

**Методы оценки ресурсного потенциала
нефтегазогеологических объектов**

ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

Оценка прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата включает в себя два взаимосвязанных этапа — качественную и количественную оценки.

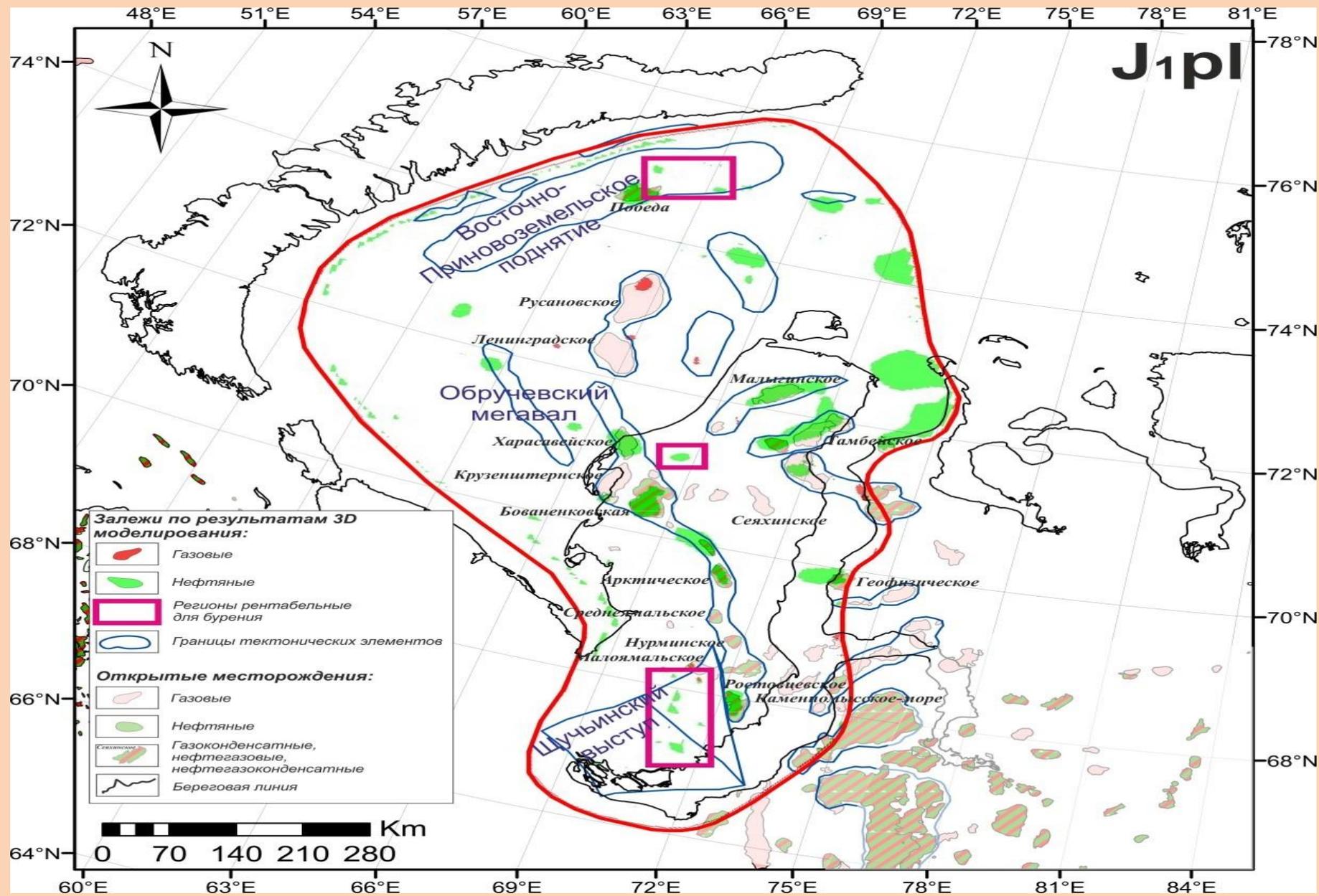
В зависимости от того, насколько тщательно выполнена качественная оценка, определяется достоверность полученных результатов количественной оценки.

Рассмотрим эти этапы в соответствии с Методическими указаниями.

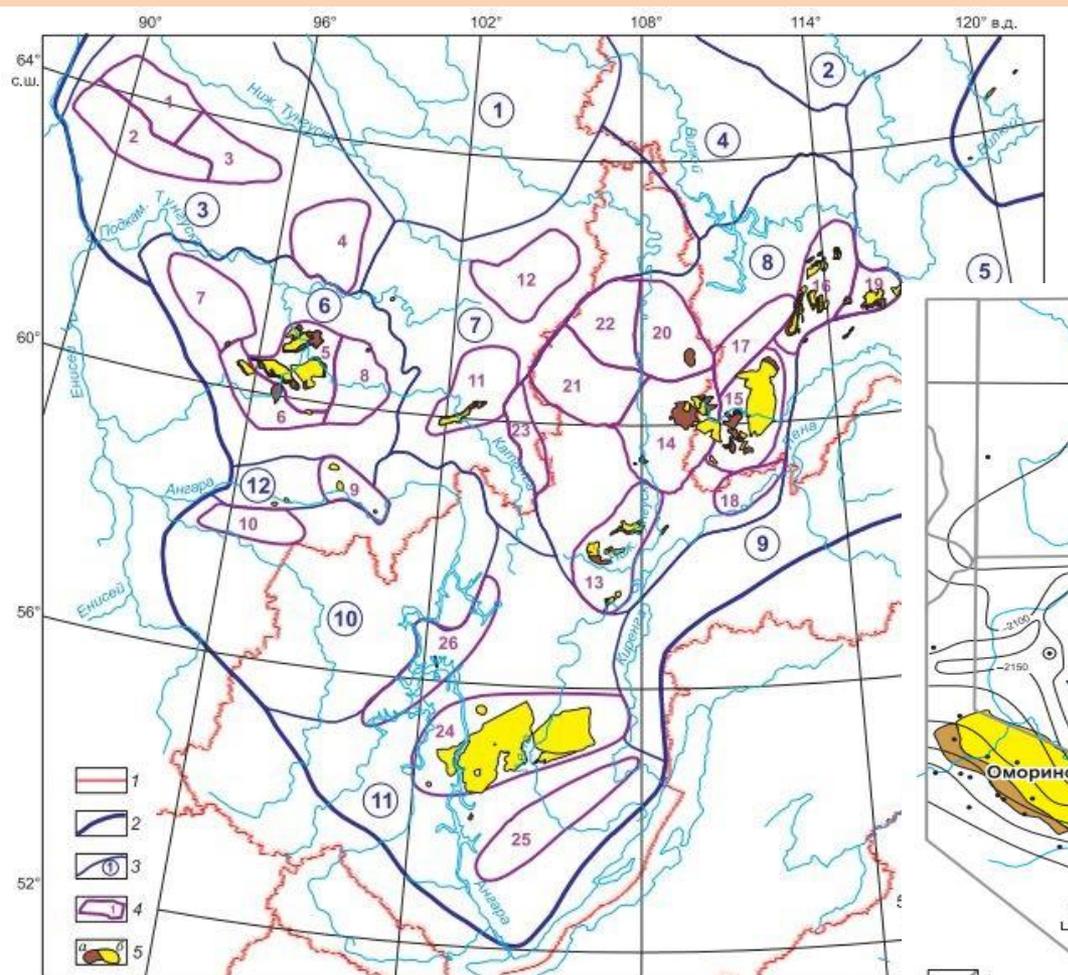
ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Цель качественной оценки перспектив нефтегазоносности — дифференциация исследуемых территорий по степени их перспективности и выделение объектов прогнозной оценки на основе выявления и изучения пространственного изменения геологических критериев, благоприятных для генерации и аккумуляции углеводородов, и нефтегазогеологического районирования этих территорий

Качественная оценка перспектив нефтегазоносности



Зоны нефтегазонакопления



Карта зон нефтегазонакопления в южной части Лено-Тунгусской провинции

1—3 — границы: 1 — административные, 2 — Лено-Тунгусской провинции, 3 — нефтегазоносных областей; зонакопления; 5 — месторождения: нефтяные (а), газовые (б). Цифры в кружках — нефтегазоносные области: 1 — Моктагонская, 2 — Тыньпеская, 3 — Чункинская, 4 — Юрубчено-Тохомская, 5 — Оморинская, 6 — Вайвидинская, 7 — Тайминская, 8 — Агагучанская, 9 — Собинская, 10 — Илимпейская, 11 — Ярактинская, 12 — Верхнечонская, 13 — Талакано-Чаятубинская, 14 — Гиллякинская, 15 — Чайкинская, 16 — Вилючанская, 17 — Ербогаченская, 18 — Тетейская, 19 — Тэтэринская, 20 — Ангаро-Ковыктинская, 21 — Верхленско-Кудинская, 22 — Братская.

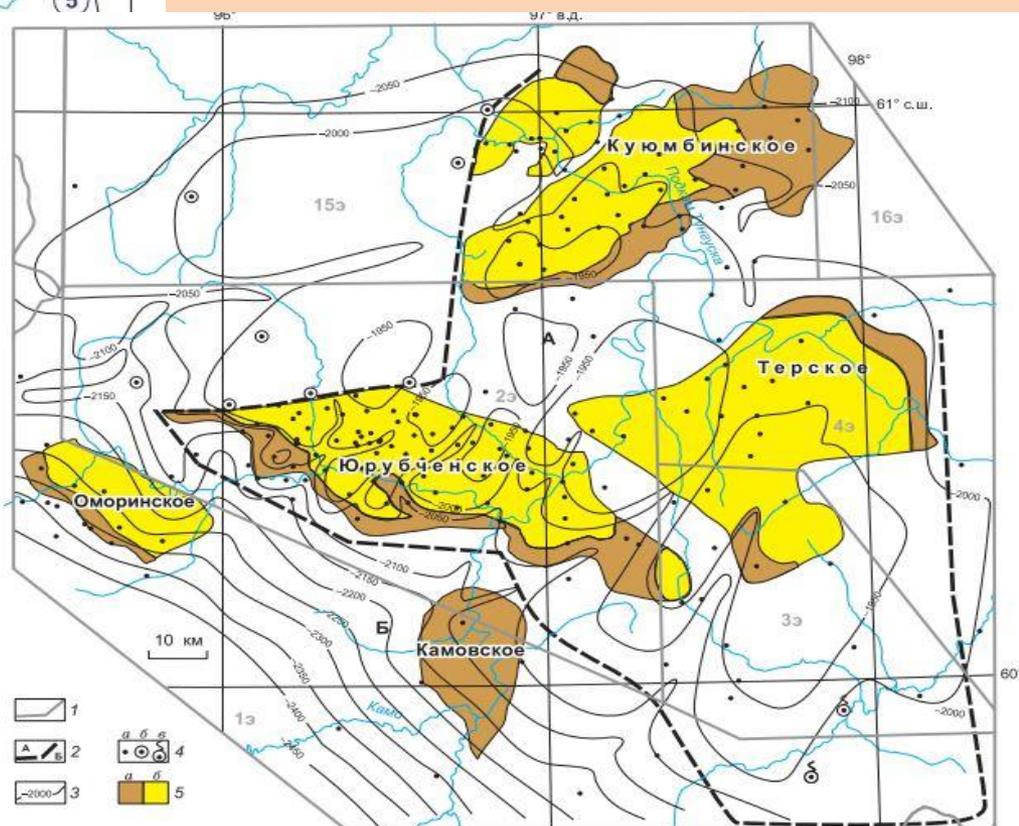


Рис. 2. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления.

1, 2 — границы: 1 — лицензионных участков, 2 — зон нефтегазонакопления: А — Юрубчено-Тохомская, Б — Оморинская; 3 — изогипсы подошвы венда (м); 4 — скважины (а), вскрывшие граниты фундамента (б), с притоками нефти и газа (в); 5 — месторождения: нефтяные (а), газовые (б). Лицензионные участки: 13 — Оморинский, 23 — Юрубченский, 33, 43 — Терско-Камовский (южная и северо-восточная части соответственно), 153 — Куюмбинский, 163 — Кординский.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В процессе качественной оценки в результате всестороннего изучения и анализа фактических данных по геолого-геофизической, тектонической, геохимической и гидрогеологической характеристике территорий определяются основные черты и этапы их геотектонического развития.

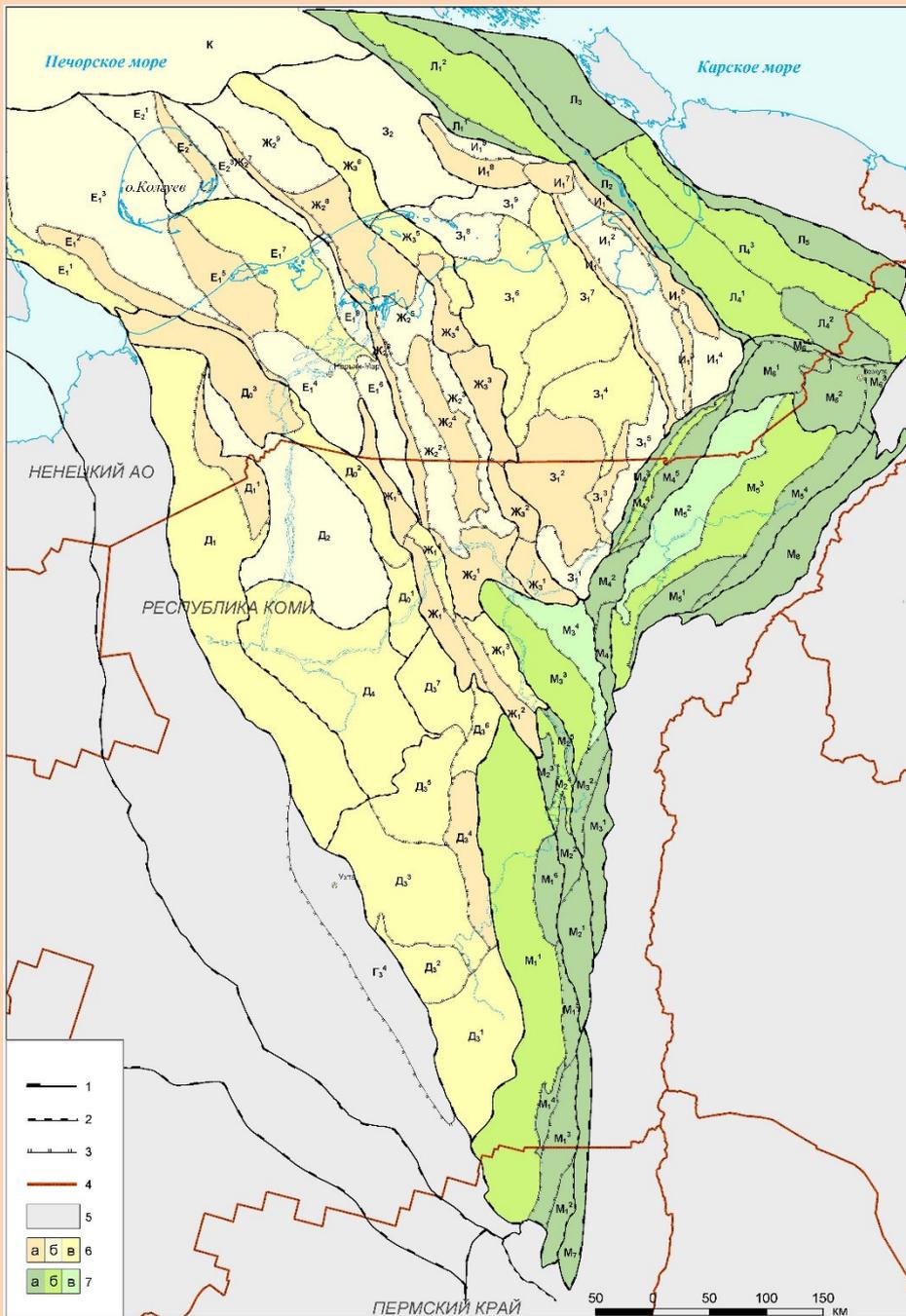
ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Исходя из закономерностей размещения в каждом комплексе выявленных залежей нефти и газа, а также из выявленных нефте-газопроявлений и данных геохимических исследований развития определенных типов геохимических фаций распространения захороненного исходного дисперсного ОВ (гумусового сапропелевого и смешанного типов) и оценки его характера и степени метаморфизма, устанавливается наличие в разрезе нефтепроизводящих толщ.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

На следующем этапе качественной оценки изучается пространственное изменение каждого критерия нефтегазоносности путем составления соответствующих карт: тектонических, структурных, литолого-фациальных, гидрогеологических, геохимических и др. Совмещением этих карт получают комплексную карту критериев нефтегазоносности, являющуюся основой для нефтегазогеологического районирования территорий, выделения оценочных объектов прогнозирования и перспективных зон нефтегазонакопления.

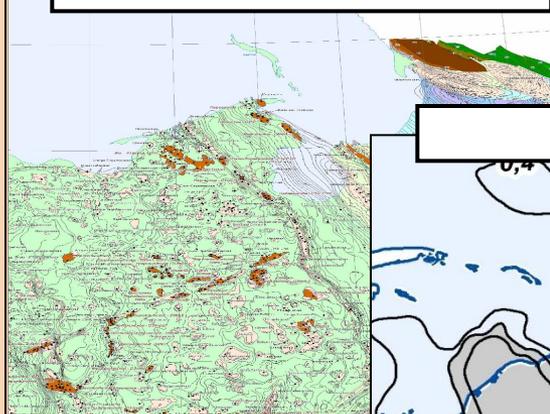
Схема тектонического районирования Тимано-Печорской провинции, включая акваториальную часть (Печороморский шельф)



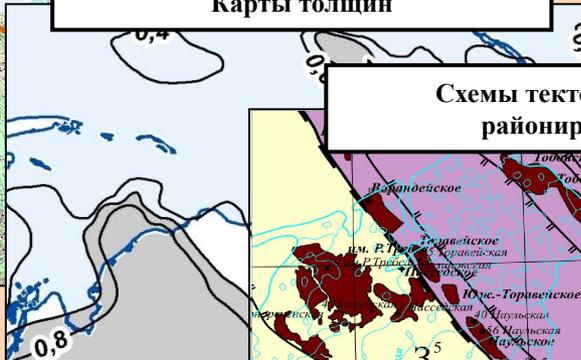
- 1 - надпорядковые;
- 2 - первого порядка;
- 3 - второго порядка;
- 4 - граница субъектов РФ;
- 5 - орогены;
- 6 - структуры Печорской плиты:
 - а* - положительного знака,
 - б* - отрицательного знака,
 - в* - нейтральные;
- 7 - структуры мегапрогибов:
 - а* - положительного знака,
 - б* - отрицательного знака,
 - в* - нейтральные

Набор карт для качественной оценки перспектив нефтегазоносности

Структурные карты



Карты толщин



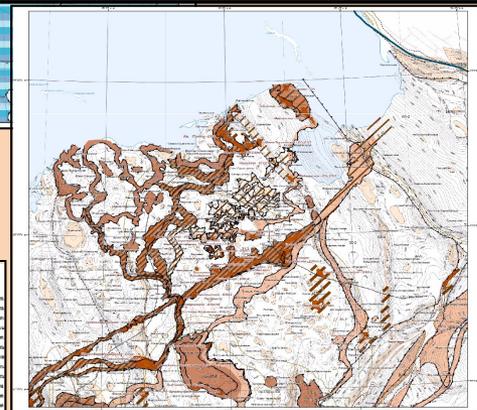
Схемы тектонического районирования



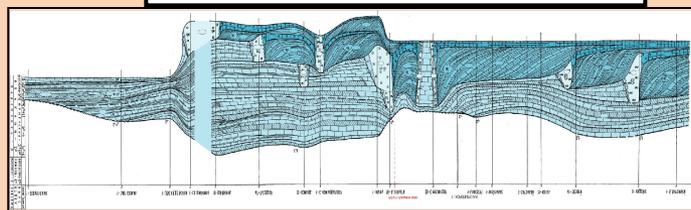
Литолого-палеогеографические карты



Карты природных резервуаров



Региональный литолого-фациальный палеопрофиль



Результаты качественной оценки нефтегазоносности

В процессе дифференциации территорий на региональном этапе изучения выделяются районы:

- заведомо бесперспективные (объект прогнозирования в осадочных отложениях отсутствует);
- бесперспективные (объект прогнозирования лишен коллекторов или покрышек, либо находится в зоне гипергенеза или в других неблагоприятных условиях);
- перспективные на нефть (нефтеносные), на газ (газоносные) и на нефть и газ (нефтегазоносные).

По каждому объекту прогнозирования составляется карта перспектив нефтегазоносности.

Общие геологические ресурсы

Для сравнения нефтегазоносности различных регионов пользуются интегральными оценками, включающими количественные показатели, состоящие из накопленной добычи, запасов и ресурсов всех категорий.

Первым название таким оценкам еще в 1932 г. дал И. М. Губкин, объединив все слагаемые термином **«общие геологические запасы»**.

Несмотря на то что это название очень метко отражало суть дела, оно не получило широкого распространения поскольку практика количественного прогнозирования нефтегазоносности регионов в те годы была

Общие геологические ресурсы

В конце 50-х—начале 60-х годов, в СССР были широко развернуты работы по количественной оценке перспектив нефтегазоносности, чему способствовало открытие ряда новых нефтегазоносных провинций страны.

В геологический лексикон вошло новое понятие — **«потенциальные ресурсы»**, в которое вкладывался тот же смысл, что и в понятие «общие геологические ресурсы».

Суммарные начальные ресурсы

В 1983 г. в практику работ по прогнозированию нефтегазоносности вместо понятия «потенциальные ресурсы» введено понятие **«суммарные ресурсы» нефти, газа и конденсата.**

Суммарные ресурсы (также как и запасы) могут быть начальными и текущими.

Под начальными суммарными ресурсами региона понимается сумма разведанных запасов (категорий А В С1) и предварительно оцененных запасов (категории С2) на месторождениях до начала их разработки, а также перспективных (категории D₀) и прогнозных ресурсов (категорий Д1 и Д2), подсчитанных и оцененных в пределах региона на дату оценки или уточнения прогнозных ресурсов.

Суммарные начальные ресурсы

Текущие суммарные ресурсы меньше начальных на величину накопленной добычи на разрабатываемых месторождениях региона к моменту оценки прогнозных ресурсов.

Среди суммарных ресурсов нефти, газа и конденсата целесообразно выделять ресурсы, которые могут быть извлечены из недр.

Таким ресурсам соответствует понятие **суммарные извлекаемые ресурсы**.

При этом под начальными суммарными ресурсами понимаются суммарные геологические ресурсы.

Прогнозные ресурсы нефти и газа

Таким образом, под прогнозными ресурсами понимается та часть нефтегазового потенциала, которая не разведана в скважинах и, соответственно, не подтверждена их опробованием.

С точки зрения геологического смысла они являются разницей между начальным суммарным потенциалом региона и его уже разведанной (изученной бурением) и предварительно оцененной частями.

Прогнозные ресурсы нефти и газа

В этом кроется определенный парадокс.

Т.е. с одной стороны чем больше изучен нефтегазовый потенциал региона, тем меньше остается в нем прогнозных ресурсов.

Но, если не подтверждаются разведанные ранее запасы нефти и газа, то неподтвержденная их часть увеличивает прогнозные ресурсы.

Т.о. если после не подтверждения запасов если не проводить корректировку (количественную оценку начальных суммарных ресурсов) и, соответственно, не понижать общий потенциал региона, это приведет к завышению прогнозных ресурсов.

Прогнозные ресурсы нефти и газа

Соотношение разведанной и неразведанной частей нефтегазового потенциала региона определяет такой показатель как разведанность начальных суммарных ресурсов (НСР).

Разведанность определяется как отношение разведанной части потенциала (добыча+запасы категории АВ1С1 и В2С2)/НСР.

Обычно говорят отдельно о разведанности НСР нефти и разведанности НСР газа.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

Прогнозные ресурсы оцениваются как в локальных объектах (ловушках), так и в нелокализованной (там где отсутствуют уже известные ловушки) части участков.

В локальных ловушках оценка прогнозных ресурсов проводится как в подготовленных к глубокому бурению, так и в выявленных сейсморазведкой объектах.

Ловушка, подготовленная к глубокому бурению, должна быть изучена с детальностью, позволяющей составить структурные карты каждого оцениваемого нефтегазоносного или нефтегазопер-спективного комплекса (горизонта).

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

Оцениваемые ловушки, выявленные сейсморазведкой, чаще всего, пересечены только отдельными профилями, т.е. еще до проведения оценки параметры самой ловушки требуют критического отношения.

Прогнозные ресурсы ловушки, в целом, определяются суммой ресурсов по всем оцениваемым горизонтам разреза с учетом коэффициента достоверности, подсчитанного по каждому горизонту.

Горизонты оценки локальных ловушек выбираются по аналогии с горизонтами в которых выявлены залежи нефти и газа в пределах единого нефтегазоносного района (области).

Методы оценки ресурсов нефти и газа на территориях нефтегазоносных провинций

Для оценки ресурсов нефти и газа на территориях нефтегазоносных провинций используются несколько методов применяемых на разных этапах изученности.

Все они, так или иначе, базируются на принципе сравнения неизученных частей регионов с изученными, т.е. на принципе аналогий.

Основными методами являются - **объемно-генетический, объемно-статистический и метод геологических аналогий.**

Объемно-генетический

метод

(ОГМ)

Метод заключается в выявлении нефтегазоматеринских толщ, изучении истории их развития (состав ОВ, степень метаморфизма, термическая история и др.), в определении наиболее оптимальных для нефтегазогенерации областей (очаги нефтегазогенерации), оценка путевых потерь от очагов генерации к зонам нефтегазонакопления (рассеивание, восстановление форм железа и серы и др.), и главное – в оценке возможных генерированных количеств нефти и газа в том или ином очаге (коэффициент эмиграции) и количеств их в зонах аккумуляции (коэффициент аккумуляции).

Наиболее распространенный в нефтегазовых компаниях так называемый бассейновый анализ, по существу является модификацией объемно-генетического метода.

Он базируется на алгоритмах количественных балансовых моделей, разработанных для нефте- и газообразования и кинетических моделях, позволяющих оценить периоды активации главных зон генерации для разных углеводородных компонентов.

При этом в объемно-генетическом методе применяются теоретически и экспериментально подтверждаемые функциональные зависимости, базирующиеся на физических и химических процессах преобразования органического вещества под воздействием температур и давлений (для этапов до генерации, собственно генерации и начала эмиграции из пласта), так и принимаемые без теоретического обоснования (на базе подбора и сравнения оценок) показатели характеризующие собственно миграцию, аккумуляцию и сохранность УВ

Так, по мнению некоторых авторов (В.В. Семенович и др.) «Методических указаний по количественной оценке ресурсов ... , 1983» определение коэффициента эмиграции, особенно для газа и коэффициента аккумуляции для газа и нефти (определяющие искомые прогнозные ресурсы) превращает названный метод в нечто неопределенное.

Еще большую неопределенность представляет собой оценка возможности сохранности аккумулярованных УВ.

ОГМ, по сути, определяет верхний предел начальных суммарных ресурсов;

значительные амплитуды колебаний абсолютных значений подсчетных коэффициентов генерации, эмиграции и аккумуляции приводят к большой условности результатов этого метода и, по сути, к невозможности выделения наиболее перспективных зональных объектов

Объемно-генетический метод (ОГМ)

Поэтому ОГМ, особенно для газа, по сути, представляет собой качественный метод и характеризует бассейн скорее по принципу «много-мало» или «больше-меньше».

Однако, некоторые существующие балансовые оценки ресурсов нефти и газа, установленные в малоизученных регионах ОПБ России (например, Лено-Тунгусская НГП - Сибирская платформа, НГБ Дальнего Востока) получены целиком на основе рассматриваемого метода.

Объемно-статистический метод (ОСМ)

Метод заключается в количественном сравнении плотностей ресурсов (объемных и площадных) хорошо изученных территорий с той или иной малоизученной территорией. Основоположник метода – М.Ф. Двали (1964) вначале сравнивал все хорошо изученные платформы (без разделения на молодые и древние) с любыми неизученными платформами, равно как и складчатые и прискладчатые области с таковыми же малоизученными.

Объемно-статистический метод (ОСМ)

В дальнейшем появилась возможность более детальных сравнений – на уровне отдельных тектонотипов (В.С. Лазарев, 1989, В.В. Забалуев, 1992 и др. - ВНИГРИ) – молодые и древние платформы, краевые и предгорные прогибы, области эпиплатформенных орогенов, области интенсивного траппового магматизма, периокеанические территории и другие объекты нефтегазообразования, накопления и сохранности УВ.

Объемно-статистический метод (ОСМ)

Часть исследователей (М.Ш. Моделевский, А. Э. Конторович и др.- СНИИГГиМС) считали, что основным показателем при таких сравнениях должен быть объем осадочных пород, независимо от возраста и тектонотипа и условий сохранности сравниваемых территорий.

Такой подход обуславливает сильный разброс получаемых оценок.

Объемно-статистический метод (ОСМ)

Видный нефтяной геолог США Х.Д. Хедберг (1978) в статье «Ошибочность использования объемов осадочного чехла для оценок нефтегазовых ресурсов» отмечал: «использование величин объема пород в сочетании лишь с величинами средних удельных запасов углеводородов, приходящихся на единицу объема, в качестве основы для оценки ресурсов нефти и газа изучаемого района является распространенным заблуждением тех, кто производит оценку и ловушкой для не

Объемно-статистический метод (ОСМ)

Дальнейшим развитием объемно-статистического метода явился предложенный В.С. Лазаревым (1989) «Метод наислабейшего звена». Он пригоден для количественной оценки плотностей ресурсов для объектов с размерностью НГО (нефтегазоносная область).

В качестве показателей применяются предельно обобщенные критерии, определяющие генерацию, миграцию и аккумуляцию углеводородов:

- тектонотип НГО;
- процент объема морских отложений, залегающих глубже 2 км;
- процент объема отложений, залегающих глубже 4 км;
- градиенты регионального уклона;
- интенсивность структуры;
- средняя мощность отложений;
- масштаб мезокайнозойских движений (для древних платформ).

Объемно-статистический метод (ОСМ)

На основании выявленных глобальных зависимостей названных показателей с плотностью ресурсов (в хорошо изученных НГО) определяются удельные плотности ресурсов для каждого показателя. Умножение каждого из них на объем пород дает значение потенциальных ресурсов УВ для оцениваемой НГО.

Объемно-статистический метод (ОСМ)

При этом за окончательную оценку принимается значение минимального показателя: «режим функционирования относительно замкнутой системы определяется наислабейшим звеном и никакое улучшение качеств других звеньев не может изменить режима данной системы; например если в изолированном бассейне достаточно благоприятны все показатели, а мощность отложений менее 2 км, то промышленной нефтегазоносности в нем ожидать не следует. Процедура количественной оценки сводится к поиску лимитирующего показателя, который и определяет величину запасов нефти и газа (Лазарев, 1989)».

Объемно-статистический метод (ОСМ)

Часть исследователей (М.Ш. Моделевский, А. Э. Конторович и др.- СНИИГГиМС) считали, что основным показателем при таких сравнениях должен быть объем осадочных пород, независимо от возраста и тектонотипа и условий сохранности сравниваемых территорий.

Такой подход обуславливает сильный разброс получаемых оценок.

Объемно-статистический метод (ОСМ)

Корректное использование ОСМ возможно только при строгом отборе

- эталонных выборок – соответствии тектонических, литологических, возрастных и других характеристик сравниваемых объектов;

Следует отметить также, что результаты даже самых корректных внешних аналогий предельно усреднены и, вряд ли они точнее объемно-генетических оценок, и соответственно их результаты также следует рассматривать по формуле «много-мало» и «больше-меньше».

Объемно-статистический метод (ОСМ)

Если оценивать место метода, в сопоставлении с изученностью НГП, то этот метод более предпочтительный чем объемно-генетический при крайне низкой изученности, но уступает ОГМ при изученности завершающей стадии региональных работ и оба метода не обеспечивают решение задач количественной оценки на более изученных чем региональный этап территориях.

Метод сравнительных геологических аналогий

Метод основан на сравнении хорошо изученных участков объединяющих несколько продуктивных и непродуктивных, но разбуренных структур – эталонных участков – с близлежащими, сходными по литологии, тектоническому положению и условиям сохранности площадями.

Сравнительный анализ



Метод сравнительных геологических аналогий

Как правило, такие аналогии наиболее достоверны в пределах отдельных НГО, обладающих относительно устойчивыми нефтегазогеологическими характеристиками на всей их площади (литология, толщины, коллекторские свойства, покрышки и др.) или надежно предсказуемыми такими характеристиками (изменения толщин и коллекторских свойств в том или ином направлении, выклинивание отдельных горизонтов, приближенность или удаленность от очагов генерации и др.).

Метод сравнительных геологических аналогий

Решающее значение при применении внутренних аналогий приобретает корректность нефтегазогеологического районирования: НГО обычно совпадают с крупнейшими структурами платформ и краевых систем – антеклизмами и синеклизмами, грядами и прогибами, что обеспечивает возможность сравнения в относительно однородных условиях нефтегазонакопления, в первую очередь, с точки зрения общности тектонических условий.

Метод сравнительных геологических аналогий

Метод сравнения геологических количественных показателей, непосредственно базируется на результатах подсчета запасов и оценки локализованных ресурсов.

Используется ограниченное число показателей (4-6).

Среди них:

- удельные плотности запасов на эталоне, которые могут быть представлены величинами на единицу площади, на единицу объема или на осредненную структуру.

Вводятся поправочные коэффициенты на следующие показатели путем сравнения их с показателями эталона;

- толщина продуктивной части разреза;
- доля пород-коллекторов;
- емкостные свойства пород;
- удельная площадь ловушек (структуроносность);
- покрышки.

Метод сравнительных геологических аналогий

На основе вышеуказанных показателей выводится сводный коэффициент аналогии, получаемый как произведение всех поправочных коэффициентов. Ресурсы оцениваемого участка определяются как произведение удельной плотности запасов на эталоне на сводный коэффициент аналогии.

Метод сравнительных геологических аналогий

Необходимо отметить, что прогноз таких показателей, как толщина продуктивной части разреза, емкостные свойства пород, качество покрышек, оценка потенциала нефтегазопроизводящей толщи в неизученных частях района не точны.

Метод сравнительных геологических аналогий

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

1. Уточнение нефтегазогеологического районирования
2. Расчленение разреза на нефтегазоносные и нефтегазоперспективные комплексы.
3. Метод применяется при расчетах по отдельным нефтегазоносным комплексам с суммированием по районам и областям на конечном этапе оценки.

Метод сравнительных геологических аналогий

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

4. Построение карт критериев нефтегазоносности:

- толщин комплексов;
- структурных карт по ОГ, близких к поверхности НГК;
- литолого-фациальных карт;
- карт прогноза коллекторов;
- карт развития покрышек;
- карт природных резервуаров;
- карт зон нефтегазонакопления;
- карт очагов нефтегазогенерации;
- карт гидрогеологических критериев нефтегазоносности;
- карт фонда локальных объектов:

Метод сравнительных геологических аналогий

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

- карт выявленных месторождений нефти и газа.
- карт геолого-геофизической изученности (сейсморазведкой и бурением);
- карт объектов, выведенных из бурения с отрицательными результатами;

5. Выделение в пределах нефтегазоносных комплексов хорошо изученных участков, где получены положительные (выявлены залежи) и отрицательные результаты ГРП (эталонных участков);

6. Расчет плотностей ресурсов, полученных на эталонных участках, являющихся результатом сложения запасов и ресурсов локальных неразбуренных структур с коэффициентами достоверности разделенных на площадь оконтуренного эталонного участка

Метод сравнительных геологических аналогий

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

7. Выделения расчетных участков, характеризующихся общностью геологического строения (чаще всего частей нефтегазоносных районов) и небольшими вариациями критериев нефтегазоносности;

8. Последовательное сравнение всех параметров на расчетных и эталонном участке в пределах рассматриваемого комплекса;

9. Получение частных коэффициентов аналогий по всем сравниваемым критериям (толщине, структуроносности, доле коллекторов, качеству покрышек, удаленности от очага генерации, наличия толщ, обеспечивающих миграцию, наличия тектонических нарушений и пр.);

10. Расчет сводного коэффициента аналогий путем произведения частных коэффициентов аналогий

Метод сравнительных геологических аналогий

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

11. Расчет плотностей ресурсов на расчетных участках, полученных путем произведения плотностей ресурсов на эталоне и сводного коэффициента аналогии
12. Расчет начальных суммарных ресурсов полученных путем произведения плотностей ресурсов на расчетном участке и площади расчетного участка.

Требования к выбору эталонных участков

Основные требования к эталонным участкам:

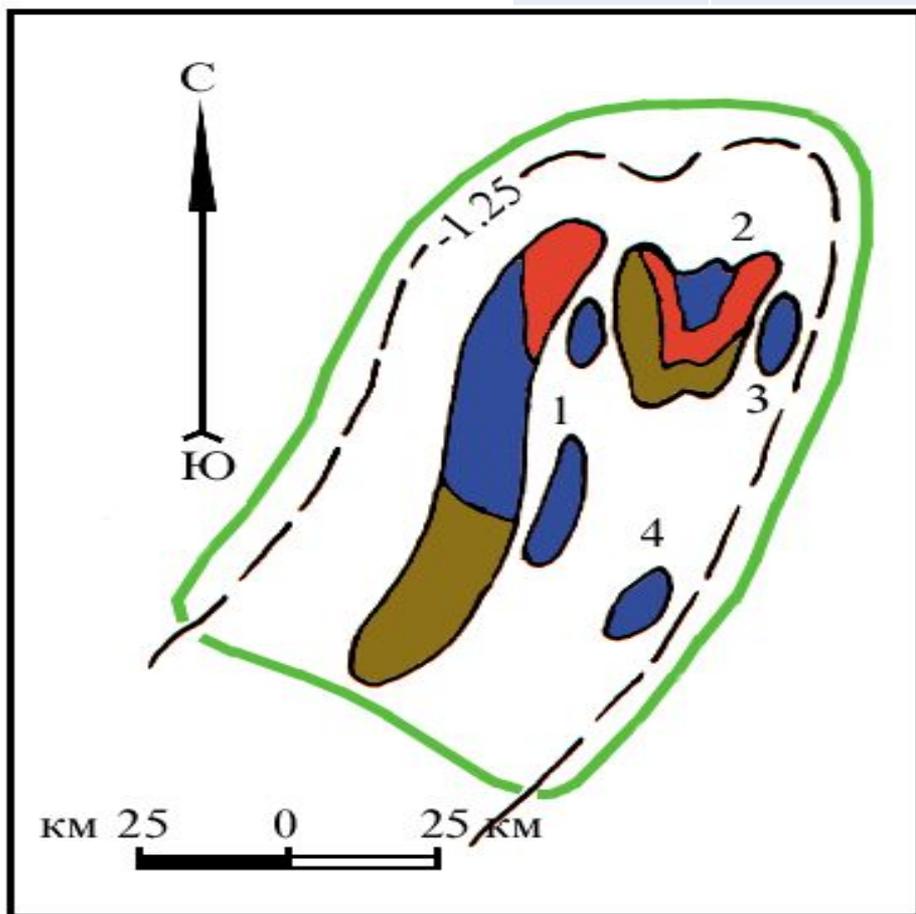
- однородность геологического строения и нефтегазоносности эталонного участка и подобие их с условиями расчетного участка;
- замкнутость в структурно-миграционном отношении;
- расположение в едином элементе тектонического районирования;
- хорошая буровая и геофизическая изученность, а совокупность включаемых в участок залежей должна отражать фактическое разнообразие их в регионе;
- наличие запасов категорий $C_1 + C_2$;
- представительность эталона и недопустимость включения в выборку месторождений с исключительными для региона по количеству и качеству запасами;

Требования к выбору эталонных участков

Плотность ресурсов на эталоне определяется путем деления суммы: накопленная добыча $A+B+C_1+C_2+D_0$ + предполагаемые неоткрытые локализованные ресурсы категории Д на площадь эталона.

Некоторые требования, предъявляемые к эталонным и расчетным участкам являются трудновыполнимыми. К ним относятся такие: площадь расчетных участков не должна превышать площадь эталона более, чем в 2 раза частные коэффициенты аналогии не должны отличаться более чем в два раза в ту или иную сторону.

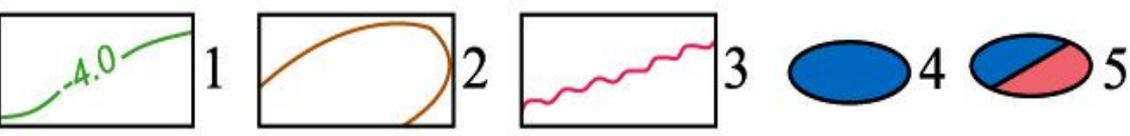
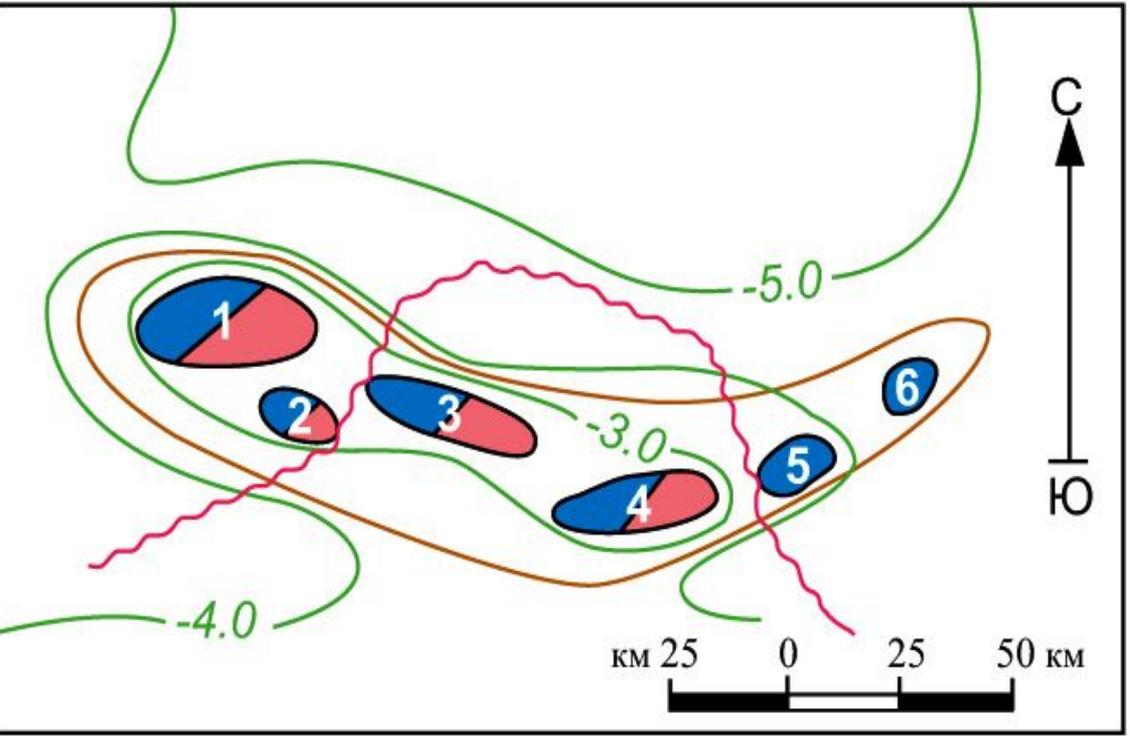
Фазовый состав флюида	C ₁ +C ₂ геол./извл. млн.т; млрд.м ³	Неоткрытые ресурсы, %	Всего геол./извл. млн.т; млрд.м ³	Доля нефти	Плотность ресурсов	
					геол. тыс. т/км ²	извлек. тыс.т/км ²
нефть (н)	377,0/74,0	10%	415,0/81,0	0,54/0,2		
газ (г)	306,0	10%	337,0			
Σн+г+г _р +конд.	692,0/385,0	10%	762,0/424,0		80,0	44,0



Пример выделения эталонного участка в *Лено-Тунгусской НГП*

Ботуобинский эталонный участок
 Месторождения: 1 – Среднеботуобинское НГК, 2 – Тас-Юряхское НГК, 3 – Бесюряхское Г, 4 – Хотого-Мурбайское Г.

Фазовый состав флюида	C ₁ +C ₂ геол/извл. млн.т; млрд.м ³	Неоткрытые ресурсы, %	Всего геол/извл. млн.т; млрд.м ³	Доля нефти	Плотность ресурсов	
					геол. тыс. т/км ²	извлеч. тыс.т/км ²
газ+конденсат	337,5/310,0	10%	370,0/340,0	-	59,0	54,0



Пример выделения эталонного участка
Хапчагайский эталонный участок

Месторождения: 1 – Средневиллюйское ГК; 2 – Толонское ГК; 3 – Мастахское ГК; 4 – Соболах-Неджелинское ГК; 5 – Бадаранское Г; 6 – Нижневиллюйское Г

Условные обозначения:
1 – изогипсы подошвы мезозоя, км; 2 – границы эталонного участка; 3 – граница выклинивания мономской покрывки (T₁); 4-5 – месторождения: 4 – газовые, 5 –

Эра умной разведки

