

Технология и методика комплексирования геолого-геофизических данных для прогнозирования нефтегазоносности недр на примере объектов БВ10-22 Самотлорского месторождения

Бембель М.Р., Толстолиткин Д.В.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
mrбембель@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Для современного этапа развития геологоразведочной отрасли РФ характерно истощение разрабатываемых месторождений, ухудшение структуры запасов, находящихся на государственном балансе, снижение эффективности вновь вводимых в разработку месторождений. Актуальным является выполнение задачи по построению уточненной (или новой) модели объекта оценки нефтегазоносности, соответствующей масштабу и уровню изучения (региональному, поисковому, разведочному, эксплуатационному) на основе новых и новейших технологий, идей и концепций. Создание модели поиска и разведки в границах исследования должно сопровождаться появлением новой концепции, новых знаний об особенностях строения объекта и обладать большим прогнозным потенциалом.

В данной статье описывается методика построения прогнозных карт эффективных толщин на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических полей.

Авторами предлагается при создании полипараметрических прогнозных зависимостей использование карт частотной фильтрации (КЧФ).

Карты частотной фильтрации служат для выявления особенностей строения осадочного чехла и создаются в процессе разложения изучаемых структурных поверхностей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами.

Материалы и методы

Выполнен статистический анализ скважинных данных и данных сейсморазведки, рассчитаны трендовые поля коэффициента песчаности. Основные параметры рассчитываются по методике выявления особенностей строения осадочного чехла по технологии разложения изучаемых структурных полей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами.

Ключевые слова

структурный фактор, параметр вершина-склон-впадина, параметр динамической активности временного поля T_0 , поле сейсмодатированных (СК), видимая частота отраженной волны, прогнозная карта песчаности

Для цитирования

Бембель М.Р., Толстолиткин Д.В. Технология и методика комплексирования геолого-геофизических данных для прогнозирования нефтегазоносности недр на примере объектов БВ10-22 Самотлорского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 12–19.
DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-12-19

Поступила в редакцию: 29.06.2026

GEOLOGY

UDC 550.8:553.98 | Original Paper

Technology and methodology for complexing geological and geophysical data for subsurface hydrocarbon potential prediction, illustrated by BV10-22 objects of the Samotlor Field

Bembel M.R., Tolstolitkin D.V.

“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
mrбембель@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The current stage of development in the Russian Federation's geological exploration industry is characterized by the depletion of developed fields, deterioration of the structure of reserves in the State Balance, and a decrease in the efficiency of newly commissioned fields. It is therefore crucial to undertake the task of constructing a refined (or new) model of the hydrocarbon potential assessment object, corresponding to the scale and level of study – regional, exploratory, appraisal, or production – based on new and the latest technologies, ideas, and concepts. The creation of a search and exploration model within the study boundaries should be accompanied by the emergence of a new concept, new knowledge about the specific structural features of the object, and possess significant predictive potential.

This article describes a methodology for constructing predictive maps of effective thicknesses based on polyparametric dependencies of geological and geophysical fields.

The authors propose using frequency filtering maps when creating polyparametric predictive dependencies.

Frequency filtering maps are used to identify structural features of the sedimentary cover and are created during the decomposition of studied structural surfaces into frequency components using a smoothing method in a window with weights.

Materials and methods

A statistical analysis of well and seismic survey data was performed, and trend fields of the sand content coefficient were calculated. The main parameters are calculated using a methodology for identifying the structural features of the sedimentary cover through the technology of decomposing the studied structural fields into frequency components by smoothing in a window with weights.

For citation

Bembel M.R., Tolstolitskin D.V. Technology and methodology for integrating geological and geophysical data for subsurface hydrocarbon potential prediction: a case study of BV10-22 objects in the Samotlor Field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 12–19. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-12-19

Received: 29.06.2026

Keywords

structural factor, peak-slope-trough parameter, dynamic activity parameter of the T0 time field, seismic class field, apparent frequency of the reflected wave, predictive sand content map

Настоящая работа продолжает исследования алгоритмов прогнозирования нефтегазоносности, описанных в статье «Прогнозирование коллекторских свойств пластов группы АВ, БВ Самотлорского месторождения на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических параметров» 2024 г. [7]. Самотлорское месторождение нефти, газа и конденсата является уникальным по запасам нефти, крупным по запасам газа и включает в себя целый ряд площадей, промышленная нефтеносность которых связана с отложениями васюганской, мегионской, ванденской, алымской и покурской свит (ЮВ1, пласты группы БВ, АВ, ПК). Месторождение открыто в 1965 г. и сейчас находится на четвертой стадии разработки. Разработка месторождения на нефть и газ началась в 1969 г.

На площади месторождения проведена сейсморазведка 3D, охвачено порядка 85 % площади Самотлорского месторождения, закрыты все краевые участки. В настоящее время только в центральной части из-за высокой плотности скважин, сложной наземной инфраструктуры и орогидрографии небольшой участок не закрыт только 2D–сейсморазведочными исследованиями. Для изучения скоростных и плотностных характеристик проведены исследования ВСП и СК в 22 скважинах, проведено ВСП в восьми

скважинах. Характеристики геолого-геофизических свойств пластов БВ10-22 приведены в таблице 1 [5].

Актуальность и обоснование выбранных параметров исследования

Для современного этапа развития геологоразведочной отрасли РФ характерно истощение разрабатываемых месторождений, ухудшение структуры запасов, находящихся на государственном балансе, и снижение эффективности вновь вводимых в разработку месторождений.

В отчете «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015–2019 годах», выполненном Счетной палатой РФ, и «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» обозначены системные проблемы геологоразведочной отрасли как базовой составляющей экономики РФ, обеспечивающей ей минерально-сырьевую, энергетическую и экономическую безопасность. Так, обеспеченность добычи разведанными запасами разрабатываемых нефтяных месторождений составляет примерно 35 лет, природного газа — более 50 лет. Новые месторождения, которые поставлены на государственный баланс углеводородного (УВ) сырья, в основном относятся к категории «мелких».

За период 2015–2019 гг. с государственного баланса УВ было списано 2 278,3 млн тонн неподтвержденных запасов нефти и конденсата (это примерно пять годовых объемов добычи) и 9 271,5 млрд куб. м газа (более девяти годовых объемов добычи).

По данным Wood Mackenzie, S&P Global, объем открытых новых запасов УВ уменьшился на 94 %, средний размер открываемых месторождений в мире составляет примерно 15 млн тонн нефтяного эквивалента (т. н. э.). Недоинвестирование приводит к недовозмещению добычи приростом новых запасов за счет снижения объемов поисково-разведочного бурения как в РФ, так и во всем мире.

Что сдерживает развитие минерально-сырьевой базы РФ? Потенциал «поисково-задела» для наращивания минерально-сырьевой базы (МСБ) исчерпан вследствие недостаточной геологической изученности недр, несмотря на значительное увеличение объемов геологоразведочных работ (ГРР) и затрат на них. Очевидно, справедливым является утверждение, что выполняемые ГРР должны осуществляться опережающими темпами по сравнению с добычей.

С учетом всех указанных особенностей актуальным является выполнение задачи по построению уточненной (или новой) модели объекта оценки нефтегазоносности,

Табл. 1. Характеристика геолого-физических свойств пластов группы БВ10-22

Tab. 1. Characteristics of geological and physical properties of reservoirs of BV 10-22 group

Параметры	Пласты							
	БВ10(0)	БВ10(1-2)	БВ16	БВ17-18	БВ19(1)	БВ19(2)	БВ20	БВ21-22
Абсолютная отметка кровли, м	-2 149	-2 116	-2 213	-2 223	-2 225	-2 242	-2250	-2 260
Абсолютная отметка ВНК, м	-2 110– -2 480	-2140– -2 214	- 2140 – -2417	-2205±3	-2 198± 4	-2 198±4	-2 195±2	-2 240– -2 254
Тип залежи	пластово-свод., литолог. экранир., подстил. водой							
Тип коллектора	323 770	451 892	66 712	44 821	51 548	29 796	29 634	76 553
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	77,6	64	28,7	24,7	21,9	16,2	17,1	37,7
Средняя общая толщина, м	5,9	9,2	6,0	4,2	3,6	4,2	5,1	10,3
Средняя эффект. нефтен. Толщина, м	3,9	5,5	4,2	4,3	1,5	2,6	3,8	5,6
Средняя эффект. водонасыщ. толщина, м	0,21	0,22	0,19	0,18	0,19	0,19	0,17	0,18
Коэффициент пористости, д. ед.	0,54	0,58	0,47	0,47	0,47	0,41	0,43	0,42
Коэффициент нефтенасыщ. ЧНЗ, д. ед.	0,51	0,57	0,45	0,45	0,45	0,44	0,43	0,44
Коэффициент нефтенасыщ. ВНЗ, д. ед.	0,53	0,57	0,46	0,46	0,46	0,42	0,43	0,44
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,067	0,148	0,015	0,014	0,013	0,012	0,006	0,015
Проницаемость (по н/н толщине), мкм ²	0,43	0,43	0,69	0,61	0,30	0,45	0,63	0,60
Коэффициент песчанистости (по подсч. объекту), д. ед.	6	9	4	5	4	4	4	9
Расчлененность, ед.	323 770	451 892	66 712	44 821	51 548	29 796	29 634	76 553

соответствующей масштабу и уровню изучения — региональному, поисковому, разведочному, эксплуатационному — на основе новых и новейших технологий, идей и концепций. Создание модели поиска и разведки в границах исследования (провинции, региона, области, зоны, площади, участка) должно сопровождаться появлением новой концепции, новых знаний об особенностях строения объекта и обладать большим прогнозным потенциалом. Построенная модель должна обладать свойствами непротиворечивости и согласованности со всей накопленной геолого-геофизической информацией. Правильность интерпретационной модели проверяется последующим бурением, в результате которого будет оцениваться корректность самой модели и эффективность выданных рекомендаций. Поэтому важным является внедрение современных технологий в практику ГРП и расширение методов интерпретации, используемых на всех этапах геологоразведочного процесса.

Анализ и использование при моделировании доступных геолого-геофизических полей (сейсмические, гравитационные, структурные, тектонические, фациальные карты), показывают, что они, как правило, имеют коэффициенты корреляции с фактическими скважинными данными не более 25 %. Предлагаемый авторами алгоритм использования полипараметрических трендов позволяет повысить коэффициент корреляции до 55–75 %, что значительно снизит финансовые риски при проектировании бурения ЗБС, ГС.

Опробованный авторами алгоритм использования карт частотной фильтрации может применяться на «слаборазбуренных» площадях при наличии данных геолого-геофизических исследований (сейсмические, гравитационные, тепловые и др. поля).

Выбор параметров для прогноза в данной работе продиктован степенью корреляции каждого из полей всей имеющейся геолого-физической информации по данному объекту со скважинными данными. В данном случае такими полями послужили: структурный фактор (СФ), параметр «вершина-склон-впадина» (ПВСв), параметр динамической активности (ПДА) временного поля Т0, карта сейсмоклассов.

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

Целью работы является совершенствование методики и практики прогнозирования нефтегазоносности недр, построения геологических моделей залежей и ловушек УВ, обеспечивающих повышение эффективности геологоразведочных работ за счет комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных на всех этапах геологоразведочного процесса (региональном, поисковом, разведочном) и эксплуатационного бурения. Основная идея — доказать высокую геологическую эффективность

предлагаемых методов и технологий комплексирования геолого-геофизических данных.

Объект и методы исследования

Пласты группы БВ10(0), БВ10(1-2), БВ16, БВ17-18, БВ19, БВ20, БВ21-22 входят в неокомский комплекс. Неокомский комплекс ограничен снизу кровлей баженовской свиты (отражающий горизонт Б), являющейся одним из основных маркирующих горизонтов, обладающим устойчивыми геологическими и геофизическими характеристиками; отложения четко фиксируются на диаграммах ГИС и сейсмических временных разрезах.

Сверху для группы пластов БВ10-БВ16-22 отражающим горизонтом является кровля БВ10(0) (подшва тагринской пачки, представленная глинистыми породами с прослоями песчаников и алевролитов).

Пласты группы БВ10-22 имеют клиноформное строение. Согласно клиноформной модели, неокомский бассейн Западной Сибири являлся относительно глубоководным, и формирующиеся в нем осадки имеют косое, линзовидное строение с наклоном седиментационных осадков к центру бассейна. В восточной части Западной Сибири шельфовые пласты неокома (пласты группы БВ10) имеют полосовидное распространение и в западном направлении глинизируются, одновременно погружаясь в глубоководную область палеобассейна.

На Самотлорском месторождении пласты БВ10(0) и БВ10(1-2) представлены отложениями ундаформы (шельф), ортоформы

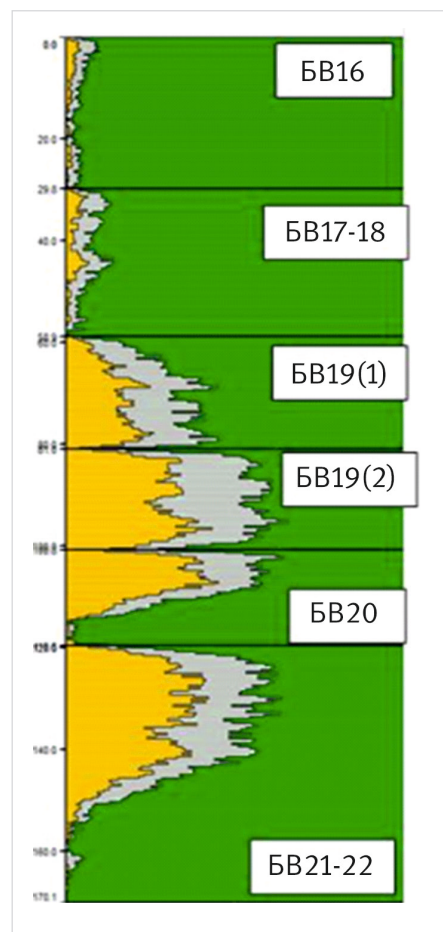


Рис. 1. Геолого-статистические разрезы по песчаности пластов БВ16-22
Fig. 1. Geostatistical cross-sections of sand content for formations BV16-22

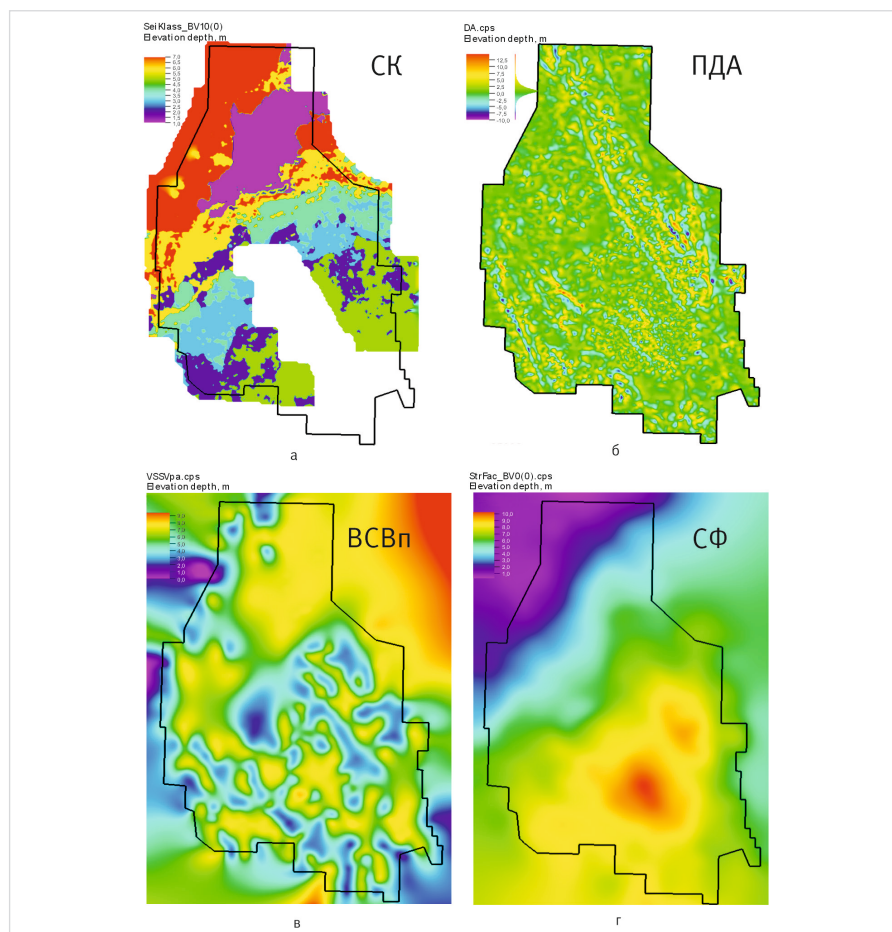


Рис. 2. Пласт БВ10(0). Карта сейсмоклассов — а, карта параметра динамической активности — б, карта параметра «вершина-склон-впадина» — в, структурный фактор — г
Fig. 2. BV10(0) formation. Seismic class map, SC — а, dynamic activity parameter map — б, peak-slope-trough parameter (PST) map — в, structural factor, SF — г

(склон) и фондоформы (ачимовские отложения). На северо-западе месторождения пласты БВ10 представлены песчано-алевритовыми отложениями, аналогичными ачимовским.

Ачимовская толща нижнего мела на Самотлорском месторождении представлена тонким и очень сложным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород.

Пласт БВ21-22 непосредственно залегает на отложениях баженовской свиты. Наблюдается закономерное уменьшение толщин в субширотном направлении с востока на запад и выклинивание пласта на северо-западе площади. Для остальных пластов БВ16-22 соблюдается та же тенденция. Песчаные тела пласта БВ16 локальные и расположены в юго-западной части месторождения. Они представлены фазами ундаформы в подножии склона клиноформы, наступающей с юго-востока, и генетически связаны с отложениями пласта БВ17-18.

Пласт БВ19 условно делится на два пласта: БВ19(1) и БВ19(2). Деление условное из-за разного насыщения.

Расчленение разреза видно по геолого-статистическим разрезам (ГСР) изменения песчаности по скважинам (рис. 1).

Авторами предлагается использование карт частотной фильтрации при создании полипараметрических прогнозных зависимостей геолого-геофизических полей. Методика основана на выявлении особенностей строения осадочного чехла с помощью технологии разложения изучаемых структурных поверхностей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами: низкочастотную (трендовую), среднечастотную и высокочастотную. Карты частотной фильтрации служат для выявления особенностей строения осадочного чехла и создаются в процессе разложения изучаемых структурных поверхностей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами: низкочастотную (трендовую), среднечастотную и высокочастотную.

Количество частотных карт зависит от решаемых задач и масштаба исследований и подбирается опытным путем. Каждая частотная карта, как показала практика, может быть соотнесена с масштабом изучаемых структурно-тектонических элементов осадочного чехла. Так, трендовая карта (структурный фактор, СФ) соответствует структурным элементам I порядка и надпорядковым элементам осадочного чехла, среднечастотная составляющая (параметр вершина-склон-впадина, ПВСв) — элементам II порядка, высокочастотная (поле динамической активности, ДА) — элементам III и IV порядка. В данной статье предлагается построение прогнозных карт песчаности и карт эффективных толщин на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических полей.

Исходные данные

Исходными данными при проведении анализа послужили:

- карты параметров: структурный фактор (СФ), параметр вершина-склон-впадина (ПВСв), параметр динамической активности (ПДА) временного поля ТО. Эти параметры рассчитываются по методике выявления особенностей строения осадочного чехла по технологии разложения изучаемых структурных полей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами: нормированную низкочастотную (СФ),

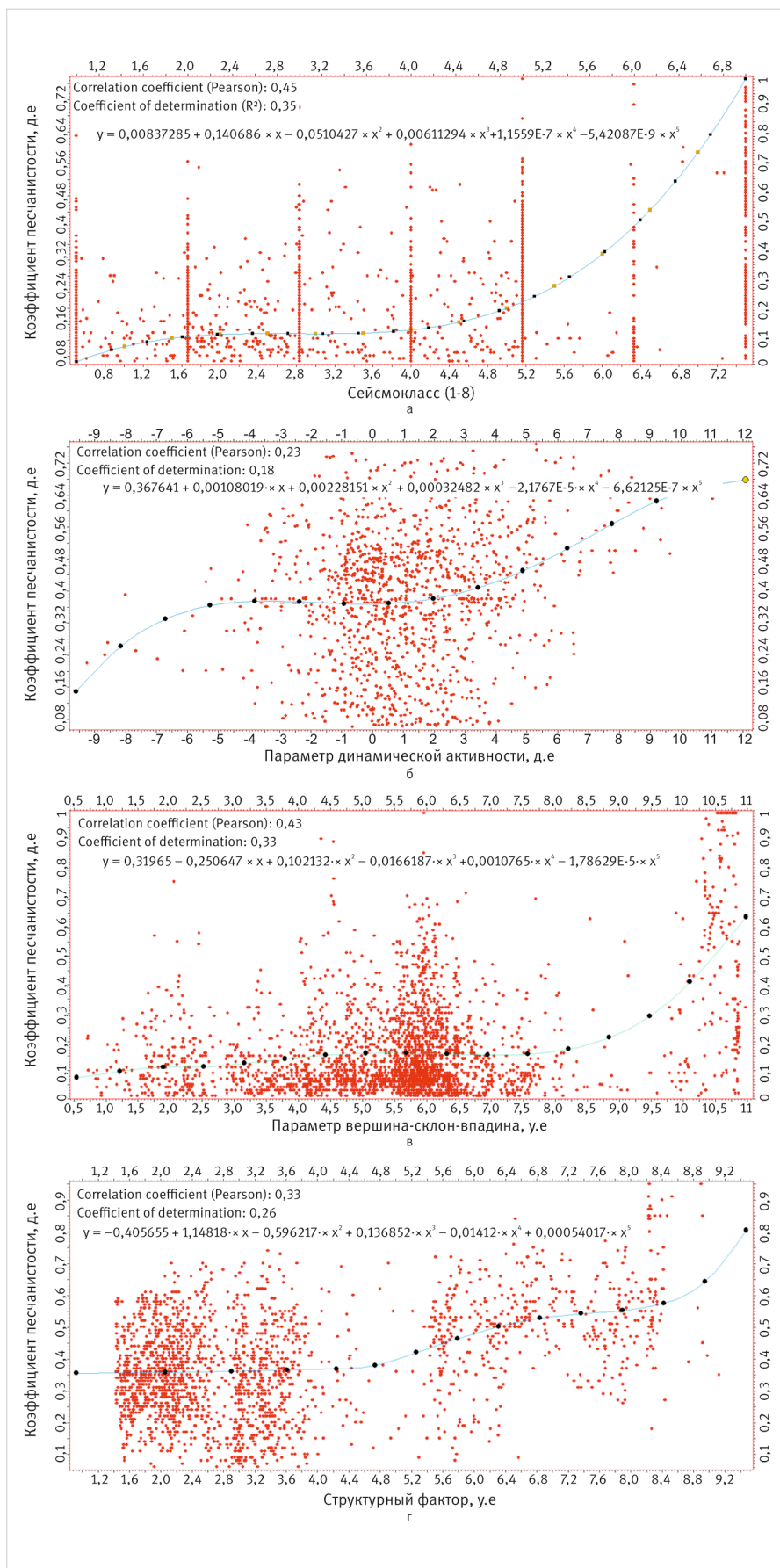


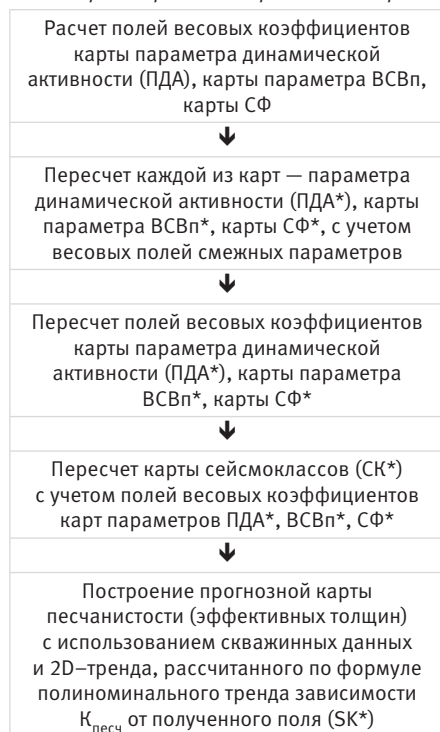
Рис. 3. Пласт БВ10(0). Диаграмма зависимости коэффициента песчаности от: а — сейсмкласса, коэффициент корреляции 0,45; б — параметра динамической активности, коэффициент корреляции 0,23; в — параметра «вершина-склон-впадина», коэффициент корреляции 0,43; г — структурного фактора, коэффициент корреляции 0,33
Fig. 3. BV10(0) formation. Diagram of the dependence of the coefficient of sandiness on: а — seismic class, correlation coefficient 0,45; б — dynamic activity parameter, correlation coefficient 0,23; в — the "peak-slope-trough" parameter, the correlation coefficient is 0,43; г — structural factor, correlation coefficient 0,33

нормированную среднечастотную (ПВСв) и нормированную высокочастотную (ПДА); карта сейсмоклассов (нейронные сети) (рис. 2–3);

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

Построение полипараметрического поля

Блок-схема алгоритма построения полипараметрической прогнозной карты



Построение полипараметрического поля (сейсмокласс + структурный фактор + параметр динамической активности) в качестве прогнозной карты песчаности в предлагаемом авторами алгоритме начинается с анализа исходных данных (составление зависимостей $K_{\text{песч}} = f(\text{ПДА}; \text{ВСВп}; \text{СФ}; \text{СК})$:

- карты сейсмоклассов (СК) [1–8 кл.] (рис. 2а);
- карта параметра динамической активности (ДА): [-9,5 – +11,8 у.е] — для объекта БВ10(0) (рис. 2б);
- карта параметра «вершина-склон-впадина» (ВСВп): [0–9,1 у.е] (рис. 2в);
- карты структурного фактора (СФ): [1–10,0 у.е] (рис. 2г);
- карты сейсмоклассов (СК) [1–8 кл.] (Рис. 2а).

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

1. параметр ПДА для объекта БВ10(0):

$$K_{\text{песч}} = 0,37 + 0,0014 \cdot (\text{ПДА}) + 0,0021 \cdot (\text{ПДА})^2 + 0,00032 \cdot (\text{ПДА})^3 - 2,18 \cdot (\text{ПДА})^4 - 6,62 \cdot (\text{ПДА})^5;$$
2. параметр ВСВп для объекта БВ10(0):

$$K_{\text{песч}} = 0,32 - 0,25 \cdot (\text{ВСВп}) + 0,1 \cdot (\text{ВСВп})^2 - 0,0166187 \cdot (\text{ВСВп})^3 + 0,001 \cdot (\text{ВСВп})^4 - 1,79 \cdot 10^{-5} \cdot (\text{ВСВп})^5;$$
3. параметр СФ для объекта БВ10(0):

$$K_{\text{песч}} = -0,41 + 1,15 \cdot (\text{СФ}) - 0,59 \cdot (\text{СФ})^2 + 0,14 \cdot (\text{СФ})^3 - 0,01 \cdot (\text{СФ})^4 + 0,0005 \cdot (\text{СФ})^5;$$

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. 4).

Далее, исходная карта параметра ПДА была последовательно поделена на полученные карты весовых коэффициентов (СФ), (ВСВп), (СК) для каждого объекта, т.е. ПДА преобразована в ПДА* (с целью «нивелировать» влияние структурного фактора, параметра ВСВп и сейсмокласса на зависимость коэффициента песчаности от поля параметра динамической активности), с дальнейшим

расчетом окончательного поля весовых коэффициентов параметра (ПДА*). Аналогичная процедура проведена для параметра СФ (СФ преобразована в СФ*) (деление на карты весовых коэффициентов ПДА, ВСВп и СК — с целью «нивелировать» влияние динамической активности и сейсмокласса на зависимость коэффициента песчаности от поля структурного фактора), для параметра ВСВп (ВСВп преобразован в ВСВ*). Проведен расчет итоговых полей весовых коэффициентов параметров ПДА*, ВСВп*, СФ*.

В заключение, исходная карта сейсмоклассов была скорректирована делением на окончательные весовые поля параметров (ПДА*), (ВСВп*), (СФ*), таким образом, карта сейсмоклассов «нивелирована» от влияния полей динамической активности, поля

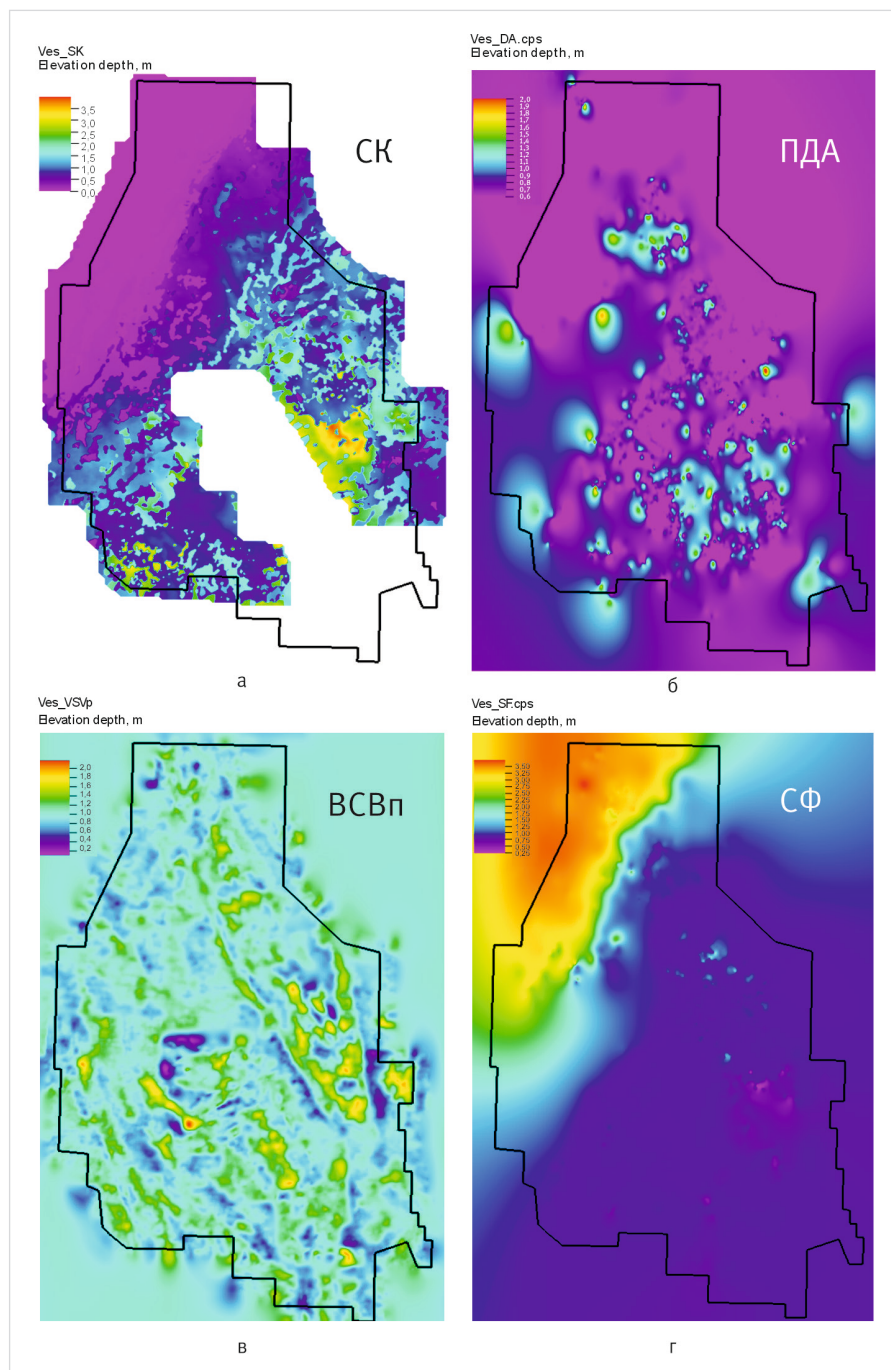


Рис. 4. Пласт БВ10(0). Поля весовых коэффициентов карты сейсмоклассов — а, карты параметра динамической активности — б, карты параметра «вершина-склон-впадина» — в, структурного фактора — г
 Fig. 4. Layer BV10(0). Seismic class weight coefficient map — а, dynamic activity parameter map — б, “peak-slope-trough” parameter map — в, structural factor map — г

«вершина-склон-впадина» и структурного фактора. Составлена диаграмма зависимости $K_{\text{песч}}$ по скважинным данным от скорректированной карты сеймоклассов (рис. 5). Коэффициент корреляции составил 0,76 для объекта БВ10(0).

Аналогичная процедура обработки исходных данных была проведена по объектам БВ10(1), БВ16, БВ19(1), БВ19(2), БВ20, БВ21-22 (рис. 6, 7).

Построены прогнозные карты песчаности (эффективных толщин) объектов БВ10(1), БВ16, БВ19(1), БВ19(2), БВ20, БВ21-22 (рис. 8), рассчитанные по формуле полиномиального тренда зависимости $K_{\text{песч}}$ от полученного поля (SK^*).

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, имеющих поля (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 четыре типа исходных полей, с полученным в итоге коэффициентом корреляции ~0,77, 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.

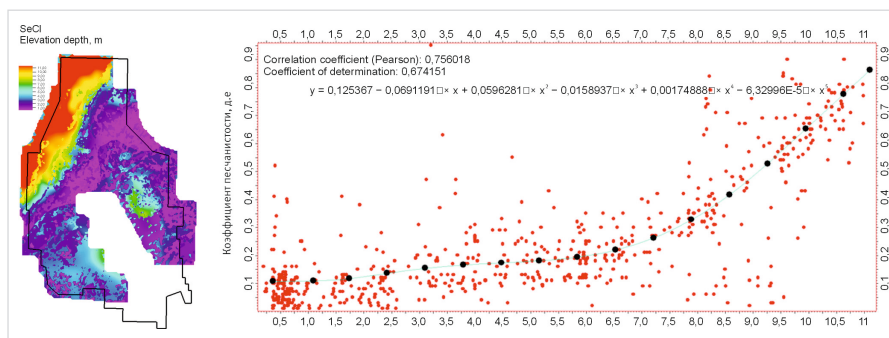


Рис. 5. Скорректированная карта сеймоклассов. Диаграмма зависимости $K_{\text{песч}}$ по скважинным данным от скорректированной карты сеймоклассов. Коэффициент корреляции 0,756

Fig. 5. Corrected seismic class map. A diagram showing the relationship between K_{sand} from well data and the corrected seismic class map. Correlation coefficient: 0,756

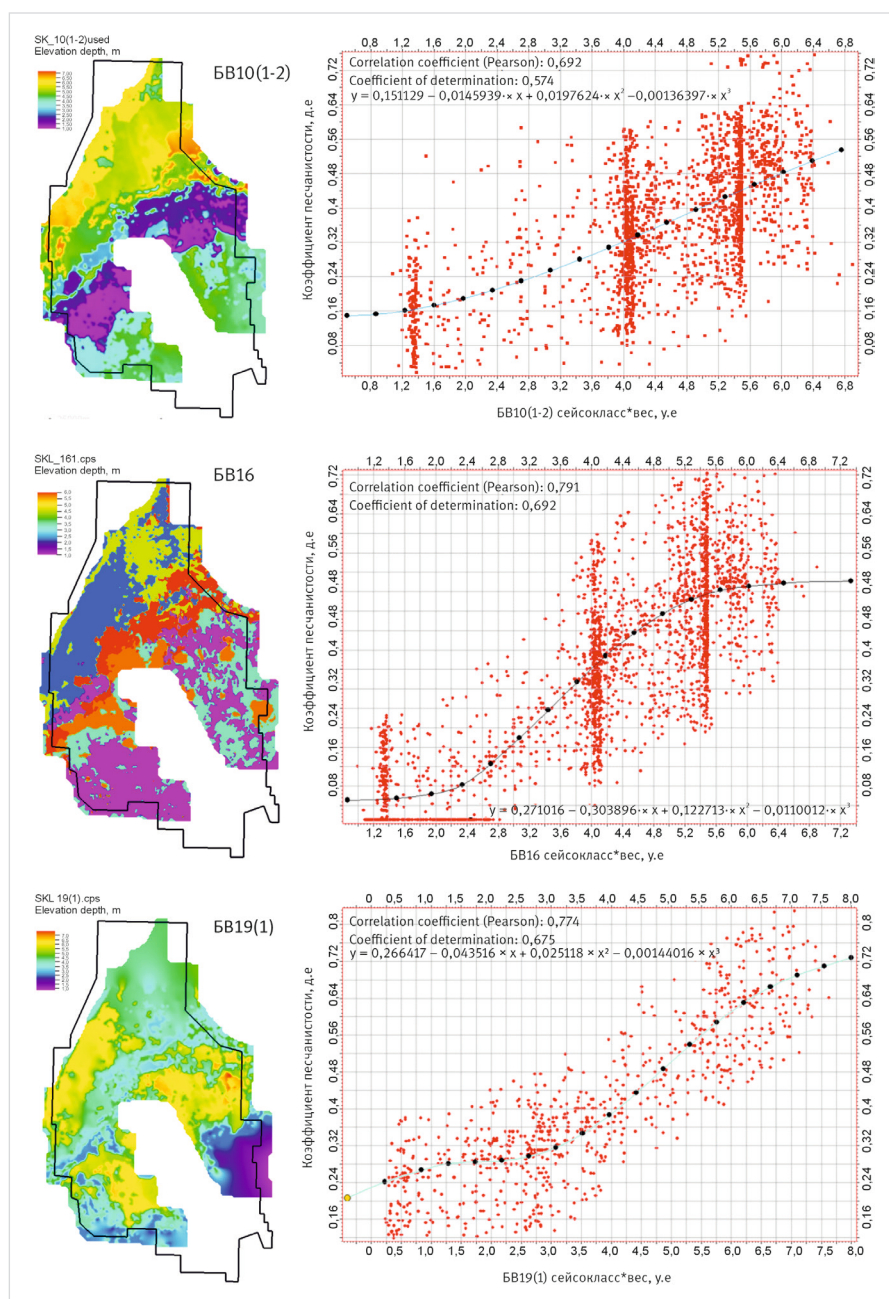


Рис. 6. Скорректированная карта сеймоклассов пластов БВ10(1-2), БВ16, БВ19(1). Диаграмма зависимости $K_{\text{песч}}$ по скважинным данным от скорректированной карты сеймоклассов. Коэффициент корреляции, соответственно: 0,69; 0,79; 0,77

Fig. 6. Corrected seismic facies map for formations BV10(1-2), BV16, BV19(1). Diagram showing the dependence of core-derived K_{sand} on the corrected seismic facies map. Correlation coefficients are 0,69, 0,79, and 0,77, respectively

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. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2017. Книга 1. С. 171–172, 183.
6. Смирнов О.А., Лурье М.Б., Зайцев А.Н. Технологические особенности создания компьютерной структурно-тектонической модели сложнопостроенного месторождения // Геофизика. 2004.

- Специальный выпуск. С. 37–40.
7. 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

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 to 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 four types of initial fields, with the resulting correlation coefficient of ~0,77, 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 distribution of deposits in the Tyumen suite 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. "TNSC" LLC, Tyumen, 2013. (In Russ).
3. Generalenko O.S., Kudamanov A.I. et al. Creation of a facies model for the

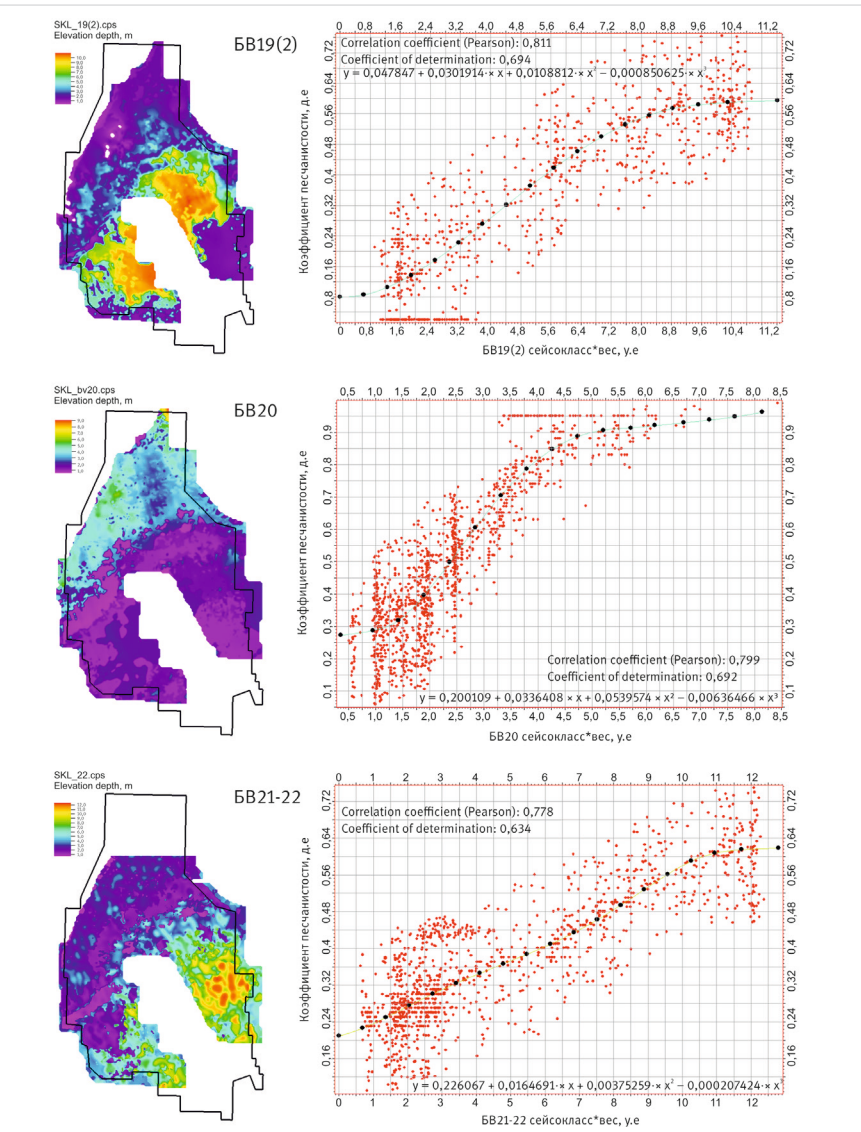


Рис. 7. Скорректированная карта сейсмочастот пластов БВ19(2), БВ20, БВ21-22.

Диаграмма зависимости $K_{песч}$ по скважинным данным от скорректированной карты сейсмочастот. Коэффициент корреляции соответственно: 0,69, 0,79, 0,77

Fig. 7. Corrected seismic facies map for formations BV19(2), BV20, BV21-22. Diagram showing the dependence of core-derived K_{sand} on the corrected seismic facies map. Correlation coefficients are 0,69, 0,79, and 0,77, respectively

- formations of the BV8 group of the Samotlor deposit. "TNSC" LLC, Tyumen, 2013. (In Russ).
4. Alexandrov A.A., Gabdraupov O.D., Devyatкова 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, issue 2, 2016, P. 38–43. (In Russ).
5. Sмирнова Е.В., Нассонова Н.В., Буякина И.В., Песков М.А. Calculation of hydrocarbon reserves of the Samotlorskoye field. "TNSC" LLC Report,

- 2017, Book 1, P. 171–172, 183. (In Russ).
6. Smirnov O.A., Lurie M.B., Zaitsev A.N. Technological peculiarities of creating a computer structural-tectonic model of a complexly structured deposit. Geophysics, 2004, Special issue, P. 37–40. (In Russ).
7. 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).

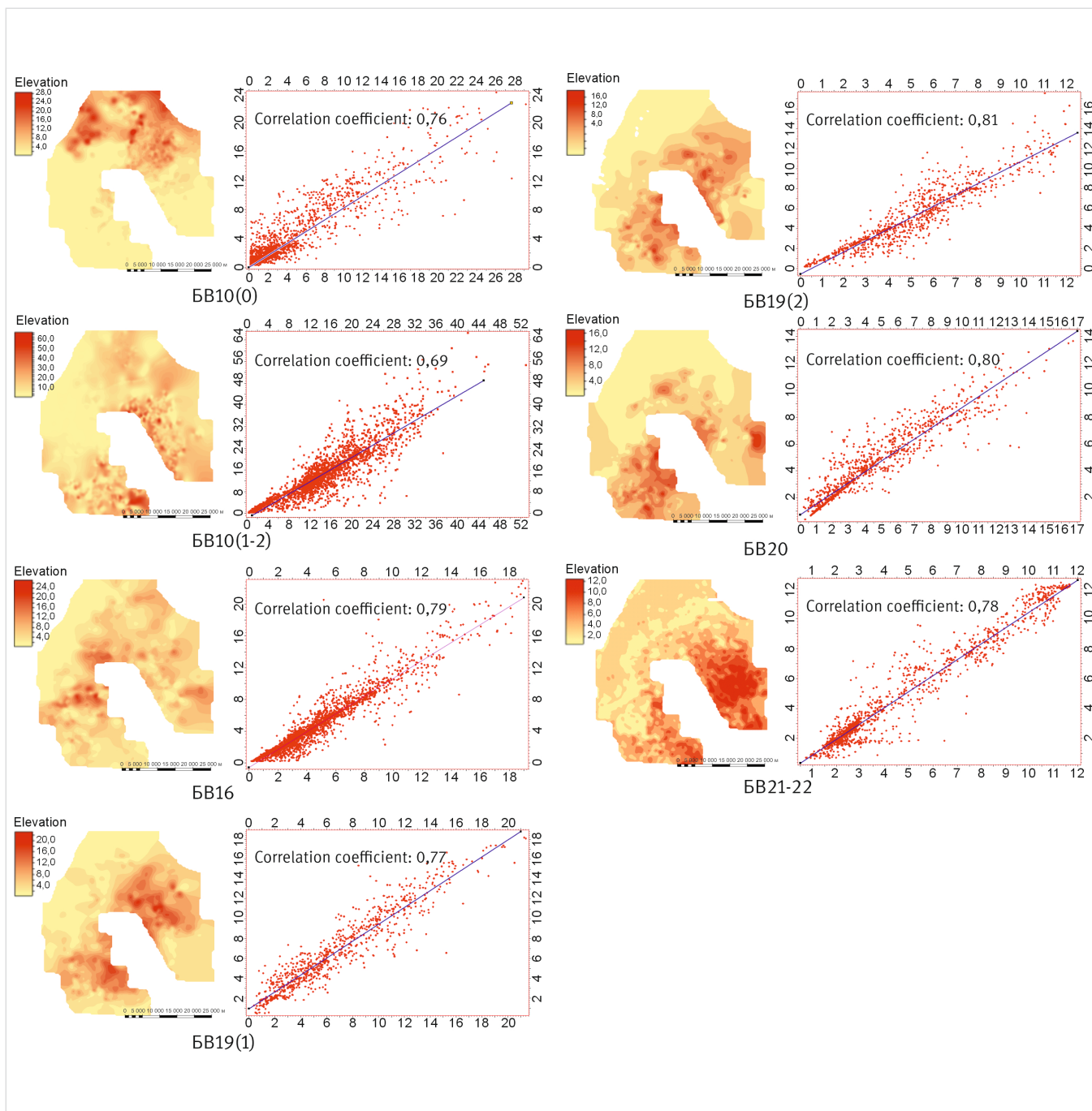


Рис. 8. Карты эффективных толщин, рассчитанные по формуле политренда зависимости $K_{\text{песч}}$ от полученного поля (SK^*), коэффициенты корреляции со скважинными данными: БВ10(0) – 0,76; БВ10(1-2) – 0,69; БВ16 – 0,79; БВ19(1) – 0,77; БВ19(2) – 0,81; БВ20 – 0,8; БВ21-22 – 0,78

Fig. 8. Effective thickness maps calculated using the trend formula for the dependence of K_{sand} on the obtained field (SK), correlation coefficients with well data: BV10(0) – 0,76; BV10(1-2) – 0,69; BV16 – 0,79; BV19(1) – 0,77; BV19(2) – 0,81; BV20 – 0,8; BV21-22 – 0,78

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бембель Михаил Робертович, главный специалист Управления по ГРМ «Самотлорнефтегаз», ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия, Тюмень, Россия
Для контактов: mrmbembel@rn-gir.rosneft.ru

Толстолыткин Дмитрий Витальевич, эксперт по гидродинамическому моделированию Управления по ГРМ «Самотлорнефтегаз», ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: dvtolstolitkin@rn-gir.rosneft.ru

Bembel Mikhail Robertovich, head of the department for timing “Samotlorneftegaz”, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: mrmbembel@rn-gir.rosneft.ru

Tolstolitkin Dmitrii Vitalievich, hydrodynamic modeling expert of the department for timing “Samotlorneftegaz”, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dvtolstolitkin@rn-gir.rosneft.ru