

# **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ И КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

© А. М. НИКАШКИН<sup>1</sup>, А. В. РЫЛЬКОВ<sup>2</sup>,  
А. А. КЛИМОВ<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Тюменское отделение СургутНИПИнефть

<sup>2</sup>ЗапСибИПГНГ ТНГУ

Klimov\_aa@surgutneftegas.ru

УДК 550.7.02

## **ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ КОРРЕЛЯЦИИ ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩ И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**

### **GEOLOGICAL AND MATHEMATICAL MODEL OF CORRELATION OF SEDIMENTATION MASS AND ITS USE FOR SOLVING CRUCIAL TASK IN PETROLEUM GEOLOGY**

Установлено, что глинистые осадки наиболее уверенно прослеживаются в осадочных толщах. Они характеризуются близкими рисунками кривых ГИС и соответствуют границам идентичных в стратиграфическом отношении нефтегазоносных комплексов. На примере Яун-Лорского и Лянторского месторождений Сургутского свода авторы статьи демонстрируют возможности и достоинства многомерно-статистического способа корреляции нефтегазоносных пластов и толщ. С использованием программы Statistica выполнены расчеты глубин залегания продуктивных пластов АС9-АС10 на исследуемых месторождениях; выявлена тесная корреляционная взаимосвязь глубин залегания тонкоотмученных глин Алымской свиты с глубинами залегания продуктивных пластов, что было учтено при построении геологических моделей.

*It is found that argillaceous sediments are steadily traceable in sedimentation mass. They are characterized by similar patterns of well logging curves and they correspond to the*

*boundaries of identical stratigraphically oil and gas complexes. In the paper on the example of Yaun-Lorsk and Lyantor deposits of the Surgut crest the possibilities and advantages of multidimensional statistical correlation method of oil and gas reservoirs and mass are shown. With the use of the program Statistica producing depths AS9-AC10 on the deposits under investigation are calculated. The close correlation relationship between the depths of fine-dispersed clays of Alymskaya group and producing depth, which was taken into account in the development of geological models, is presented.*

*КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА.* Геолого-математическая модель, корреляция, тонкоотмученная глина.

*KEY WORDS.* Geological-mathematical model, correlation, finely elutriated clay.

Проблема корреляции осадочных толщ в нефтегазовой геологии носит фундаментальный характер. Практически все задачи, связанные с изучением геологического строения любого региона, распределением нефтегазоносности во времени и пространстве, оценкой запасов и ресурсов углеводородного сырья и, в конечном счете, решением наиболее важных энергетических проблем не могут быть реализованы в полной мере без решения задачи корреляции.

В отличие от известных статистических моделей корреляции, широко используемых в нефтепромысловой геологии и при проектировании разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [1, 2, 3], в рассматриваемой модели основополагающей является взаимосвязь литолого-фациальных особенностей коррелируемых разрезов с конкретными особенностями записей или рисунков кривых ГИС, соответствующих им. В связи с этим буквально каждый метр глубины приобретает существенную значимость. В данной работе расчеты осуществлялись с использованием программного продукта Statistica 7.0.

В учебном пособии [4] рассматриваемая модель используется под названиями «Многомерная детерминировано-статистическая модель» и «Численная модель корреляции осадочных толщ». Использование термина «детерминированная» связано с тем, что выбор конкретного значения глубины прогнозируемого нефтегазоносного или водоносного объекта из некоторого подмножества возможных или вероятных значений глубин его залегания в конкретном разрезе осуществляется с учетом накопленного профессионального опыта по вопросам корреляции и априорных сведений об особенностях геологического строения изучаемой толщи в пределах рассматриваемого региона. Использование термина «численная» объясняется тем, что ее достоверность, в отличие от обычных статистических моделей, широко используемых в геологической практике, оценивается конкретным числом — значением множественного коэффициента корреляции  $R$  между глубинами нижнего  $H_H$  и верхнего  $H_B$  опорных реперов и глубиной исследуемого нефтегазоносного объекта  $H_i$  с указанием координат их пересечения со скважиной  $X_p, Y_r$ .

В работе [4] приводится детальная характеристика литологических особенностей реперов  $H_H$  и  $H_B$  с точки зрения их информативности в решении задачи корреляции.

Традиционный взгляд на объекты разработки в своей основе содержит главную мысль, что локальные особенности их строения могут быть изучены тем лучше, чем плотнее эксплуатационная сетка скважин. Однако практика работ по освоению эксплуатационных объектов свидетельствует о том, что переход к плотной сетке не всегда дает желаемые результаты, и отметки залегания картируемой поверхности в межскважинных зонах не всегда оказываются адекватными модельной поверхности.

Учитывая сложности, возникающие при построении достоверных геологических моделей эксплуатационных объектов, приуроченных к очень неоднородным по строению нефтегазоносным резервуарам, с помощью описываемой модели корреляции был проведен эксперимент по оценке глубин залегания продуктивных пластов  $AC_9$  и  $AC_{10}$  на Яунлорском и Лянторском месторождениях Сургутского свода Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Прогноз глубин залегания продуктивных пластов  $AC_9$  и  $AC_{10}$  был осуществлен с учетом глубин залегания репера  $H_B$ , приуроченного к наиболее отмученным глинам алымской свиты, однозначно выделяемым на кривых ГИС, и которым было присвоено название «ядра».

Следует отметить, что особенности тонкодисперсных или тонкоотмученных глин покрывших нефтегазоносных пластов и горизонтов очень детально изучались многими исследователями [5, 6, 7].

Прогноз относительных глубин залегания продуктивных пластов  $AC_9$  и  $AC_{10}$  на Яунлорском месторождении был осуществлен по 26 скважинам. Множественный коэффициент корреляции  $R$  оказался равным 0.99999922. Проведенный эксперимент подтвердил мысль о том, что пространственная взаимосвязь тонкоотмученных глин мезозойского разреза дает возможность построения наиболее достоверной модели нефтегазоносного резервуара в целом. В силу того, что более отмученные глинистые разности обладают наивысшими экранирующими свойствами, подстилающие их нефтегазоносные песчаные коллекторы, как правило, характеризуются более высокими коэффициентами нефтегазонасыщенности. Это с высокой точностью подтверждается промыслово-геофизическими особенностями эксплуатационного объекта, приуроченного к пластам  $AC_9$  и  $AC_{10}$  данного месторождения.

На примере многих скважин месторождения можно видеть, что прогнозируемые по глубинам залегания «ядра» глубины пласта  $AC_9$  также попадают в интервалы залегания тонкоотмученных глин, продуктивные коллекторы под которыми характеризуются максимальными значениями коэффициента нефтегазонасыщенности. Показательными в этом отношении являются скважины № 1162, 567, 918, 922, 924, 94. В скважине № 918 песчаный пропласток, соответствующий прогнозной глубине залегания анализируемого объекта, характеризуется наибольшим значением коэффициента нефтенасыщенности

в сравнении с выше и нижезалегающими продуктивными пропластками и составляет 66.9%. В скважине № 918 песчаный прослой с самым высоким коэффициентом нефтенасыщенности, равным 78.7%, приурочивается (с точностью до метра), к тонкоотмученным глинам. В скважине № 94 прогнозная глубина продуктивной толщи попадает на кровлю песчаного пласта  $AC_9$ , характеризующегося самым высоким коэффициентом нефтенасыщенности, равным 77.3%.

Таким образом, по результатам прогноза глубины залегания продуктивных пластов  $AC_9$  и  $AC_{10}$  Яунлорского месторождения, с учетом глубины залегания «ядра» алымской свиты в рамках детерминировано-статистической модели корреляции, можно сделать следующие выводы:

- множественный коэффициент корреляции  $R$  является чувствительным показателем взаимосвязи глубин залегания тонкоотмученных глин песчаных толщ мезозойского разреза, контролирующих скопления нефти и газа;
- в пределах эксплуатационных участков при детальной корреляции отдельных нефтегазоносных пластов и пропластков в качестве информативного параметра может использоваться коэффициент нефтегазонасыщенности, определяемый по материалам промысловой геофизики;
- совместное использование глубин залегания тонкоотмученных глин опорного репера, связанного с «ядром» алымской свиты и информации о величине коэффициента нефтенасыщенности продуктивного объекта, способствует построению более достоверной модели корреляции.

По Лянторскому месторождению достаточно показательной в отношении удивительно точной взаимосвязи глубин залегания тонкоотмученных глин «ядра» алымской свиты и кровли продуктивной толщи  $AC_{9-10}$  является скважина 4R. Первоначальная глубина залегания «ядра» алымской свиты в этой скважине составляла 1874 м, а прогнозная глубина продуктивной толщи пластов  $AC_{9-10}$  — 2100 м. Множественный коэффициент корреляции был равен 0.99982957. Перемещение глубины залегания ядра алымской свиты в более характерный экстремум кривых ГИС на глубину 1870 м привело к изменению прогнозной глубины продуктивной толщи на значение 2099 м, что соответствует кровле маломощного продуктивного песчаника с высоким коэффициентом нефтенасыщенности, равным 61.4%. Множественный коэффициент корреляции при этом увеличился до значения 0.99983255.

Таким образом, приведенные примеры по ряду поисково-разведочных скважин Яунлорского и Лянторского месторождений показывают, что совместное использование глубин залегания тонкоотмученных глин опорного репера, приуроченного к «ядру» алымской свиты, и информации о величине коэффициента нефтенасыщенности коррелируемого продуктивного объекта приближают нас к построению более достоверной модели корреляции.

Опираясь на полученные результаты, мы провели эксперимент по уточнению геологического строения эксплуатационного объекта  $AC_{9-11}$  Лянторского месторождения. Особенностью данного эксперимента является то, что он осуществлялся с привлечением вертикальных и наклонных скважин. В рамках стоящих перед нами задач первоочередной оказалась задача, связанная с прогнозированием отметки кровли пласта  $AC_9$  в скважинах с нечеткими в литологическом отношении границами между песчаными пластами и глинами, и неясным характером насыщения пород-коллекторов. В связи с отсутствием информации о глубинах залегания нижнего репера, приуроченного к кровле баженовской свиты, при решении поставленной задачи были использованы данные только по глубинам залегания верхнего репера, приуроченного к осадкам алымской свиты.

Построение многомерной, детерминировано-статистической модели корреляции объекта  $AC_9$  в данном эксперименте было выполнено на основе промыслово-геофизической информации по 125 скважинам Лянторского месторождения. При ее построении использовались данные по координатам пласто-пересечений, относительные и абсолютные глубины кровли пласта  $AC_9$  и тонкоотмученных глин или «ядра» алымской свиты. Анализ связи между независимыми переменными и глубиной кровли пласта  $AC_9$  выполнялся в программном продукте Statistica 7.0.

По всем скважинам были просмотрены каротажные диаграммы и определены глубины и отметки «ядра» тонкоотмученной алымской глины. Решение поставленной задачи осложнялось из-за отсутствия методов стандартного каротажа, в частности кривых КС и ПС. Но «ядро» алымской свиты достаточно однозначно отбивается и по другим кривым ГИС, в частности по кривым Gz, Vz (рис. 1).

При построении модели использовались данные по координатам пласто-пересечений, измеренным и абсолютным глубинам отметок кровли пласта  $AC_9$  и тонокотмученной морской глины алымской свиты. Анализ связи между независимыми переменными (множественная регрессия) и глубиной кровли пласта  $AC_{9-11}$  выполнялся в программном пакете Statistica 7.0.

В качестве независимых переменных в первом варианте были выбраны:

$D_{alim}$  — измеренная по стволу скважины глубина залегания ядра тонкоотмученной морской глины алымской свиты;

X, Y — пространственные координаты пересечения скважиной пласта  $AC_9$ ,

В качестве зависимой величины принималась:

$D_{AC_9}$  — измеренная по стволу скважины глубина кровли пласта  $AC_9$ .

По итогам выполненных расчетов множественный коэффициент детерминации R составил 0.99999243. Установленная связь между коэффициентами может быть представлена в виде следующей формулы:

$$D_{AC_9} = 1.319 \cdot MD_{alim} - 0.000240 \cdot X - 0.000053 \cdot Y. \quad (1)$$

Результаты сопоставления расчетных и фактических данных приведены на рисунке 2.

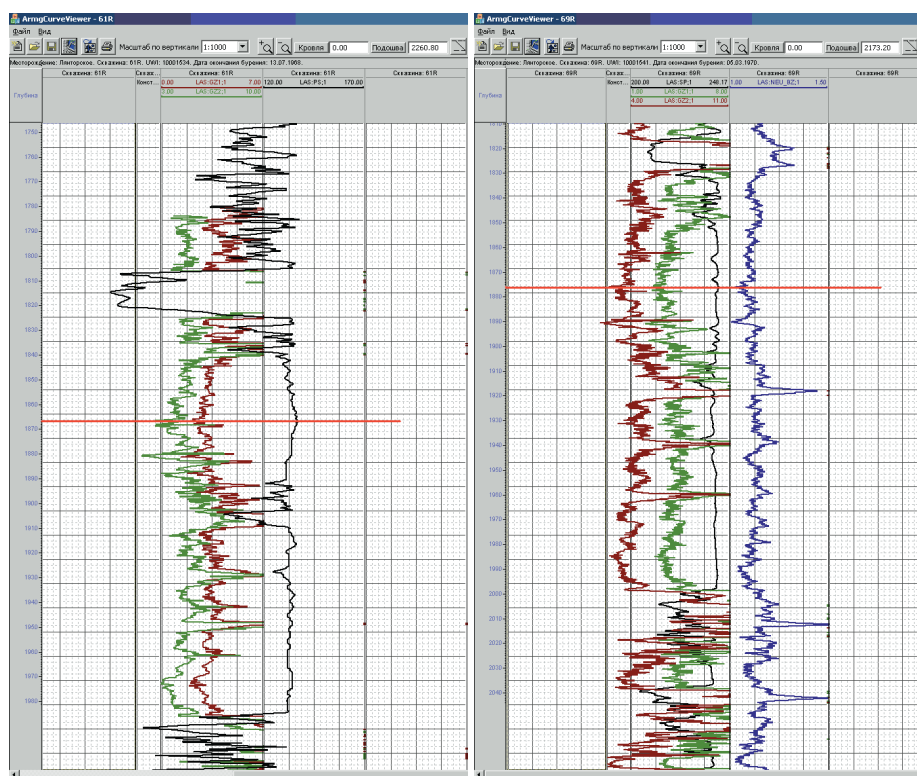


Рис. 1. Пример определения отметки «ядра тонкоотмученной глины» алымской свиты по каротажным кривым Gz и Vz

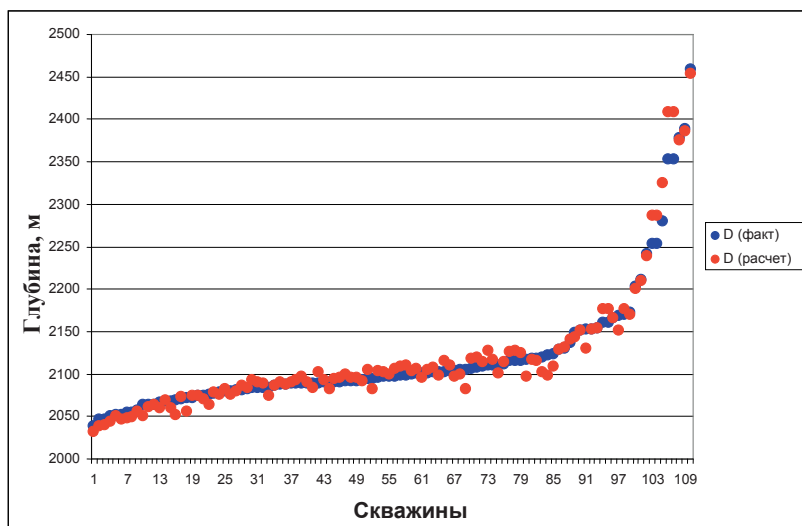


Рис. 2. Сопоставление расчетной и фактической измеренных глубин кровли пласта AC<sub>9</sub> Лянторского месторождения

Таким образом, нами была установлена связь измеренной глубины кровли пласта АС<sub>9</sub> Лянторского месторождения с глубиной залегания тонкоотмученной морской глины алымской свиты и пространственными координатами скважины. Однако использование данной зависимости корректно только в вертикальных и субвертикальных скважинах. В наклонно-направленных, пологих и горизонтальных скважинах следует использовать абсолютные глубины. Поэтому в качестве независимых переменных во втором варианте были выбраны:

$Z_{\text{alim}}$  — абсолютная глубина отметки ядра тонкоотмученной морской глины алымской свиты;

$X, Y$  — пространственные координаты пересечения скважиной пласта АС<sub>9</sub>.

Зависимой величиной принималась:

$Z_{\text{АС}_9}$  — абсолютная глубина кровли пласта АС<sub>9</sub>.

Полученная зависимость в результате обработки исходных данных в программе Statistica может быть представлена в виде следующей формулы:

$$Z_{\text{АС}_9} = 1.116 \cdot Z_{\text{alim}} + 0.00014 \cdot X - 0.000262 \cdot Y. \quad (2)$$

Множественный коэффициент детерминации  $R$  составил 0.99999619. Результаты сопоставления расчетных и фактических данных представлены на рисунке 3.

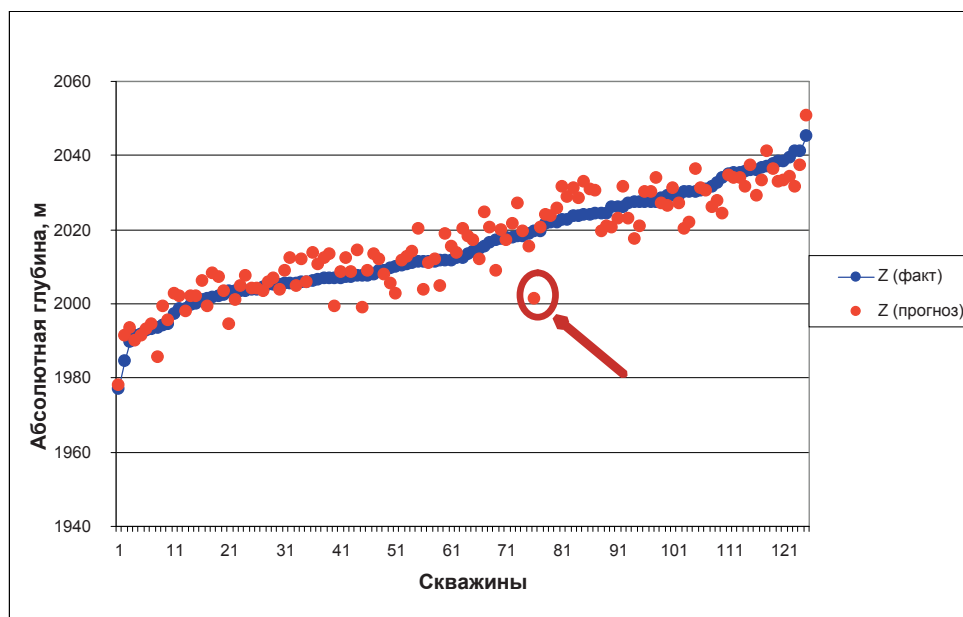


Рис. 3. Сопоставление расчетной и фактической абсолютных глубин кровли пласта АС<sub>9</sub> Лянторского месторождения

Из него видно, что наибольшее отклонение расчетного значения от фактического (более 15 м) наблюдается по скважине № 5782. Результаты анализа показали следующее. В используемой при расчетах базе данных по скважине № 5782 была ошибочно определена отметка кровли паста АС<sub>9</sub> на уровне 2019.7 м (рис. 4). Сопоставление с другими окружающими скважинами показало, что в № 5782 произошло замещение песчаника в пласте АС<sub>9</sub> глиной,

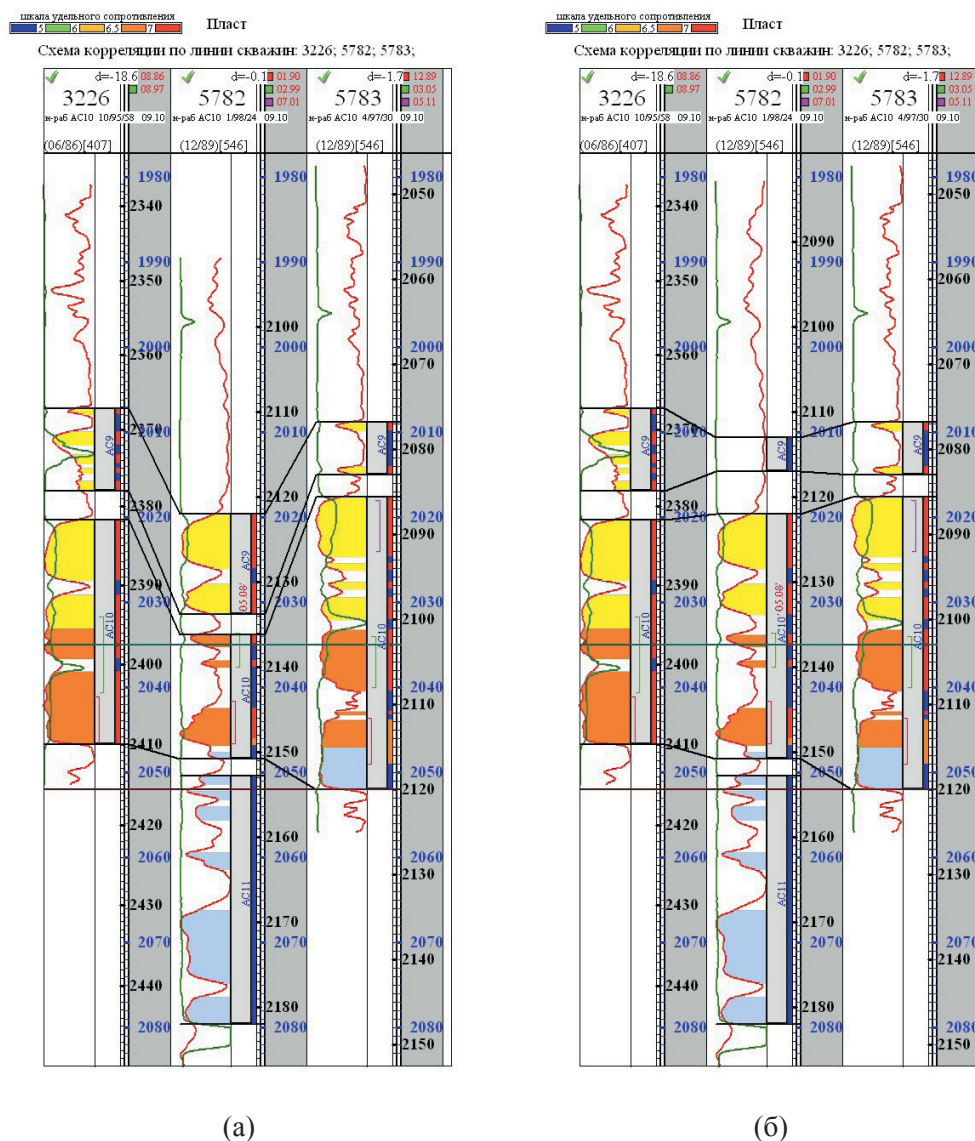


Рис. 4. Сопоставление геологических колонок по участку скважины № 5782 до (а) и после (б) коррекции



и корректная отметка пласта  $AC_9$  должна находиться на уровне 2007-2009 м, что хорошо согласуется с полученной нами моделью (рис. 5).

На основании изложенных материалов можно сделать вывод о том, что построенная детерминировано-статистическая модель может быть использована для нахождения и уточнения отметок пластов в случае нечетких в литологическом отношении границ между песчаными пластами и глинами. Результаты сопоставления прогнозируемых и принятых значений приведены на рис. 5

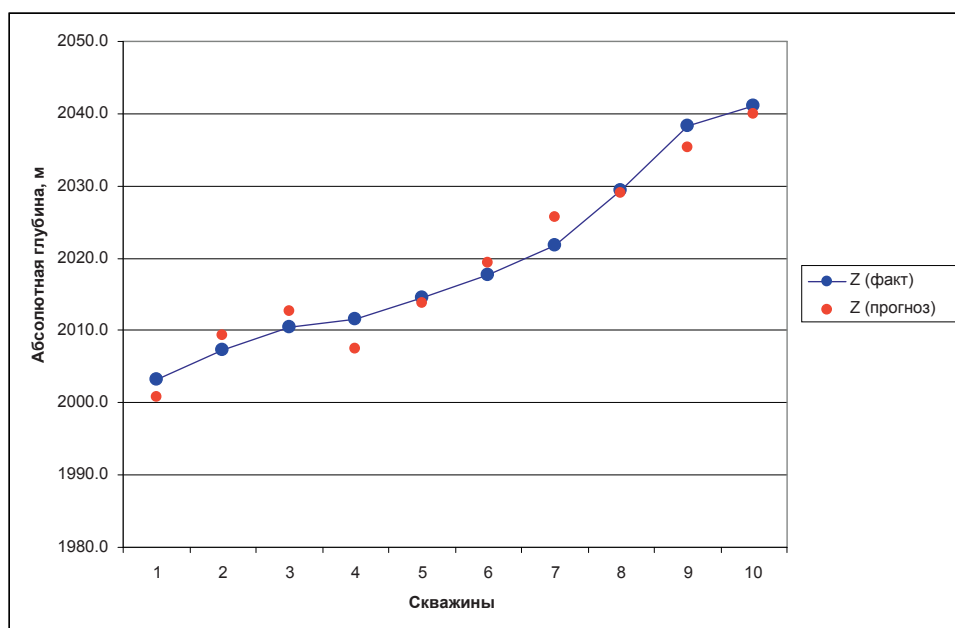


Рис. 5. Сопоставление расчетной и фактической абсолютных глубин кровли пласта  $AC_9$  по скважинам с нечеткими литологическими границами

Из приведенного рисунка видно, что отклонение модельных значений от принятых не превышает 4 метров.

В заключение можно сделать следующие выводы:

- установлена связь глубины кровли пласта  $AC_9$  Лянторского месторождения с глубиной залегания тонкоотмученных морских глин алымской свиты и пространственными координатами скважин;
- построена многомерная, детерминировано-статистическая модель корреляции объекта  $AC_{9-11}$  Лянторского месторождения;
- найдены и исправлены ошибки в определении отметок кровли пласта  $AC_9$ ;
- предлагаемая модель может быть использована для прогнозирования глубины залегания конкретных нефтегазоносных горизонтов и толщ в пределах Лянторского месторождения.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Бадьянов В. А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии / В. А. Бадьянов. Тюмень — Шадринск: Шадринский Дом Печати, 2011. 184 с.
2. Гришкевич В. Ф. Формальная постановка задачи детальной литолого-стратиграфической корреляции / В. Ф. Гришкевич // Проблемы нефти и газа Тюмени, 1974. № 23. С. 82-84.
3. Карагодин Ю. Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность / Ю. Н. Карагодин. М.: Недра, 1974. 176 с.
4. Никашкин А. М. Геолого-математическое моделирование корреляции осадочных толщ: учебное пособие / А. М. Никашкин, А. В. Рылков. Тюмень: Тюменский дом печати, 2013. 192 с.
5. Ушатинский И. Н. Экранирующие свойства и классы глинистых пород-покрышек нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири и их влияние на формирование залежей нефти / И. Н. Ушатинский, И. И. Нестеров, П. Я. Зининберг // Труды ЗапСибНИГНИ. 1970. № 35.
6. Ханин А. А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа / А. А. Ханин. М.: Недра, 1965.
7. Черников О. А. Литологические исследования в нефтепромысловой геологии / О. А. Черников. М.: Недра, 1981.

**REFERENCES**

1. Bad'janov V. A. Metody komp'yuternogo modelirovaniya v zadachah neftepromyslovoj geologii [Methods of Computer Simulation in the Problems of Petroleum Geology]. Tjumen — Shadrinsk: Shadrinskij Dom Pechati, 2011. 184 p. (In Russian)
2. Grishkevich V. F. Formal'naja postanovka zadachi detal'noj litologo-stratigraficheskoj korreljacji [The Formal Problem Statement of Detailed Lithological and Stratigraphic Correlation] // Problemy nefti i gaza Tjumeni [Oil and Gas Production Problems of Tyumen]. 1974. No 23. Pp. 82-84 (In Russian)
3. Karagodin Yu. N. Ritmichnost' osadkonakoplenija i neftegazonosnost' [Intermittency of Sedimentation and Oil and Gas Occurrence]. M.: Nedra, 1974. 176 p. (In Russian)
4. Nikashkin A. M., Ryl'kov A. V. Geologo-matematicheskoe modelirovanie korreljacji osadochnyh tolshh [Geological and Mathematical Model of Correlation of Sedimentation Mass]: Textbook. Tjumen: Tjumenskij dom pechati [Tyumen House of Printing], 2013. 192 p. (In Russian)
5. Ushatinskij I. N., Nesterov I. I., Zininberg P. Ya. Jekranirujushhie svojstva i klassy glinistyh porod-pokryshek neftegazonosnyh gorizontov Zapadnoj Sibiri i ih vlijanie na formirovanie zalezhej nefti [Sealing Properties and Classes of Clay of Western Siberia Oil and Gas Horizons and Their Influence on the Formation of Oil Deposits] // Trydu ZapSibNIGNI [Proceedings of ZapSibNIGNI]. 1970. No 35. (In Russian)
6. Hanin A. A. Osnovy uchenija o porodah-kollektorah nefti i gaza [Fundamentals of Reservoir Rocks of Oil and Gas]. M.: Nedra, 1965. (In Russian)

7. Chernikov O. A. Litologicheskie issledovaniya v neftepromyslovoj geologii [Lithology Studies in Petroleum Geology]. M.: Nedra, 1981. (In Russian)

#### **Авторы публикации**

**Никашкин Анатолий Михайлович** — кандидат геолого-минералогических наук, Тюменское отделение СургутНИПИнефть

**Рыльков Александр Владимирович** — кандидат геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, заместитель директора по научной работе ЗапСиб-ИПГНГ ТНГУ

**Климов Алексей Александрович** — начальник отдела Тюменского отделения СургутНИПИнефть

#### **Authors of the publication**

**Anatoly M. Nikashkin** — Cand. Sci. (Geol. and Mineral.), Tyumen Branch of Surgut-NIPIneft

**Alexander V. Ryl'kov** — Cand. Sci. (Geol. and Mineral.), Corresponding Member of Russian Academy of Natural Sciences, Deputy Director for Science of ZapSibIPGNG, Tyumen State Oil and Gas University

**Aleksey A. Klimov** — Maintenance Supervisor of Tyumen Branch of SurgutNIPIneft