

becoming increasingly challenging in well-explored areas, especially on the continental shelf [1]. It is also important to determine the appropriate time to leave an exploration area or basin when it proves unpromising. These decisions are as important as deciding to drill individual exploration targets within a structural-facies zone or the entire basin [2]. Prior to making such decisions, the majority of oil and gas companies evaluate the remaining resource base potential using a range of methods. In conventional practice adopted by a subsoil user evaluating a region, hydrocarbon accumulations are explored moving from known areas to those unknown. In practice, in the absence of the required geological and geophysical information, a subsoil user avoids investing in exploration projects, because the availability of data in an amount sufficient for making informed decisions is not assured. The authors present an approach for evaluating prospective hydrocarbon reserves that addresses the issue mentioned above, based on the analysis of resource accumulation curve (Creaming curve analysis) in the North Sakhalin Petroleum Basin, which is an effective tool for making investment decisions, determining research priorities, and planning exploration and appraisal activities. Applicable in any oil and gas basin with both discovered and producing fields, this approach allows the assessment of a region's potential even without the complete set of geological and geophysical information.

For citation: A.A. Popov A.A., Khafizov S.F. Creaming curve analysis and structural-facies zoning: tools for assessing hydrocarbon exploration prospects in the North Sakhalin Petroleum Basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(4):105–118. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-105-118. In Russ.

Введение

Предпосылки к использованию предлагаемого метода складывались из понимания, что несмотря на наличие уже открытых месторождений, в некоторых крупных нефтегазоносных бассейнах (НГБ) существует вероятность пропуска значительных скоплений УВ. Проблема еще более актуальна для шельфовых регионов ввиду сложности и высокой стоимости поисково-оценочных работ, а также осторожности инвесторов при принятии решений по доизучению. Также необходимо учитывать и эволюционный пессимизм при оценке геологических рисков и вероятности геологического успеха (Geological Probability of Success), стараясь максимально обрисовать потенциал объектов или полностью исключить потенциальную добавочную стоимость из экономического расчета запасов.

Предлагаемый метод позволяет повысить эффективность поисково-оценочных работ за счет снижения «невозвратных» затрат и повышения обоснованности, а также скорости принятия инвестиционных решений.

Приведенные результаты исследований, основанные на анализе последовательности открытия месторождений УВ, их размера и связи с геологическим строением Северо-Сахалинского НГБ, использованы при составлении планов поисково-оценочной деятельности и оценке УВ-потенциала неразбуренных объектов в пределах лицензионных участков ООО «Сахалинская Энергия».

Методы оценки перспективности УВ-потенциала

Существует широкий спектр методов оценки УВ-потенциала ресурсной базы (РБ), а также множество вариантов базовой техники оценки. Выбор зависит от качества и объема геолого-геофизической информации, «зрелости» района, т. е. степени изученности поисково-оценочными работами, доступности профильных специалистов и времени на оценку.

Большинство экспресс-методов и подходов к оценке потенциала РБ решает поставленную задачу путем статистического анализа информации

об открытом месторождении или объемах добычи УВ, построения и экстраполяции соответствующих трендов.

Так, объемно-статистический метод (метод внешних аналогий) основывается на количественном сравнении плотностей ресурсов как объемных, так и площадных, между хорошо изученными и малоизученными регионами. Основной проблемой данного метода является неопределенность в выборе сравниваемых территорий. Поскольку строгие критерии для такого выбора отсутствуют, это создает возможность сопоставления различных данных без четкой методологической обоснованности, что может привести к субъективным выводам, зависящим от предпочтений исследователя.

Метод внутренних аналогий (или сравнительных геологических аналогий) основан на сопоставлении хорошо изученных продуктивных структур или объединяющих их площадей, которые выступают в качестве эталонных участков, с соседними структурами и площадями, обладающими схожими литологическими, тектоническими характеристиками и условиями сохранности УВ. Внутренние аналогии, как правило, наиболее надежны в пределах отдельных нефтегазоносных областей (НГО), которые характеризуются относительной стабильностью нефтегазогеологических характеристик по всей своей территории (таких, как литологический состав, мощность, коллекторские свойства и пр.) либо легко предсказуемыми изменениями таких параметров, как мощность и коллекторские свойства, в определенном направлении, выклинивание горизонтов, удаленность от очагов генерации УВ и т. д.).

Ключевую роль в применении метода внутренних аналогий играет корректность нефтегазогеологического районирования. Нефтегазоносная область, как правило, должна совпадать по площади с такими крупнейшими структурами платформ и краевых систем, как антеклизы и синеклизы, гряды и прогибы, что способствует формированию относительно однородных условий для нефтегазонакопления.

Оба метода так или иначе требуют использования для анализа закрытой информации, которая не всегда доступна недропользователю, а также они могут привести к субъективности в результате при невыполнении требований к критериям подбора внешних и внутренних геологических аналогий.

Привлекательность метода на основе анализа накопленной кривой РБ заключается в том, что геологическое обоснование или геолого-геофизические данные используются сравнительно мало, а статистический анализ может быть проведен на основе данных из открытых источников. Различные авторы классифицируют методы оценки УВ-потенциала РБ по-разному, поэтому в обобщенном виде их можно разделить по основным направлениям следующим образом (рис. 1):

- анализ геолого-геофизических данных для геологического обоснования перспективности региона в сочетании с экстраполяцией тренда на основе исторической статистики открытия месторождений;
- вероятностные оценки (например, моделирование Монте-Карло) в сопоставлении с одним единственным детерминированным сценарием;
- методы теоретической аргументации на основе аппроксимирующих математических функций.

Методы, базирующиеся на геолого-геофизическом моделировании и используемые многими недропользователями, дают детерминистическую или вероятностную оценку изучаемого объекта или района, основанную на результатах анализа большого объема данных — сейсморазведки, скважинной информации и др. Эти методы сложны, ресурсоемки и основаны на наборах данных, которые часто недоступны третьим лицам [3].

Отметим, что несмотря на очевидные различия между этими подходами, они могут дать близкие результаты, особенно в отношении регионов, находящихся на достаточно «зрелой» стадии изученности.

У всех методов есть свои сильные и слабые стороны и, хотя некоторые из них могут быть более или менее подходящими для определенных уровней обобщения информации и этапов исследовательских работ, вряд ли существует один «лучший» метод [4]. В действительности же, наиболее надежные оценки, вероятно, будут получены на основе комбинации этих методов [5].

Так или иначе все они нацелены на подтверждение закономерностей распространения залежей нефти и газа в земной коре, обусловленных процессами образования УВ.

Историческая справка

В качестве примера снижения эффективности поисково-оценочных работ по мере разбуривания региона приведем историю открытия месторождений УВ в отложениях среднеюрского возраста в Северном море.

Темпы прироста были весьма высокими в период с 1970 по 1980 г., когда были открыты крупные нефтяные месторождения Брент, Берил, Статфьорд, Осеберг и др. (рис. 2).

Данные месторождения были сформированы в крупных структурных ловушках с коллекторами дельтовых равнин и мелководных морских резервуаров рифтовой системы [6].

Успешность открытия новых месторождений снизилась после 1980 г., о чем свидетельствует плато на кривой. За первые восемь лет разведки в этой структурно-фациальной зоне было получено около 77 % запасов, исходя из оценки суммарных промышленных запасов [7].

Однако эта простая схема прироста ресурсной базы (незрелая фаза) и длительного финального плато (зрелая фаза) не является универсальной. Некоторые месторождения демонстрируют более сложную историю успеха поисково-оценочного бурения с множественными растущими отрезками кривой и плато, это позволяет предположить, что действуют другие факторы, в том числе и усовершенствование технологий поиска и разведки месторождений УВ.

Тем не менее, в целом метод является простым и важным инструментом для анализа ретроспективы поисково-оценочных работ и прогнозирования потенциальных ресурсов нефти и газа.

Теоретическая основа метода

Кривая прироста РБ — это зависимость исторически накопленных открытий месторождений (B ($\mathcal{E}_d$, t)) в зависимости от некоторой временной меры (t) исследовательских усилий ($\mathcal{E}_d$), где B — функция прироста РБ; $\mathcal{E}_d$ — накопленные открытия месторождений; t — время открытия месторождений.

Она широко использовалась Ж. Лаэррером, который оценивал эффективность поисково-оценочных работ по совокупному числу пробуренных поисково-оценочных скважин. Также кривая была описана геологами Австралийского бюро природных ресурсов Д. Мейснером и Г. Демирменом в 1981 г., которые использовали данный статистический метод для оценки неоткрытого потенциала нефти и газа в НГБ и обосновали изменение линейности функции исторических накопленных открытий уменьшением объемов открытия по мере продвижения поисково-оценочных работ, а эффект изменения линейности функции назвали «феноменом снятия сливок» (с англ. Creaming Phenomenon), который не только указывал на потенциальное сокращение размеров открытий, но также и на снижение геологической вероятности успеха (gPOS) поисково-оценочных работ с увеличением исследовательских усилий в конкретном регионе [8].

На рис. 3 показана простейшая накопленная кривая прироста РБ, на которой объемы открытий снижаются по мере увеличения времени открытий



Рис. 1. Обобщенная классификация методов оценки
Fig. 1. Generalized representation of assessment methods

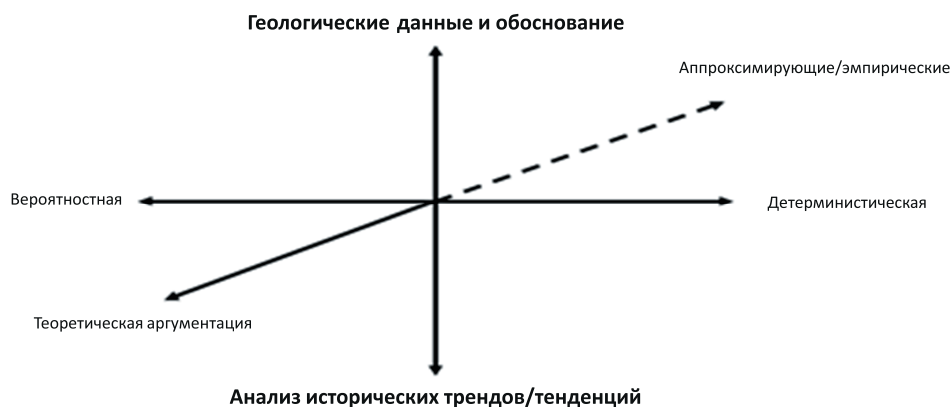


Рис. 2. Кривая прироста ресурсной базы НГБ Северного моря
Fig. 2. Creaming curve for the North Sea petroleum basin

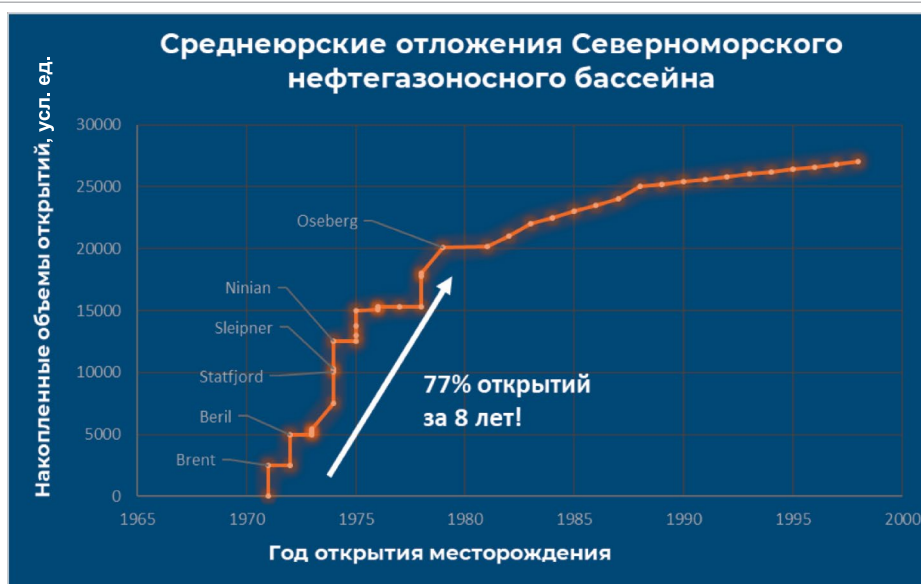
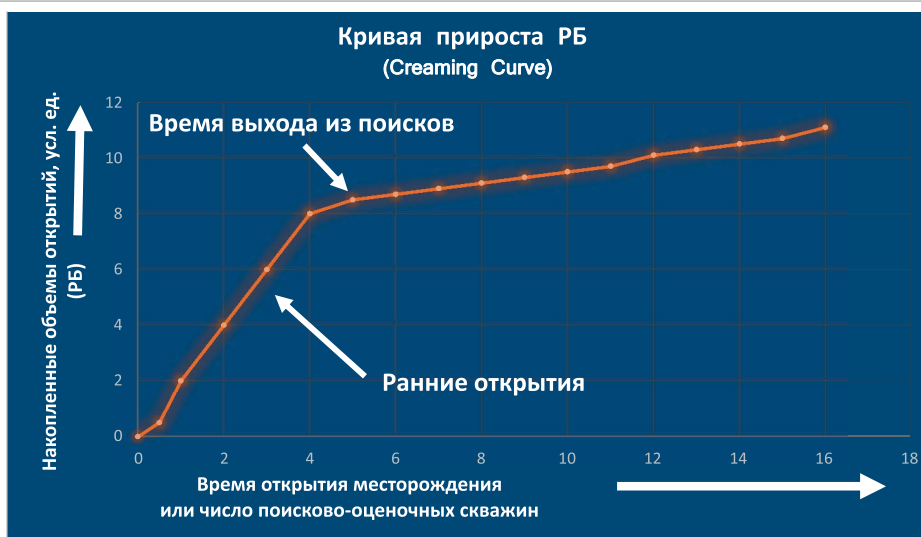


Рис. 3. Простейшая идеальная кривая прироста РБ
Fig. 3. Simplest theoretical curve of resource base growth



месторождений или числа скважин, при этом кривая явно стремится к асимптоте.

В основе анализа кривой прироста РБ лежит идея о снижающейся отдаче от поисков и разведки (исследовательских усилий) в конкретном нефтегазовом регионе.

То есть накопленный объем РБ относительно приложенных исследовательских усилий для ее открытия будет отражать совокупное воздействие двух независимых друг от друга факторов:

1) успешности или эффективности поисково-оценочных работ, т. е. доли пробуренных скважин, которые открыли месторождения с промышленными запасами;

2) среднего размера запасов открытых месторождений.

Поскольку в каждом регионе имеется конечное число месторождений, вероятность нового открытия должна быть обратно пропорциональна числу уже открытых месторождений.

В то же время усовершенствование технологий должно позволить точнее определять коммерческую жизнеспособность перспективных объектов, что повысит вероятность успеха поисково-оценочного бурения.

Имеющиеся данные свидетельствуют о том, что успешность поисково-оценочного бурения в большинстве регионов снижается незначительно, и указывает на то, что технологические усовершенствования частично или полностью компенсируют сокращение числа неоткрытых месторождений.

Однако в любом случае крупные месторождения имеют больше шансов быть обнаруженными, чем мелкие, поскольку они занимают большую площадь.

Таким образом, кривая прироста РБ используется для количественной оценки еще не обнаруженных объемов, а форма кривой служит для качественного отображения относительного уровня изученности региона. При этом исходят из предположения, что наиболее перспективные участки представляют собой крупные месторождения, которые открываются в первую очередь, а затем размеры открытий постепенно уменьшаются. Классическая кривая прироста РБ будет иметь выпуклую форму, которая сглаживается и асимптотически приближается к плоской линии (плато) с увеличением объемов поисково-оценочных работ (рис. 4).

В концептуальной модели открытия месторождений кривая на рис. 4, круто возрастающая вначале, подразумевает относительную «незрелость» региона в плане поисково-оценочных работ и наличие значительного, еще не выявленного потенциала. Выплачивание кривой подразумевает «зрелость» региона с точки зрения изученности и ограниченный потенциал, оставшийся для проведения дальнейших исследований.

Потенциальная оставшаяся РБ оценивается визуально как асимптота, к которой стремится кривая.

Используя численные методы, результирующую кривую связывают с теоретической касательной окружности, которую аппроксимируют по историческим данным. Недостаток геологической информации в данном подходе компенсируется возможностью определения вероятностного диапазона потенциальной неразведанной РБ по аппроксимации трех вариантов касательной окружности, но с адекватной связью к последнему циклу отрезка исторической кривой прироста РБ (рис. 5).

Также для описания кривой математическими функциями многие авторы, публикующие многочисленные примеры кривых прироста РБ НГБ [9], используют гиперболическую функцию, в частности прямоугольную гиперболу, которая описывается уравнением

$$B(\varepsilon_d, t) = (\varepsilon_d \times B_{\infty}) / \alpha + \varepsilon_d. \quad (1)$$

В том числе отрезки кривых можно описать экспоненциальной функцией, которая отображается уравнением

$$B(\varepsilon_d, t) = B_{\infty}[1 - a \exp(b \varepsilon_d)]. \quad (2)$$

На рис. 6 представлен пример описания кривой прироста РБ Колумбийского НГБ обеими функциями.

Данный бассейн имеет «классическую» форму кривой прироста РБ, при которой поисково-оценочная деятельность первоначально приводит к открытию нескольких крупных месторождений, однако размер открытий быстро снижается по мере продолжения опосискования.

Принятые функции, описываемые уравнениями 1 и 2, хорошо согласуются с историческими данными для этого региона, при этом первая имеет немного лучшую регрессию независимой переменной, но обе модели дают существенно разные оценки РБ.

Оценка по экспоненциальной функции на ~ 30 % меньше, чем оценка гиперболической модели на конкретном временном отрезке (до 2005 г.). Учитывая выход кривой накопленной РБ на асимптоту по экспоненциальной функции, модель предполагает, что потенциал этого региона уже исчерпан на 98 %.

Поскольку ни одна из этих моделей не имеет прямого детерминированного теоретического обоснования, для оценки диапазона оставшейся потенциальной РБ конечные значения между экспоненциальной и гиперболической моделями аппроксимируются вероятностным распределением.

Структурно-фациальное зонирование Северо-Сахалинского НГБ

Север о-ва Сахалин уже на протяжении более 100 лет является местом относительно активных поисков и разведки нефти и газа, где накоплена достаточно обширная и репрезентативная статистика. Опыт поисково-оценочных работ как на конти-



Рис. 4. Описание теоретической кривой прироста РБ
Fig. 4. Description of theoretical curve of resource base growth



Рис. 5. Концепция численного описания кривой прироста РБ с диапазоном потенциала
Fig. 5. The concept of numerical description of creaming curve with a range of potential

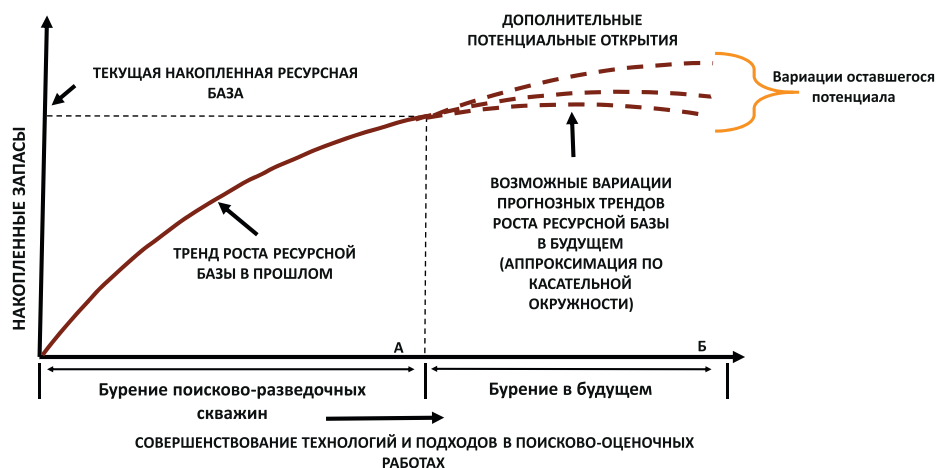
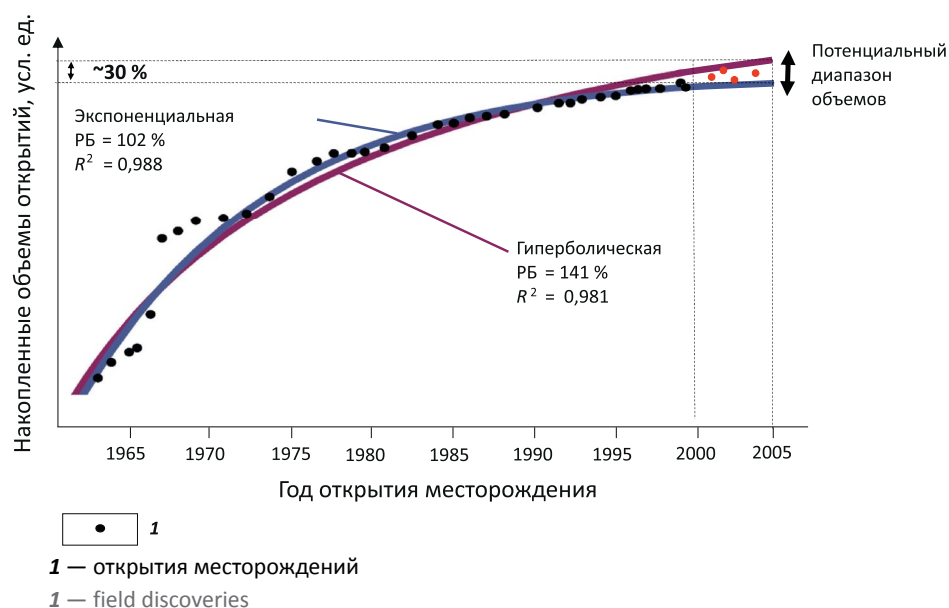


Рис. 6. Пример описания потенциала кривой прироста РБ Колумбийского НГБ экспоненциальной и гиперболической функциями
Fig. 6. Example of the creaming curve description with exponential and hyperbolic functions, Kolumbiisky Petroleum Basin



нентальной, так и на морской территории Сахалина указывает, что развитие экономико-технологических процессов качественно влияло на возможности реализации поисково-оценочных работ.

Форма исторической накопленной кривой прироста РБ Северо-Сахалинского НГБ (рис. 7) не является стандартной. Это обусловлено последовательностью истории освоения – сначала месторождений суши, а затем моря, и различными закономерностями формирования месторождений в отдельных структурно-фациальных зонах.

Для обоснования связи скачкообразного изменения исторической кривой РБ с геологическими закономерностями авторы статьи приводят краткое описание исследования по формированию структурно-фациальных зон Северо-Сахалинского НГБ.

Абсолютное большинство исследователей разделяют представления о хорошо выраженной тектонической зональности складчатой системы, прослеживающейся от южных частей о-ва Хоккайдо до п-ова Шмидта на севере о-ва Сахалин.

Важную роль в формировании структуры континентальной и шельфовой окраин играют террейны разновозрастных аккреционных призм (рис. 8), отражающие время и механизмы развития геологических обстановок, а сопряженные с ними субдукционные, турбидитовые и островодужные террейны формируют латеральные ряды структур и позволяют реконструировать древние переходные зоны от континента к океану [10].

В современной структуре континентальной и шельфовой окраин эти латеральные ряды в значительной степени нарушены в результате позднемезозойских крупноамплитудных сдвиговых перемещений вдоль окраин и кайнозойскими деструктивными раздвигосдвиговыми движениями при раскрытии глубоководных котловин Японского и Охотского морей.

Непосредственно кайнозойский Северо-Сахалинский НГБ был сформирован вдоль активизированных в палеогене шовных зон, которые маркируют трансрегиональную Хоккайдо-Сахалинскую складчато-сдвиговую систему, разделяющую крупнейшие Амурский и Охотский геоблоки (микроплиты).

Северо-Сахалинский НГБ был подвержен пострифтовому прогибанию в позднем неогене на фоне быстрого раскрытия глубоководной впадины Дерюгина. На последующих стадиях бассейна также сопровождался интенсивными транспрессионными дислокациями [11]. Этот бассейн связан с Хоккайдо-Сахалинской складчатой системой и относится к типу присдвиговых бассейнов сложной структуры.

Исследование закономерностей пространственного распределения открытых мелких и крупных месторождений УВ указывает на различный геодинамический режим области исследований.

На концептуальной схеме нефтегазоносной системы о-ва Сахалин (рис. 9) показано различие в формировании структур северо-западной (континентальная окраина) и юго-восточной (шельфовая окраина) частей бассейна, которое в тектоническом плане связано с сахалинской фазой складчатости.

Месторождения суши расположены в зоне влияния Хоккайдо-Сахалинского регионального разлома, имеющего сложную морфологию правостороннего сдвига с формированием оперяющих разломов в северо-западной части. Это привело к усложняющим элементам структурообразования (горст-грабены) с чередованием зон сжатия и растяжения.

Основной особенностью месторождений суши является их размер. Все месторождения относятся к категориям мелких и средних по запасам УВ, большинство из них с низким газовым фактором в связи с наличием зон потери газа с присущей вертикальной миграцией. Также месторождения суши характеризуются естественными проявлениями нефти на поверхности, происходящими в основном во время землетрясений, что указывает на слабые удерживающие характеристики флюидопоров в разрезе [12].

Юго-восточная зона менее тектонически интенсивна (месторождения моря) и относительная раздробленность больших структур связана с задуговым спредингом и незначительным двухсторонним сдвигом.

В большинстве своем открытые месторождения моря являются крупными и уникальными по размерам запасов УВ, глубины моря составляют от 10 до 70 м.

Как правило, структурные ловушки Северо-Сахалинского НГБ имеют значительное содержание свободного газа в газовых шапках, который удерживается за счет качественных флюидопоров в разрезе и низкой тектонической дислоцированности структур.

В период формирования миоцен-плиоценовых отложений определяющую роль в формировании внутренней структуры осадочного чехла Северо-Сахалинского НГБ играла проградация дельт рек Палеоамур и Палеоаргунь.

Осадконакопление и формирование залежей месторождений суши происходило в дельтовых равнинах. К основным обстановкам осадконакопления, характерным при формировании залежей морских месторождений, относятся фронты дельт, прибрежно-морские и морские обстановки.

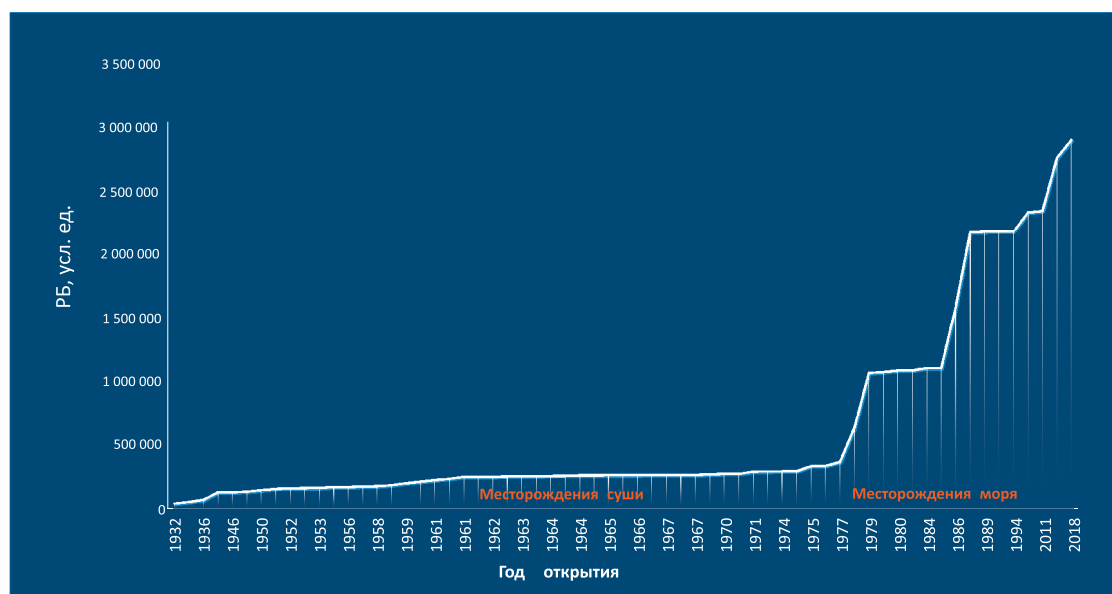
Несмотря на то, что фациальное зонирование сложилось под воздействием крупных дельт палеорек, геометрия, мощность и качество миоцен-плиоценовых отложений напрямую зависели от уровней стояния моря и продвижения дельт в глубь Северо-Сахалинского НГБ.

На основе обобщения исследований [11, 12] в Северо-Сахалинском НГБ выделяется шесть структур.



Рис. 7. Накопленная кривая прироста РБ Северо-Сахалинского НГБ

Fig. 7. Resource accumulation curve, North Sakhalin Petroleum Basin



— 1

1 — накопленная РБ

1 — cumulative resource base

Рис. 8. Геодинамическая схема на поздний миоцен

Fig. 8. Scheme of geodynamics for Late Miocene time

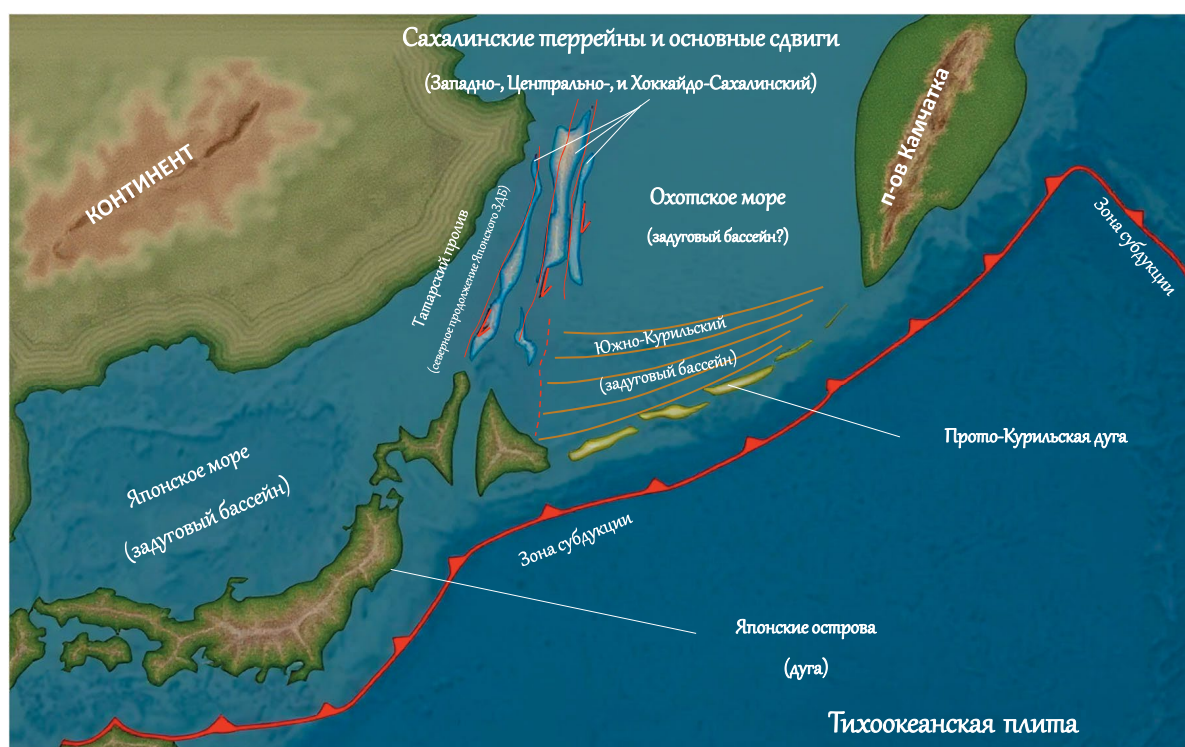


Рис. 9. Концептуальная схема нефтегазоносной системы о-ва Сахалин

Fig. 9. Conceptual scheme of petroleum system of Sakhalin Island

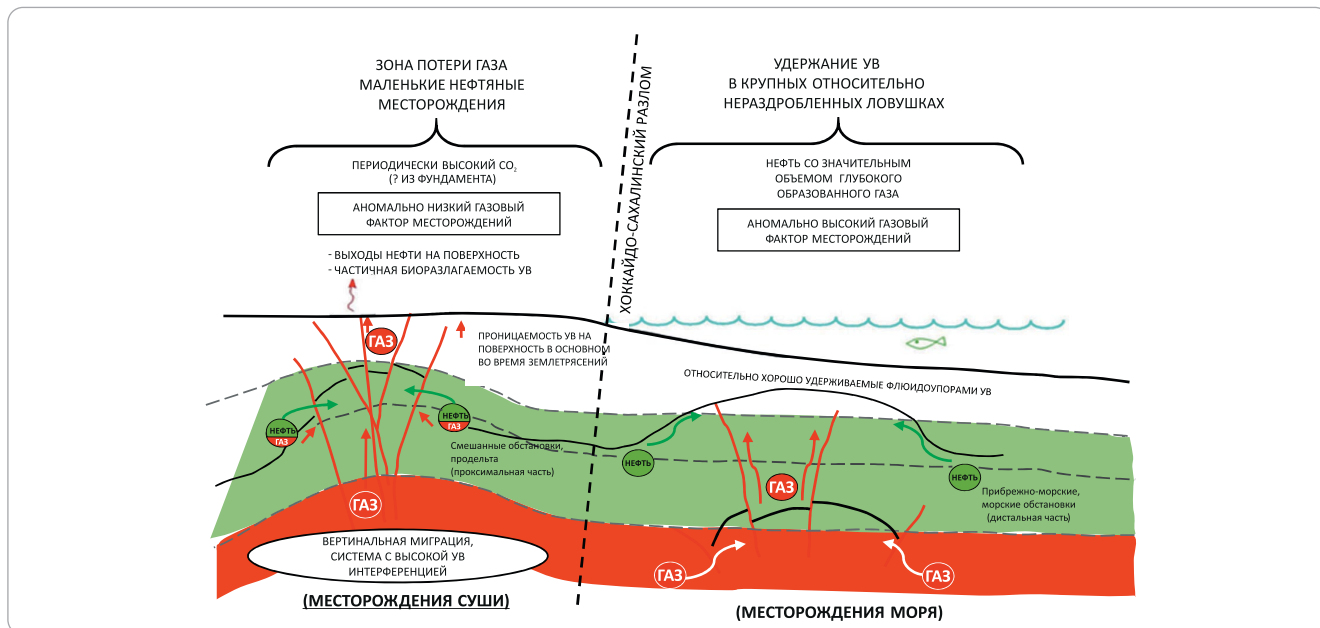
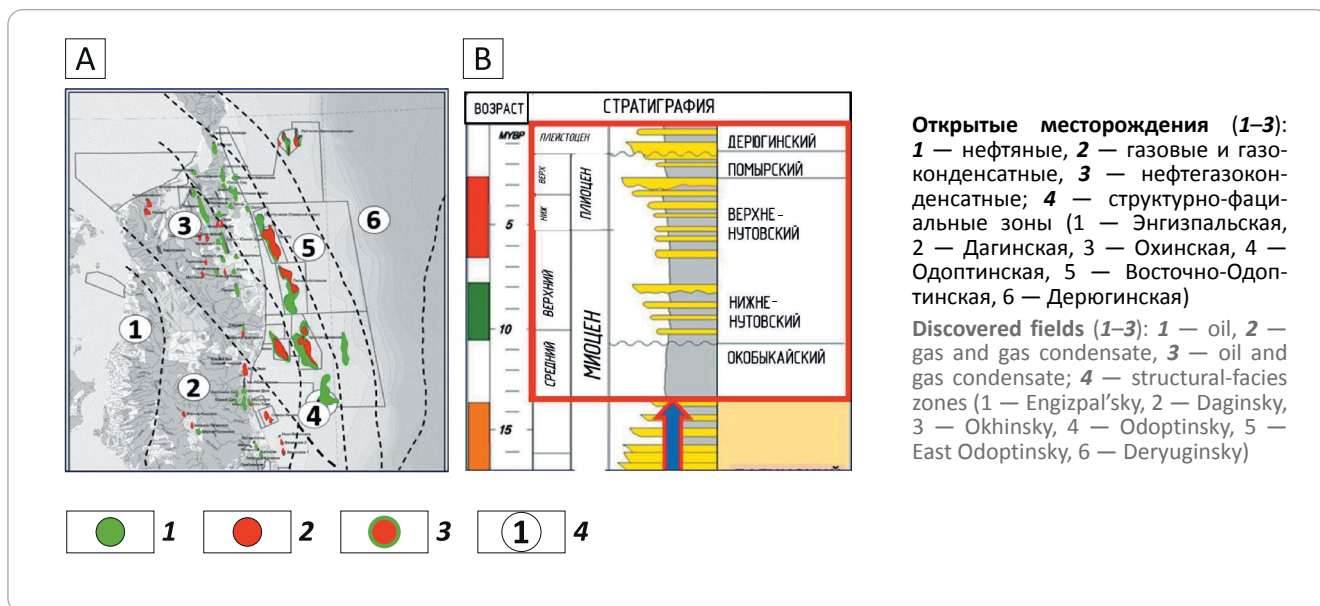


Рис. 10. Схема распределения структурно-фациальных зон и отложений Северо-Сахалинского НГБ

Fig. 10. Scheme of structural-facies zone location and respective interval of stratigraphic column, North Sakhalin Petroleum Basin



турно-фациальных зон: 1) Энгизпальская; 2) Дагинская; 3) Охинская; 4) Одоптинская; 5) Восточно-Одоптинская; 6) Дерюгинская (рис. 10).

Основные объекты разработки месторождений суши и моря Северо-Сахалинского НГБ расположены в нижненутовском подгоризонте нутовской свиты (рис. 11).

Геолого-геофизические данные, результаты испытания скважин и показатели текущей добычи УВ из залежей раннемиоценовых отложений нижненутовского подгоризонта указывают на то, что в первых четырех зонах верхненутовский подгоризонт не развит и характеризуется малыми мощностями и глинизацией коллекторов (рис. 12).

Накопление осадочного материала верхненутовского подгоризонта происходило в структурно-фациальной зоне 5 (рис. 13), что указывает на проградацию дельт палеорек в связи с регрессией моря. Бурение и испытания поисково-оценочной скважины Баутинской структурной ловушки и последующее открытие месторождения Тритон подтвердили развитие отложений данного подгоризонта и нефтегазоносность этажа.

В то же время малые мощности и общая глинизация коллекторов нижненутовского подгоризонта в зоне 5 подтверждают слабую проградацию осадочного материала в глубь бассейна, где она сдерживается офиолитовой грядой. Таким образом, раз-

**Рис. 11.** Фациальная карта нижненутовского подгоризонта

Fig. 11. Facies map of Nizhnenutovsky sub-horizon

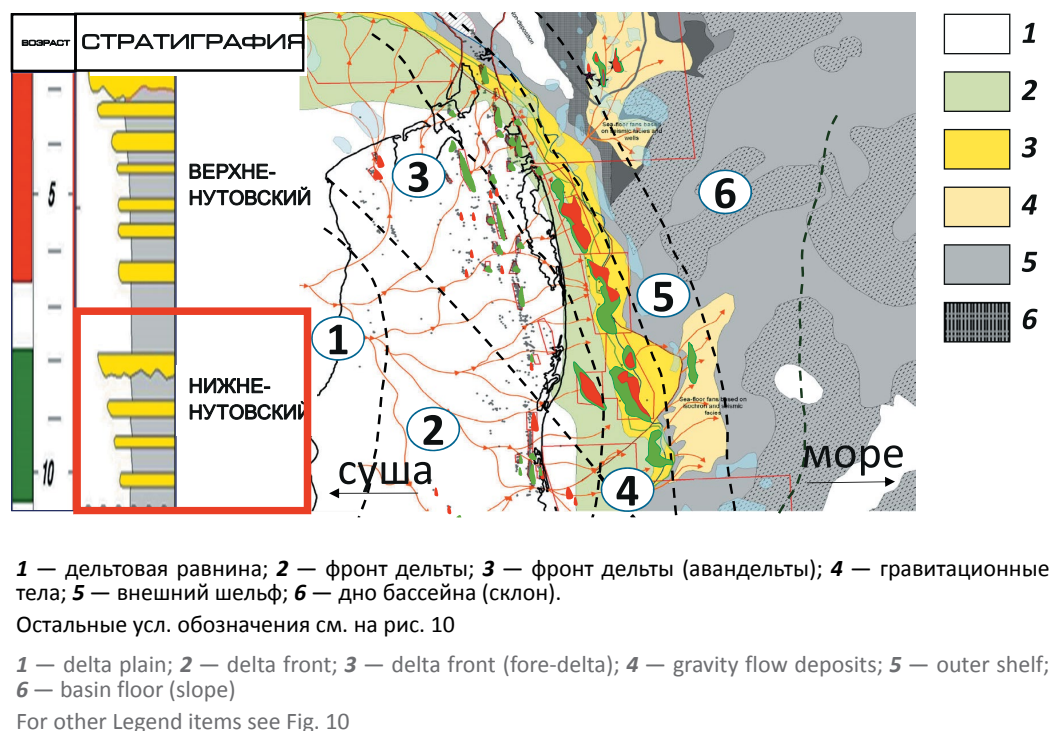
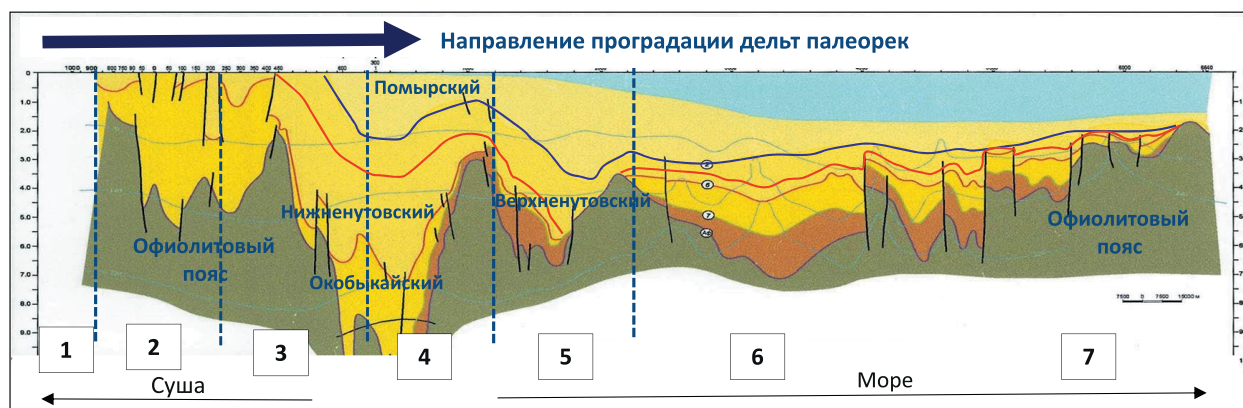
**Рис. 12.** Концептуальный геологический разрез развития нижненутовского и верхненутовского подгоризонтов нутовской свиты Северо-Сахалинского НГБ (по материалам Грецкой Е.В. и др.) [10]

Fig. 12. Geological cross-section of the concept of the development of Nizhnenutovsky and Verkhnenutovsky sub-horizons (according to Gretskaya E.V., et al.) [10]



вите нижненутовского подгоризонта приурочено к более западным структурно-фациальным зонам с основным накоплением в зонах 3 и 4.

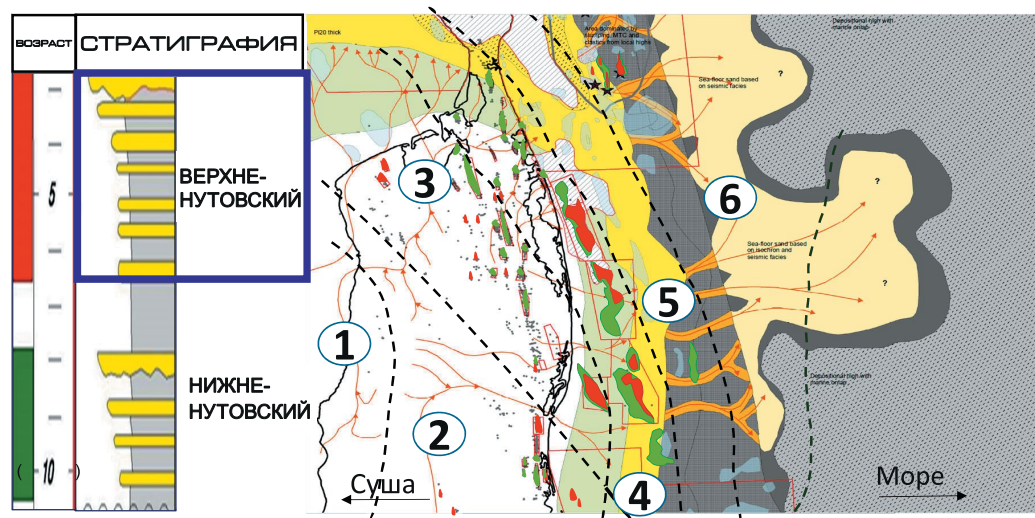
Цикличность открытий месторождений как результат последовательного опискования структурно-фациальных зон НГБ. Результаты ретроспективного анализа кривой прироста РБ по Северо-Сахалинскому НГБ

Последовательное открытие месторождений на суше и возможность проведения поисково-оце-

ночных работ на море сформировали накопленную кривую прироста РБ с явно выраженной цикличностью (рис. 14), которая обосновывается в том числе геологическими факторами.

Следует отметить, что циклы прироста РБ связаны здесь не только с разными по времени экономико-технологическими этапами (технологический рост), указывающими, например, на появившуюся возможность проведения поисково-оценочных работ на море или повышение разрешающей способности сейсморазведки, но и четко сопоставляются с результатами региональных исследований по

Рис. 13. Фациальная карта верхненутовского подгоризонта
Fig. 13. Facies map of Verkhnenutovsky sub-horizon



Усл. обозначения см. на рис. 10, 11
For other Legend items see Fig. 10, 11

Рис. 14. Кривая прироста ресурсной базы Северо-Сахалинского НГБ
Fig. 14. Resource accumulation curve, North Sakhalin Petroleum Basin



выделению структурно-фациальных зон континентальной и шельфовой окраин Северо-Сахалинского НГБ (лучшие зоны разбуривают первыми).

Концептуальная структурно-фациальная модель предсказывает, что идеальная кривая прироста РБ для оценки оставшегося потенциала УВ в Северо-Сахалинском НГБ должна фактически иметь

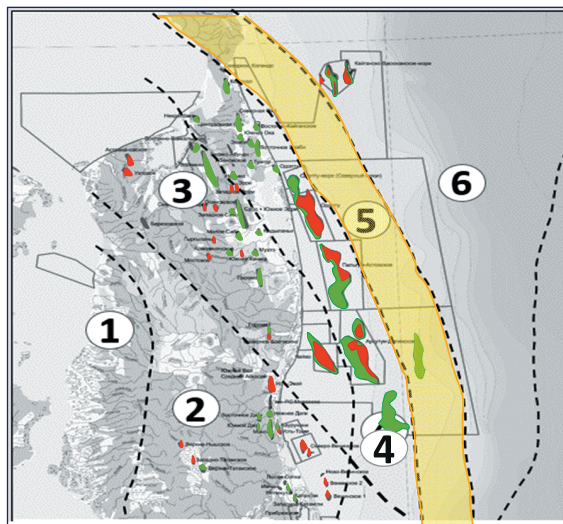
четыре или потенциально пять парных восходящих звеньев (циклов) и последующее плато.

Ретроспективный анализ кривой прироста РБ Северо-Сахалинского НГБ позволяет выявить некоторую закономерность в отношении последовательности открытия запасов. На текущий период времени наблюдается накопленный трехступен-



Рис. 15. Схема границ структурно-фациальных зон Северо-Сахалинского НГБ. Потенциал, связанный с открытием месторождений в Восточно-Одоптинской структурно-фациальной зоной 5

Fig. 15. Scheme of structural-facies zone location in North Sakhalin Petroleum Basin. Petroleum potential associated with field discovery in the East Odoptinsky structural-facies zone No. 5



Усл. обозначения см. на рис. 10

For other Legend items see Fig. 10

чатый рост РБ, включающий этап небольших открытий месторождений УВ на суше и два резко повышающихся цикла открытий месторождений на море с последующим выполаживанием отрезков кривой, в частности (см. рис. 14):

- начало продолжительного цикла 1 связано с открытиями месторождений на суше в Охинской структурно-фациальной зоне;

- начало цикла 2а связано с технологическим ростом – возможностью вести поиски в море и открытием первых крупных месторождений в Одоптинской структурно-фациальной зоне;

- начало цикла 2б связано с дополнительным открытием крупных месторождений в Одоптинской структурно-фациальной зоне.

Началом цикла 3 стало открытие месторождения Тритон в Восточно-Одоптинской структурно-фациальной зоне. Как видно на рис. 14, окончания данного цикла еще не произошло в связи с отсутствием выхода кривой на очевидную асимптоту и существует вероятность наращивания ресурсной базы, связанная именно с этим циклом. Основной потенциал открытий новых месторождений УВ в Северо-Сахалинском НГБ связан с Восточно-Одоптинской структурно-фациальной зоной (рис. 15).

Следует отметить, что на основе результатов интерпретации региональных 2D и локальных 3D-данных сейсморазведки в данной структурно-фациальной зоне выявлены структурные ло-

вушки и подготовлено геологическое обоснование прогноза потенциальной РБ, которая пока не опоискована бурением. Сравнительный анализ объемов детерминистического прогноза на основе моделирования и выявленного вероятностного диапазона объемов с помощью накопленной кривой РБ показал высокую сходимость между собой. Таким образом, можно сделать вывод, что методом ретроспективного анализа исторического тренда достаточно обоснованно можно предсказывать дальнейшую историю освоения региона.

Закключение

Метод анализа кривой прироста РБ является полезным инструментом прогнозирования потенциала в «зрелых» бассейнах во всем мире, особенно в относительно простых традиционных коллекторах.

Ретроспективный анализ кривой прироста РБ применим к любому зрелому бассейну или бассейнам, находящимся на переходной стадии от «незрелого» к «зрелому», и может отражать изменения, внесенные новыми открытиями, экономико-технологическими прорывами или нормативно-правовыми документами.

В качестве статистического метода наиболее важным требованием является наличие полных исторических данных об открытиях анализируемого бассейна.

Совместный анализ развития открытий месторождений с точки зрения их последовательности и исследования структурно-фациального зонирова-

ния является одним из способов переоценки бассейнов и/или структурно-фациальных зон и установления того, являются ли они: 1) действительно «зрелыми» с точки зрения охвата поисково-оценочными работами и есть ли значимые перспективы и/или 2) содержат неисследованные или недостаточно изученные области, на основе понимания которых можно принять решение на вход в проект до-

изучения региона с учетом возможного диапазона потенциала оставшейся РБ.

Согласно прогнозу на основе ретроспективного анализа накопленной РБ Северо-Сахалинского НГБ, существует достаточный потенциал как для увеличения минерально-сырьевой базы страны, так и для нового витка развития Дальневосточного региона.

Литература

1. Попов А.А., Глуценко Д.В. и др. Использование вероятностных подходов в моделировании геологоразведочных работ на морских месторождениях // Газовая промышленность. – 2023. – № 2. – С. 24–27.
2. Brown P.J., Rose P.R., 2002, Plays and concessions — a straightforward method for assessing volumes, values, and chance [Электронный ресурс] // Search and Discovery. – 2002. – Режим доступа: <http://www.searchanddiscovery.com/documents/brown/index.html> (дата обращения 02.12.2024).
3. Drew L.J., Schuenemeyer J.H. The evolution and use of discovery process models at the US Geological Survey // AAPG Bulletin. – 1993. – Т. 77. – № 3. – С. 467–478.
4. Divi R.S. Probabilistic methods in petroleum resource assessment, with some examples using data from the Arabian region // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2004. – Т. 42. – № 2–4. – С. 95–106.
5. Ahlbrandt T.S., Klett T.R. Comparison of Methods Used to Estimate Conventional Undiscovered Petroleum Resources: World Examples // Natural Resources Research. – 2005. – Т. 14. – № 3. – С. 187–210.
6. Johannessen E.P., Mjos R., Renshaw D., Dalland A., Jacobsen T. Northern limit of the «Brent Delta» at the Tampen Spur — A sequence stratigraphic approach for sandstone prediction // Sequence Stratigraphy on the Northwest European Margin. — Amsterdam : Elsevier. – 1995. – С. 213–256.
7. Berge G. Discoveries on the Norwegian continental shelf // Norwegian Petroleum Directorate. – 1997. – 32 с.
8. Meisner J., Demirmen F. The creaming method: a procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces // Journal of the Royal Statistical Society. – 1981. – Т. 144. – № 1. – С. 1–31.
9. Campbell C.J., Laherrere J.H. The End of Cheap Oil // Scientific American. – 1998. – Т. 278. – № 3. – С. 60.
10. Жаров А.Э. Митрофанова Л.И., Тузов В.П. Стратиграфия кайнозойских отложений Северного Сахалина // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2013. – Т. 21. – № 5. – С. 72–93.
11. Грецькая Е.В., Петровская Н.А., Рыбак-Франко Ю.В., Митрофанова Л.И. и др. Геологическое строение и углеводородный потенциал шельфа Дальнего Востока России. Т. 1. – 2021. – 230 с.
12. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М. : Научный мир, 2020. – 276 с.

References

1. Popov A.A., Glushchenko D.V. et al. Ispol'zovanie veroyatnostnykh podkhodov v modelirovanii geologorazvedochnykh rabot na morskikh mestorozhdeniyakh [The use of probabilistic approaches in modeling exploration activities in offshore fields]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2023;(2):24–27. In Russ.
2. Brown P.J., Rose P.R., 2002, Plays and concessions — a straightforward method for assessing volumes, values, and chance. Search and Discovery. 2002. Available at: <http://www.searchanddiscovery.com/documents/brown/index.html> (accessed 02.12.2024).
3. Drew L.J., Schuenemeyer J.H. The evolution and use of discovery process models at the US Geological Survey. *AAPG Bulletin*. 1993;77(3):467–478.
4. Divi R.S. Probabilistic methods in petroleum resource assessment, with some examples using data from the Arabian region. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004;42(2–4):95–106.
5. Ahlbrandt T.S., Klett T.R. Comparison of Methods Used to Estimate Conventional Undiscovered Petroleum Resources: World Examples. *Natural Resources Research*. 2005;14(3):187–210.
6. Johannessen E.P., Mjos R., Renshaw D., Dalland A., Jacobsen T. Northern limit of the «Brent Delta» at the Tampen Spur — A sequence stratigraphic approach for sandstone prediction. *Sequence Stratigraphy on the Northwest European Margin*. Amsterdam : Elsevier; 1995. pp. 213–256.
7. Berge G. Discoveries on the Norwegian continental shelf. Norwegian Petroleum Directorate. 1997. 32 p.
8. Meisner J., Demirmen F. The creaming method: a procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces. *Journal of the Royal Statistical Society*. 1981;144(1):1–31.
9. Campbell C.J., Laherrere J.H. The End of Cheap Oil. *Scientific American*. 1998;278(3):60.
10. Zharov A.E., Mitrofanova L.I., Tuzov V.P. Stratigrafiya kainozoiskikh otlozhenii Severnogo Sakhalina [Stratigraphy of Cenozoic deposits of Northern Sakhalin]. *Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya*. 2013;21(5):72–93. In Russ.
11. Gretskeya E.V., Petrovskaya N.A., Rybak-Franko Yu.V., Mitrofanova L.I. et al. Geologicheskoe stroenie i uglevodorodnyi potentsial shel'fa Dal'nego Vostoka Rossii [Geological structure and hydrocarbon potential of the Russian Far East shelf]. V. 1. 2021. 230 p. In Russ.
12. Kharakhinov V.V. Neftgazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona [Oil and gas geology of the Sakhalin region]. Moscow: Nauchnyi mir, 2020. 276 p. In Russ.

Информация об авторах**Попов Алексей Александрович**

Главный специалист по геологии

ООО «Сахалинская Энергия»,

693020 Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, д. 35

e-mail: alexey.popov@sakhalin2.ru

ORCID ID: 0009-0001-9438-8274

Хафизов Сергей Фаизович

Доктор геолого-минералогических наук,

профессор, заведующий кафедрой

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,

119991 Москва, Ленинский пр-кт, д. 65

e-mail: khafizov@gubkin.ru

ORCID ID: 0000-0003-1426-7649

Scopus ID: 55945999800

AuthorID: 922326

Information about authors**Alexey A. Popov**

Production Geology Discipline Head, Principal geologist

LLC «Sakhalin Energy»,

35, ul. Dzerzhinskogo, Yuzhno-Sakhalinsk, 693020, Russia

e-mail: alexey.popov@sakhalin2.ru

ORCID ID: 0009-0001-9438-8274

Sergei Ph. Khafizov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,

Head of Department

Gubkin Russian State University of Oil and Gas

65, Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russia

e-mail: khafizov@gubkin.ru

ORCID ID: 0000-0003-1426-7649

Scopus ID: 55945999800

AuthorID: 922326