

Новые критерии выделения и прогноза перспективных природных резервуаров углеводородов по данным геофизических методов

И.В. Колоколова, М.Н. Попова

Институт Проблем Нефти и Газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия
ipngkolokolova@yandex.ru

Аннотация

В статье представлены критерии выделения, прогноза «наилучших» природных резервуаров и алгоритм построения новых геологических моделей перспективных объектов поисков высокодебитных залежей УВ по данным комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки.

Предлагаемые приемы интерпретации материалов каротажа и сейсморазведки являются серьезным практическим дополнением, позволяющим получать детальные геологические модели продуктивных/перспективных объектов для снижения рисков геологоразведочных работ, включая бурение.

Материалы и методы

Результаты отражены в виде графических иллюстраций и выводов.

Ключевые слова

сейсморазведка, геофизические исследования скважин, эффективные толщины, залежь, природный резервуар, коллектор, флюидоупор, зона улучшенных коллекторов, аномалия

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания (тема «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях» № AAAA-A19-119030690047-6).

Для цитирования

Колоколова И.В. Новые критерии выделения и прогноза перспективных природных резервуаров углеводородов по данным геофизических методов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №5. С. **–**. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10096

Поступила в редакцию: 16.09.2020

GEOLOGY UDC 553.982.2 | Original Paper

New criteria of the extraction and forecast of perspective hydrocarbon natural reservoirs according to the geophysical methods data

Irina V. Kolokolova, Marina N. Popova

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences. Moscow. Russia

Abstract

In this article we present the criteria of allocation, forecast “the best” hydrocarbon reservoirs the algorithm of the creation of new geological models and promising objects of searching high-output hydrocarbon deposits according to the data of the comprehensive interpretation geophysical and seismic survey data.

The proposed methods of interpretation of wells logging and seismic survey data are a serious practical bonus that allows getting detailed geological models of productive/perspective objects for decreasing the risks of geological survey works, including drilling.

Materials and methods

The results are in the form of figures and conclusions.

Keywords

seismic survey, geophysical well logging, effective thickness, deposit, hydrocarbon reservoir, reservoir, seal, improved reservoir zone, anomaly

For citation

Kolokolova I.V., Popova M.N. New criteria of the extraction and forecast of perspective hydrocarbon natural reservoirs according to the geophysical methods data. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. **–** (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10096

Received: 16.09.2020

Научные, тематические и любые другие исследования в области геологии в конечном итоге должны быть направлены на удовлетворение потребностей общества в том или ином виде полезного ископаемого. В нефтегазовой геологии — это ускоренное и экономически эффективное открытие рентабельных для освоения месторождений нефти и газа. И здесь одно из основных мест занимает генерация

новых идей, выбор приоритетных направлений поиска и оценки рисков проведения геологоразведочных работ.

В настоящей статье авторы предлагают алгоритм построения новых геологических моделей продуктивных/перспективных объектов и пример прогноза максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин и высокеемких коллекторов в рифовых

отложениях верхнего девона на основе новых подходов к картированию природных резервуаров по данным комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки. Представленная методика моделирования резервуаров разработана специалистами ИПНГ РАН и вот уже более 15 лет применяется для оценки перспектив участков на региональном, поисково-оценочном, разведочном

и эксплуатационном этапах ГРП, успешно решая следующие задачи:

- определение общих закономерностей распределения коллекторов и экранирующих пластов (флюидоупоров/покрышек) по разрезу;
- создание новых моделей «наилучших» высокеемких природных резервуаров;
- прогноз зон с максимальными значениями эффективных нефтегазонасыщенных толщин и высокеемких коллекторов;
- оценка рисков геологоразведочных работ на нефть и газ, включая бурение;
- создание дерева принятия решений по ГРП для определенного участка работ.

Методика базируется на теории о трехслойном строении природных резервуаров (Б.В. Филиппов, 1967 г.; В.Д. Ильин и др., 1986 г.). Согласно этой теории в толщах пород-неколлекторов выделяются не только флюидоупоры (истинные покрышки (ИП)), но и промежуточные по своим свойствам между флюидоупорами и коллекторами пласты — ложные покрышки (ЛП). Ложные покрышки не являются препятствием для миграции углеводородов, поэтому для каждой ловушки — части природного резервуара — гидрозамок (или точка просачивания углеводородов в следующую по восстанию пластов ловушку) находится на критическом направлении, но не в кровле пласта-коллектора, а в подошве флюидоупора (ИП). Таким образом, ловушка, в которой может формироваться залежь УВ, существует только в том случае, если амплитуда антиклинали по кровле коллектора больше толщины ложной покрышки ($A > T$) (рис. 1).

Ловушка отсутствует, если амплитуда антиклинали по кровле коллектора меньше толщины ложной покрышки ($A < T$) (рис. 2).

Следовательно, определение сочетания этих трех элементов играет важную роль для выявления пустых антиклиналей, установления экранируемых объемов и границ залежей.

Алгоритм работ состоит из нескольких этапов.

На первом этапе по данным ГИС определяются границы коллекторов и



Рис. 1. Случаи наличия залежи УВ согласно представлениям о трехслойном строении природных резервуаров [1].
Fig. 1. Cases of the presence of hydrocarbon deposits according to the concept of a three-layer structure of natural reservoirs [1].

флюидоупоров. Выделение флюидоупоров осуществляется на основании определения граничных численных значений «истинная — ложная покрышка». Это «статистическая» граница такая же, как «коллектор — неколлектор», и в каждом случае ее следует устанавливать вновь для конкретного района (объекта). Предлагаемый подход основан на сопоставлении параметра, характеризующего насыщение горных пород, с параметром, отражающим их литоемкостные свойства. Для определения насыщения породы используется кривая удельного электрического сопротивления (УЭС). В качестве параметра, характеризующего литоемкостные свойства породы, используется



Рис. 2. Случаи отсутствия залежи УВ согласно представлениям о трехслойном строении природных резервуаров [1].
Fig. 2. Cases of the absence of hydrocarbon deposits according to the concept of the three-layer structure of natural reservoirs [1].

отношение показаний нейтронного метода (НК) к показаниям метода естественной радиоактивности (ГК). Первоначально выполняется литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и потенциальных флюидоупоров, рассчитывается отношение НК/ГК, проводится нормировка отношения НК/ГК и кривой УЭС (R_p) (по глинистым и плотным породам). По итогам нормировки неколлекторы разделяются на флюидоупоры и ложные покрышки (рис. 3, 4).

Далее при условии, что залежь УВ существует, выполняется количественная оценка ее параметров: общая продуктивная толщина, эффективная нефтегазонасыщенная толщина, коэффициент пористости,

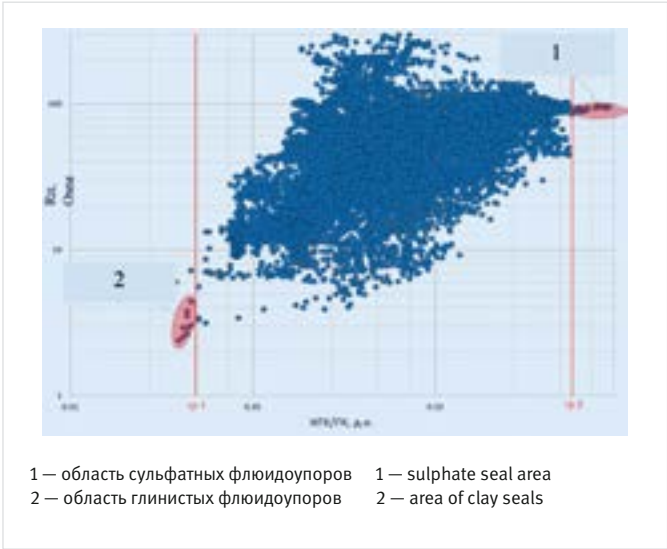


Рис. 3. Сопоставление расчетного параметра (НК/ГК) и УЭС (R_p) для определения граничных значений флюидоупор — ложная покрышка [2].
Fig. 3. Comparison of the calculated parameter (NK/GK) and resistivity (R_p) to determine the boundary values of the seal — false seal [2].

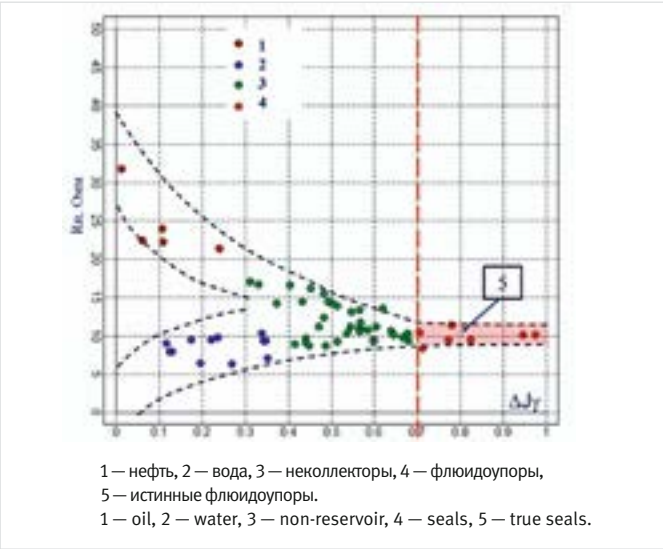


Рис. 4. Сопоставление ΔJ_y и УЭС (R_p) для определения граничных значений флюидоупор — ложная покрышка [2].
Fig. 4. Comparison of ΔJ_y and resistivity (R_p) to determine the boundary values of the seal — false seal [2].

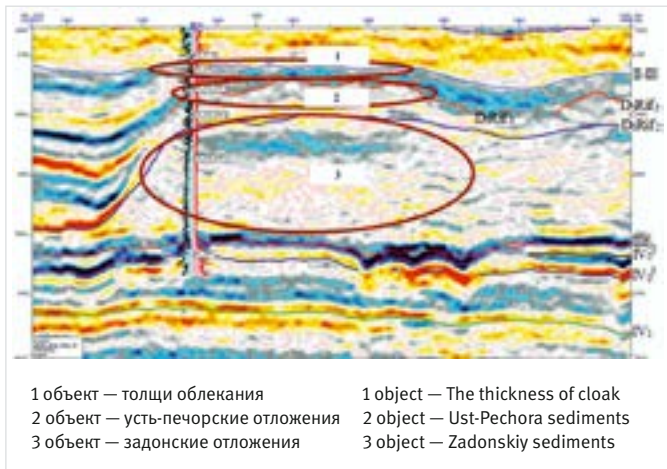


Рис. 5. Модель строения доманиково-турнейского НГК в волновом поле по результатам предыдущих работ, характеризующим строение рифовых построек.
Fig. 5. Model of the structure of the Domanik-Tournaisian oil and gas complex in a wave field based on the results of previous works, characterizing the structure of reef structures.

коэффициент нефтегазонасыщенности и положение контактов.

Следующий шаг: по данным сейсморазведки картируются целевые горизонты не только в подошве флюидоупоров, но и кровле коллекторов, строятся детальные модели природных резервуаров, по динамическим характеристикам волнового сейсмического поля выделяются области распространения покрышек, определяется их непрерывность по латерали и зоны с улучшенными коллекторскими свойствами. Полученная информация является базой для картирования ловушек, внутри которых прогнозируется открытие залежей УВ или детализации строения уже существующих залежей на открытых месторождениях [2].

Рассмотрим пример применения методики на реальной площади.

В 2018–19 гг. специалистами ИПНГ РАН выполнена комплексная интерпретация материалов ГИС и сейсморазведки МОГТ-3D на одном из месторождений, расположенном на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Задача заключалась в выделении сначала флюидоупоров в рифовом массиве и над ним, затем в прогнозе зон наилучших коллекторов под флюидоупорами. В результате удалось построить принципиально новые модели локальных природных резервуаров внутри верхнедевонских рифовых отложений, дать рекомендации по эксплуатационному бурению на установленную ранее залежь в нюмылско-зеленецких отложениях (D_3nm-zl) в кровле рифового массива и оценить перспективы усть-печорских, елецких, задонских и сирачойских рифовых объектов.

На территории исследования по данным предыдущих работ строение доманиково-турнейского НГК было представлено тремя поверхностями по отражающим горизонтам (ОГ) D_3Rif2 , D_3Rif3 и II–III, характеризующим строение рифовых построек в задонских (объект 3), усть-печорских отложениях (объект 2) и толщя их облекания (объект 1), соответственно (рис. 5).

Нефтеносность доказана для нюмылско-зеленецких отложений (объект 1), где получены притоки нефти и выполнен подсчет запасов (2013 г.). Нижележащие рифовые

объекты не оценивались, так как по данным ГИС оказались водонасыщенными. Однако в процессе детальной интерпретации материалов геофизических исследований пробуренных скважин стало ясно, что внутри рифового тела возможно существование разновозрастных залежей под локальными флюидоупорами. Таким образом, установлено наличие нескольких изолированных локальных природных резервуаров (ПР-1) со своими флюидоупорами: один продуктивный (D_3nm-zl — ПР1) и два перспективных в елецких и задонских + сирачойских карбонатных отложениях верхнего девона (D_3el — ПР2, $D_3zd+src$ — ПР3) (рис. 6).

Природный резервуар 1 в кровле верхнедевонских отложений с доказанной нефтенасыщенностью экранируется тонким (1–2 м) глинистым пластом тульского возраста (C_1t). Выше в коллекторах непосредственно над ним по данным ГИС фиксируется вода (рис. 7).

Для прогнозируемых залежей в елецких и задонских + сирачойских карбонатных отложениях верхнего девона флюидоупорами являются тонкие глинистые пласты в верхней фаменской части рифового массива (ПР2) (рис. 8) и ангидритовые в нижней франской (ПР3) (рис. 9).

В усть-печорских отложениях формирование залежи невозможно, так как флюидоупор по результатам интерпретации ГИС прослеживается не во всех скважинах, вскрывших горизонт на исследуемой площади, т.е. имеет гидродинамические окна.

Для оценки запасов залежи в нюмылско-зеленецких отложениях и ресурсов в елецких и задонско-сирачойских рифовых объектах выполнены структурные построения по четырем отражающим горизонтам ($IIIR_1$, $IIIR_2$, $IIIR_3$, $IIIR_4$). В качестве условных границ приняты границы, стратиграфически приуроченные к подошве флюидоупоров над коллекторами, формирующими залежи в выделенных природных резервуарах [3].

Продуктивный природный резервуар 1 (D_3nm-zl)

Верхнедевонские отложения нюмылско-зеленецкого горизонта (D_3nm-zl) вскрыты десятью скважинами, в четырех из них

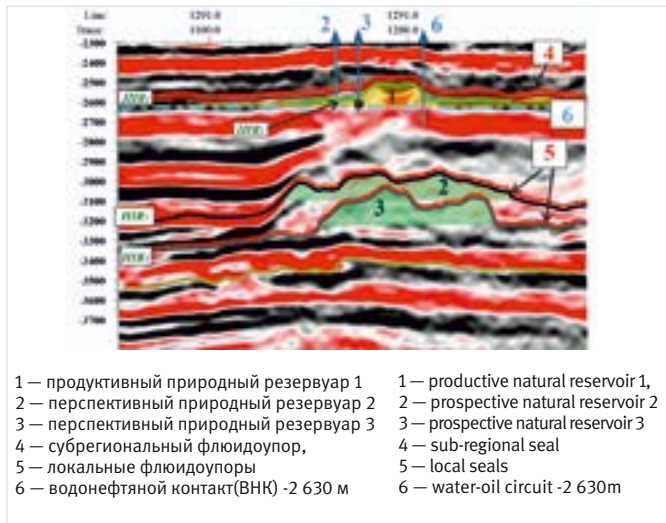


Рис. 6. Новая модель строения доманиково-турнейского НГК в волновом поле [3].
Fig. 6. New model of the structure of the Domanik-Tournaisian oil and gas complex in the wave field [3].

получены притоки нефти, добыча в малых количествах осуществлялась только из двух скважин в опыном порядке.

По данным интерпретации материалов геофизических исследований 10 скважин в резервуаре выделены два интервала: верхний представлен плотными низкопористыми слабопроницаемыми известняками с единичными пропластками коллекторов, по сути, ложной покрышкой; нижний представлен чистыми (неглинистыми) известняками с высоким содержанием эффективных толщин. Граница раздела интервалов принята как условная граница кровли наилучших коллекторов (ОГ $IIIR_2$) (Рис. 10).

В процессе работ на сейсмических разрезах глубинного куба амплитуд впервые выделилась контрастная аномалия (рис. 11). Ее наличие подтвердилось на разрезах куба относительного акустического импеданса. Возник вопрос: к какому возрасту ее отнести — к продуктивным верхнедевонским нюмылско-зеленецким или к вышележащим каменноугольным? Если предположить, что аномалия относится к верхнему девону, — это кардинально меняет представление о строении продуктивных нюмылско-зеленецких отложений и получается совершенно новая геологическая модель резервуара.

Для того чтобы обосновать возраст аномалии и закартировать ее, были построены горизонтальные слайсы по кубу амплитуд через 20 м в пределах замкнутого контура структуры по ОГ $IIIR_2$ (-2 630 м). По динамике изменения формы аномалии отчетливо видно ее наличие в продуктивном интервале нюмылско-зеленецких отложений и постепенное исчезновение вверх по разрезу до полного отсутствия в каменноугольных.

При сопоставлении слайсов и волнового поля на разрезах стало очевидным, что это органогенная постройка типа «карбонатный остров», сформировавшаяся над основным рифогенным объектом, ранее никем не выделяемая. Наибольшие ее размеры отмечаются на слайсе по уровню (-2 595 м), и далее вверх по разрезу происходит постепенное уменьшение вплоть до полного исчезновения.

Пространственное положение ее свода вблизи предвизейского размыва, совпадающего в плане с подошвой флюидоупора

(ИП), и отсутствие ЛП дают основание прогнозировать наличие коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами в контуре аномалии, приобретенных за счет вторичных изменений: доломитизации,

перекристаллизации и выщелачивания, максимально развивающихся, как правило, в процессе перерывов в осадконакоплении. Это подтверждается яркой контрастностью и четкой формой аномалии, так как изменение

амплитуды сигнала по латерали и вертикали является своеобразным индикатором литологического состава и коллекторских свойств пород. Учитывая вышеизложенное по принятой модели нюмылско-зеленецких

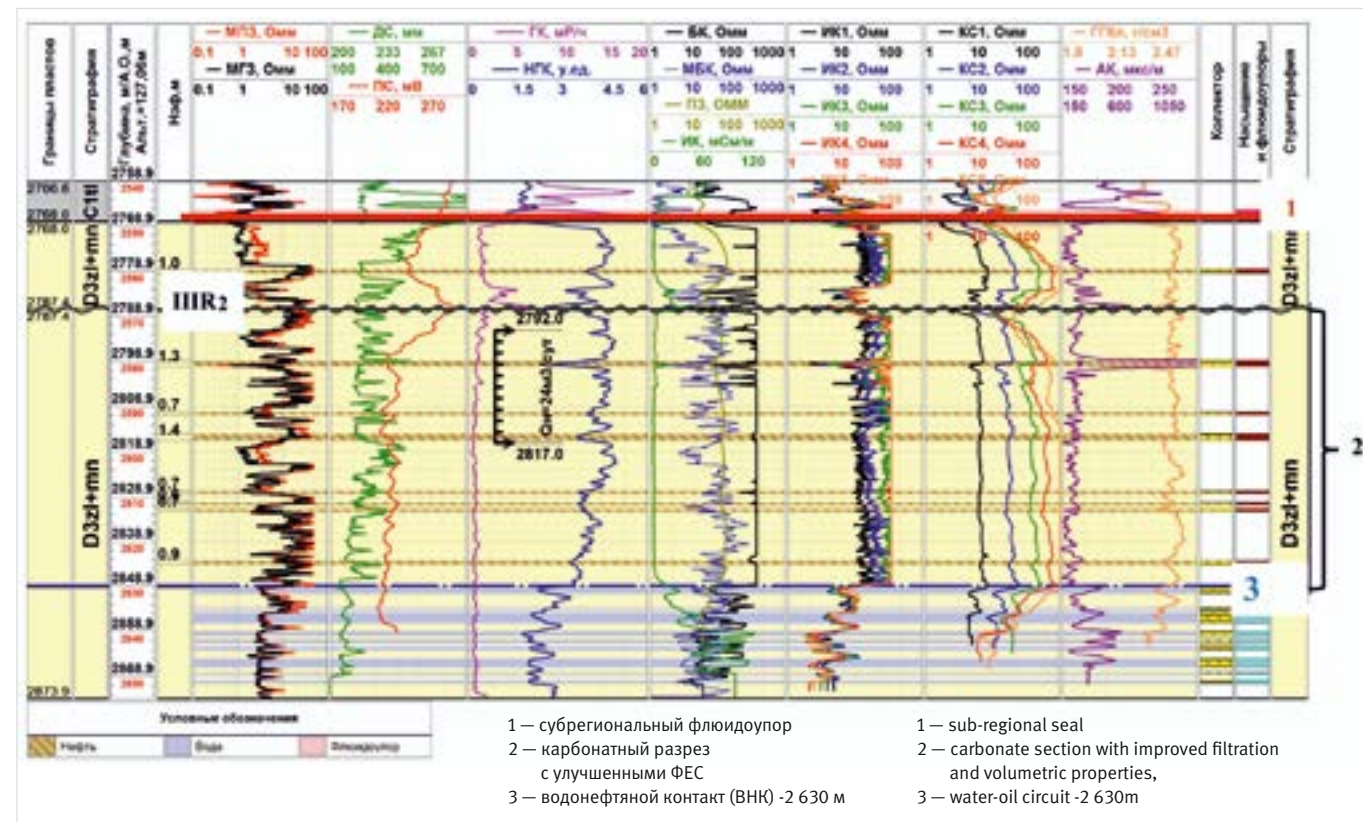


Рис. 7. Новая модель природного резервуара 1 [2].
Fig. 7. New model of the natural reservoir 1 [2].

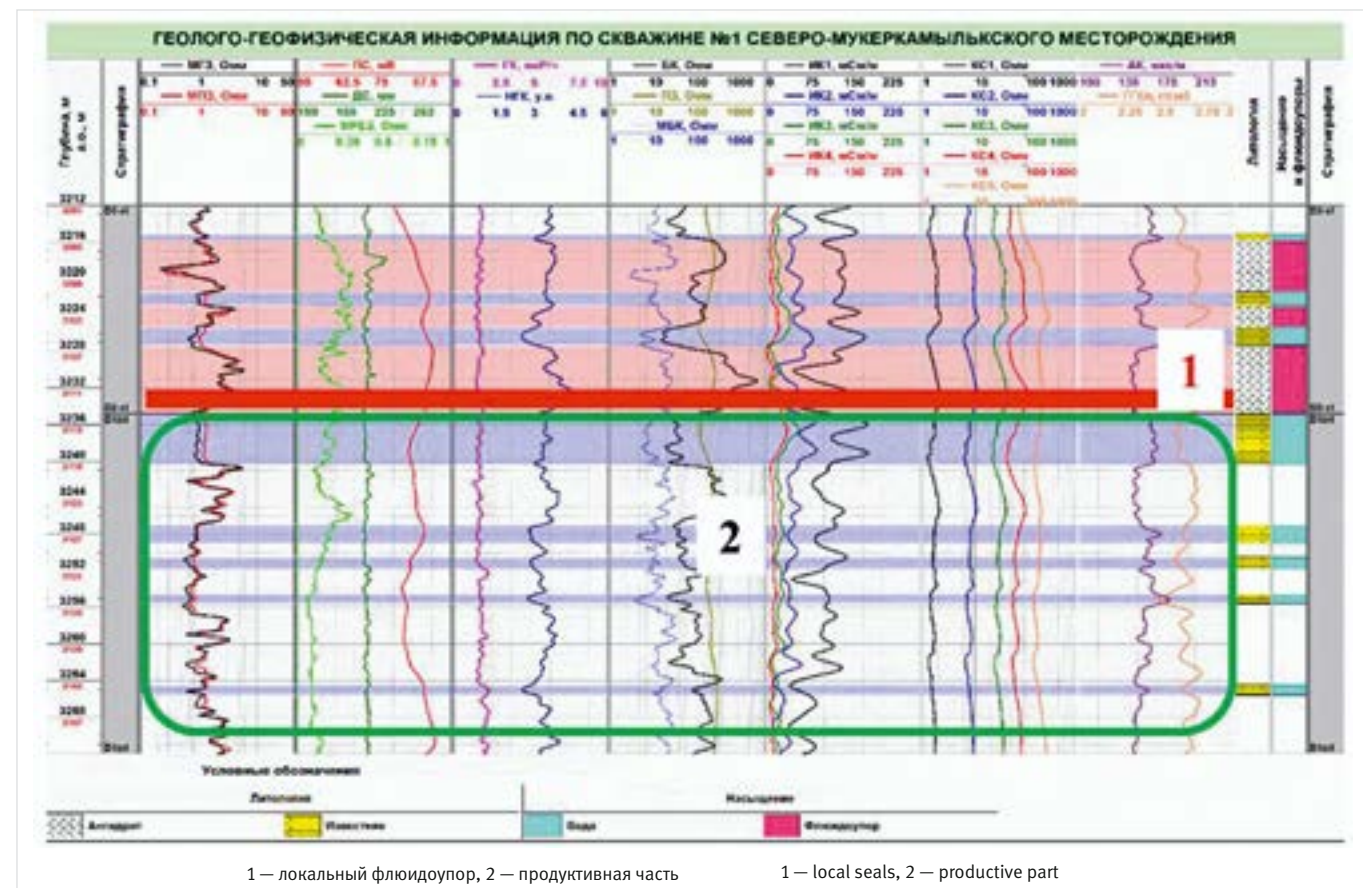


Рис. 8. Новая модель природного резервуара 2.
Fig. 8. New model of the natural reservoir 2.

продуктивных отложений в сводовой части структуры, совпадающей с границами аномалии на слайсах куба амплитуд, прогнозируется наличие наилучших коллекторов с максимальными эффективными толщами.

На слайсе по уровню -2 500 м, где постройка отмечается уже в виде точки,

соответствующей наивысшему значению абсолютной отметки купола рифа, прогнозируется вскрытие максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 12).

Далее для прогноза свойств коллекторов в рекомендуемой к бурению скважине (REC-1) были построены диаграммы

зависимости параметров коллекторов от общей толщины пласта в уже пробуренных скважинах (рис. 13, 14).

При построении использовались следующие результаты интерпретации материалов геофизических исследований скважин: эффективная нефтенасыщенная толщина $h_{эф}$,

сумма произведений значений пористости на значения эффективных нефтенасыщенных толщин ($K_n \cdot h_{эф}$), общая толщина H от отметки контура ВНК (-2 630 м) до отметки кровли коллектора (ОГ IIIР₂).

По точечным диаграммам параметров коллекторов пласта от общих толщин подобраны уравнения кривых тренда, которые дали максимальные величины достоверной аппроксимации R_2 . Исходя из значения исходного параметра H (ось абсцисс) для новой скважины, по этому уравнению рассчитывалось значение искомого параметра (ось ординат).

По данным интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ-3D наивысшая точка на карте общих толщин пласта имеет значение $H = 130$ м. Согласно полученной зависимости, ему соответствует значение $h_{эф} = 28,5$ м. На графике (рис. 13), характеризующем данную зависимость, точка рекомендуемой скважины занимает наивысшее положение. Именно это значение использовалось при построении карты эффективных нефтенасыщенных толщин и выбора точки бурения скважины (рис. 15). Линия тренда имеет величину достоверной аппроксимации $R_2 = 0,59$, что говорит о достаточно тесной корреляционной связи, и позволяет использовать эту зависимость для выполнения прогноза.

График, характеризует зависимость произведений значений эффективной нефтенасыщенной толщины на значения пористости ($K_n \cdot h_{эф}$) от общей толщины пласта H (рис. 14). На нем точка рекомендуемой скважины также занимает наивысшее положение со значением в 188 усл.ед.

Как уже упоминалось выше, по результатам интерпретации ГИС скважины 1, вскрывшей полностью интервал верхнедевонских отложений, предполагается существование залежей в рифовых объектах под локальными флюидоупорами в елецких, задонских и сирачойских отложениях. Перспективы открытия залежей подтверждаются по данным ГИС наличием высокопроницаемых коллекторов (вода) в скважине 1, пробуренной не в оптимальных структурных условиях [3].

Перспективный природный резервуар 2 (D₃el)

Морфологию залежи характеризует структурная карта по ОГ IIIР₂, стратиграфически приуроченному к подошве глинистого пласта — локального флюидоупора для рифовых объектов в елецких отложениях верхнего девона. Структура представляет собой фрагмент рифового кольца, осложненного разноамплитудными куполами. Наличие флюидоупора для прогнозируемой залежи в елецких отложениях фиксируется в скважине 1 в кровельной части отложений. На каротажной диаграмме между покрывшей и коллектором существует промежуточный слой. Однако по поведению горизонтов в волновом поле предполагается, что в сводовой части структуры кровля коллектора совпадает с подошвой истинной покрывши.

Перспективный природный резервуар 3 (D₃zd+src)

Для задонских и сирачойских рифов роль флюидоупора выполняют ангидритизированные доломиты и ангидриты. Наличие пластов-флюидоупоров подтверждается в

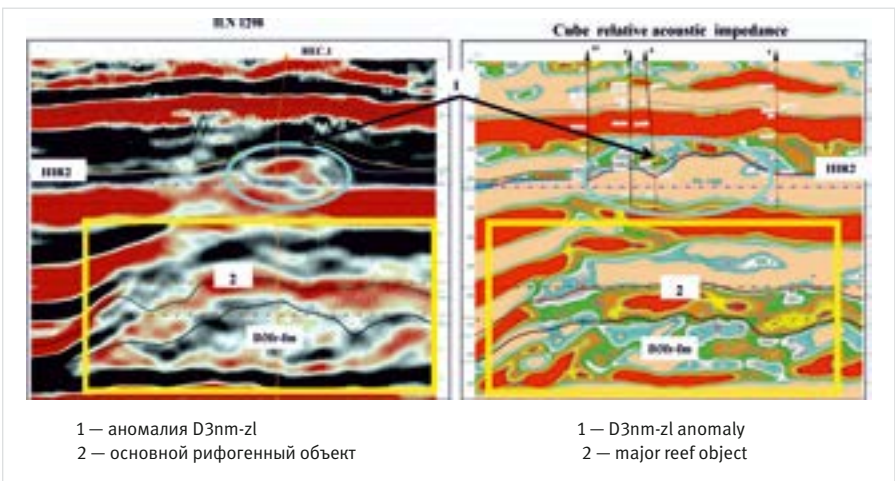


Рис. 11. Пример выделения органогенной постройки «карбонатный остров», сформировавшейся над основным рифогенным объектом в волновом поле на сейсмических разрезах [2].
Fig. 11. An example of the identification of an organogenic structure "carbonate island", formed above the main reef object in a wave field on seismic sections [2].

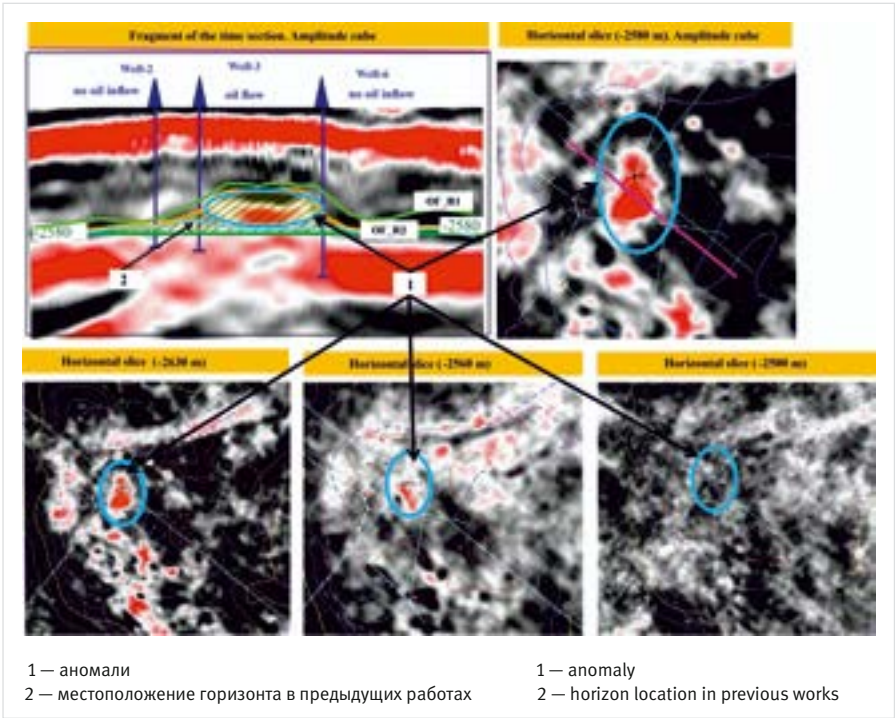


Рис. 12. Пример выделения аномалии типа «риф» на глубинном разрезе и по горизонтальным слайсам. Куб амплитуд [2].
Fig. 12. An example of highlighting an anomaly of the "reef" type on a depth section and along horizontal slices. Amplitude cube [2].

скважине 1. Наличие глин и ангидритов в разрезах скважины 1 и анализ волновой картины сейсмических данных МОГТ-3D позволили сделать предположение, что постройки образовались в лагуне рифового кольца.

В скважине 1 в подошве ельца в интервале на а.о. -3 084–3 114 м выделен пласт ангидрита мощностью 30 м. На глубинных построениях по материалам сейсморазведки МОГТ-3D ему соответствует отражающий горизонт IIIР₄. Он довольно четко прослеживается от скважины в купол рифа. Это дает основание надеяться, что он не выклинивается и будет экранировать прогнозируемую залежь.

В результате выполненных работ:

- по форме аномалии на горизонтальных сечениях кубов сейсмических данных 3D

скорректировано в пространстве положение перспективного объекта в ньюмылгско-зеленецких отложениях и определена точная граница замещения наилучших коллекторов внутри контура ВНК;

- по данным интерпретации ГИС установлено, что флюидоупором для залежи нефти являются тонкие глинистые пласты в кровле ПР1 и ПР2, ангидритизированные доломиты и ангидриты в кровле ПР3;
- вскрытие максимальных эффективных толщин с высокими «безводными» притоками нефти планируется в месте, где флюидоупор (ИП) залегает непосредственно в кровле коллектора;
- отсутствие промышленных дебитов в интервале ньюмылгско-зеленецких отложений в уже пробуренных скважинах может быть связано с наличием промежуточного слоя (ЛП);

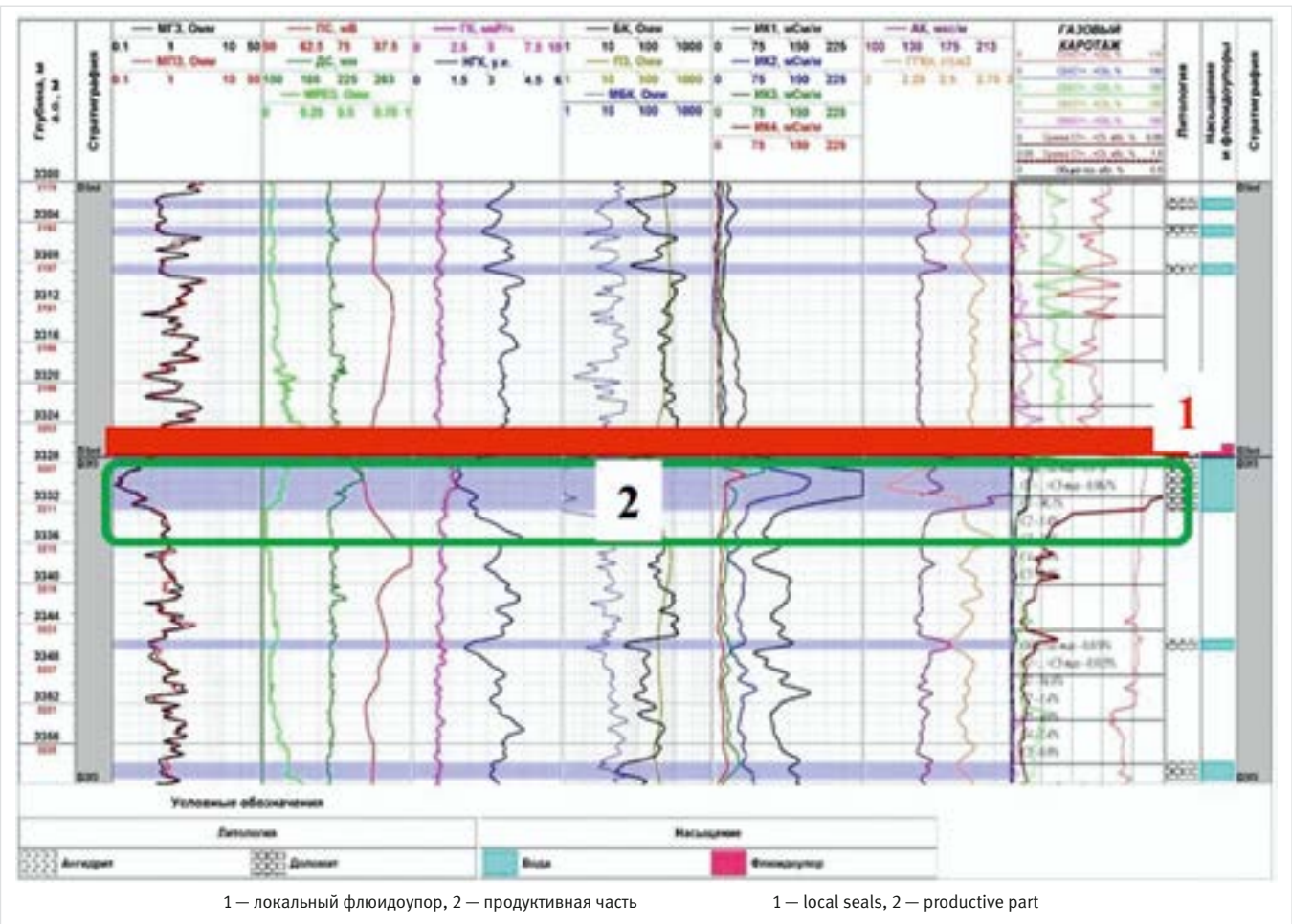


Рис. 9. Новая модель природного резервуара 3.
Fig. 9. New model of the natural reservoir 3.

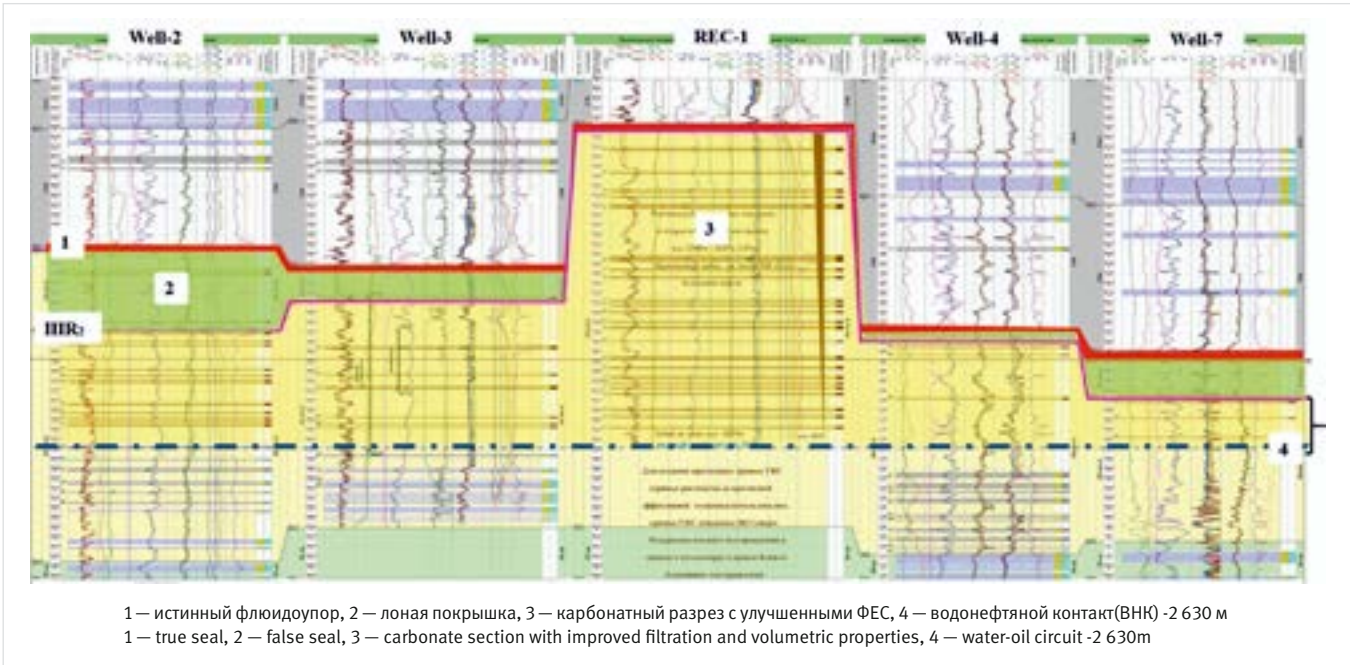


Рис. 10. Модель природного резервуара 1 по результатам интерпретации данных ГИС [4].
Fig. 10. Model of natural reservoir 1 based on the results of logging data interpretation [4].

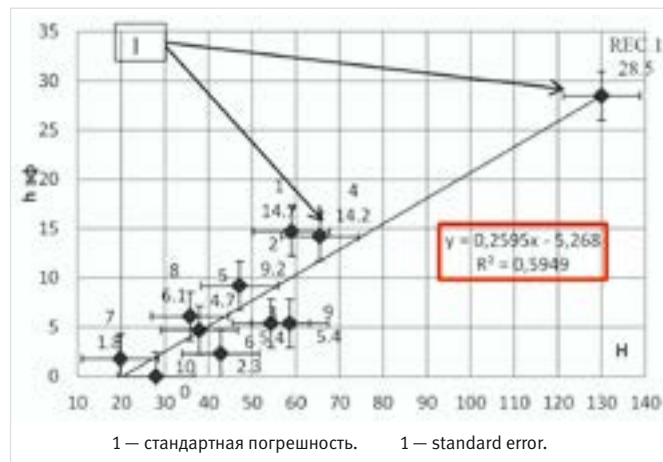


Рис. 13. Зависимость эффективных нефтенасыщенных толщин от общей толщины [2].
Fig. 13. Dependence of effective oil-saturated thicknesses on the total thickness [2].

• по данным комплексной интерпретации ГИС и сейсморазведки выполнен количественный прогноз параметров залежи ($h_{эф}$, $K_p \cdot h_{эф}$) в рекомендуемой скважине.

Полученные результаты наглядно показывают эффективность и актуальность выполненных работ. Впервые для территории исследования создана принципиально новая геологическая модель доманиково-турнейского НГК. Закартированы «наилучшие» природные резервуары, определено оптимальное местоположение новой скважины, где прогнозируется вскрытие максимальных нефтенасыщенных эффективных толщин в наилучших коллекторах и получение безводных притоков нефти в продуктивных нумылгско-зеленецких отложениях верхнего девона, а также открытие залежей в елецких и задонских + сирачойских рифовых объектах.

Опыт работ по предлагаемой методике на разных полигонах Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций позволил авторам статьи определить комплекс информативных критериев выделения и прогноза «наилучших» природных

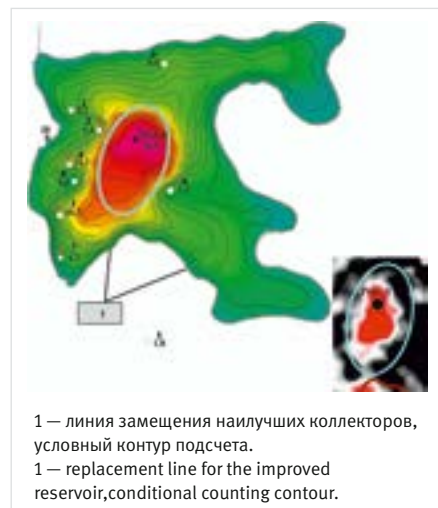


Рис. 15. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин с местоположением рекомендуемой скважины [2].
Fig. 15. The effective oil-saturated thicknesses map with the location of the recommended well [2].

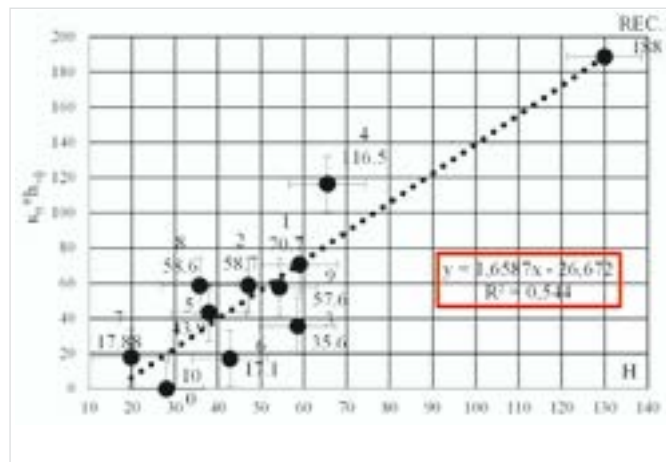


Рис. 14. Зависимость параметра $K_p \cdot h_{эф}$ от общей толщины пласта [2].
Fig. 14. Dependence of the parameter $K_p \cdot h_{эф}$ of the total formation thickness [2].

резервуаров, в которых возможно открытие высокодебитных залежей УВ:

1. существование и объем залежи зависят от наличия и толщины промежуточного слоя (ЛП);
2. максимальные эффективные толщины и высокие дебиты следует прогнозировать в зонах, где флюидоупор (ИП) залегает непосредственно в кровле коллектора (нет ложной покрышки). При этом характер распространения флюидоупоров, их непрерывность и поведение внутри природного резервуара определяется латеральным изменением динамических свойств сейсмического поля, обусловленного литофациальными изменениями пород;
3. залежь может формироваться под тонкими (около первых единиц метров и даже менее) флюидоупорами;
4. «содержание в форме» — форма и размер залежи (карбонатные постройки, песчаные острова в руслах и др.) по латерали и вертикали могут контролироваться горизонтальными сечениями кубов сейсмических данных 3D по интенсивности отраженной волны (контрастные аномалии), которые, как правило, отождествляются с изменением литологического состава и коллекторских свойств пород;
5. Корреляционные связи значений параметров залежи $h_{эф}$, $K_p \cdot h_{эф}$ от общей продуктивной толщины объект, определяемые по результатам интерпретации данных ГИС, являются ключом к построению прогнозных карт эффективных нефтегазоносных толщин и количественному прогнозу высокочемких коллекторов. Карты подсчетных параметров позволяют в дальнейшем размещать скважины непосредственно в максимумы значений, снижая тем самым риски бурения.

Предложенные новые подходы к картированию элементов природных резервуаров по данным комплексной интерпретации материалов каротажа и сейсморазведки могут стать серьезным практическим дополнением для специалистов нефтегазовой отрасли на разных этапах геологоразведочных работ и освоения месторождений с целью получения детальных геологических моделей перспективных/продуктивных объектов и снижения рисков бурения.

Итоги

В статье представлены идеи, развивающие новое научное направление в нефтегазовой геологии — теорию и методы оценки элементов «наилучших» природных резервуаров по данным геофизических методов. Это позволяет оценивать риски бурения на базе выделения, картирования истинных и ложных покрышек и количественного прогноза высокочемких коллекторов с максимальными эффективными толщинами.

Выводы

В результате применения нового комплекса критериев на эталонном участке работ: установлено наличие нескольких изолированных локальных природных резервуаров со своими флюидоупорами; выполнен прогноз подсчетных параметров залежи. Все это позволило скорректировать и оптимизировать программу ГРП на участке с учетом рисков бурения.

Литература

1. Хитров А.М. и др. Отчет о научно-исследовательской работе «Научные основы прогнозирования разномасштабных месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах // ИПНГ РАН. Москва. 2006.
2. Колоколова И.В., Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. Планирование бурения на основе новых подходов к выделению и картированию элементов природных резервуаров по данным комплексной интерпретации ГИС и сейсморазведки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. №8. С. 51–56.
3. Данилова Е.М., Колоколова И.В., Конова И.Н. О картировании высокочемких природных резервуаров в рифовых отложениях верхнего девона Тимано-Печорской НГП // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. №4. URL: http://oilgasjournal.ru/issue_27/danilova-kolokolova.html.
4. Колоколова И.В., Данилова Е.М., Попова М.Н. Прогноз эффективных нефтегазоносных толщин в карбонатных отложениях на основе новых подходов к картированию природных резервуаров // Конференция «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии». Казань, 2–3 сентября 2020 г.

Results

The article presents ideas that develop a new scientific direction in oil and gas geology — the theory and methods of assessing the elements of the "best" natural reservoirs according to geophysical methods. This makes it possible to assess drilling risks based on identification, mapping of true and false seals, and quantitative prediction of high-capacity reservoirs with maximum net pay.

Conclusions

As a result of the application of new criteria at the reference site of work: the presence of several isolated local natural reservoirs with their own seals was established; a forecast of the calculated parameters of the reservoir was made. All this made it possible to adjust and optimize the geological exploration program in the area, taking into account the risks of drilling.

References

1. Khitrov A.M. et al. Report on the research work "Scientific bases for forecasting oil and gas fields of different scales in sedimentary basins. IOG RAS, Moscow, 2006.
2. Kolokolova I.V., Danilova E.M., Popova M.N., Khitrov A.M. Planing of drilling operations based on new approaches to identification and mapping of hydrocarbon reservoirs elements based on complex
3. Danilova E.M., Kolokolova I.V., Konovalova I. N. On the mapping of high-capacity natural reservoirs in the Upper Devonian reef sediments of the Timan-Pechora oil and gas complex. Actual problems of oil and gas, 2019, issue 4. URL: <http://oilgasjournal.ru/>

interpretation of GIS and seismic survey data. Geology, geophysics and oil and gas deposits exploitation, 2020, issue 8. (In Russ).

4. Kolokolova I.V., Danilova E.M., Popova M.N. The forecast of the effective oil and gas depths in carbonate sediments on the basis of new methods of natural reservoirs mapping. The data of the international academic and research conference "On new paradigm of oil and gas geology evolution". Kazan, 2020, September 2–3 (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Колоколова Ирина Владимировна, научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса Институт Проблем Нефти и Газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия.
Для контактов: ipngkolokolova@yandex.ru

Kolokolova Irina Vladimirovna, researcher, Laboratory of Resource Base of the Oil and Gas Complex, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (IOG RAS), Moscow, Russia.
Corresponding author: ipngkolokolova@yandex.ru

Попова Марина Николаевна, старший научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса Институт Проблем Нефти и Газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия.

Popova Marina Nikolaevna, Senior Researcher, Laboratory of Resource Base of the Oil and Gas Complex, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (IOG RAS), Moscow, Russia.