

УДК 622.276  
Статья / Article  
© ПНИПУ / PNRPU, 2023



## Разработка зональной модели прогноза нефтегазоносности пласта ЮС1 по геохимическим параметрам

А.О. Шадрин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени (Россия, 628481, г. Когалым, ул. Центральная, 19)

## Development of a Zonal Model for Forecasting the Oil and Gas Potential of the YUS1 Formation by Geochemical Parameters

Arseniy O. Shadrin

KogalymNIPineft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen (19 Tsentral'naya st., Kogalym, 628481, Russian Federation)

Получена / Received: 05.09.2022. Принята / Accepted: 19.12.2022. Опубликовано / Published: 31.05.2023

### Ключевые слова:

геохимические параметры, баженовская свита, база данных, геохимические исследования, регрессионные модели, прогноз нефтеносности, коэффициент корреляции, коэффициент детерминации, Сургутский свод.

Существлено уточнение распределения геохимических свойств пород баженовской свиты по площади и разрезу, проведен поиск закономерностей и получены выводы, имеющие прогнозную силу. В связи с высокой стоимостью сплошного отбора керна и пиролиза образцов из интервалов баженовской свиты, разрозненностью и неоднородностью накопленной информации, а также высокой ценностью знаний о нефтегенерационных свойствах пород Баженовской свиты и изменениях их по площади существует необходимость повышения информативности базы данных геохимических исследований керна и адаптации ее применения в условиях ограниченного количества данных.

Для решения данной проблемы была собрана и проанализирована база результатов геохимических исследований, состоящая из 5272 образцов 123 скважин 32 месторождений. В результате проведенного анализа были получены выводы о нефтегенерационных свойствах баженовской свиты в пределах территории исследования и степени зрелости органического вещества породы.

Для прогнозирования геохимических параметров содержания свободных углеводородов, остаточного генерационного потенциала и общего органического углерода по данным ГИС были разработаны две регрессионные модели. На языке программирования Python был реализован алгоритм, позволяющий автоматизировать процесс расчета. Используя данный алгоритм и полученное уравнение регрессии, был проведен расчет геохимических параметров в 390 скважинах на территории исследования, не освещенных керновыми данными, что существенно увеличило детальность и информативность прогнозных карт распределения параметров по площади.

Используя полученные данные, была разработана геолого-математическая модель прогноза нефтеносности по геохимическим параметрам. Разработанная модель отражает вероятность нефтеносности в зависимости от нефтематеринских свойств пород баженовской свиты на площади исследования. В разработанную модель прогноза вошли параметры содержания органического углерода в породе, современная температура пласта и мощность пород баженовской свиты.

### Keywords:

geochemical parameters, Bazhenov formation, database, geochemical studies, regression models, oil-bearing forecast, correlation coefficient, determination coefficient, Surgut dome.

The distribution of geochemical properties of rocks of the Bazhenov Formation (BF) by area and section has been refined, regularities have been searched, and conclusions have been obtained that have predictive power. Due to the high cost of continuous core sampling and pyrolysis of samples from BF intervals, the fragmentation and heterogeneity of the accumulated information, as well as the high value of knowledge about the oil-generating properties of BF rocks and their changes over the area, there is a need to increase the information content of the database of geochemical core studies and adapt its application in conditions of limited data.

To solve this problem, a database of results of geochemical studies was collected and analyzed, consisting of 5272 samples from 123 wells of 32 fields. As a result of the analysis, conclusions were obtained about the oil-generating properties of BF within the study area and the degree of maturity of the organic matter of the rock.

Two regression models were developed to predict the geochemical parameters of free hydrocarbon content, residual generation potential and total organic carbon from well logging data. An algorithm was implemented in the Python programming language to automate the calculation process. Using this algorithm and the resulting regression equation, the calculation of geochemical parameters was carried out in 390 wells in the study area that were not presented by core data, which significantly increased the detail and information content of predictive maps of the distribution of parameters over the area.

Using the data obtained, a geological and mathematical model was developed for predicting oil content by geochemical parameters. The developed model reflects the probability of oil content depending on the oil source properties of the rocks of the Bazhenov formation in the study area. The developed forecast model included the parameters of the organic carbon content in the rock, the current reservoir temperature and the thickness of the rocks of the Bazhenov formation.

© Шадрин Арсений Олегович (ORCID: 0000-0003-2736-0252) – геолог 1-й категории (тел.: +007 (995) 093 94 53, e-mail: Arseny.Shadrin@lukoil.com).

© Arseniy O. Shadrin (ORCID: 0000-0003-2736-0252) – 1<sup>st</sup> category geologist (tel.: +007 (995) 093 94 53, e-mail: Arseny.Shadrin@lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Шадрин А.О. Разработка зональной модели прогноза нефтегазоносности пласта ЮС1 по геохимическим параметрам // Недропользование. – 2023. – Т.23, №1. – С.2-10. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.1

Please cite this article in English as:

Shadrin A.O. Development of a Zonal Model for Forecasting the Oil and Gas Potential of the YUS1 Formation by Geochemical Parameters. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2023, vol.23, no.1, pp.2-10. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.1

## Введение

Работа была выполнена в рамках комплексного исследования, посвященного выявлению закономерностей и прогнозу нефтеносности юрских отложений северной части Сургутского свода [1–4]. Исследование направлено на поиск перспектив нефтеносности с целью восполнения ресурсной базы и выявления первоочередных объектов для поисково-оценочного и разведочного бурения.

Целью разработки модели прогноза по геохимическим параметрам является установление количественной связи между нефтематеринскими свойствами пород баженовской свиты и нефтеносностью верхнеюрских отложений.

Нефтеносность юрских отложений исследуемой территории, подобно прочим нефтяным системам, подчиняется закономерностям и влиянию различных факторов, таких как: наличие углеводородов в системе, вертикальная и латеральная миграция углеводородов, наличие коллектора в пласте и ловушки для формирования скоплений углеводородов [5–8]. В данной работе основное внимание уделено изучению свойств нефтематеринской породы и ее влиянию на нефтеносность пласта ЮС1.

Объектом исследования в данной работе является регионально нефтеносный пласт ЮС1 васюганской свиты северной части Сургутского свода в пределах деятельности ТПП «Когальмнефтегаз». Литологически представлен переслаиванием песчаников и алевролитов, подстилаемых глубоководными отложениями трансгрессивной серии, относящихся к низам васюганской свиты. Пласт ЮС1 является одним из основных объектов разработки на территории исследования и обладает высоким потенциалом нефтеносности [2].

Генерационные свойства нефтематеринских пород являются одним из ключевых факторов, определяющих перспективы нефтеносности отложений. Ранее на территории исследования и смежных территориях был проведен ряд исследований, направленных на изучение свойств основной нефтегенерирующей толщи Западно-Сибирского бассейна – баженовской свиты, основные результаты которых представлены в работах [9–15].

## Анализ базы геохимических исследований

Для проведения анализа и изучения закономерностей нефтематеринских свойств была использована база пиролитических исследований, выполненных методом Rock-Eval на образцах керн Когальмского и Лангепасско-Покачевского регионов. Пиролиз образцов керн методом Rock-Eval основан на термическом разложении органических соединений, содержащихся в породах, и измерении количества и качества газов, которые выделяются в процессе разложения. Результаты исследования дают информацию о таких параметрах, как содержание свободных углеводородов ( $S_1$ ), остаточный генерационный потенциал ( $S_2$ ), количество

пиролизованного  $CO_2$  ( $S_3$ ), общий органический углерод (ТОС) и температура максимального выхода углеводородов в процессе крекинга ( $T_{max}$ ).

Обобщенная база данных изученных образцов, проведенных различными организациями на территории исследования, состояла из 5272 образцов керн 123 скважин в пределах ТПП «Лангепаснефтегаз», «Покачевнефтегаз», «Повхнефтегаз» и «Когальмнефтегаз». Образцы приурочены к широкому стратиграфическому диапазону от доюрских до меловых отложений, наибольшее количество исследованных образцов принадлежит баженовской свите – 1739 образцов по 84 скважинам и меловым отложениям 1627 образцов по 59 скважинам.

Общая выборка по образцам широкого стратиграфического диапазона характеризуется сильным размахом значений всех параметров, в связи с этим статистический анализ проводился отдельно для меловых, средне- и нижнеюрских отложений, а также баженовской и васюганской свит. Статистические характеристики пиролитических параметров образцов баженовской свиты приведены в табл. 1.

Согласно классификации нефтегазоматеринских пород [16], баженовская свита района исследования по содержанию органического углерода относится к классу очень богатых, среднее значение ТОС пород составляет 8,8 %, а суммарное содержание аллохтонных и автохтонных битумоидов в среднем колеблется в районе 50 мг/г породы. По классификации зрелости органического вещества породы баженовской свиты относятся к категории пород ранней зрелости, большинство образцов характеризуются температурой выхода углеводородов (УВ) в диапазоне от 435 до 445 °С, лишь 2 % исследованных образцов характеризуют интервалы пород на пике генерации. Согласно диаграмме Ван-Кревелена преимущественный тип керогена II продуцирующий нефть.

## Разработка моделей оценки геохимических параметров по данным ГИС

Первичный анализ структуры базы данных показал, что, несмотря на большое количество исследованных образцов, изученность отдельных отложений и свит носит несистемный характер, о чем свидетельствует график распределения количества исследованных образцов из интервала отложений баженовской свиты (БС) (рис. 1).

В силу обстоятельств сплошной отбор керн из всего интервала залегания БС производится в единичных скважинах, которые, как правило, находятся на большом расстоянии друг от друга. Это ограничивает возможность построения моделей распределения параметров по площади и снижает информативность таких моделей. Большинство исследованных образцов представляют собой частичный разрез БС – либо кровельную, либо подошвенную части. Однако использование этих результатов при построении моделей не всегда справедливо, учитывая вертикальную неоднородность свойств пород БС.

Таблица 1

Статистические характеристики геохимических параметров

Параметр	Среднее арифметическое	Минимум	Максимум	Стандартное отклонение	Распределение
$S_1$ , мг УВ/г обр	4,70	0	20,85	2,92	Логнормальное
$S_2$ , мгУВ/г обр,	45,15	0,0700	210,93	32,42	Логнормальное
$T_{max}$ , °С	437,76	409	451	5,21	Нормальное
ТОС, %	8,78	0,10	28,9	5,34	Логнормальное

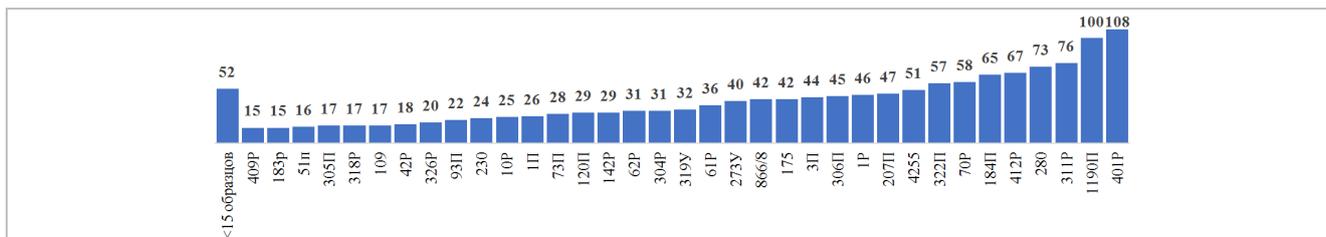


Рис. 1. График распределения количества исследованных образцов баженовской свиты по скважинам

Таблица 2

Корреляционная матрица геохимических и геофизических параметров

Параметр	БК	ИК	GK	NKT	lnBK	lnIK	GK/NKT	lnGK/NKT
$S_1 + S_2$	0,119	-0,093	0,630	-0,370	0,221	-0,089	0,656	0,598
ТОС	0,117	-0,091	0,613	-0,358	0,206	-0,083	0,635	0,566

Примечание: \*красным цветом отмечены значения корреляции, имеющие статистическую значимость.

С учетом ограниченности данных по породам баженовской свиты, полученных из пиролитических исследований, был проведен корреляционный и регрессионный анализ для определения связей между керном и ГИС с целью расчета геохимических параметров в скважинах, которые не были исследованы методом Rock-Eval.

Задачи интерпретации данных ГИС в нетрадиционных, и в том числе кероген-содержащих, коллекторах изучаются множеством авторов и научных групп [17–28]. Одной из самых часто цитируемых работ в области оценки геохимических параметров по данным ГИС является исследование Дж. Шмокера [29], в которой рассматривается метод расчета содержания органического углерода на основе гамма и гамма-гамма-плотностного каротажей, и используется уравнение (1) для описания зависимости.

$$V_{ов} = (\gamma_b - \gamma) / (1,378 \cdot A), \quad (1)$$

где  $\gamma_b$  – показания гамма-каротажа в породе, не насыщенной углеводородами;  $\gamma$  – показания гамма-каротажа исследуемого пласта,  $A$  – угол наклона точек пересечения на графике зависимости радиоактивности и плотности.

Многие исследователи занимались задачей оценки содержания органического вещества в породах. Например, советские ученые [30] нашли связь между содержанием органического углерода и гамма-активностью образцов, а американские исследователи В.Л. Meyer и М.Н. Nederlof [31] установили зависимость от плотности пород. В июне 2017 г. компания Schlumberger опубликовала патент [32], в котором описан алгоритм оценки зрелости и геохимических параметров нефтематеринских пород на основании каротажных данных. Множество методик подтверждает, что оценка геохимических параметров применима только для определенных участков и подлежит корректировке для новых площадей на основе фактических данных.

Во множестве работ была установлена связь содержания углерода с геофизическими параметрами, в совокупности с имеющейся базой наблюдений было принято решение сконцентрировать внимание на параметрах  $S_1 + S_2$  и ТОС в силу их высокой значимости в вопросе определения генерационных свойств нефтематеринских отложений.

Исходя из имеющихся ограничений, выборка для проведения регрессионного анализа была сокращена

до 580 образцов в 12 скважинах, наиболее системно освещенных исследованными образцами, в которых привязка образцов к интервалам глубин не вызывает сомнений.

Следующим этапом стал поиск зависимостей «кern – ГИС», для этого результаты исследования керна были сопоставлены с геофизическими параметрами основного комплекса ГИС (БК – каротаж сопротивлений (Ом·м), ИК – индукционный каротаж (мСм), GK – гамма-каротаж (мРг/ч), NKT – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (имп/мин)), а также их производными (lnBK, lnIK, GK/NKT, ln[GK/NKT]), результаты корреляционного анализа приведены в табл. 2.

Анализ корреляционной матрицы показал высокую корреляцию геохимических параметров  $S_1 + S_2$  и ТОС с гамма-каротажем (0,63 и 0,613 соответственно) и статистически значимую корреляцию с другими геофизическими параметрами. Методом множественного регрессионного анализа с алгоритмом последовательного добавления переменных были получены модели с коэффициентами корреляции от 0,7 до 0,77, но из-за большого количества переменных и проблем с работой моделей вне интервалов БС их применимость была сомнительной.

Улучшение моделей было достигнуто добавлением образцов из ачимовской толщи, георгиевской свиты и пласта Ю1 с расширением выборки до 759 образцов, где 580 образцов относились к интервалу БС, а 179 образцов – к интервалам ачимовской толщи, георгиевской и васюганской свит. Анализ промежуточных результатов показал, что увеличение количества переменных в модели не имеет линейной связи с величиной достигаемого коэффициента корреляции, поэтому метод множественного регрессионного анализа был изменен на Backward stepwise.

Финальные итерации позволили разработать регрессионную модель с высокими коэффициентами корреляции и детерминации, формулы зависимостей представлены в уравнениях (2) и (3), а графики зависимостей параметров – на рис. 2 (а, б) (ранжировка точек соответствует разным скважинам). Средние значения разницы определенных и фактических значений для параметров  $S_1 + S_2$  и ТОС составляют 0,78 и 0,65 соответственно, а величина стандартного отклонения – 16,2 и 3,2. Ошибки оценки имеют нормальное распределение, гистограммы плотности распределения представлены на рис. 3.

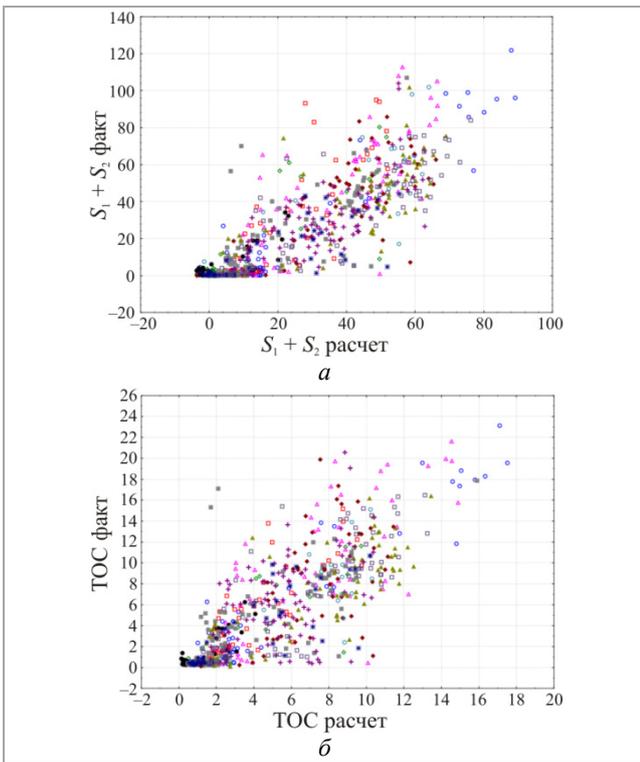


Рис. 2. Сопоставление фактических и расчетных значений параметров: а –  $S_1 + S_2$ ; б – TOC

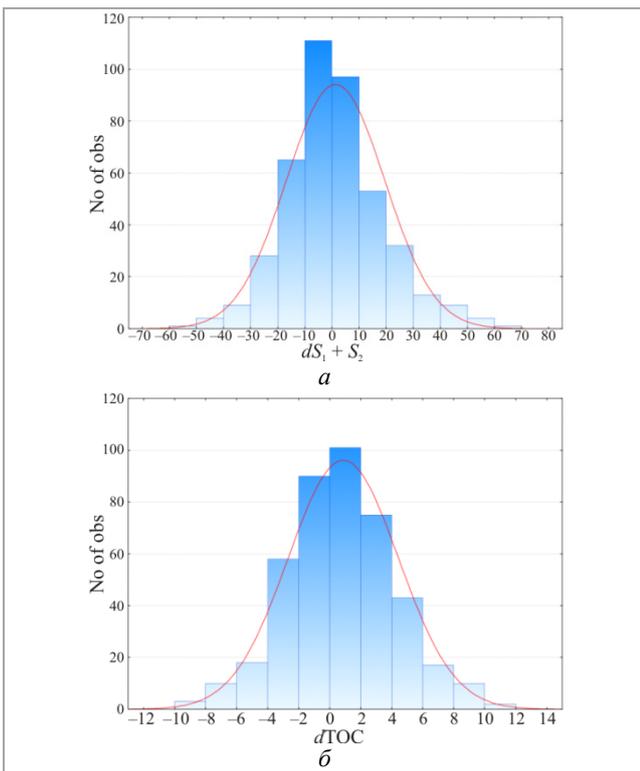


Рис. 3. Гистограммы распределения ошибок оценки: а –  $S_1 + S_2$ ; б – TOC

$$S_1 + S_2 = -21,63 + 2,74 \cdot \text{NKT} + 4,63 \cdot \ln \text{BK} - 1,68 \cdot \ln \text{IK} + 18,26 \cdot \ln(\text{GK}/\text{NKT});$$

$$r = 0,84, R^2 = 0,706 \quad (2)$$

$$\text{TOC} = -1,84 + 0,103 \cdot \text{GK} + 0,85 \cdot \ln \text{BK} + 1,07 \cdot \ln(\text{GK}/\text{NKT});$$

$$r = 0,816, R^2 = 0,67 \quad (3)$$

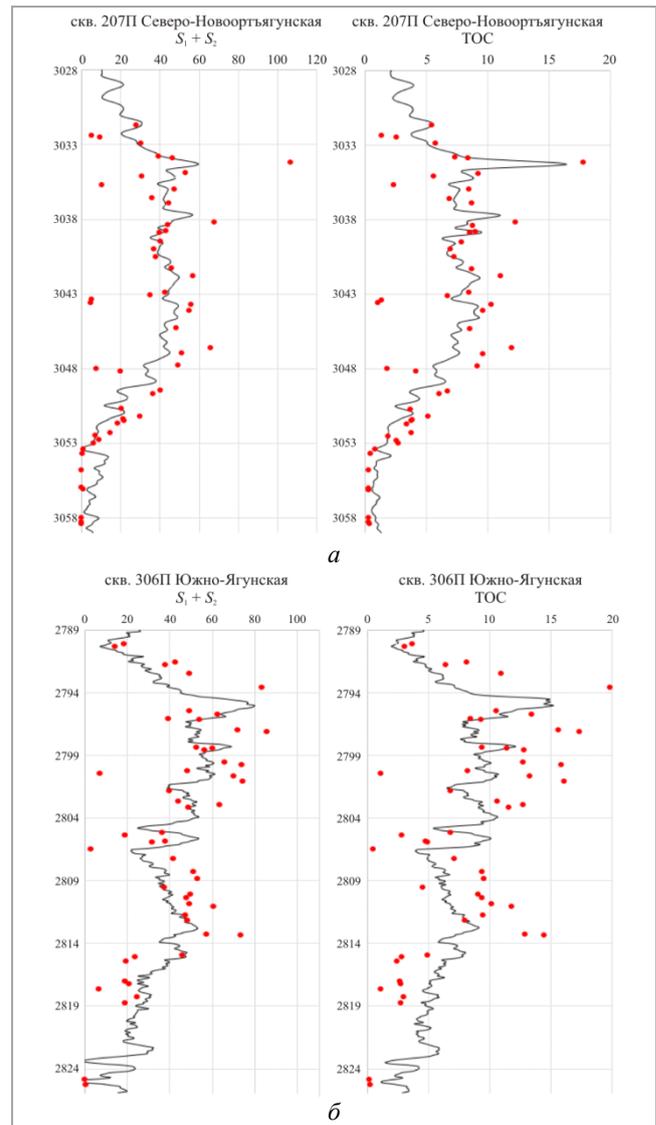


Рис. 4. Схемы сопоставления расчетных и фактических параметров  $S_1 + S_2$  (слева) и TOC (справа) по скважинам: а – 207П Северо-Новоуртыганской площади; б – 306П Южно-Ягунской площади

Полученные уравнения зависимости позволили рассчитать распределение параметров  $S_1 + S_2$  и TOC непрерывной кривой во всем интервале баженновской свиты и сопоставить их с фактическими результатами, определенными по результатам исследования керна, фрагменты схем сопоставления приведены на рис. 4.

Несмотря на относительно большой разброс значений отдельных результатов определения параметров по керну от рассчитанной кривой, полученная регрессионная модель позволяет с достаточной точностью аппроксимировать эти параметры по всему разрезу БС. Для оценки надежности и применимости регрессионных моделей был проведен анализ по критерию согласия Пирсона  $\chi^2$  для ряда скважин. Результаты показали, что значение статистики  $\chi^2$  при сравнении выборок фактических и расчетных значений в скважинах позволяет принять нулевую гипотезу, т.е. распределения ожидаемой и наблюдаемой переменной (фактических и расчетных значений) можно считать одинаковыми для совокупной выборки параметра  $S_1 + S_2$   $\chi^2 = 0,41$  при  $p < 10^{-20}$ , для TOC  $\chi^2 = 3,04$  при  $p < 10^{-25}$ .

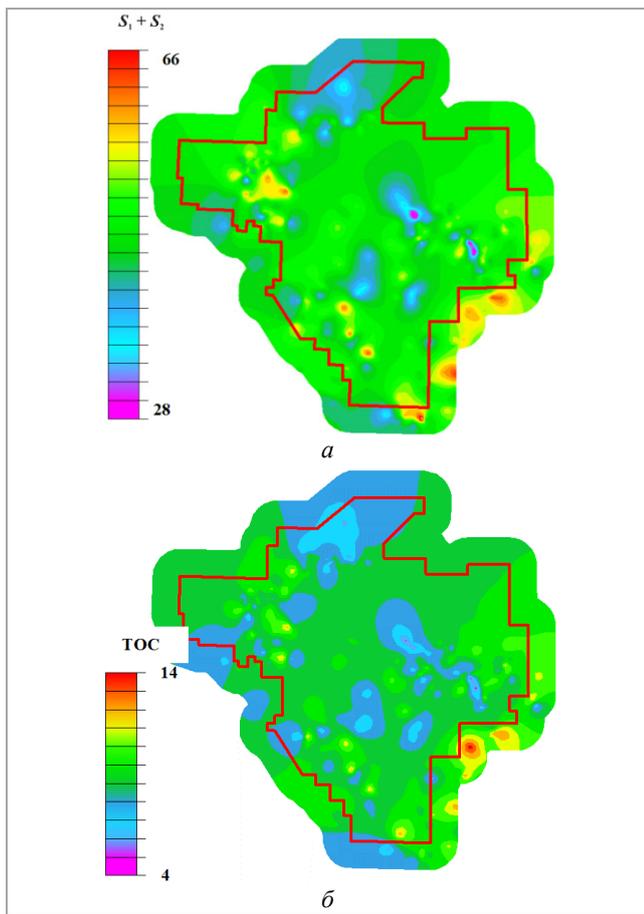


Рис. 5. Площадные схемы распределения параметров: а –  $S_1 + S_2$ ; б – TOC

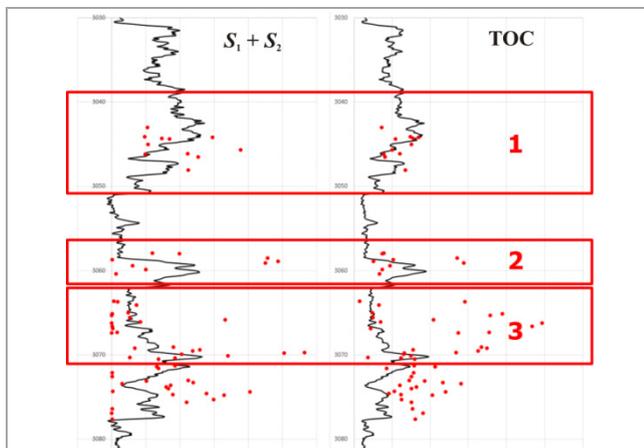


Рис. 6. Схема сопоставления расчетных и фактических параметров:  $S_1 + S_2$  (слева) и TOC (справа) по скважине 280 Имилорской площади

Для расчета параметров  $S_1 + S_2$  и TOC на всей площади исследования была собрана база las-файлов и проведена корреляция разреза БС. Сложность дальнейшего выполнения расчетов заключалась в создании базы данных с отсчетами выбранных каротажных кривых, расчете необходимых производных от них и отделения интервала БС от всего разреза скважин. С целью автоматизации процесса и сокращения трудозатрат был реализован алгоритм на языке программирования Python. Результатом выполнения алгоритма является сводный отчет в excel-файле, в котором проведено осреднение

расчетных данных в интервале БС с привязкой координат, номера скважины и интервалов расчета. Таким образом, для расчета геохимических параметров для неограниченного числа скважин необходимо подготовить las-файл и предварительно провести корреляцию отложений, в толще которых следует осуществить расчет. Среднее время, необходимое на выполнение расчета по 100 скважинам, составляет около 40 секунд, что в значительной мере сократило временные затраты на проведение данной операции.

Полученные регрессионные модели позволили рассчитать и получить средние значения геохимических параметров в скважинах, не освещенных пиролитическими исследованиями. Также была проведена первичная оценка полученных результатов, построены карты распределения параметров  $S_1 + S_2$  и TOC по площади (рис. 5).

По полученным схемам можно выделить зоны с повышенными значениями параметров, которые, вероятно, являются зонами генерации нефти на северо-западе территории, а также устойчивый тренд на увеличение параметров на востоке территории.

Полученные результаты открывают возможности для более детального прогноза нефтематеринских свойств пород БС на территории исследования при привлечении дополнительных параметров, таких как степень зрелости органического вещества и мощность отложений нефтематеринских пород.

Разработанная модель имеет ограничения и свою зону неопределенности в связи с аномальным разрезом баженовской свиты. Главной трудностью является переслаивание терригенных пород и тонких прослоев баженинов в аномальном разрезе, что наглядно продемонстрировано на примере скважины 280 Имилорской площади (рис. 6). В разрезе баженовской свиты скважины 280 можно выделить три области: 1) участок ненарушенных или слабопреобразованных баженинов; 2) участок развития баженинов с прослоями терригенных пород; 3) участок развития терригенных пород с тонкими прослоями баженинов. Для участка 1 сходимость расчетных и фактических величин параметров относительно высокая, характерная для скважин, находящихся в зонах нормального разреза БС. Для участка 2 характерен большой разброс параметров, определенных по керну, с высокой изменчивостью свойств в узком интервале глубин. Повышенные значения расчетных кривых здесь свидетельствуют о преимуществе отложений баженинов над терригенными прослоями в анализируемом интервале. Участок 3, вероятно, в большей степени представлен терригенными породами с тонкими прослоями баженинов, что подтверждают результаты исследований. Для этого интервала также характерна аномально слабая корреляционная связь рассчитанных и фактических геохимических параметров.

#### Разработка вероятностно-статистической модели прогноза

Для проведения исследования и установления количественной связи геохимических параметров был разработан ряд моделей распределения параметров по площади. При разработке модели прогноза были проанализированы такие параметры,

как температура пласта ЮС1 ( $T$ ), ТОС,  $S_1 + S_2$  и мощность пород баженовской свиты ( $h_{Bag}$ ).

На территории исследования отложения баженовской свиты осложнены зонами развития аномального разреза (АРБС), где песчаные тела внедряются в битуминозные аргиллиты. Существует несколько гипотез об их формировании [33–45], но данное исследование было проведено в рамках разработанной В.Ф. Гришкевичем парадигмы, связывающей механизм формирования АРБС с оползновыми процессами и внедрением ачимовских тел.

Модель распределения мощности пород баженовской свиты разрабатывалась таким образом, чтобы оценить мощность изначальных накопленных отложений битуминозных аргиллитов. Кровля баженовской свиты строилась путем обобщения структурных карт по данным СРР, а в зонах развития АРБС-методом схождения от кровли пласта ЮС1. Распределение геохимических параметров в зонах АРБС калибровалось на фактические результаты пиролиза в скважинах с аномальным разрезом, вскрывших достаточно мощную толщу ненарушенных баженинов, а также рассчитывалось методом интерполяции.

При разработке модели прогноза также использовались данные о современных температурах пласта как косвенный параметр, характеризующий тепловой поток – фактор, влияющий на процессы генерации и миграции нефти из нефтематеринских пород. Модель распределения температур по площади разрабатывалась на основе фактических данных термометрии, полученных при проведении промысловых геофизических исследований, в качестве необходимой кривой использовалась запись, которая соответствует записи термометрии до проведения первого цикла компрессирования. Модель распределения температур разрабатывалась с учетом тренда глубин залегания пласта ЮС1, график зависимости температуры от глубины представлен на рис. 7.

Согласно принципам «автофлюидоразрыва» и нисходящей миграции протонефти из пород баженовской свиты в подстилающий резервуар, предложенных И.И. Нестеровым [46], для оценки нефтематеринских свойств были разработаны модели распределения геохимических параметров для различных интервалов мощностей от подошвы баженовской свиты. Использование таких параметров, вероятно, поможет более детально оценить свойства пород именно той части, которая генерировала УВ залежей нефти пласта ЮС1.

Результаты анализа по  $t$ -критерию Стьюдента параметров, используемых при разработке модели прогноза нефтеносности, приведены в табл. 3.

Среди геохимических параметров, характеризующих содержание в породе битумоидов и органического углерода наиболее информативными являются параметры для нижних 20–30 % мощности баженовской свиты. Исходя из этого, при разработке модели прогноза были использованы параметры для нижней четверти (25 %) толщи нефтематеринской свиты.

Далее методом пошагового линейного дискриминантного анализа была разработана модель прогноза нефтеносности пласта Ю1 по геохимическим параметрам. В модель вошли три переменные: мощность баженовской свиты ( $h_{Bag}$ ), современная

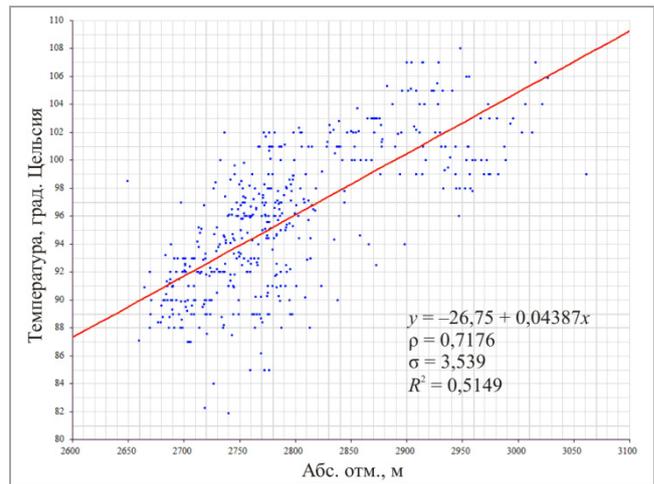


Рис. 7. График зависимости температуры от глубины для пласта ЮС1

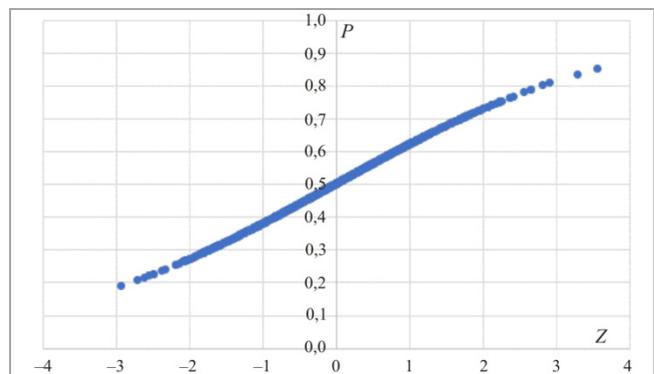


Рис. 8. График зависимости вероятности нефтеносности от величины дискриминантной функции

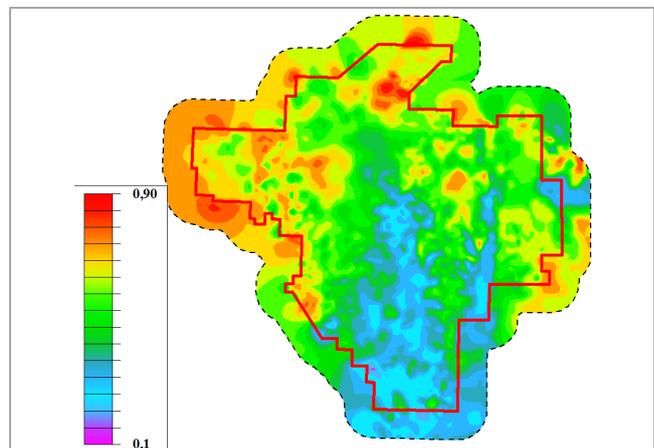


Рис. 9. Схема вероятности нефтеносности пласта Ю1 по геохимическим параметрам

температура пласта ( $T$ ) и содержание органического углерода в нижних 25 % мощности пород баженовской свиты ( $h_{ТОС\ 25\ \%}$ ), каноническое уравнение модели прогноза представлено в уравнении (4), график зависимости вероятности от величины дискриминантной функции – на рис. 8, схема вероятности нефтеносности пласта Ю1 по геохимическим параметрам – на рис. 9.

$$Z = -0,1016 \cdot h_{Bag} + 0,168 \cdot T - 0,046 \cdot [h_{ТОС\ 25\ \%}] - 11,99 \quad (4)$$

Статистические характеристики геохимических параметров

Переменная	Нефть	Вода	<i>t</i> -критерий <i>p</i> -ур.значимости
	(среднее значение) Стандартное отклонение		
hBag	26,079	27,303	-4,410
	3,976	4,174	0,000
$S_1 + S_2$	45,028	44,287	2,211
	4,791	5,057	0,027
ТОС	7,434	7,340	1,345
	1,039	1,017	0,179
ТОС·Bag	193,069	200,556	-2,852
	35,903	41,440	0,004
$S_1 + S_2$ ·Bag	1171,779	1209,839	-2,574
	204,399	230,946	0,010
<i>T</i>	95,467	93,798	5,704
	4,737	3,646	0,000
$hS_1 + S_2$ 5 %	31,452	33,402	-3,368
	8,302	8,707	0,001
$h$ ТОС 5 %	4,962	5,313	-3,914
	1,274	1,355	0,000
$hS_1 + S_2$ 10 %	68,570	73,357	-4,060
	16,752	17,913	0,000
$h$ ТОС 10 %	10,750	11,565	-4,392
	2,641	2,812	0,000
$hS_1 + S_2$ 20 %	163,614	175,204	-4,541
	36,606	38,351	0,000
$h$ ТОС 20 %	25,477	27,436	-4,644
	6,012	6,379	0,000
$hS_1 + S_2$ 30 %	273,749	291,461	-4,593
	54,848	58,508	0,000
$h$ ТОС 30 %	42,928	45,936	-4,550
	9,379	10,056	0,000

Примечание: hBag – мощность отложений баженовской свиты; ТОС·Bag – произведение содержания  $C_{орг}$  в породе на мощность баженовской свиты;  $S_1 + S_2$ ·Bag – произведение содержания битумоидов в породе на мощность баженовской свиты; *T* – современная температура пласта;  $hS_1 + S_2$  *N* % – произведение содержания битумоидов в *N* % толщи баженовской свиты (от подошвы) на соответствующую толщину битуминозных отложений;  $h$ ·ТОС *N* % – произведение содержания  $C_{орг}$  в *N* % толщи баженовской свиты (от подошвы) на соответствующую толщину битуминозных отложений.

**Заключение**

В результате выполнения исследования была собрана и проанализирована база результатов геохимических исследований, состоящая из 5272 образцов 123 скважин 32 месторождений. Результатом проведенного анализа являются выводы о нефтегенерационных свойствах баженовской свиты в пределах территории исследования и степени зрелости органического вещества породы.

Разработаны две регрессионные модели прогноза геохимических параметров  $S_1 + S_2$  и ТОС по данным ГИС. Модель прогноза параметра  $S_1 + S_2$  состоит из четырех переменных, коэффициент корреляции модели с фактическими данными составляет 0,84, коэффициент детерминации  $R^2 = 0,706$ . Модель прогноза параметра ТОС состоит из трех переменных, коэффициент корреляции модели с фактическими данными составляет 0,816, коэффициент детерминации  $R^2 = 0,67$ .

На языке программирования Python реализован алгоритм, позволяющий автоматизировать процесс расчета. Разработанный алгоритм применяет

уравнение регрессии к заданным геофизическим параметрам по заранее подготовленному списку las-файлов и формирует отчет с осредненными значениями параметров внутри заданного интервала с привязкой к координатам и данным скважинам.

Используя данный алгоритм и полученное уравнение регрессии, был проведен расчет геохимических параметров в 390 скважинах на территории исследования, не освещенных керновыми данными, что существенно увеличило детальность и информативность прогнозных карт распределения параметров по площади.

Разработанная модель прогноза имеет относительно невысокую распознаваемость – 60 % выборки, 62 % для нефтеносных скважин и 58 % для скважин с отсутствием нефтеносности. Однако, учитывая фундаментальный вклад геохимического фактора в нефтеносность и комплексность проблемы формирования залежей углеводородов, полученный результат будет приниматься во внимание в процессе изучения закономерностей и прогноза нефтеносности.

**Библиографический список**

1. Shadrin A.O., Krivoshechekov S.N. Studying the Structural and Thickness Characteristics of the Sedimentary Mantle of the Northern Part of the Surgut Arch // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing. – 2021. – Vol. 666, № 5. – P. 052056. DOI: 10.1088/1755-1315/666/5/052056
2. Шадрин А.О., Кривошеков С.Н. Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтеносности по структурным параметрам пласта ЮС1 в северной части Сургутского свода // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 53–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-53-65.
3. Шадрин А.О., Ахметова Л.В. Анализ влияния структурных параметров осадочного чехла на нефтегазоносность пласта ЮС1 северной части Сургутского свода // Нефть и газ - 2021: сборник трудов 75-й Международной молодежной научной конференции, Москва, 26–30 апреля 2021 года. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. – С. 349–359.
4. Шадрин А. О. Прогноз нефтегазоносности пласта ЮС1 северной части Сургутского свода на основе проведения тренд-анализа // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 1. – С. 154–160.
5. Путилов И.С., Галкин В.И. Разработка методики вероятностно-статистического прогноза нефтегазоносности локализованных структур (на примере южной части Пермского края) // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 26–29.

6. Воеводкин В.Л., Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Исследование влияния критериев нефтегазоносности и изученности территории Пермского края на распределение месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 30–34.
7. Дифференцированная вероятностная оценка генерационных процессов в отложениях доманикового типа Пермского края / В.И. Галкин, Т.В. Карасева, И.А. Козлова, М.А. Носов, С.Н. Кривошеков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 103–105
8. Методика вероятностной оценки геологических рисков при поисках нефтяных месторождений для территорий с высокой плотностью промышленных открытий / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, С.В. Галкин, В.И. Галкин, А.В. Растегаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 4–13.
9. О возрасте отложений аномальных разрезов пограничных слоев юры и мела по скважинам Северо-Конитлорского месторождения (предварительное сообщение) / Ю. В. Брадучан, Н. К. Глушко, В. К. Комиссаренко [и др.] // Вестник недропользователя ХМАО. – 2005. – № 16. – С. 20–24.
10. Опыт петрографического анализа механизма формирования аномального разреза баженновской свиты на Имилорской площади Западной Сибири / В.Ф. Гришкевич, Н.Н. Гатина, А.О. Сидоренко, Е.В. Карпова // Литосфера. – 2019. – № 2 (19). – С. 209–227. DOI: 10.24930/1681-9004-2019-19-2-209-227
11. Шайхутдинова Г. Х. Петрографическое изучение миграции нефти на примере Имилорского месторождения (Когалымский нефтегазоносный район, Западная Сибирь) // Литосфера. – 2020. – № 4 (20). – С. 592–600. DOI: 10.24930/1681-9004-2020-20-4-592-600
12. Скачек К.Г., Осыка А.В., Гарифуллин И.И. Перспективы нефтеносности баженновской свиты Когалымского региона // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (седьмая научно-практическая конференция) / под ред. В.И. Карасева, Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск, 2004. – Т. 1. – С. 162–170.
13. Немова В.Д. Литология и коллекторские свойства отложений баженновского горизонта на западе Широного Приобья: дис. канд. геол.-мин. наук: 25.00.06; 25.00.12. – М., 2012.
14. Немова В.Д., Бедрегдинов Р.Ю., Кирсанов А. Интерпретация данных ГИС в интервале баженновской свиты в условиях ограниченного комплекса ГИС на территории Средне-Назымского месторождения // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2015. – С. 174–159.
15. Немова В.Д., Гаврилов С.С. Исследования керна отложений баженновского горизонта, как основа для интерпретации данных сейсморазведки // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014: сборник статей. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – С. 212–230.
16. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – С. 13–95; 125–127; 149–158.
17. The Petrophysics of Shale Gas Reservoirs: Technical Challenges and Pragmatic Solutions / V.K. Bust, A.A. Majid, J.U. Oletu, P.F. Worthington // IPTC 14631. – 2011. DOI: 10.2523/IPTC-14631-MS
18. Thaimar R., Ramirez J.D., Klein R.J. Comparative Study of Formation Evaluation Methods for Unconventional Shale-Gas Reservoirs: Application to the Haynesville Shale (Texas) // SPE 144062. – 2011. DOI: 10.2118/144062-MS
19. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров / М.В. Дахнова, С.В. Можергова, Е.С. Назарова, И.Л. Пайзанская // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 55–61.
20. Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2: Shale-oil resource systems // Shale reservoirs – Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97 / ed.: J.A. Breger. – 1997.
21. Кирсанов А.М., Скворцов М.В. «Определение подсчетных параметров по данным ГИС для оценки ресурсов баженновской свиты» // Нефтяная столица: материалы 4-й Международного молодежного научно-практического форума, Ханты-Мансийск, 24–25 марта 2021 г. – Ханты-Мансийск: Центр научно-технических решений, 2021. – С. 100–103.
22. Automatic Determination Of Lithology From Well Logs / Pierre Delfiner [et al.] // SPE Formation Evaluation. – 1997. – Sep. – P. 303–310. DOI: 10.2118/13290-PA
23. Toumani A., Schmitz D., Schepers R. Automatic determination of lithology from well logs using fuzzy classification // 56th EAEG Meeting. – EAGE Publications BV, 1994. – P. 47-00144.
24. Application of machine learning in the identification of fluvial-lacustrine lithofacies from well logs: A case study from Sichuan Basin, China / D. Zheng [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 215. – P. 110610. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110610
25. Probabilistic logging lithology characterization with random forest probability estimation / Y. Ao [et al.] // Computers & Geosciences. – 2020. – Vol. 144. – P. 104556. DOI: 10.1016/j.cageo.2020.104556
26. Alfred D., Vernik L. A new petrophysical model for organic shales // Petrophysics. – 2013. – Vol. 54, № 03. – P. 240–247.
27. A new approach to calculate gas saturation in shale reservoirs / S. Chen [et al.] // Energy & Fuels. – 2022. – Vol. 36, № 4. – P. 1904–1915. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c04067
28. The key parameter of shale oil resource evaluation: Oil content / M. Wang [et al.] // Petroleum Science. – 2022. – Vol. 19, № 4. – P. 1443–1459. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.03.006
29. Schmoker J.W. Use of formation-density logs to determine organic carbon content in devonian shales of the western Appalachian basin // Bull. of US Geol. Surv. – 1993 (1909). – P. 71–74.
30. Белокозь Т.В., Наборщикова И.И., Ерсулова И.С. Определение РОВ в породах по естественной гамма-активности // Эволюция нефтегазообразования в истории Земли: тез. Докл. IV Всесоюзного семинара. – М.: МГУ, 1984. – С. 236.
31. Meyer B.L., Nederlof M.H. Identification of sour-rocks on wireline logs by density / resistivity and sonic transit time/ resistivity crossplots // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. – 1984. – Vol. 68, no. 2. – P. 121–129.
32. US Patent No 14/977.336 (22 Jun. 2022) / L. Mosse, E. Rylander, P. Craddock
33. Гришкевич В.Ф. Баженновский горизонт Западной Сибири: поиски новой гармонии: монография. – Тюмень: ТИУ, 2022. – 279 с.
34. Гришкевич В.Ф. Аномальные разрезы баженновской свиты: модель образования и проблемы геометризации [Электронный ресурс] // Stvantic Schoolar: электронный журнал. – URL: <https://www.semanticscholar.org/> (дата публикации: 25.03.2023). DOI:10.3997/2214-4609.201412065
35. Гришкевич В.Ф., Лагутина С.В., Панина Е.В. Геомеханика образования аномальных разрезов баженновской свиты оползневой типа // Геология морей и океанов: материалы XXI Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. – М., 2015. – С. 76–80.
36. Микуленко К.И., Острый Г.Б. Оползневые образования в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. // Литология и полезные ископаемые. – 1968. – № 5. – С. 111–118.
37. Мкртчян О.М. Новое в модели строения и формирования баженновской свиты Западной Сибири // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1984. – № 7. – С. 1–6.
38. Ясович Г.С. Перспективы нефтегазоносности зон развития аномальных разрезов баженновской свиты Среднего Приобья // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1981. – Вып. 166. – С. 51–60.
39. Ухлова Г.Д., Варламов С.Н. Аномальные разрезы баженновской свиты. – Lambert academic publishing, 2014. – 61 с.
40. Варламов С.Н., Ухлова Г.Д. Модель формирования и прогноз нефтеносности аномальных разрезов баженновской свиты центральной части Западно-Сибирской плиты // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры: материалы IX науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 2006. – Т. 1. – С. 174–184.
41. Особенности геологического строения аномальных разрезов в верхнеюрских и ачимовских отложениях Кечимовского месторождения / И.С. Гутман, Е.А. Качкина, А.В. Шалушина [и др.]. // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 2 (169). – С. 15–22.
42. Соколовский А.П., Соколовский Р.А. Аномальные типы разрезов баженновской и тутлеймской свит в Западной Сибири Аномальные типы разрезов баженновской и тутлеймской свит в Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО. – 2002. – № 11. – С. 64–69.
43. Филиппович Ю.В. Типы и механизмы формирования аномальных разрезов баженновского горизонта и ачимовской толщи // Вестник недропользователя ХМАО. – 1999. – № 4. – С. 30–34.
44. Аномальные разрезы баженновской свиты: взгляд через полвека после обнаружения / А.А. Нежданов, С.Ф. Кулагина, В.А. Корнев, Ф.З. Хафизов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 34–42.
45. Баженновский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины / С.В. Рыжкова, Л.М. Бушштейн, С.В. Ершов [и др.] // Геология и геофизика. – 2018. – № 7 (59). – С. 1055–1074. DOI: 10.15372/GIG20180709
46. Нестеров И.И. Новый тип коллекторов нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26–29.

## References

1. Shadrin A.O., Krivoshechekov S.N. Studying the Structural and Thickness Characteristics of the Sedimentary Mantle of the Northern Part of the Surgut Arch. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. IOP Publishing, 2021, vol. 666, no. 5, 052056 p. DOI: 10.1088/1755-1315/666/5/052056
2. Shadrin A.O., Krivoshechekov S.N. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskikh modelei prognoza neftenosnosti po strukturnym parametram plasta luS1 v severnoi chasti Surgut'skogo svoda [Prediction of oil occurrence using structural parameters of IUC1 reservoir in the northern part of Surgut Arch: development of probabilistic-statistical models]. *Geologia nefiti i gaza*, 2022, no. 2, pp. 53–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-53-65
3. Shadrin A.O., Akhmetova L.V. Analiz vlianiia strukturnykh parametrov osadочного chekhla na nefteгазoноcнoст' plasta luS1 severnoi chasti Surgut'skogo svoda [Analysis of the influence of structural parameters of the sedimentary cover on the oil and gas content of the YUS1 formation in the northern part of the Surgut arch]. *Neft' i gaz - 2021. Sbornik trudov 75-i Mezhdunarodnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii, Moskva, 26-30 aprelia 2021 goda. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefiti i gaza (natsionalnyi issledovatel'skii universitet) imeni I.M. Gubkina*, pp. 349–359.
4. Shadrin A.O. Prognoz nefteгазoноcнoсти plasta luS1 severnoi chasti Surgut'skogo svoda na osnove provedeniia trend-analiza [Forecast of oil and gas bearing field JS1 of the northern part of Surgut arch based on trend-analysis]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2020, vol. 1, pp. 154–160.
5. Putilov I.S., Galkin V.I. Razrabotka metodiki veroiatnostno-statisticheskogo prognoza nefteгазoноcнoсти lokalizovannykh struktur (na primere iuzhnoi chasti Permskogo kraia) [Developing the technology for probabilistic and statistical forecast of oil-and-gas-bearing capacity of the South Perm Region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 4, pp. 26–29.

6. Voevodkin V.L., Galkin V.I., Krivoshechekov S.N. Issledovanie vliianiia kriteriev neftegazonosnosti i izuchennosti territorii Permskogo kraia na raspredelenie mestorozhdenii uglevodorodov [Investigation of the effect of oil-content and research criteria in the Perm region on the hydrocarbon deposits distribution]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 6, pp. 30-34.
7. Galkin V.I., Karaseva T.V., Kozlova I.A., Nosov M.A., Krivoshechekov S.N. Differentsirovannai veroiatnostnaia otsenka generatsionnykh protsessov v otlozheniakh domanikovogo tipa Permskogo kraia [Differentiated probabilistic assessment of the generation processes in domanic sediments of Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 12, pp. 103-105.
8. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Galkin V.I., Rastegaev A.V. Metodika veroiatnostnoi otsenki geologicheskikh riskov pri poiskakh neftiannykh mestorozhdenii dlia territorii s vysokoi plotnost'iu promyshlennykh otkrytii [Some method of probability assessment of geological risks while prospecting for oil fields on territories with high density of commercial discoveries]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2013, no. 10, pp. 4-13.
9. Braduchan Iu.V., Glushko N.K., Komissarenko V.K. et al. O vozraste otlozhenii anomal'nykh razrezov pogranichnykh sloev iury i mela po skvazhinam Severo-Konitlorskogo mestorozhdeniia (predvaritel'noe soobshchenie) [On the age of deposits of anomalous sections of the boundary layers of the Jurassic and Cretaceous along the wells of the Severo-Konitlorskoye field (preliminary report)]. *Vestnik nedropol'zovatel'ia KhMAO*, 2005, no. 16, pp. 20-24.
10. Grishkevich V.F., Gatina N.N., Sidorenko A.O., Karpova E.V. Opyt petrogra-ficheskogo analiza mekhanizma formirovaniia anomal'nogo razreza bazhenovskoi svity na Imilorskoi ploshchadi Zapadnoi Sibiri [A petrographic study of the genesis of anomalous sections in the Bazhenov Formation, the Imilor deposit, Western Siberia]. *Litosfera*, 2019, no. 2 (19), pp. 209-227. DOI: 10.24930/1681-9004-2019-2-209-227
11. Shaikhutdinova G.Kh. Petrograficheskoe izuchenie migratsii nefiti na primere Imilorskogo mestorozhdeniia (Kogalymskii neftegazonosnyi raion, Zapadnaia Sibir') [Petrographic study of oil migration on the example of Imilorskoye field (Kogalymsky petroleum region, Western Siberia)]. *Litosfera*, 2020, no. 4 (20), pp. 592-600. DOI: 10.24930/1681-9004-2020-20-4-592-600
12. Skachek K.G., Osyka A.V., Garifullin I.I. Perspektivy neftenosnosti bazhenovskoi svity Kogalymskogo regiona [Prospects for the oil content of the Bazhenov formation in the Kogalym region]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO (sed'maia nauchno-prakticheskai konferentsiia)*. Eds. V.I. Karaseva, E.A. Akhpatelova, V.A. Volkova. Khanty-Mansiisk, 2004, vol. 1, pp. 162-170.
13. Nemova V.D. Litologiya i kollektorskie svoystva otlozhenii bazhenovskogo gorizonta na zapade Shirotnogo Priob'ia [Lithology and reservoir properties of deposits of the Bazhenov horizon in the west of the Shirotny Ob region]. Ph. D. thesis. Moscow, 2012.
14. Nemova V.D., Bedretdinov R.Iu., Kirsanov A. Interpretatsiia dannykh GIS V intervale bazhenovskoi svite v usloviakh ogranichennogo kompleksa GIS na territorii Sredne-Nazymyskogo mestorozhdeniia [Well logging data interpretation In the interval of the Bazhenov Formation in the conditions of a limited well logging complex on the territory of the Sredne-Nazymyskoye field]. *Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivy 2015*. Moscow: OOO "EAGE Geomodel", 2015, pp. 174-159.
15. Nemova V.D., Gavrilov S.S. Issledovaniia kerna otlozhenii bazhenovskogo gorizonta, kak osnova dlia interpretatsii dannykh seismorazvedki [Core studies of deposits of the Bazhenov horizon as a basis for interpretation of seismic data]. *Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivy 2014. Sbornik statei*. Moscow: OOO "EAGE Geomodel", 2014, pp. 212-230.
16. Tisso B., Vel'te D. Obrazovanie i raspredelenie nefiti [Formation and distribution of oil]. Moscow: Mir, 1981, pp. 13-95; 125-127; 149-158.
17. Bust V.K., Majid A.A., Oletu J.U., Worthington P.F. The Petrophysics of Shale Gas Reservoirs: Technical Challenges and Pragmatic Solutions. *IPTC 14631*, 2011. DOI: 10.2523/IPTC-14631-MS
18. Thaimar R., Ramirez J.D., Klein R.J. Comparative Study of Formation Evaluation Methods for Unconventional Shale-Gas Reservoirs: Application to the Haynesville Shale (Texas). *SPE 144062*, 2011. DOI: 10.2118/144062-MS
19. Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Paizanskaia I.L. Otsenka zapasov "slantsevoi nefiti" s ispol'zovaniem geokhimicheskikh parametrov [Evaluation of reserves of shale oil using geochemical parameters]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2015, no. 4, pp. 55-61.
20. Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2: Shale-oil resource systems. *Shale reservoirs - Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97*. Ed. J.A. Breger, 1997.
21. Kirsanov A.M., Skvortsov M.B. Opredelenie podschetnykh parametrov po dannym GIS dlia otsenki resursov bazhenovskoi svity [Determination of calculation parameters according to well logging data to assess the resources of the Bazhenov formation]. *Neftianaia stolitsa: materialy 4-i Mezhdunarodnogo molodezhnogo nauchno-prakticheskogo foruma, Khanty-Mansiisk, 2-25 March 2021*. Khanty-Mansiisk: Tsentr nauchno-tehnicheskikh reshenii, 2021, pp. 100-103.
22. Pierre Delfiner et al. Automatic Determination of Lithology from Well Logs. *SPE Formation Evaluation*, 1997, Sep., pp. 303-310. DOI: 10.2118/13290-PA
23. Toumani A., Schmitz D., Schepers R. Automatic determination of lithology from well logs using fuzzy classification. *56th EAEG Meeting*. EAGE Publications BV, 1994, 47-00144 p.
24. Zheng D. et al. Application of machine learning in the identification of fluvial-lacustrine lithofacies from well logs: A case study from Sichuan Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 215, 110610 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110610
25. Ao Y. et al. Probabilistic logging lithology characterization with random forest probability estimation. *Computers & Geosciences*, 2020, vol. 144, 104556 p. DOI: 10.1016/j.cageo.2020.104556
26. Alfred D., Vernik L. A new petrophysical model for organic shales. *Petrophysics*, 2013, vol. 54, no. 03, pp. 240-247.
27. Chen S. et al. A new approach to calculate gas saturation in shale reservoirs. *Energy & Fuels*, 2022, vol. 36, no. 4, pp. 1904-1915. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c04067
28. Wang M. et al. The key parameter of shale oil resource evaluation: Oil content. *Petroleum Science*, 2022, vol. 19, no. 4, pp. 1443-1459. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.03.006
29. Schmoker J.W. Use of formation-density logs to determine organic carbon content in devonian shales of the western Appalachian basin. *Bull. of US Geol. Surv.*, 1993 (1909), pp. 71-74.
30. Belokon' T.V., Naborshchikova I.I., Ersulova I.S. Opredelenie ROV v porodakh po estestvennoi gamma-aktivnosti [Determination of DOM in rocks by natural gamma activity]. *Evolutsiia neftegazobrazovaniia v istorii Zemli. Tezisy Dokladov IV Vsesoiuznogo seminaru*. Moscow: Moskovskii gosudarstvennyi universitet, 1984, 236 p.
31. Meyer B.L., Nederlof M.H. Identification of sour-rocks on wireline logs by density / resistivity and sonic transit time/ resistivity crossplots. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 1984, vol. 68, no. 2, pp. 121-129. DOI: 10.1306/AD4609E0-16F7-11D7-8645000102C1865D
32. Mosse L., Rylander E., Craddock P. US Patent No 14/977.336 (22 Jun. 2022).
33. Grishkevich V.F. Bazhenovskii gorizont Zapadnoi Sibiri: poiski novoi gar-monii [Bazhenov horizon of Western Siberia: the search for a new harmony]. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2022, 279 p.
34. Grishkevich V.F. Anomal'nye razrezy bazhenovskoi svity: model' obrazovaniia i problemy geometrizatsii [Enormous Sequences of Bajenovskaya Svita: Genetic Model and Geometrical Approach]. *Tyumen 2015 - Deep Subsoil and Science Horizons, Mar 2015, Volume 2015, p.1 - 5*. DOI:10.3997/2214-4609.201412065
35. Grishkevich V.F., Lagutina S.V., Panina E.V. Geomekhanika obrazovaniia anomal'nykh razrezov bazhenovskoi svity opol'zovnogo tipa [Geomechanics of formation of anomalous sections of the Bazhenov formation of landslide type]. *Geologiya morei i okeanov: materialy XXI Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii (Shkoly) po morskoi geologii*. Moscow, 2015, pp. 76-80.
36. Mikulenko K.I., Ostryi G.B. Opol'znevye obrazovaniia v mezozoiskikh otlozheniakh Zapadno-Sibirskoi nizmennosti [Landslide Formations in the Mesozoic Deposits of the West Siberian Lowland]. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 1968, no. 5, pp. 111-118.
37. Mkrtchian O.M. Novoe v modeli stroeniia i formirovaniia bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri [New in the model of the structure and formation of the Bazhenov formation in Western Siberia]. *Neftegazovaia geologiya i geofizika*, 1984, no. 7, pp. 1-6.
38. Iasovich G.S. Perspektivy neftegazonosnosti zon razvitiia anomal'nykh razrez-zov bazhenovskoi svity Srednego Priob'ia [Prospects for oil and gas potential in the zones of development of anomalous sections of the Bazhenov formation in the Middle Ob region]. *Trudy ZapSibNIGNI*. Tiumen', 1981, iss. 166, pp. 51-60.
39. Ukhlova G.D., Varlamov S.N. Anomal'nye razrezy bazhenovskoi svity [Anomalous sections of the Bazhenov formation]. Lambert academic publishing, 2014, 61 p.
40. Varlamov S.N., Ukhlova G.D. Model' formirovaniia i prognoz neftenosnosti anomal'nykh razrezov bazhenovskoi svity tsentral'noi chasti Zapadno-Sibirskoi plity [Model of formation and forecast of oil content in anomalous sections of the Bazhenov formation in the central part of the West Siberian Plate]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO - Iugry. Materialy IX nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Khanty-Mansiisk, 2006, vol. 1, pp. 174-184.
41. Gutman I.S., Kachkina E.A., Shalupina A.V. et al. Osobennosti geologicheskogo stroeniia anomal'nykh razrezov v verkhneiurskikh i achimovskikh otlozheniakh Kechimovskogo mestorozhdeniia [Features of the geological structure of anomalous sections in the Upper Jurassic and Achimov deposits of the Kechimovskoye field]. *Neft' Gaz. Novatsii*, 2013, no. 2 (169), pp. 15-22.
42. Sokolovskii A.P., Sokolovskii R.A. Anomal'nye tipy razrezov bazhenovskoi i tuteimskoi svit v Zapadnoi Sibiri Anomal'nye tipy razrezov bazhenovskoi i tuteimskoi svit v Zapadnoi Sibiri [Anomalous types of sections of the Bazhenov and Tutleim formations in Western Siberia]. *Vestnik nedropol'zovatel'ia KhMAO*, 2002, no. 11, pp. 64-69.
43. Filippovich Iu.V. Tipy i mekhanizmy formirovaniia anomal'nykh razrezov ba-zhenovskogo gorizonta i achimovskoi tolshchi [Types and mechanisms of formation of anomalous sections of the Bazhenov horizon and the Achimov stratum]. *Vestnik nedropol'zovatel'ia KhMAO*, 1999, no. 4, pp. 30-34.
44. Nezhdanov A.A., Kulagina S.F., Kornev V.A., Khafizov F.Z. Anomal'nye razrezy bazhenovskoi svity: vzgliad cherez polveka posle obnaruzheniia [Anomalous sections of the Bazhenov formation: a view half a century after discovery]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2017, no. 6, pp. 34-42.
45. Ryzhkova S.V., Burshtein L.M., Ershov S.V. et al. Bazhenovskii gorizont Zapadnoi Sibiri: stroenie, korreliatsiia i tolshchiny [The bazhenov horizon of west siberia: structure, correlation, and thickness]. *Geologiya i geofizika*, 2018, no. 7 (59), pp. 1055-1074. DOI: 10.15372/GiG20180709
46. Nesterov I.I. Novyi tip kollektorov nefiti i gaza [A new type of oil and gas collectors]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1979, no. 10, pp. 26-29.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.  
 Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.  
 Вклад автора 100 %.