

Прогнозирование коллекторских свойств пластов группы АВ, БВ Самотлорского месторождения на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических параметров

Бембель М.Р., Толстолыткин Д.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
mrбембель@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В процессе создания геологических моделей и проектирования разработки объектов, приуроченных к пластам группы АВ, БВ Самотлорского месторождения, сложнейшей задачей является картирование и дальнейшее пространственное моделирование прогнозных карт эффективных толщин коллектора. Процесс построения концептуальной геологической модели объектов разработки Самотлорского месторождения включает в себя построение прогнозных карт песчаности по комплексу критериев, установленных по данным сейсмозазведки, ГИС и керна. Опробование предлагаемого алгоритма прогноза коллекторских свойств объектов разработки на площади Самотлорского месторождения с выборкой данных по ~25 000 скважин позволит применять полученный опыт на слабоизученных промысловых объектах других месторождений.

Материалы и методы

Выполнен статистический анализ скважинных данных и данных сейсмозазведки, рассчитаны трендовые поля коэффициента песчаности.

Ключевые слова

поле параметра сейсмодат, видимая частота отраженной волны, прогнозная карта песчаности

Для цитирования

Бембель М.Р., Толстолыткин Д.В. Прогнозирование коллекторских свойств пластов группы АВ, БВ Самотлорского месторождения на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических параметров // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 34–40.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-34-40

Поступила в редакцию: 03.10.2024

GEOLOGY

UDC 550.8:553.98 | Original Paper

Prediction of reservoir properties of reservoirs of the AB, BV group of the Samotlor deposit based on polyparametric dependencies of geological and geophysical parameters

Bembel M.R., Tolstolitkin D.V.
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
mrбембель@tnnc.rosneft.ru

Abstract

In the process of creating geological models and designing the development of objects confined to the layers of the AB, BV group of the Samotlor deposit, the most difficult task is mapping and further spatial modeling of forecast maps of effective reservoir thicknesses. The process of constructing a conceptual geological model of the Samotlor deposit development facilities includes the construction of forecast maps of sandiness according to a set of criteria established according to seismic survey, GIS and core data. Testing of the proposed algorithm for forecasting reservoir properties of development objects on the area of the Samotlorskoye field with a sample of data on ~ 25 000 wells will allow applying the experience gained on poorly studied field facilities of other fields.

Materials and methods

A statistical analysis of borehole data and seismic survey data was performed, the trend fields of the sandiness coefficient were calculated.

Keywords

field of the parameter of seismic classes, the visible frequency of the reflected wave, the forecast map of sandiness

For citation

Bembel M.R., Tolstolytkin D.V. Prediction of reservoir properties of layers of the AB, BV group of the Samotlor deposit on the basis of polyparametric dependencies of geological and geophysical parameters. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 34–40. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-34-40

Received: 03.10.2024

Актуальность и обоснование выбранных параметров исследования

Актуальность исследований заключается в необходимости уточнения строения залежей Самотлорского месторождения и выявления участков с наилучшими

коллекторскими свойствами для эффективной разработки месторождения и максимального отбора углеводородов.

В настоящее время перспективы поддержания стабильного уровня добычи на Самотлорском месторождении связаны с вовлечением

в разработку запасов нефти, расположенных в крайних зонах продуктивных пластов разреза. Бурение новых скважин в этих районах связано с высокими рисками получения нерентабельных притоков нефти ввиду недостаточной изученности продуктивности пластов бурением.

Анализ и использование при моделировании доступных геофизических полей (сейсмические, гравитационные, структурные карты, тектонические, фациальные карты), как правило, имеют коэффициенты корреляции с фактическими скважинными данными не более 25 %. Предлагаемый авторами алгоритм использования полипараметрических трендов позволяет повысить коэффициент корреляции до 55–65 %, что значительно снижает финансовые риски при проектировании бурения и резке боковых стволов (ЗБС), горизонтальных скважин (ГС).

Главная задача проведенной работы — в опробовании предлагаемого алгоритма на хорошо изученном объекте с большой выборкой скважинных данных с целью дальнейшего применения на «слабо-разрушенных» площадях с качественно проведенными геофизическими исследованиями (сейсмические, гравитационные, тепловые и др. поля).

Выбор параметров для прогноза в данной работе продиктован исключительно корреляцией каждого из полей всей имеющейся геолого-физической информации по данному объекту со скважинными данными. В данном случае такими полями послужили: поле сейсмических атрибутов, поле структурного фактора, поле параметра динамической активности, имеющие наиболее высокие коэффициенты корреляции по сравнению с другими полями.

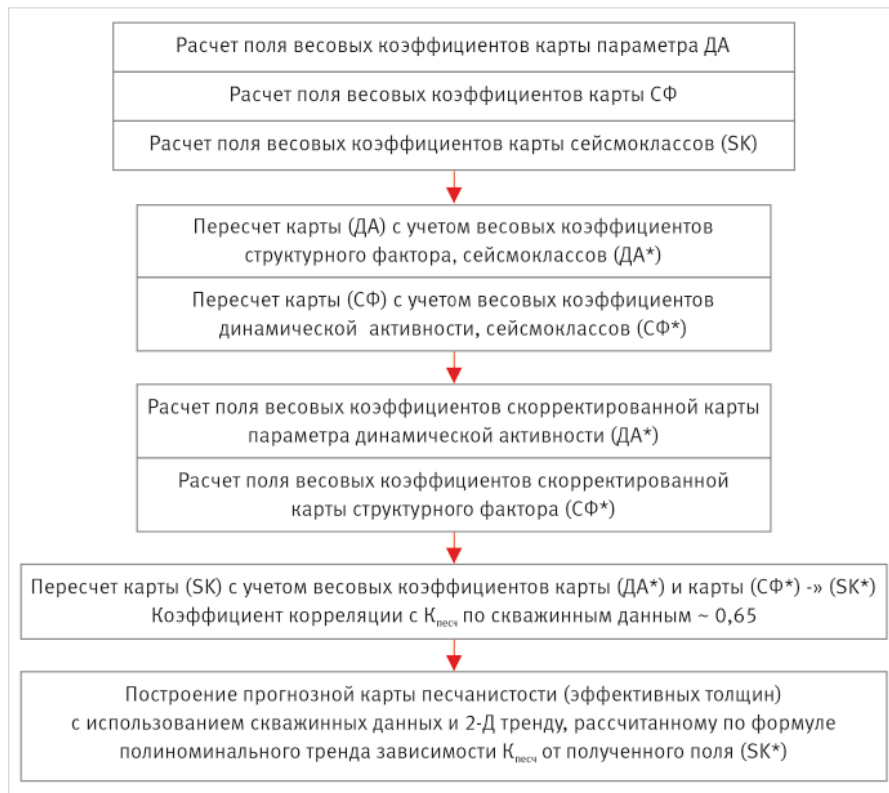
Научная новизна исследований связана с обоснованием возможности уточнения коллекторских свойств пород целевых горизонтов Самотлорского месторождения УВ на основе использования полипараметрических зависимостей геолого-геофизических полей.

Объект и методы исследования

Породы пласта АВ1(1) изучены по керну 52 скважин, АВ1(2) — по керну 88 скважин.

Накопление отложений пластов АВ1(1) и АВ1(2) проходило в прибрежно-морских («подводных») обстановках и отвечает сравнительно кратковременным периодам проградации дельты с влиянием волновых процессов на фоне медленно, возвратно-поступательно развивающейся субрегиональной трансгрессии.

Пласт АВ1(1) также накапливался в период проградации дельтовой системы и представлен отложениями дельты, сформированными в более глубоких обстановках относительно пласта АВ1(2). Объективно дельтовая лопасть пласта АВ1(1), относительно пласта АВ1(2), сместилась к востоку, что является следствием ритмично-поступательного



Блок-схема алгоритма построения полипараметрической прогнозной карты

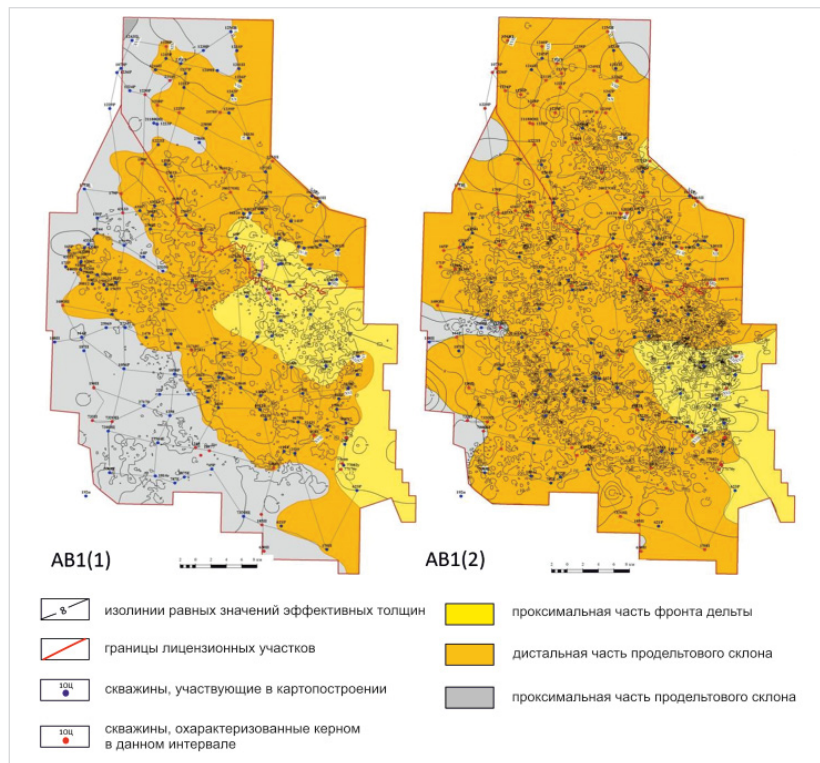


Рис. 1. Карты-схемы фациальных обстановок пласта АВ1(1-2)
Fig. 1. Maps-diagrams of facies environments of the AV1(1-2) formation

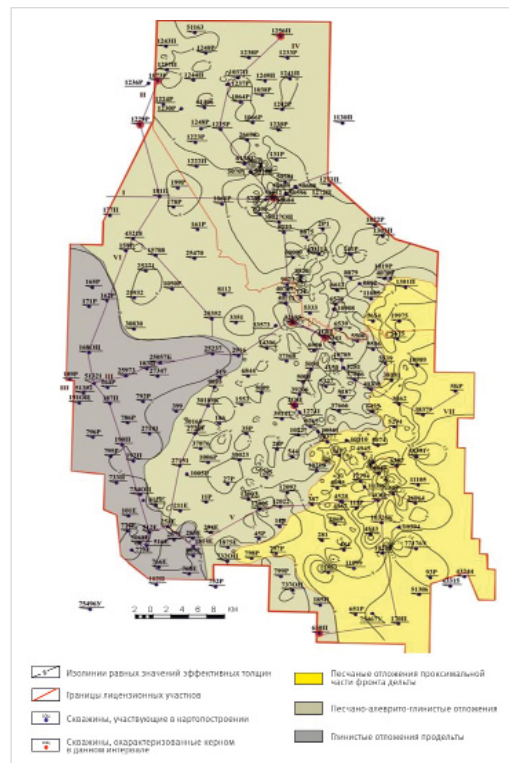


Рис. 2. Карты-схемы фациальных обстановок пласта БВ8(0)
Fig. 2. Maps-diagrams of facies environments of the BV8(0) formation

развития субрегиональной трансгрессии. В восточной части исследуемой территории существовала песчаная проксимальная часть фронта дельты, которая к западу сменялась более алевритистыми осадками дистальной части фронта (рис. 1) [5]. На крайнем западе территории исследований осадки фронта дельты сменяются глинистыми отложениями продельтового склона. Зоны максимальных эффективных толщин отмечаются в восточной части территории и приурочены к фронту дельты, проксимальной его части.

Формирование отложений пласта БВ8(0) знаменует начало региональной («самотлорской») трансгрессии [2, 3, 4]. Трансгрессия в начальные этапы имела пульсирующий, возвратно-поступательный характер с элементами эпизодической и локальной проградации дельты (например, юго-восточная часть месторождения). Песчаники фронта дельты (устьевые бары) в пределах пласта БВ8(0) отмечаются лишь на востоке и юго-востоке исследуемой территории (рис. 2) [5]. В центральной и северной части месторождения песчаные отложения представлены

маломощными прослоями, вероятно, ограниченных размеров и фрагментарного площадного распространения. Накопление данных отложений проходило эпизодически, в периоды сильных штормов (отложения штормовых слоев дистальной части фронта дельты). На западе площади песчано-алеврито-глинистые отложения дистальной части фронта дельты сменяются глинистыми алевритами и аргиллитами продельтового склона [1, 4].

В данной статье предлагается построение прогнозных карт песчаности, карт эффективных толщин на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических полей.

Исходные данные

Исходными данными при проведении анализа послужили:

- карты параметров: структурный фактор, параметр динамической активности временного поля T_0 (разница между исходными и «сглаженными» данными (высокочастотная фильтрация)), карта сейсмодатасетов (нейронные сети) (рис. 3–6);

- коэффициенты песчаности по скважинным данным (база данных), выборка из 28 500 скважин.

Специфический характер скаттерплота связан с изначально дискретным полем сейсмодатасета, впоследствии «сглаженным» процедурой smuth.

Построение полипараметрического поля

Построение полипараметрического поля (сейсмодатасет + структурный фактор + параметр динамической активности) в качестве прогнозной карты песчаности в предлагаемом авторами алгоритме начинается с анализа исходных данных (составление зависимостей Кпесч = f(ДА; СФ; СК):

- карта параметра динамической активности (ДА): [-4,5–+5,8 у.е.] — для объекта АВ1(1-2); [-5,9–+7,5 у.е.] — для объекта БВ8(0) (рис. 3, 5);
- карты структурного фактора («впадина — склон — вершина») (СФ): [0–4,5 у.е.] — для объекта АВ1(1-2); [0–10,1 у.е.] — для объекта БВ8(0) (рис. 3, 5);
- карты сейсмодатасетов (СК) [1–7 кл.]

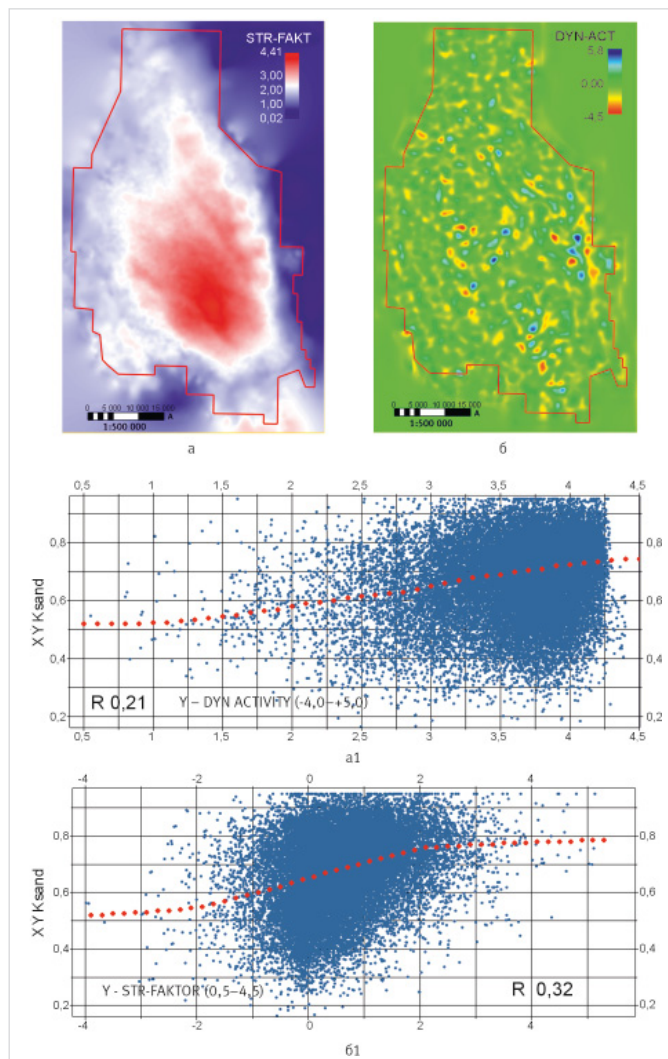


Рис. 3. Пласт АВ1(1-2). Структурный фактор — а, диаграмма зависимости коэффициента песчаности от структурного фактора (СФ) — а1, коэффициент корреляции 0,21; поле параметра динамической активности — б, диаграмма зависимости коэффициента песчаности от динамической активности (ДА) — б1, коэффициент корреляции 0,32
Fig. 3. Layer AV1(1-2). Structural factor — а, diagram of dependence of the coefficient of sandiness — а1, correlation coefficient 0,21; dynamic activity parameter field — б, diagram of dependence on the coefficient of sandiness — б1, correlation coefficient 0,32

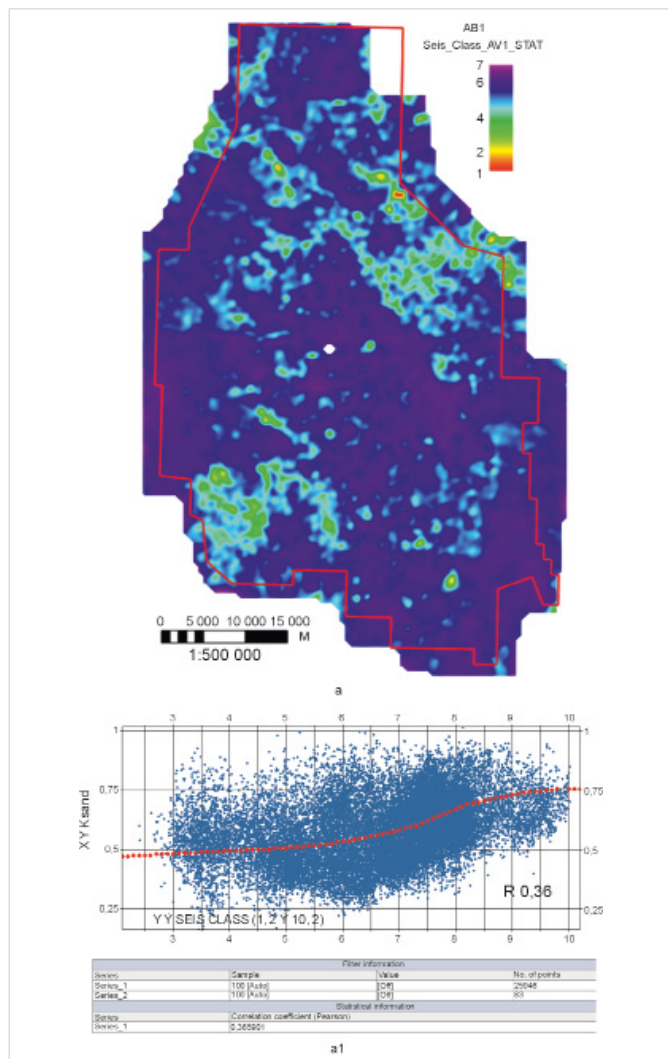


Рис. 4. Пласт АВ1(1-2). Карта сейсмодатасетов — а, диаграмма зависимости коэффициента песчаности от сейсмодатасета — а1, коэффициент корреляции 0,36
Fig. 4. Layer AV1(1-2). A map of seismic classes — а, a diagram of the dependence of the sandiness coefficient on the seismic class — а1, correlation coefficient 0,36

(рис. 4, 6).

По полученным диаграммам зависимостей коэффициента песчаности (по скважинным данным базы данных) от вышеназванных полей приняты полиномиальные тренды этих зависимостей с формулами:

- параметр ДА для объекта АВ1(1-2):

$$K_{\text{песч}} = -0,001083 \times (\text{ДА})^3 + 0,000282 \times (\text{ДА})^2 + 0,051246 \times (\text{ДА}) + 0,64861; \quad (1)$$

- параметр ДА для объекта БВ8(0):

$$K_{\text{песч}} = -0,000008 \times (\text{ДА})^3 + 0,000259 \times (\text{ДА})^2 + 0,012206 \times (\text{ДА}) + 0,54382; \quad (2)$$

- параметр СФ для объекта АВ1(1-2):

$$K_{\text{песч}} = -0,001895 \times (\text{СФ})^3 + 0,020878 \times (\text{СФ})^2 - 0,018243 \times (\text{СФ}) + 0,567; \quad (3)$$

- параметр СФ для объекта БВ8(0):

$$K_{\text{песч}} = 0,00250262 \times (\text{СФ})^3 - 0,035571 \times (\text{СФ})^2 + 0,17939 \times (\text{СФ}) + 0,26938; \quad (4)$$

- параметр SK для объекта АВ1(1-2):

$$K_{\text{песч}} = -0,0017733 \times (\text{SK})^3 + 0,034892 \times (\text{SK})^2 - 0,17468 \times (\text{SK}) + 0,72831; \quad (5)$$

- параметр SK для объекта БВ8(0):

$$K_{\text{песч}} = 0,0025026 \times (\text{SK})^3 - 0,035571 \times (\text{SK})^2 + 0,179394 \times (\text{SK}) + 0,269381. \quad (6)$$

По формулам трендов рассчитаны значения $K_{\text{песч}}$ в каждой точке скважинных данных — $K_{\text{песч}}\text{ТРЕНД}$. Определены средние значения поля каждого из параметров, каждого объекта. Вес параметра определялся как значение $K_{\text{песч}}\text{ТРЕНД}$ в данной точке, деленное на среднее значение по гистограмме. По полученным весовым значениям в каждой точке скважинных данных строились карты (поля) весовых коэффициентов каждого параметра, каждого объекта (рис. 7, 8).

Далее исходная карта параметра ДА была поделена на полученные карты весовых коэффициентов СФ, SK для каждого объекта, т.е. ДА

преобразована в ДА* (с целью «нивелировать» влияние структурного фактора и сейсмокласса на зависимость коэффициента песчаности от поля параметра динамической активности), с дальнейшим расчетом окончательного поля весовых коэффициентов параметра (ДА*) для каждого из объектов АВ1(1-2), БВ8(0). Аналогичная процедура проведена для параметра (СФ преобразована в СФ*) (деление на карты весовых коэффициентов ДА и SK — с целью «нивелировать» влияние динамической активности и сейсмокласса на зависимость коэффициента песчаности от поля структурного фактора), проведен расчет окончательного поля весовых коэффициентов параметра (СФ*) для каждого из объектов АВ1(1-2), БВ8(0).

В заключение исходная карта сейсмоклассов была скорректирована делением на окончательные весовые поля параметров (ДА*), (СФ*), таким образом карта сейсмоклассов «нивелирована» от влияния полей динамической активности и структурного фактора. Составлена диаграмма зависимости $K_{\text{песч}}$ по скважинным данным

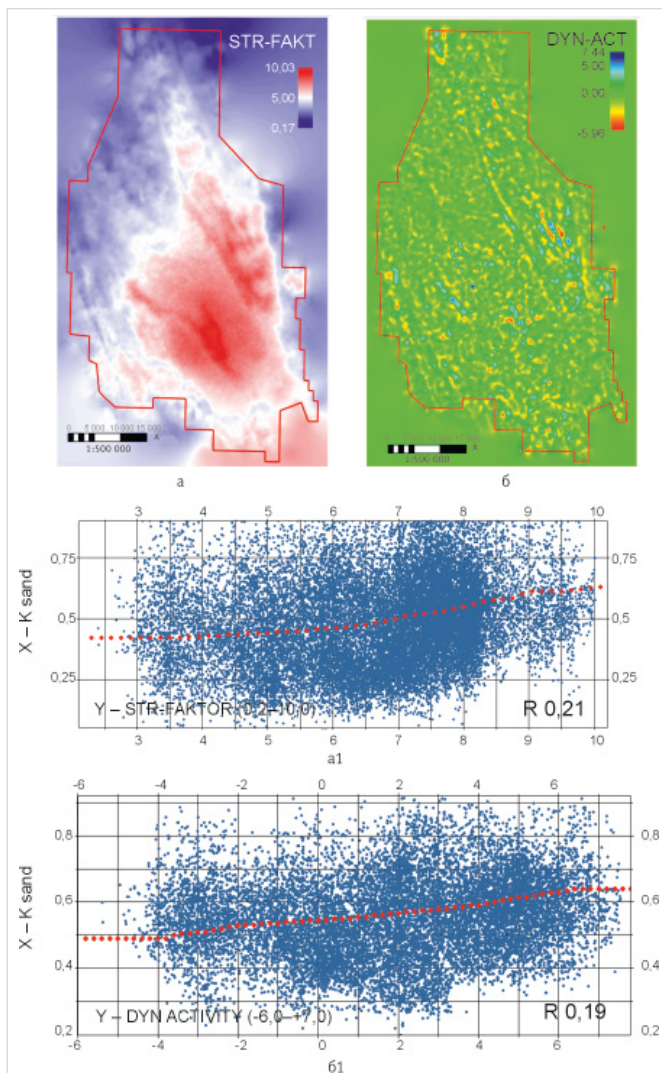


Рис. 5. Пласт БВ8(0). Структурный фактор — а, диаграмма зависимости коэффициента песчаности от СФ — а1, коэффициент корреляции 0,21; поле параметра ДА — б, диаграмма зависимости коэффициента песчаности от параметра динамической активности — б1, коэффициент корреляции 0,19

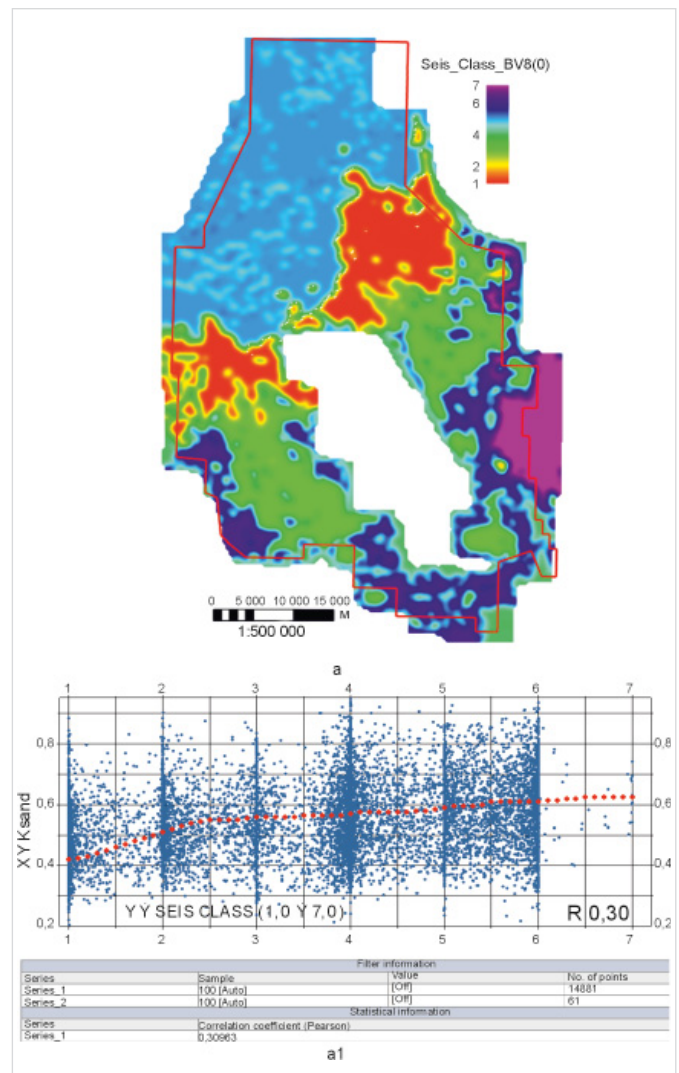


Рис. 6. Пласт БВ8(0). Карта сейсмоклассов (А), диаграмма зависимости коэффициента песчаности от сейсмокласса (А1), коэффициент корреляции 0,30

Fig. 6. Formation BV8(0). Map of seismic classes (A), diagram of the dependence of the coefficient of sandiness on the seismic class (A1), correlation coefficient 0,30

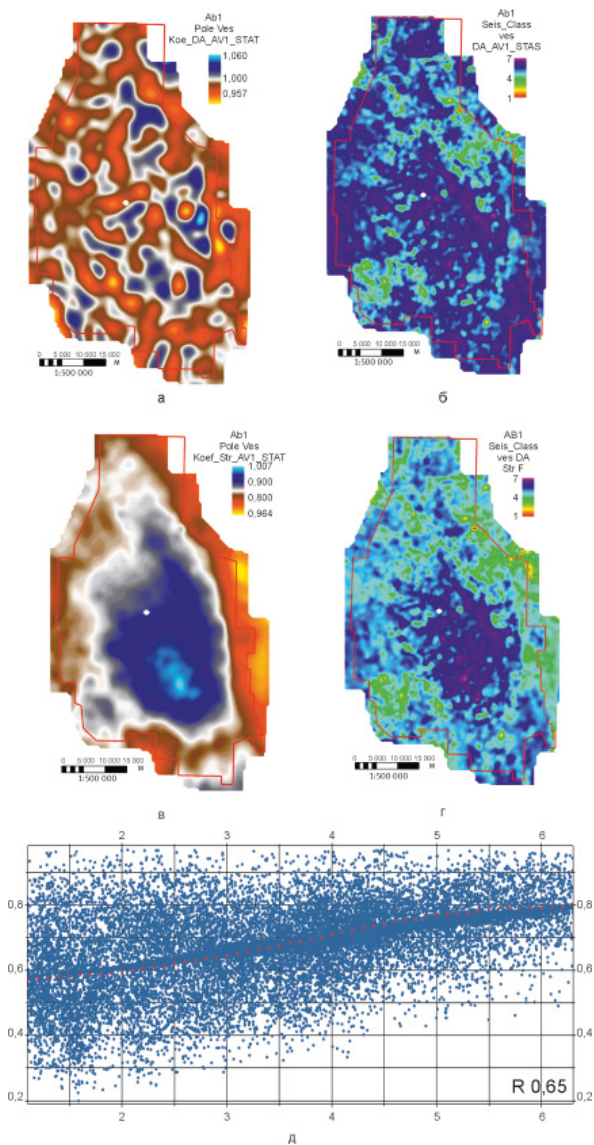


Рис. 7. Пласт АВ1(1-2). Поля весовых коэффициентов, скорректированные карты сейсмоклассов, диаграмма зависимости $K_{песч}$ от скорректированного поля сейсмоклассов, коэффициент корреляции 0,65. а — поле весовых коэффициентов, полученное на основании тренда зависимости коэффициента песчанности от параметра ДА пласта АВ1(1-2); б — карта сейсмоклассов АВ1(1-2), деленная на поле весовых коэффициентов параметра ДА пласта АВ1(1-2); в — поле весовых коэффициентов, полученное на основании тренда зависимости коэффициента песчанности от СФ пласта АВ1(1-2); г — карта сейсмоклассов АВ1(1-2), деленная на поле весовых коэффициентов параметра ДА, структурного фактора пласта АВ1(1-2); д — диаграмма зависимости карты сейсмоклассов, деленной на поле весовых коэффициентов параметра ДА, структурного плана объекта АВ1(1-2). Коэффициент корреляции 0,65

Fig. 7. Layer AV1(1-2). Fields of weighting coefficients, adjusted maps of seismic classes, a diagram of the dependence of the K_{sand} from the adjusted field of seismic classes, the correlation coefficient is 0,65. а — field of weighting coefficients obtained on the basis of the polynomial trend of the dependence of the sandiness coefficient on the parameter of the dynamic activity of the AV1(1-2) formation; б — the map of seismic classes AV1(1-2) multiplied by the field of weighting coefficients of the parameter of dynamic activity of the formation AV1(1-2); в — the field of weighting coefficients obtained on the basis of the polynomial trend of the dependence of the sandiness coefficient on the structural factor of the AV1(1-2) formation; г — the map of seismic classes AV1(1-2) divided by the field of weighting coefficients of the parameter of dynamic parameter, the structural Factor activity of the formation AV1(1-2); д — diagram of the dependence of the seismic class map, divided by the field of weighting factors of the parameter of dynamic activity, the structural plan of the object AV1(1-2). Correlation coefficient 0,65

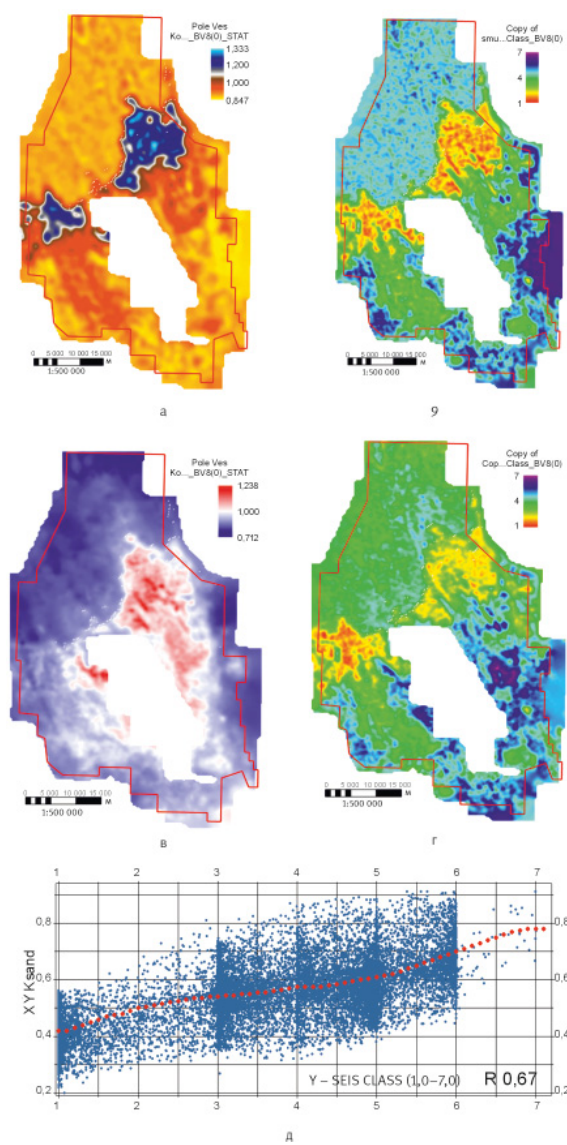


Рис. 8. Пласт БВ8(0). Поля весовых коэффициентов, скорректированные карты сейсмоклассов, диаграмма зависимости $K_{песч}$ от скорректированного поля сейсмоклассов, коэффициент корреляции 0,67. а — поле весовых коэффициентов, полученное на основании тренда зависимости коэффициента песчанности от параметра динамической активности пласта БВ8(0); б — карта сейсмоклассов БВ8(0), деленная на поле весовых коэффициентов параметра динамической активности пласта БВ8(0); в — поле весовых коэффициентов, полученное на основании тренда зависимости коэффициента песчанности от структурного фактора пласта БВ8(0); г — карта сейсмоклассов БВ8(0), деленная на поле весовых коэффициентов параметра динамической активности, структурного фактора пласта БВ8(0); д — диаграмма зависимости карты сейсмоклассов, деленной на поле весовых коэффициентов параметра динамической активности, структурного плана объекта БВ8 (0). Коэффициент корреляции 0,67

Fig. 8. The BV8(0) formation. Fields of weighting coefficients, adjusted maps of seismic classes, a diagram of the dependence of the K_{sand} from the adjusted field of seismic classes, the correlation coefficient is 0,67. а — the field of weighting coefficients obtained on the basis of the polynomial trend of the dependence of the sandiness coefficient on the parameter of the dynamic activity of the BV8(0) formation; б — the map of seismic classes BV8(0) divided by the field of weighting coefficients of the parameter of dynamic activity of the formation BV8(0); в — the field of weighting coefficients obtained on the basis of the polynomial trend of the dependence of the sandiness coefficient on the structural factor of the BV8(0) formation; г — map of seismic classes BV8(0) divided by the field of weighting factors of dynamic activity parameter, structural factor of formation BV8(0); д — diagram of the dependence of the seismic class map, divided by the field of weighting factors of the parameter of dynamic activity, the structural plan of the object BV8(0). Correlation coefficient 0,67

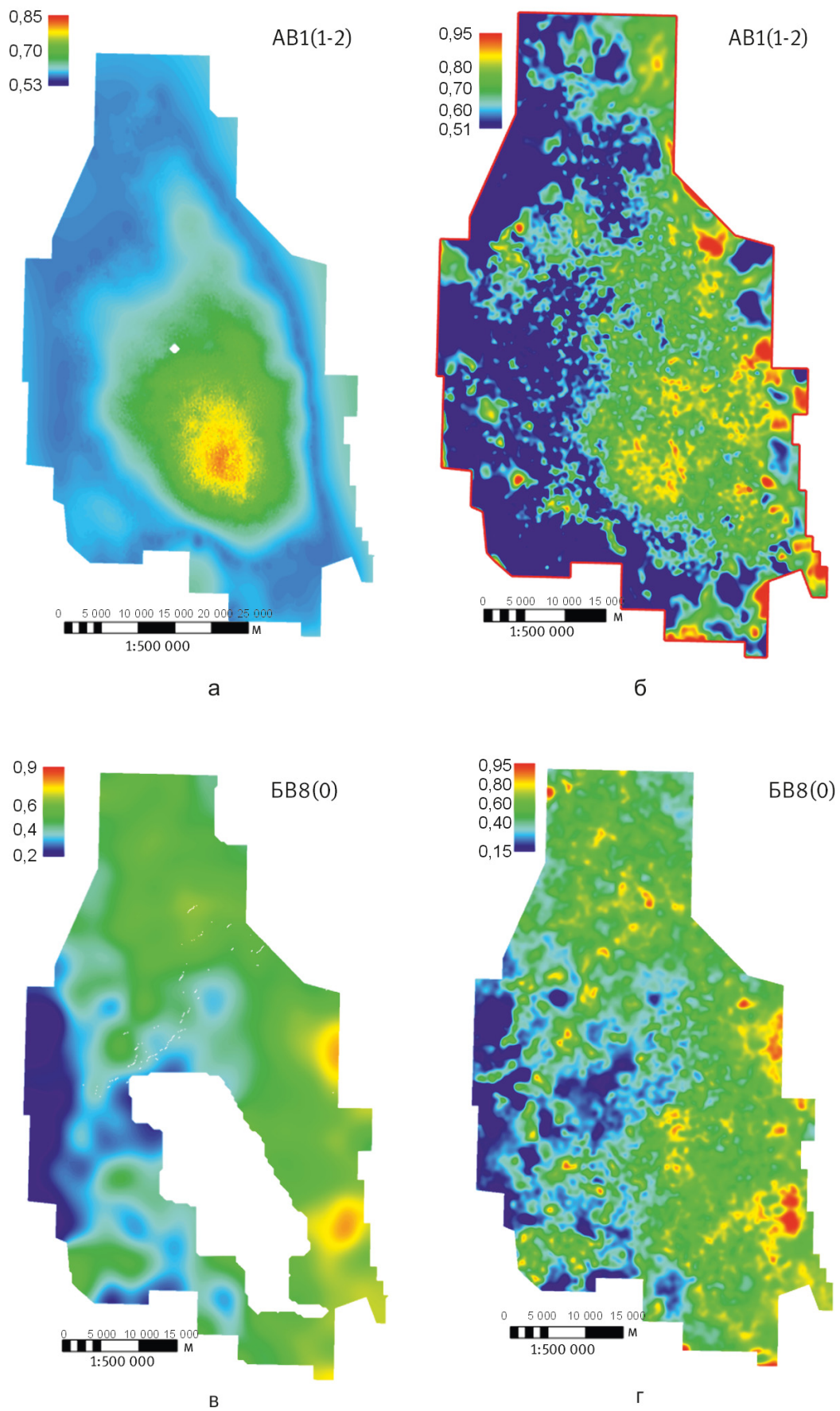


Рис. 9. Прогнозные карты песчаности, используемые в качестве трендов в геомоделях, рассчитанные по формуле полиномиального тренда зависимости $K_{\text{песч}}$ от полученного поля (SK^*) – а, коэффициент корреляции со скважинными данными базы данных – 65 % (для объекта AB1(1-2)), 67 % (для объекта BV8(0)); утвержденные в ГКЗ карты песчаности – б, объектов AB1(1-2), BV8(0)

Fig. 9. Forecast maps of sandiness used as trends in geomodels, calculated using the formula of the polynomial trend of the dependence of the K_{sand} on the obtained field (SK^*) – а, the correlation coefficient with the well data of the database is 65 % (for object AV1(1-2)), 67 % (for object BV8(0)); maps approved by the GKZ sandiness – б, objects AV1(1-2), BV8(0)

от скорректированной карты сейсмодатированных (СК*) для каждого из объектов. Коэффициент корреляции составил 0,65 для объекта АВ1(1-2) и 0,67 для объекта БВ8(0). Построены прогнозные карты песчаности (эффективных толщин) объектов АВ1(1-2), БВ8(0) с использованием скважинных данных и 2-Д трендф, рассчитанного по формуле полиномиального тренда зависимости полей Кпесч от полученного поля (СК*).

Итоги

Итогом проведенных исследований следует назвать практический опыт опробования применения алгоритма анализа косвенных геофизических параметров и последующего прогноза распределения параметров коллекторских свойств с целью повышения эффективности разработки месторождения и максимального отбора УВ.

Опробованный в данной работе алгоритм анализа и обработки исходных данных позволит обоснованно повысить точность, информативность построения геологических цифровых моделей на других перспективных объектах разработки месторождений углеводородов. Привлечение в предлагаемый алгоритм анализа карт фациальной обстановки и других имеющихся полей (гравитационные, тектонические карты) безусловно приведет к

повышению коэффициентов корреляции (до 77–82 %), что было предварительно опробовано авторами на отдельных участках исследуемой площади. Выборка скважинных данных в этих случаях значительно сокращается, кроме того, предлагаемый алгоритм нацелен на прогнозирование коллекторских свойств именно малоразбуренных зон. В данной работе авторами целенаправленно выбраны именно три типа исходных полей, с полученным в итоге коэффициентом корреляции ~0,66, с сохранением максимальной выборки скважинных данных (около 25 тыс.).

Выводы

При использовании предлагаемого алгоритма на других площадях необходимо каждый раз целенаправленно подбирать количество исходных геофизических полей, соизмеряя с целями проведения анализа, а не только с величиной итогового коэффициента корреляции. В частности, в данной работе карты фациальной обстановки не были использованы сознательно, т.к. основной целью исследования был прогноз коллекторских свойств неразбуренной части площади, где достоверность карт фациальной обстановки не вызывает доверия. Цели достичь максимального коэффициента со скважинными данными на разбуренной части не ставилось.

Литература

1. Казенков В.А. Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогах в Западной Сибири // Бурение и нефть. 2016. № 3. С. 3–11.
2. Генераленко О.С., Зверев К.В., Кудаманов А.И. и др. Фациальная модель по пластам группы АВ Самотлорского месторождения. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2013.
3. Генераленко О.С., Кудаманов А.И. и др. Создание фациальной модели по пластам группы БВ8 Самотлорского месторождения. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2013.
4. Александров А.А., Габдраупов О.Д., Девяткова С.Г., Сонич В.П. Петрофизическая основа влияния глинистых пород, пластов и экранов на показатели разработки залежей. Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 38–43.
5. Смирнова Е.В., Нассонова Н.В., Буякина И.В., Песков М.А. Подсчет запасов углеводородов пластов Самотлорского месторождения. Отчет ООО «ТННЦ», 2017, Книга 1, С. 171–172, 183.

ENGLISH

Results

Outcome of the conducted research should be called a practical experience of testing application of an algorithm for analyzing indirect geophysical parameters and subsequent prediction of distribution of parameters of reservoir properties, in order of increase field development efficiency and maximum hydrocarbon extraction.

The algorithm of analysis and processing of the initial data tested in this work will allow to reasonably increase the accuracy and informativeness of the construction of geological and hydrodynamic digital models on other promising objects of the development of hydrocarbon deposits. The involvement of facies maps and other available fields (gravitational, tectonic maps) in the proposed algorithm of analysis will certainly lead to an increase in correlation coefficients (up to 77–82 %), which was previously tested by the authors in certain areas of the studied area. The sampling of borehole data in these cases is significantly reduced, in addition, the proposed

algorithm is aimed at predicting the reservoir properties of precisely poorly drilled zones. In this work, the authors purposefully selected exactly three types of initial fields, with the resulting correlation coefficient of ~0,66, while maintaining the maximum sample of well data (about 25 thousand).

Conclusions

When using the proposed algorithm on other areas, it is necessary to purposefully select the number of initial geophysical fields each time, commensurate with the objectives of the analysis, and not only with the value of the final correlation coefficient. In particular, in this work, the maps of the facies situation were not used consciously, because the main purpose of the study was to predict the reservoir properties of the undeveloped part of the area, where the reliability of the maps of the facies situation is not credible. The goal to achieve the maximum coefficient with borehole data on the drilled part was not set.

References

1. Kazenkov V.A. The raw material base of hydrocarbons and regional features of the distribution of deposits in the Tyumen formation and its analogues in Western Siberia. *Drilling and oil*, 2016, issue 3, P. 3–11. (In Russ).
2. Generalenko O.S., Zverev K.V., Kudamanov A.I., et al. Facies model for the layers of the AB group of the Samotlor deposit. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, 2013. (In Russ).
3. Generalenko O.S., Kudamanov A.I. et al. Creation of a facies model for the formations of the BV8 group of the Samotlor deposit. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, 2013. (In Russ).
4. Alexandrov A.A., Gabdraupov O.D., Devyatkova S.G., Sonich V.P. Petrophysical basis and assessment of the influence of argillaceous rock of formation and sieves on the formation development parameters. *Oil Industry*, 2016, issue 2, P. 38–43. (In Russ).
5. Smirnova E.V., Nasonova N.V., Buyakina I.V., Peskov M.A. Calculation of hydrocarbon reserves of the Samotlorskoye field. "Tyumen petroleum research center" LLC Report, 2017, Book 1, P. 171–172, 183. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бембель Михаил Робертович, главный специалист Управления по ГРМ, АО «Самотлорнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: mrmbembel@tnnc.rosneft.ru

Толстолыткин Дмитрий Витальевич, эксперт по гидродинамическому моделированию Управления по ГРМ, АО «Самотлорнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: dvtolstolitkin@tnnc.rosneft.ru

Bembel Mikhail Robertovich, head of the department for timing, "Samotlorneftegaz" JSC, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: bembelmr@tnnc.rosneft.ru

Tolstolitkin Dmitrii Vitalievich, hydrodynamic modeling expert of the department for timing, "Samotlorneftegaz" JSC, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dvtolstolitkin@tnnc.rosneft.ru