu po zapasam poleznykh iskopaemykh pri sovete ministrov SSSR (GKZ SSSR) materialov po podschetu zapasov nefi i goryuchikh gazov [Instruction about contents, clearance and order of submission to the state commission on useful fossils resources under the council of ministers of the USSR (GKZ USSR) data for calculating oil resources and combustible gases]. Moscow, 1983.

Keogh K.J., Martinius A.W., Osland R. The development of fluvial stochastic modelling in the

Norwegian oil industry: A historical review, subsurface implementation and future directions // *Sedimentary Geology*, Volume 202, Issues 1–2, 15 November 2007, P. 249-268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2007.05.009>

Khameta I.G., Bikbulatov S.M., Akhmetzyanov R.V. *Otsenka vliyaniya seysmicheskoy neopredelennosti na velichinu zapasov uglevodородов* [Influence estimation of seismic data uncertainties on oil in place calculation]. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 3, pp. 287-294.

Khisamov R.S., Safarov A.F., Kalimullin A.M., Dryagalkina A.A. *Veroyatnostno-statisticheskaya otsenka zapasov i resursov v module «UNCERTAINTY_ANALYSIS» V programnom obespechenii ROXAR RMS* [Probabilistic-statistical estimation of reserves and resources in the Uncertainty_Analysis module in Roxar RMS software]. *Modelirovanie geologicheskogo stroeniya i protsessov razrabotki – osnova uspeshnogo osvoeniya neftegazovykh mestorozhdeniy: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*, 2018, Kazan', pp. 89-93.

Lapkovskiy V.V., Istomin A.V., Kontorovich V.A., Berdov V.A. *Korrelyatsiya razrezov skvazhin kak mnogomernaya optimizatsionnaya zadacha* [Correlation of well logs as a multidimensional optimization problem]. *Geologiya i geofizika*, 2015, vol. 56, pp. 624-630.

Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefiti ob'emnym metodom [Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. Editors V.I. Petersil'e, V.I. Poroskuna, G.G. Yatsenko. Moscow-Tver': BHTGNI, NPTs Tver'geofizika, 2003, 262 p.

Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu klassifikatsii zapasov i resursov nefiti i goryuchikh gazov [Guidelines for the application of classification of reserves and resources of oil and combustible gases]. Utverzhdeno rasporyazheniem Minprirody Rossii ot 01.02.2016 g. № 3-r, 32 s.

Nikitin I.A., Belkina V.A. *Analiz neopredelennostey zapasov gaza odnogo iz mestorozhdeniy Pur-Tazovskoy neftegazonosnoy oblasti* [Uncertainty analysis of gas reserves one of the fields in Pur-Tazov Basin]. *Territoriya «NEFTEGAZ»*, 2016, no. 11, pp. 50-56.

Potekhin D.V., Putilov I.S. *Kolichestvennoe obosnovanie parametrov mnogovariantnogo modelirovaniya dlya povysheniya dostovernosti trekhmernykh geologicheskikh modeley nefityanykh mestorozhdeniy* [Quantitative substantiation of multivariate modeling parameters to increase the reliability of three-dimensional geological models of oil fields] *Territoriya NEFTEGAZ*, 2014, no. 2, pp.20-23.

Zene M.T.A.M., Hasan N., Ruizhong J., Ruizhong J., Zhenliang G. Volumetric estimation and OOIP calculation of the Ronier4 block of Ronier oilfield in the Bongor basin, Chad. *Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour.* 5, 371–381 (2019). DOI: <https://doi.org/10.1007/s40948-019-00117-0>

Zhang K. Hong Huo H., Chen H., WanX., Liu H., Zhang Ch., Wang Y., Guo S., Meng Z. Improved Stochastic Simulation Using Stratigraphic Forward Modeling: A Case Study of the Lithological Distribution of Tide-Dominated Estuary in JE-AW Oil Field, Ecuador. In: Qu Z., Lin J. (eds) *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2017*. Springer Series in Geomechanics and Geoengineering. Springer, Singapore. 2019. DOI: https://doi.org/10.1007/978-981-10-7560-5_34

© Лапковский В.В., 2020

