

УДК 550.8.013

DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-45-56

## Закономерности заполнения ловушек углеводородов на территории Ножовского выступа Пермского края

© 2022 г. | М.В. Никитина, А.А. Филимончиков

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»; Пермь, Россия; marina.nikitina@pnn.lukoil.com; aleksandr.filimonchikov@pnn.lukoil.com

Поступила 27.04.2022 г.

Доработана 29.04.2022 г.

Принята к печати 08.09.2022 г.

**Ключевые слова:** *Ножовский выступ; коэффициент заполнения ловушек; ложная покрывка; палеоруслу; вероятностно-статистические модели прогноза.*

**Аннотация:** Объектами научного исследования являются локальные ловушки углеводородов на территории Ножовского выступа Пермского края. Актуальность исследований обусловлена необходимостью восполнения минерально-сырьевой базы и компенсации уровней добычи углеводородов. Целью исследования является установление закономерностей заполнения ловушек углеводородов для повышения достоверности прогноза ресурсов на перспективных поднятиях, а также поиск объектов для доразведки разрабатываемых месторождений углеводородов. По результатам статистического анализа геолого-геофизической информации определены закономерности характера нефтеносности и степени заполнения. На основании установленных закономерностей разработаны зональные методики прогноза коэффициентов заполнения ловушек углеводородов Ножовского выступа. Выполнена апробация разработанных методик, в ходе которой проведена переоценка ресурсов перспективных объектов и осуществлен прогноз коэффициентов заполнения для залежей с неопределенным флюидальным контактом и запасами, не учтенными Государственным балансом.

*Для цитирования:* Никитина М.В., Филимончиков А.А. Закономерности заполнения ловушек углеводородов на территории Ножовского выступа Пермского края // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 45–56. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-45-56.

## Patterns of hydrocarbon trap filling in Nozhovsky Salient territory of Perm Krai

© 2022 | M.V. Nikitina, A.A. Filimonchikov

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch Office in Perm, Perm, Russia; marina.nikitina@pnn.lukoil.com; aleksandr.filimonchikov@pnn.lukoil.com

Received 27.04.2022

Revised 29.04.2022

Accepted for publication 08.09.2022

**Key words:** *Nozhovsky Salient; factor of trap filling; pseudo seal; paleochannel; predicted probabilistic statistical model.*

**Abstract:** Subject of the research are local hydrocarbon traps in Nozhovsky Salient territory of Perm Krai. Urgency of the research stems from the need for hydrocarbon reserves replacement and production compensation. The aim of the study is to establish patterns of hydrocarbon trap filling in order to improve the reliability of resource prediction on promising uplifts, as well as to find targets for further exploration of hydrocarbon fields, which are already under development. The results of geological and geophysical data statistical analysis allowed identifying oil and gas occurrence features and level of trap filling. Based on the identified patterns, methodologies of zonal prediction have been developed for factors of hydrocarbon trap filling within the Nozhovsky Salient. Re-appraisal of exploration target resources and prediction of factor of trap filling for the pools having uncertain fluid contact and reserves not listed in the State Register of Reserves were carried out during the course of practical approval of the methodologies developed.

*For citation:* Nikitina M.V., Filimonchikov A.A. Patterns of hydrocarbon trap filling in Nozhovsky Salient territory of Perm Krai. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(6):45–56. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-45-56. In Russ.

### Введение

Пермский край является старым, высокоизученным нефтегазодобывающим регионом, в котором достаточно остро стоят проблемы восполнения минерально-сырьевой базы и компенсации уровней добычи УВ. Актуальность исследований обусловлена необходимостью минимизации рисков неподтверждения ресурсов локальных объектов и необходимостью наиболее рационального исполь-

зования недр за счет доразведки разрабатываемых месторождений. Недоучет риска неполного заполнения ловушки может привести к ошибкам в ресурсной оценке и, как следствие, — к ошибкам в выборе приоритетных объектов бурения для прироста запасов. В связи с этим целью исследований является установление закономерностей заполнения ловушек УВ для повышения достоверности прогноза ресурсов на перспективных поднятиях. Объек-



**Рис. 1.** Обзорная схема территории исследований  
**Fig. 1.** Overview map of the study area



том настоящего исследования являются локальные ловушки УВ на территории Ножовского выступа Пермского края (рис. 1).

Согласно поставленной цели сформулирован ряд задач, основными из которых являются:

- 1) разработка зональных методик прогноза заполнения ловушек;
- 2) переоценка ресурсов перспективных объектов;

3) прогноз заполнения залежей на уже открытых месторождениях.

### Методология исследований

Для решения поставленных задач на первом этапе исследований сформирована база данных, содержащая исходную информацию для анализа и прогноза по всем изученным бурением нефтегазоводонасыщенным локальным поднятиям территорий исследования. База данных включает 146 региональных и локальных параметров для 348 ловушек, характеризующих особенности их геологического строения по площади и в разрезе 11 перспективных пластов (абсолютные отметки ОГ и продуктивных пластов, амплитуды структур, ловушек и залежей, характеристики залежей УВ, региональные геохимические данные и др.).

Затем выполнены расчет и оценка достоверности коэффициентов заполнения ( $K_{\text{зап}}$ ) ловушек по трем вариантам: утвержденному, вероятному, возможному.

*Утвержденный*  $K_{\text{зап}}$  определялся по материалам подсчета запасов и рассчитывался на основании утвержденного уровня флюидального контакта (водонефтяного, газонефтяного и газоводяного) или условного подсчетного уровня. Для тех объектов, на которых водонефтяной контакт доказан данными скважин при условии контроля расстояния подошва нефти – кровля воды или водонефтяной контакт совпадает с замыкающей изогипсой по кровле пласта ( $K_{\text{зап}} = 1$  доли ед.), рассчитывался *достоверный*  $K_{\text{зап}}$ .

В случае низкой неопределенности оценки положения водонефтяного контакта, рассчитывался *вероятный*  $K_{\text{зап}}$  как промежуточный вариант между максимальной и минимальной оценками на основании имеющихся данных.

*Возможный*  $K_{\text{зап}}$  определялся по итогам прогноза понижения контакта на основании установленных зависимостей, насколько это возможно при имеющихся фактических данных.

Разработка зональных методик прогноза выполнена на основании анализа имеющейся геолого-геофизической информации с применением статистических методов исследований [1, 2]. Подход к исследованию заключается в определении критериев нефтеносности и закономерностей степени заполнения по группам геологических факторов риска: генерационного потенциала нефтегазоматеринских толщ, наличия и морфологических характеристик структуры, наличия и свойств коллектора, наличия и свойств покрывки, заполнения и сохранности залежи [3–6].

### Закономерности заполнения ловушек на территории Ножовского выступа

Ножовский выступ Верхнекамской впадины расположен на юго-западе Пермского края, в его границах находятся девять разрабатываемых месторождений, три подготовленные и три выявленные структуры. Территория относится к землям с

высокой степенью изученности: сейсморазведочными работами 3D покрыты все месторождения и 5 из 6 структур фонда (65 % площади); плотность глубокого бурения составляет 5,7 км<sup>2</sup>/скв. (145 глубоких скважин), плотность структурного бурения — 1,28 км<sup>2</sup>/скв. (642 структурные скважины).

Все открытые в пределах Ножовского выступа месторождения УВ приурочены к северо-западному борту позднедевонских рифовых гряд Камско-Кинельской системы прогибов. Участок находится в Ножовской зоне нефтегазоаккумуляции, в границах которой установлена промышленная нефтеносность четырех нефтегазоносных комплексов (НГК): верхнедевон-турнейского ( $D_3-C_{1t}$ ) карбонатного, ниже-средневизейского ( $C_{1v}$ ) терригенного, верхневизей-башкирского ( $C_{2b}$ ) карбонатного и верейского ( $C_{2vr}$ ) терригенно-карбонатного<sup>1</sup>.

### Анализ изменения коэффициентов заполнения по разрезу

На первом этапе выполнен анализ изменения коэффициентов заполнения по разрезу. По результатам 1D-бассейнового моделирования, проведенного по скв. Ножовская-1, установлено отсутствие дефицита преобразованного ОВ — нефтегазоматеринские толщи характеризуются достаточной степенью катагенетической преобразованности и преимущественно находятся на стадиях мезокатагенеза  $MK_1-MK_3$ , соответствующих нефтяному окну [7, 8]. Теоретически все ловушки могут быть заполнены полностью, а главную роль в недозаполнении играют литофациальный и структурный факторы (рис. 2 А).

Диаграммы размаха медианных значений  $K_{зап}$  (см. рис. 2 В) показывают, что для 8 из 11 пластов ловушки характеризуются заполнением, близким к полному ( $K_{зап} = 0,8-1$  доли ед.). Для большинства промышленных залежей отмечается сложное блоковое строение поверхности водонефтяного контакта.

Каширский пласт К является повсеместно водонасыщенным. В ходе анализа данных бурения скважин установлено, что залежи не сформировались из-за затруднения вертикальной миграции ввиду наличия выдержанной мощной (34–36 м) региональной карбонатно-глинистой верейской покрышки, а также отсутствия надежной локальной покрышки над самим пластом (см. рис. 2 С).

Анализ гистограмм распределения коэффициентов заполнения показал, что для территории Ножовского выступа построение вероятностно-статистических моделей прогноза возможно для среднекаменноугольных продуктивных пластов и затруднено для пластов нижнекаменноуголь-

ных отложений ввиду малой дисперсии и большой асимметрии распределений, иногда — малого объема выборки (см. рис. 2 D). Однако высокая степень изученности территории сейсморазведочными работами 3D, поисково-разведочным, эксплуатационным и структурным бурением позволяет выполнить детальный анализ особенностей геологического строения и изучить закономерности размещения залежей, а также степени заполнения ловушек УВ отдельно для каждого пласта.

### Закономерности заполнения ловушек верхнедевон-турнейского карбонатного НГК

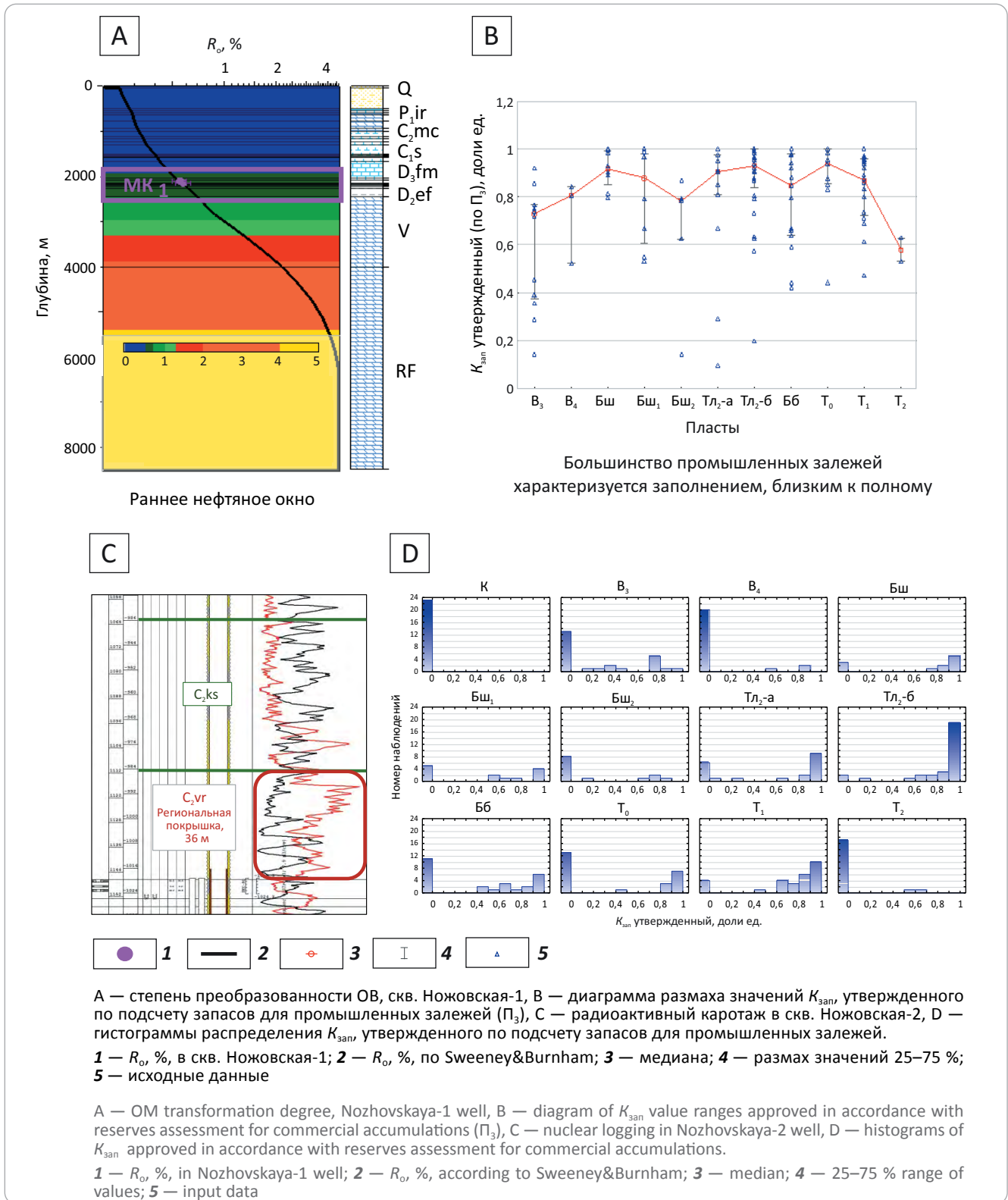
Верхнедевон-турнейский карбонатный НГК является вторым по объемам начальных извлекаемых запасов УВ на территории Ножовского выступа, в нем сосредоточено 35 % нефти. В комплексе выделяется три промышленно-продуктивных пласта —  $T_2$ ,  $T_1$ ,  $T_0$ , приуроченных к структурам облекания разновозрастных позднедевонских рифовых построек. В общем характер нефтеносности пластов определяется изолирующими свойствами покрышек и гипсометрическим положением ловушек (рис. 3).

Промышленная продуктивность самого нижнего пласта  $T_2$  установлена на двух поднятиях, пласт характеризуется относительно низкой степенью изученности, сложным типом коллектора, представленным известняками и доломитами с неоднородным составом и признаками трещиноватости. Основным критерием нефтеносности является наличие локальной глинистой покрышки над пластом с коэффициентом глинистости ( $K_{гл}$ ) больше 0,12 доли ед. При отсутствии покрышки или меньшем  $K_{гл}$  залежь не формируется. Степень заполнения ловушек определяли методом геологических аналогий. Среднее значение прогнозного  $K_{зап}$  по данным поднятий-аналогов составляет 0,58 доли ед.

На территории Ножовского выступа большая часть ловушек пласта  $T_1$  заполнена. На долю пласта приходится 97 % всех начальных извлекаемых запасов нефти верхнедевон-турнейского карбонатного НГК. Критериями нефтеносности являются гипсометрическое положение поднятия и мощность локальной карбонатно-глинистой покрышки над пластом. Установлено, что, если абсолютные отметки свода и замка структуры по ОГ II<sup>п</sup> меньше –1391 и –1405 м соответственно или толщина карбонатно-глинистой локальной покрышки составляет менее 2,5 м, ловушка будет водонасыщенной. В целом изолирующие свойства покрышек (глинистость) выше на севере территории, чем на юге: среднее значение  $K_{гл}$  по ГИС составляет 0,24 против 0,17 долей ед. Это объясняется особенностями сноса и седиментации глинистого материала с северо-запада в условиях мелководного шельфа при постепенном удалении от береговой линии и снижении интенсивности гидродинамического режима. Наиболее рациональным при прогнозе  $K_{зап}$  является вариант

<sup>1</sup> Михайлов Д.Г. и др. Обобщение результатов ГРП на территории Пермского края с целью уточнения геологического, тектонического строения, сырьевой базы и нефтегазогеологического районирования: геол. отчет Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинетф» в г. Перми. – Пермь, 2011. – 310 с.

**Рис. 2.** Анализ изменения коэффициентов заполнения по разрезу  
**Fig. 2.** Analysis of changes in factor of trap filling through the section

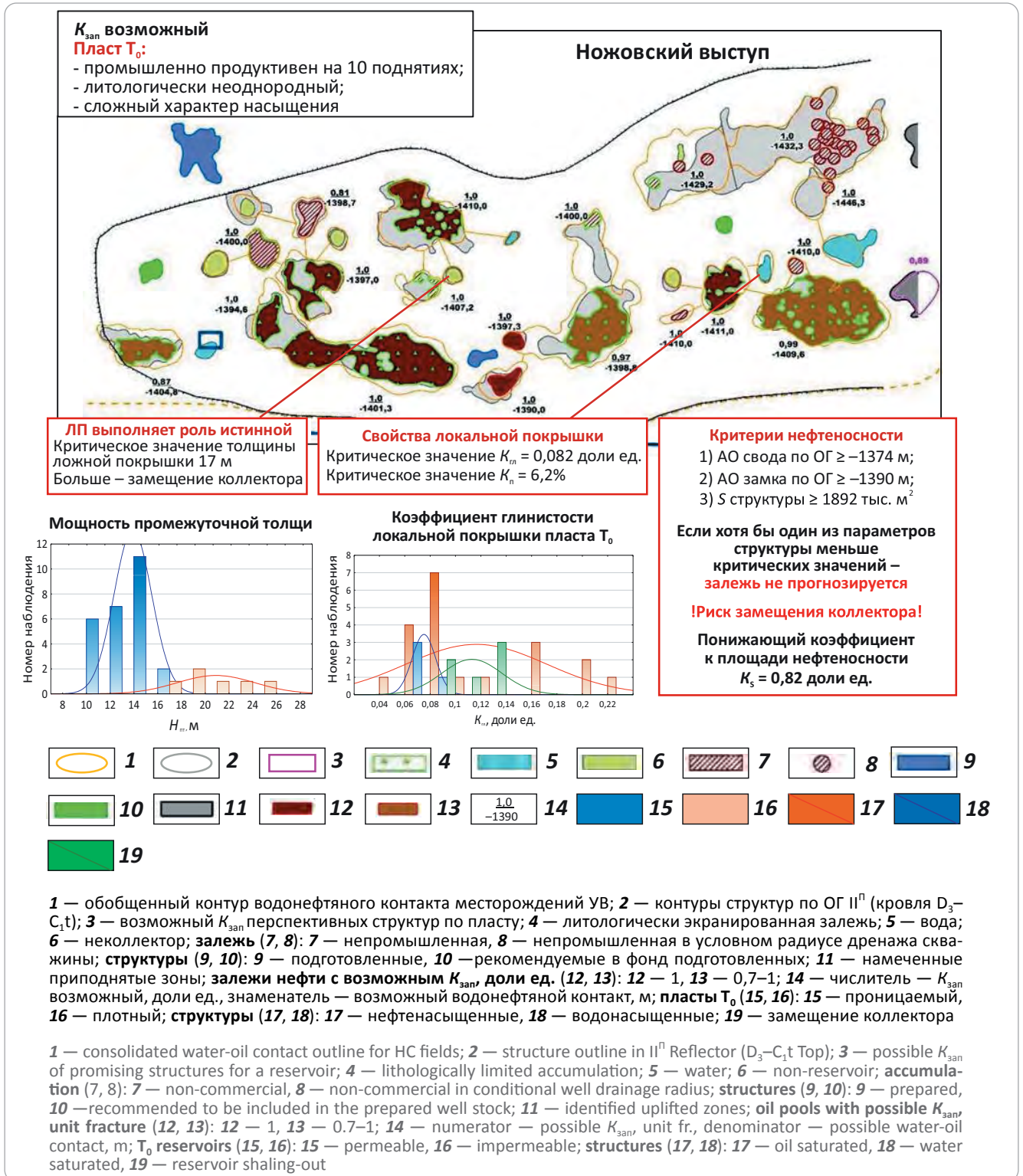


использования данных по ближайшим аналогам, которые будут схожи с оцениваемой структурой по генезису, морфологическим характеристикам и параметрам покрышки. Среднее значение прогнозно-го  $K_{зан}$  по территории составляет 0,84 доли ед.

Верхний пласт  $T_0$ , приуроченный к подошве черепетского горизонта турнейского яруса, ха-

рактеризуется наибольшей литологической неоднородностью и наиболее сложным характером нефтенасыщения в рассматриваемом НГК. Замещение коллектора в пласте связано со свойствами так называемой ложной покрышки, которая с точки зрения трехчленного строения резервуара представляет собой промежуточную толщу меж-

**Рис. 3.** Закономерности заполнения ловушек  $D_3-C_1t$  НГК на примере пласта  $T_0$   
**Fig. 3.** Filling patterns of  $D_3-C_1t$  play traps by the example of  $T_0$  reservoir



ду кровлей коллектора и региональной глинистой визейской покрывкой [9–13]. Установлено, что ложная покрывка на территории Ножовского выступа выполняет роль истинной и через нее не рассеиваются скопления УВ. При толщине ложной покрывки больше 17 м наблюдается замещение коллектора плотными породами. При наличии коллектора нефтеносность определяется изолирующи-

ми свойствами локальной карбонатно-глинистой покрывки. Выявлено, что, если локальная покрывка характеризуется  $K_{пл}$  меньше 0,082 доли ед. или коэффициентом пористости ( $K_{п}$ ) больше 6,2 %, ловушка будет водонасыщенной.

В целом для пласта установлены критические значения абсолютных отметок свода (–1374 м), замка структуры (–1390 м) по ОГ II<sup>П</sup> и размера площади

$S$  (1892 тыс. м<sup>2</sup>), ниже которых наличие промышленных залежей не прогнозируется. При оценке  $K_{\text{зап}}$  применяется метод геологических аналогий, среднее значение  $K_{\text{зап}}$  на поднятиях-аналогах составляет 0,89 доли ед. При расчете площади нефтеносности для учета риска возможного частичного замещения коллектора рекомендуется применять понижающий коэффициент  $K_s = 0,82$  доли ед., вычисленный по данным поднятий-аналогов.

### Закономерности заполнения ловушек ниже-средневизейского терригенного НГК

Нижне-средневизейский терригенный НГК является основным на территории Ножовского выступа Пермского края, содержит наибольшее (50 %) количество начальных извлекаемых запасов нефти. В комплексе выделяется три промышленно-продуктивных пласта — Бб, Тл<sub>2-б</sub>, Тл<sub>2-а</sub>, характер нефтеносности которых определяется главным образом строением визейской палеодельты [14]. Каждый пласт характеризуется собственными закономерностями заполнения ловушек<sup>2</sup>.

*Нижний пласт Бб* промышленно продуктивен на 12 поднятиях. Для него характерны коллекторы большой мощности с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и наиболее сложный в комплексе характер насыщения. Нефтеносность ловушек зависит от наличия коллектора, соотношения фильтрационно-емкостных свойств и гипсометрического положения ловушек. Бобриковский пласт отделяется от вышележащих тульских аргиллитовой толщей мощностью 1–20,2 м, являющейся надежным литологическим экраном. Для территории Ножовского выступа нефтеносность пласта Бб не зависит от региональных геохимических факторов. Наличие нефтегазоматеринской толщи и достаточного количества сгенерированных УВ не вызывает сомнений, о чем свидетельствует факт полного заполнения некоторых ловушек пласта Бб и ловушек вышележащих пластов.

При исследовании протрассированы палеорула, соответствующие этапу раннебобриковской регрессии, на основании которых территория разделена на четыре зоны (рис. 4). Зона I выделена по первому — западному — рукаву палеодельты, в ней расположены только водонасыщенные поднятия. Зона II приурочена к палеоводоразделу, в ней наблюдается преимущественное замещение коллекторов плотными глинистыми породами. В данных зонах водонасыщение ловушек связано с миграцией УВ вверх по разрезу, наличие нефтенасыщенных ловушек не прогнозируется. В зоне III, выделенной по второму рукаву палеодельты, расположены нефтенасыщенные ловушки, характеризующиеся неполным заполнением ( $K_{\text{зап}} = 0,65$  доли ед.). Установлено, что в зоне III пласты Тл<sub>2-б</sub> и Бб представ-

ляют собой единую гидродинамическую систему. В качестве критериев нефтеносности определены критические значения абсолютных отметок свода поднятия по пласту, ниже которых ловушки будут водонасыщенными. В зоне IV, приуроченной к третьему и четвертому рукавам палеодельты, находятся нефтенасыщенные ловушки с близким к полному заполнением ( $K_{\text{зап}} = 0,93$  доли ед.), залежи пласта Бб независимые.

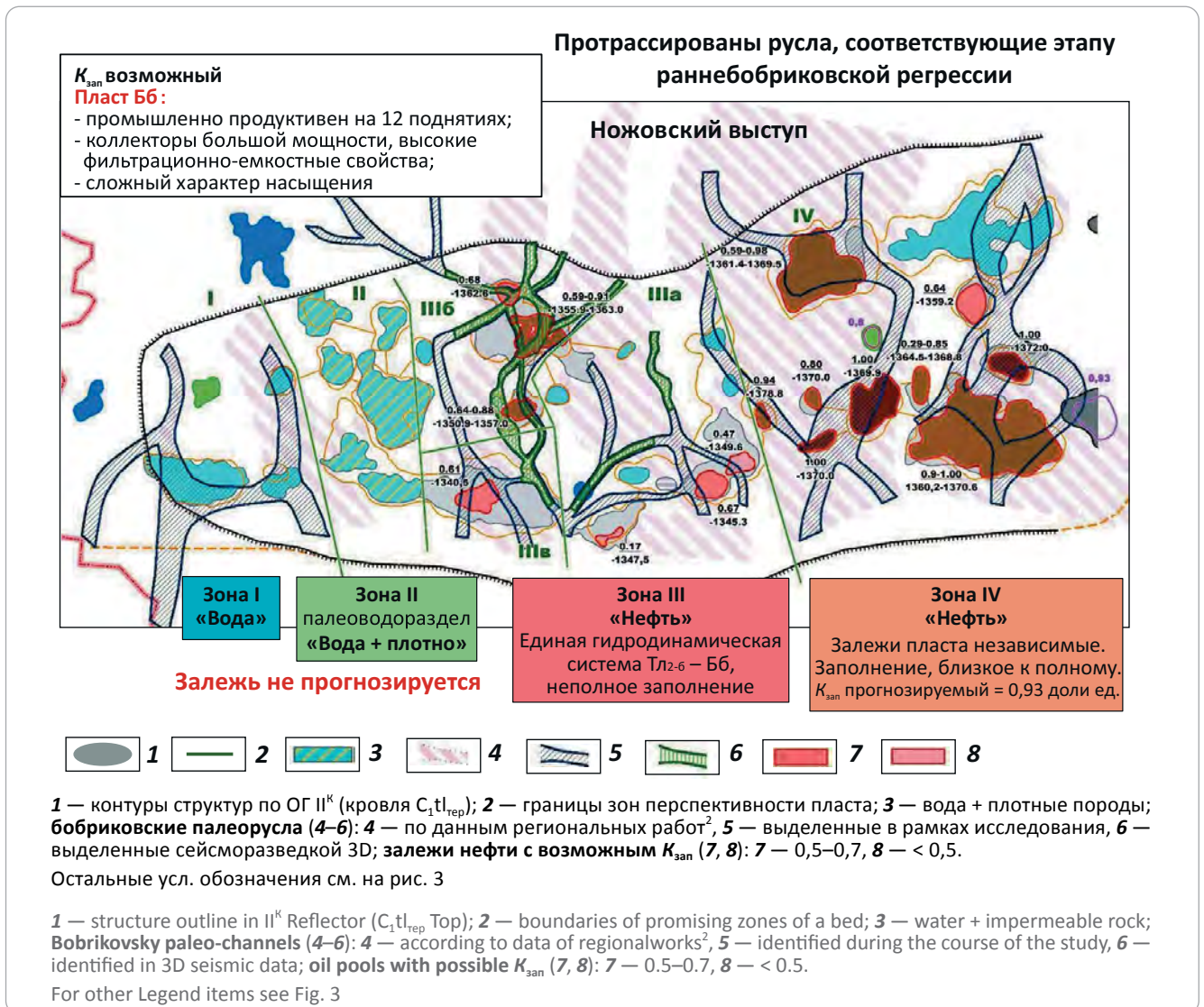
*Вышележащий пласт Тл<sub>2-б</sub>* выдержан по характеру насыщения и степени заполнения ловушек, приурочен к подошве терригенной пачки тульского горизонта и промышленно продуктивен на всех месторождениях Ножовской группы. Основным фактором, определяющим наличие залежи, можно считать относительно мощные врезные тела тульского возраста с высокими фильтрационными свойствами и их соотношение со свойствами коллекторов ловушки. Особенности литофациальных условий осадконакопления и, как следствие, различие фильтрационных свойств оказали влияние на процессы вторичной миграции при формировании залежей.

Водонасыщение установлено только на одном поднятии и связано с наличием относительно мощного тульского палеовреза с высокой (больше в 3–6 раз) проницаемостью. Вероятно, залежь не сформировалась из-за вторичной миграции УВ вдоль высокопроницаемого руслового канала. Для всех остальных ловушек характерно частое тонкое переслаивание коллекторов, преимущественно алевролитового состава с глинистыми пропластками. Анализ уровней водонефтяного контакта показывает, что ловушки характеризуются заполнением, близким к полному, не зависимо от размеров и гипсометрического положения. Среднее значение  $K_{\text{зап}}$  составляет 0,92 доли ед.

*Пласт Тл<sub>2-а</sub>* приурочен к кровле терригенной пачки тульского горизонта и промышленно продуктивен на пяти из девяти месторождений Ножовской группы. Нефтеносность пласта Тл<sub>2-а</sub> зависит главным образом от наличия коллектора. Для пласта характерна наибольшая в комплексе изменчивость литологического состава, которая связана со строением палеорусел тульского возраста. На основании строения палеорусел, соответствующих этапу тульской регрессии, территория участка разделена на две зоны (рис. 5). В зоне I, выделенной на западе территории, находятся нефтенасыщенные ловушки с заполнением, близким к полному. Среднее значение коэффициентов заполнения составляет 0,93 доли ед., при расчете площади нефтеносности также рекомендуется применять вычисленный понижающий коэффициент  $K_s = 0,8$  доли ед. Зона II приурочена к палеоводоразделу между основным руслом и меандром второго протрассированного рукава. Здесь наблюдается преимущественное замещение коллектора плотными глинистыми разностями, наличие промышленных скоплений не прогнозируется. Возможны непромышленные за-

<sup>2</sup>Михайлов Д.Г. и др. Анализ геологического строения в бортовых зонах ККСП и сопредельных районов палеошельфа: геол. отчет Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИ-нефть» в г. Перми. – Пермь, 2008.

**Рис. 4.** Закономерности заполнения ловушек бобриковского пласта Бб  
**Fig. 4.** Filling patterns of the Bobrikovsky Бб traps



лежи нефти в единичных скважинах вблизи замка структур.

**Закономерности заполнения ловушек верхневизей-башкирского карбонатного НГК**

На территории Ножовского выступа промышленная нефтеносность верхневизей-башкирского карбонатного НГК связана с пластами Бш<sub>1</sub>, Бш<sub>2</sub> и Бш. Поднятия данного НГК представляют собой органогенные постройки башкирского возраста, осложненные останцами предбашкирского размыва и палеокарстом<sup>3</sup>. Для башкирских залежей характерна особенность, заключающаяся в совпадении ареалов нефтеносности по башкирским и визейским залежам. Промышленные залежи башкирских пластов распространены по всей территории Ножовского выступа (рис. 6).

В ходе исследований выделены критические

<sup>3</sup> Жуков Ю.А. и др. Закономерности размещения залежей нефти и газа в продуктивных комплексах палеозоя Пермской области: геол. отчет ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 1998. – 185 с.

значения морфоструктурных параметров (абсолютная отметка свода по ОГ I<sup>п</sup> – –1073 м, площадь структуры – 486 тыс. м<sup>2</sup>, периметр – 2,5 км, выраженность – 6), ниже которых нефтеносность на территории не установлена и существует высокий риск отсутствия залежей. Для нефтенасыщенных ловушек установлено, что степень заполнения УВ тем больше, чем больше размер структур и выше их гипсометрическая расположенность.

Поле корреляции наблюдаемых и предсказанных значений  $K_{зап}$  показывает, что по регрессионному уравнению также возможно разделение групп ловушек с хорошим, слабым заполнением и непромышленных залежей (рис. 7).

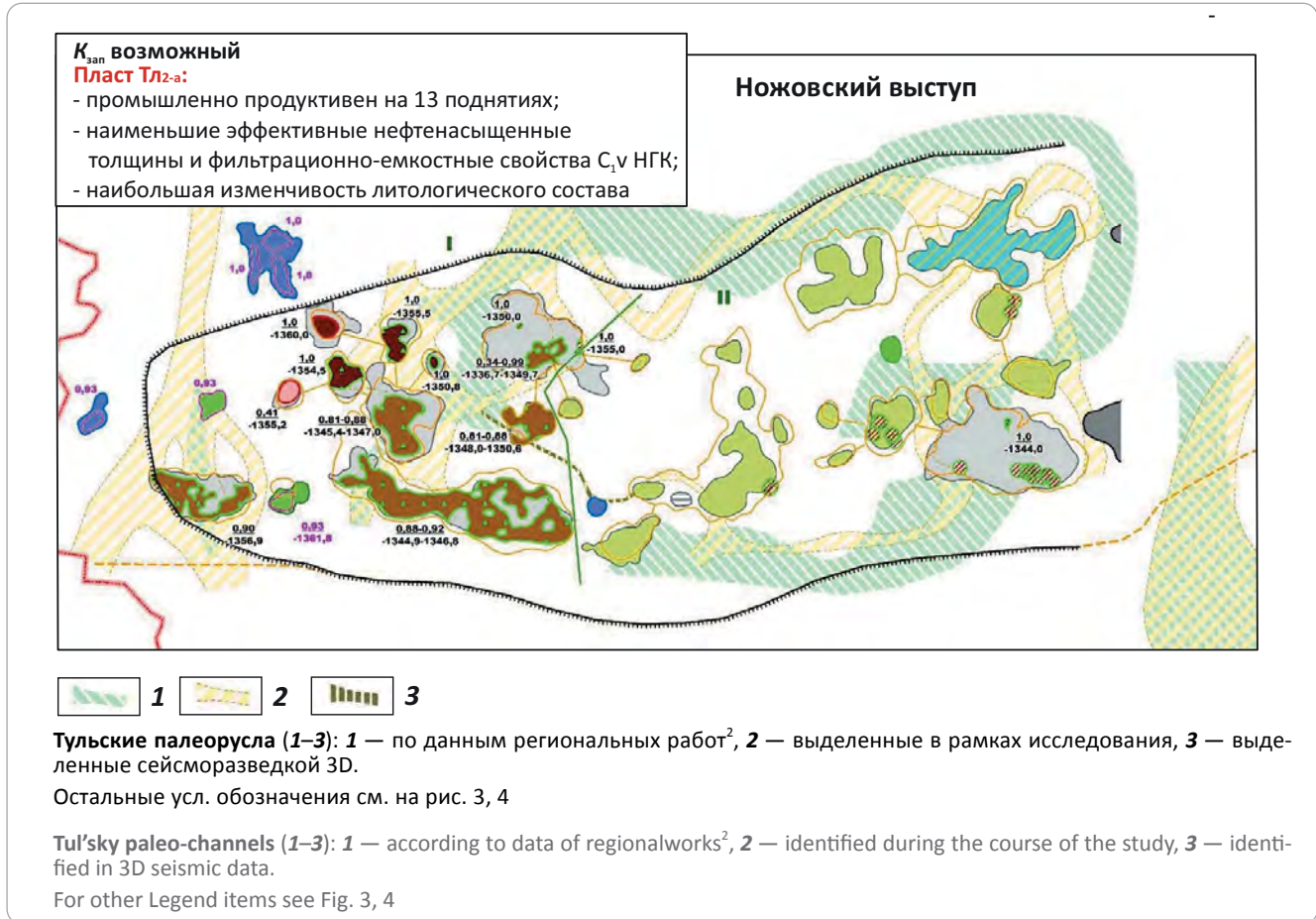
По промышленным залежам установлена зональность пласта Бш, для прогноза  $K_{зап}$  рассчитано уравнение множественной регрессии:

$$K_{зап\_Бш} = 6,516020 + 0,026357 \cdot h_{общ} \cdot K_{песч} + 0,00579 \cdot AO_{сводОГ} + 0,000031 \cdot P_{ОГ} - 0,003149 \cdot B$$

(скорректированное значение  $R^2 = 0,57$ ; стандартная ошибка оценки – 0,129),



Рис. 5. Закономерности заполнения ловушек тульского пласта Тл<sub>2-а</sub>  
 Fig. 5. Filling patterns of the Tul'sky Тл<sub>2-а</sub> traps



где  $K_{\text{зап}}$  Бш — прогнозируемый коэффициент заполнения, доли ед.;  $h_{\text{общ}}$  — общая мощность пласта, м;  $K_{\text{песч}}$  — коэффициент песчаности, %;  $AO_{\text{сводОГ}}$  — абсолютная отметка свода структуры по ОГ I<sup>п</sup>, м;  $P_{\text{ОГ}}$  — периметр структуры по ОГ I<sup>п</sup>, м;  $B$  — выраженность, равная произведению амплитуды структуры по ОГ на коэффициент, показывающий отклонение от формы круга, м.

Среднее значение  $K_{\text{зап}}$  по территории — 0,82 доли ед.

### Закономерности заполнения ловушек верейского терригенно-карбонатного НГК

На территории Ножовского выступа нефтегазоносность верейского терригенно-карбонатного НГК менее значительна, чем у нижележащих комплексов. Промышленная нефтеносность связана с пластами  $B_3$  и  $B_4$ . Размещение залежей в верейском НГК совпадает с промышленной нефтеносностью в башкирских отложениях, однако ареал их распространения более ограничен. Промышленные залежи пластов  $B_3$  и  $B_4$  в большей степени сосредоточены в южной и северо-западной частях Ножовского выступа.

Большинство локальных поднятий среднекаменноугольного комплекса на рассматриваемой

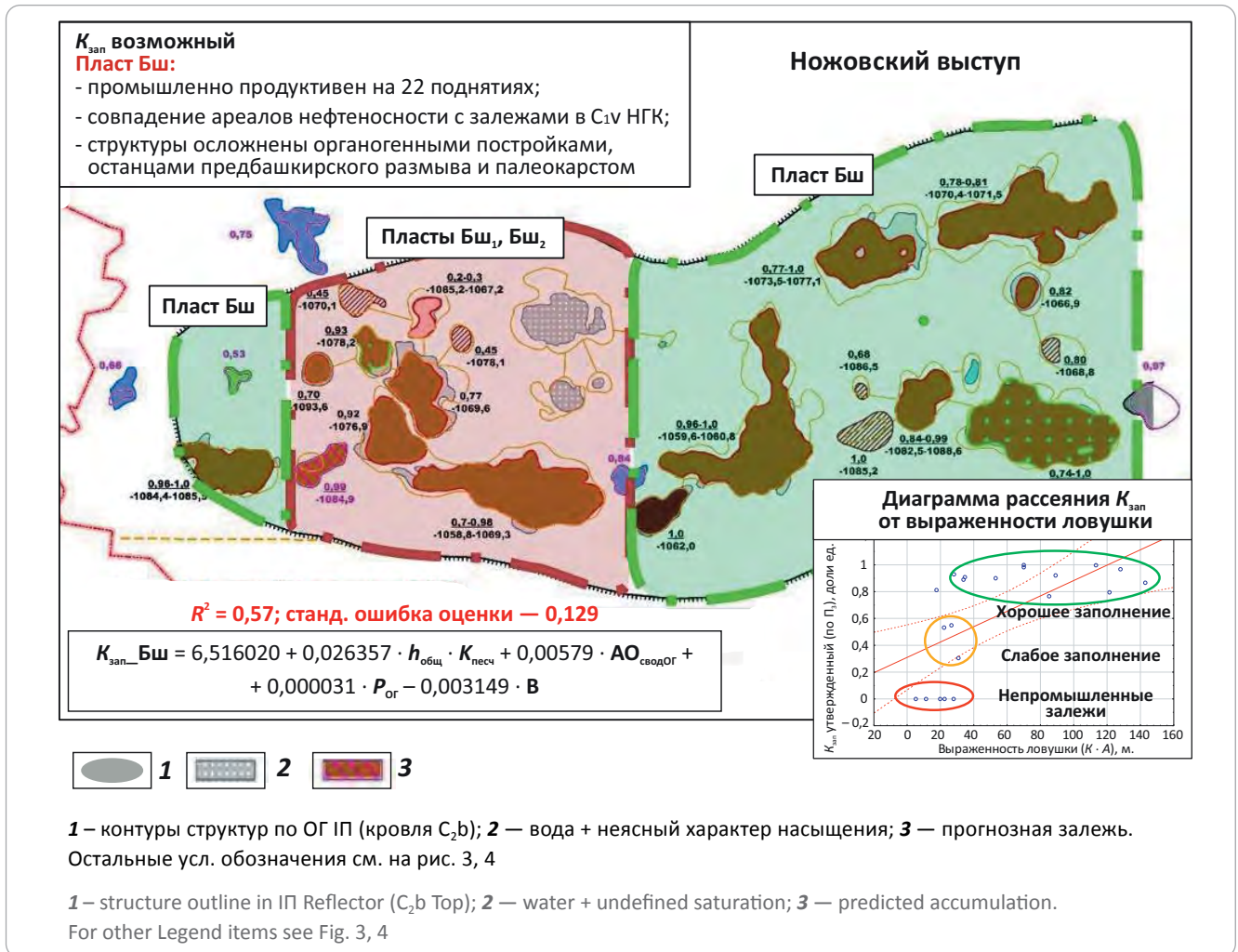
территории осложнены останцами предбашкирского размыва и палеокарстом. Образование залежей в верейских отложениях главным образом связано с прорывом УВ из нижележащих средне- и нижнекаменноугольных толщ на участках с развитием постседиментационных процессов выщелачивания в карбонатах позднебашкирских отложений и трещиноватости аргиллитов в подошве верейских отложений, которые не всегда обеспечивали надежную изоляцию между среднекаменноугольными отложениями<sup>2</sup>.

Для ловушек, содержащих промышленные залежи УВ, на территории Ножовского выступа характерно отсутствие полного заполнения. Подавляющее большинство ловушек имеет достоверные значения  $K_{\text{зап}}$  от 0,14 до 0,92 доли ед., среднее достоверное значение  $K_{\text{зап}} = 0,69$  доли ед.

Поскольку нижележащий пласт  $B_4$  отделен от пласта  $B_3$  прослоем аргиллитов толщиной 2–5 м, проверена гипотеза о наличии зависимости между мощностью покрывки и утвержденным  $K_{\text{зап}}$ . По результатам корреляционного анализа зависимость между параметрами не установлена, но выявлено критическое значение мощности: 74 % ловушек с мощностью покрывки менее 4,7 м не заполнялось УВ.



**Рис. 6.** Закономерности заполнения ловушек башкирского пласта Бш  
**Fig. 6.** Filling patterns of the Bashkirian Бш traps



На территории Ножовского выступа по поверхности ОГ I<sup>K</sup> четко выделяется три приподнятых блока, ограниченных изогипсой -1020 м: западный (I), центральный (II) и восточный (III). В зонах I и II возможны залежи только в пласте В<sub>3</sub>. Залежи в пласте В<sub>4</sub> не сформировались из-за отсутствия надежной локальной покрывки — толщина глинистой покрывки меньше 4,7 м. Для прогноза заполнения ловушек пласта В<sub>3</sub> рассчитано уравнение множественной регрессии:

$$K_{\text{зап\_В}_3} = 16,57459 + 0,44983 \cdot h_{\text{общ}} \cdot K_{\text{песч}} - 0,00829 \cdot H_{\text{покрывки\_Бш}} + 0,01734 \cdot \text{АО}_{\text{сводОГ}}$$

(скорректированное значение  $R^2 = 0,76$ ; станд. ошибка оценки — 0,157),

где  $K_{\text{зап\_В}_3}$  — прогнозируемый  $K_{\text{зап}}$ , доли ед.;  $h_{\text{общ}}$  — общая мощность пласта, м;  $K_{\text{песч}}$  — коэффициент песчаности, %;  $H_{\text{покрывки\_Бш}}$  — мощность башкирской региональной покрывки, м;  $\text{АО}_{\text{сводОГ}}$  — абсолютная отметка свода структуры по ОГ I<sup>K</sup>, м.

В зоне III залежи возможны в пластах В<sub>3</sub> и В<sub>4</sub>, толщина локальной глинистой покрывки (НЛГП) составляет не менее 4,7 м. Для прогноза рекомендуется использовать метод геологических аналогий.

Средние значения  $K_{\text{зап}}$  пластов В<sub>3</sub> и В<sub>4</sub> составляют 0,84 и 0,72 доли ед. соответственно.

Для водонасыщенных ловушек определены критические значения морфоструктурных параметров (абсолютная отметка свода по ОГ I<sup>II</sup> — -1000 м, площадь структуры — 819 тыс. м<sup>2</sup>, выраженность структуры — 13,2 м). Если значение хотя бы одного из них меньше указанного, залежь не прогнозируется.

### Результаты научных исследований

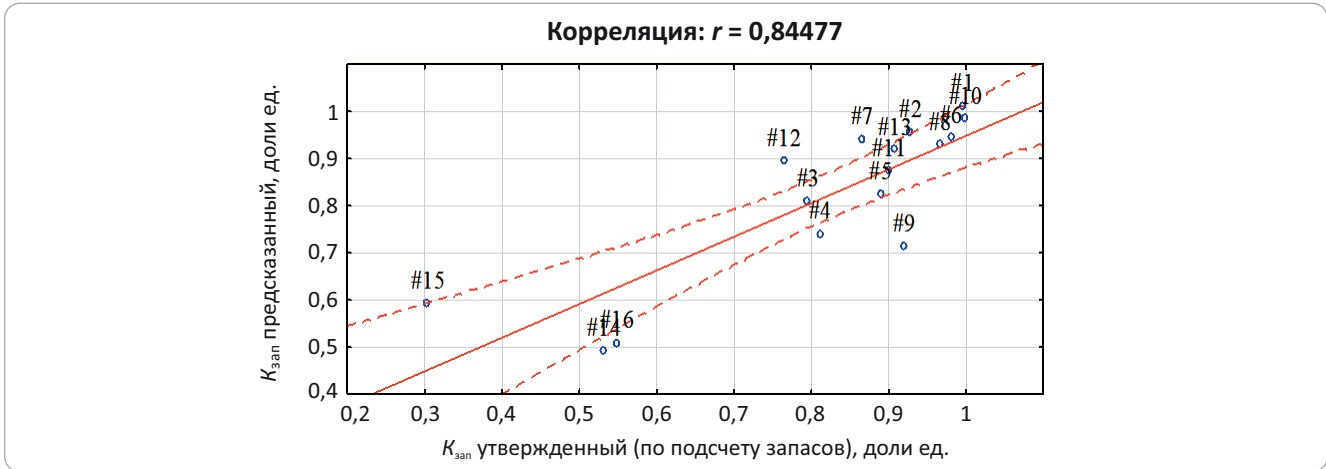
#### Научная новизна

С точки зрения научной новизны, результаты исследований сводятся к следующему.

1. Сформирована база данных, которая является уникальным источником информации для прогноза продуктивности на новых структурах и поиска пропущенных залежей, так как объединяет исходные данные как по ловушкам и залежам промышленных аналогов, так и по непромышленным и непродуктивным ловушкам. В базу данных включены 146 региональных и локальных характеристик для 348 локальных ловушек в разрезе 11 перспек-



Рис. 7. Поле корреляции между предсказанными и наблюдаемыми значениями  $K_{\text{зап}}$ , пласт Бш  
 Fig. 7. Correlation region between the predicted and observed  $K_{\text{зап}}$  values, Бш bed



тивных пластов по Ножовскому выступу Пермского края.

2. Разработаны зональные методики прогноза заполнения ловушек: 10 индивидуальных методик для ловушек пластов  $B_3$ ,  $B_4$ ,  $B_{ш1}$ ,  $B_{ш2}$ ,  $T_{2-a}$ ,  $T_{2-6}$ ,  $B_6$ ,  $T_0$ ,  $T_1$ ,  $T_2$  на территории Ножовского выступа Пермского края.

3. Требуемые для прогноза исходные данные доступны на поисковом этапе геолого-разведочных работ. Разработанные методики характеризуются необходимыми показателями качества, что позволило на их основании выполнить переоценку ресурсной базы участка исследований.

#### Практическая значимость

По результатам апробации разработанных методик отметим следующее.

1. Выполнена переоценка ресурсов перспективных объектов на участке исследования. Для Ножовского выступа по результатам переоценки начальные извлекаемые ресурсы категорий  $D_0 + D_L$  суммарно увеличились на 20 %. Всего проанализировано 66 объектов. Прирост ресурсов обусловлен предложением по включению в фонд четырех новых подготовленных и выявленных структур. Из

известных на сегодняшний день три выявленные структуры рекомендованы к исключению из фонда. Для объектов нераспределенного фонда, в связи с изменением структурных построений и применением коэффициента заполнения, извлекаемые ресурсы уменьшились на 10 %.

2. Выполнен прогноз  $K_{\text{зап}}$  для залежей на уже открытых месторождениях с неопределенным флюидальным контактом и запасами, не учтенными Государственным балансом. По результатам прогноза сформирован перечень объектов, который рекомендовано учесть при разработке программы доразведки месторождений. Применение  $K_{\text{зап}}$  позволяет прогнозировать изменение извлекаемых запасов УВ.

Таким образом, основной вывод по результатам выполненных исследований заключается в следующем: на основании разработанных методик возможно осуществлять прогноз степени заполнения ловушек, который позволяет минимизировать риски неподтверждения ресурсов, выделять объекты для доразведки и оценивать возможные приросты запасов на уже открытых месторождениях УВ.

#### Литература

1. Боровиков В.П. STATISTICA. Искусство анализа данных на компьютере: для профессионалов. 2-е изд. – СПб. : Питер, 2003. – 688 с.
2. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург : УрО РАН, 2001. – 299 с.
3. Георгиевский Б.В., Бочкарев В.А. Оценка вероятности геологического успеха при поисках месторождений УВ (на примере объектов западной Африки) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 8. – С. 4–19.
4. Евстафьев И.Л., Долинский И.Г. Оценка геологических рисков при планировании геологоразведочных работ на стадии поиска месторождения // Вести газовой науки. – 2018. – Т. 4. – № 36. – С. 19–23.
5. Rose P.R. Evolution of E&P risk analysis (1960-2017) // AAPG 100th Annual convention and exhibition мат-лы межд. конф. (Хьюстон, Техас, 2–5 апреля 2017 г.). – Houston, Texas, 2017. – 45 с.
6. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System [Электронный ресурс]. – 2011. – Режим доступа: [https://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf) (дата обращения: 01.04.2022).
7. PetroMod 1D — одномерное моделирование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://software.slb.ru/products/petromod/petromod\\_1d/](https://software.slb.ru/products/petromod/petromod_1d/) (дата обращения: 01.04.2022).

8. Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасева Т.В. Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью // Вестник Пермского университета. Геология. – 2017. – Т. 16. – № 3. – С. 275–282. DOI: 10.17072/psu.geol.16.3.275.
9. Клещев А.А., Строгонов В.П. Типы ловушек в природных резервуарах и особенности методики поисков и разведки в них залежей углеводородов // Нефтяная промышленность. Серия «Нефтегазовая геология и геофизика». – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – Вып. 16. – № 57. – С. 45.
10. Риле Е.Б., Коновалова И.Н., Новикова О.В. О термине «природный резервуар» // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2016. – Т. 15. – № 3. – С. 16. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art16.
11. Риле Е.Б., Корнеева С.А. Соотношение нефтегазоносных комплексов и трехслойных природных резервуаров (на примере Волго-Уральской НГП) // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – Т. 2. – № 2. – С. 6.
12. Севонькова К.С., Кривошеков С.Н. Геологическое строение и нефтеносность турнейских отложений Ножовского выступа с позиции трехслойного строения природных резервуаров // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – Т. 10. – № 1. – С. 34–46.
13. Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре : методическое руководство – М. : ВНИГНИ, 2002. – 63 с.
14. Пахомов В.И., Пахомов И.В. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья. – М. : Недра, 1980. – 152 с.

## References

1. Borovikov V.P. STATISTICA. Iskusstvo analiza dannykh na komp'yutere: Dlya professionalov. 2-e izd [STATISTICA. Art of data analysis by computer: For professionals. 2nd edition]. Saint Petersburg: Piter; 2003. 688 p. In Russ.
2. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroyatnostno-statisticheskaya otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic and statistical evaluation of oil and gas potential of local structures]. Ekaterinburg: UB RAS; 2001. 277 p. In Russ.
3. Georgievskiy B.V., Bochkarev V.A. The geological success probability assessment for HC field exploration (on example of West Africa exploration targets). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2014;(8):4–19. In Russ.
4. Yevstafiyev I.L., Dolinskiy I.G. Assessment of geological risks while planning geological prospecting during a stage of field search. *Vesti gazovoi nauki*. 2018;36(4):19–23. In Russ.
5. Rose P.R. Evolution of E&P risk analysis (1960–2017). In: AAPG 100th Annual convention and exhibition (Houston, 2–5 April 2017). Houston, Texas; 2017. pp. 45.
6. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011. Available at: [https://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf) (accessed 01.04.2022).
7. PetroMod 1D — odnomernoe modelirovanie [PetroMod 1D — one-dimensional modeling]. Available at: [https://software.slb.ru/products/petromod/petromod\\_1d/](https://software.slb.ru/products/petromod/petromod_1d/) (accessed: 01.04.2022). In Russ.
8. Giniyatova L.F., Bashkova S.E., Karaseva T.V. The analysis of oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the northeast part of the Volga-Ural oil and gas province. *Bulletin of Perm University. Geology*. 2017;16(3):275–282. DOI: 10.17072/psu.geol.16.3.275. In Russ.
9. Kleshchev A.A., Stroganov V.P. Tipy lovushek v prirodnykh rezervuarakh i osobennosti metodiki poiskov i razvedki v nikh zalezhei uglevodorodov [Types of traps in natural reservoirs and features of the methodology for prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in them]. In: Neftyanaya promyshlennost'. Seriya "Neftegazovaya geologiya i geofizika". Moscow: VNIIOANG; 1983. Vyp. 16. № 57. pp. 44. In Russ.
10. Rile E.B., Konvalova I.N., Novikova O.V. On the term "Natural reservoir". *Actual problems of oil and gas*. 2016;15(3):16. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art16. In Russ.
11. Rile E.B., Kornejeva S.A. The relationships of the three-layered reservoirs and oil & gas complexes (by example of the Volgo-Ural oil & gas province). *Georesursy, geohnergetika, geopolitika*. 2010;2(2):6. In Russ.
12. Sevonkaeva K.S., Krivoshekov S.N. Geological setting and prospectivity of the Tournaisian deposits in case of transper semi-permeable layer between reservoir and seal at the Nozhovskij structural nose. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2011;10(1):34–46. In Russ.
13. Khitrov A.M., Ilyin V.D., Savinkin P.T. Vydelenie, kartirovanie i prognoz neftegazonosnosti lovushek v trekhchlennom rezervuare: metodicheskoe rukovodstvo [Selection, mapping and forecast of oil and gas potential of traps in a three-member reservoir: a methodological guide]. Moscow: Ministry of natural resources RF, Ministry of energy RF, VNIGNI; 2002; 63 p. In Russ.
14. Pahomov V.I., Pahomov I.V. Vizeiskaya uglenosnaya formatsiya zapadnogo sklona Srednego Urala i Priural'ya [Visean coal-bearing formation of the western slope Middle Urals and the Cis-Urals]. Moscow Nedra; 1980. 152 p. In Russ.

## Информация об авторах

**Никитина Марина Васильевна**

Начальник отдела

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»,

614015 Пермь, ул. Пермская, д. 3а

e-mail: marina.nikitina@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0000-0001-8741-9936

## Information about authors

**Marina V. Nikitina**

Head of Department

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPineft Branch Office in Perm,

3A, Permskaya street, Perm, 614015, Russia

e-mail: marina.nikitina@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0000-0001-8741-9936

**Филимончиков Александр Алексеевич**

Кандидат технических наук, ведущий инженер

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть»,

614015 Пермь, ул. Пермская, д. 3а

e-mail: [aleksandr.filimonchikov@pnn.lukoil.com](mailto:aleksandr.filimonchikov@pnn.lukoil.com)

ORCID ID: 0000-0002-8857-3449

**Aleksandr A. Filimonchikov**

Candidate of Technical Sciences, Lead Engineer

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPneft Branch Office in Perm,

3A, Permskaya street, Perm, 614015, Russia

e-mail: [aleksandr.filimonchikov@pnn.lukoil.com](mailto:aleksandr.filimonchikov@pnn.lukoil.com)

ORCID ID: 0000-0002-8857-3449