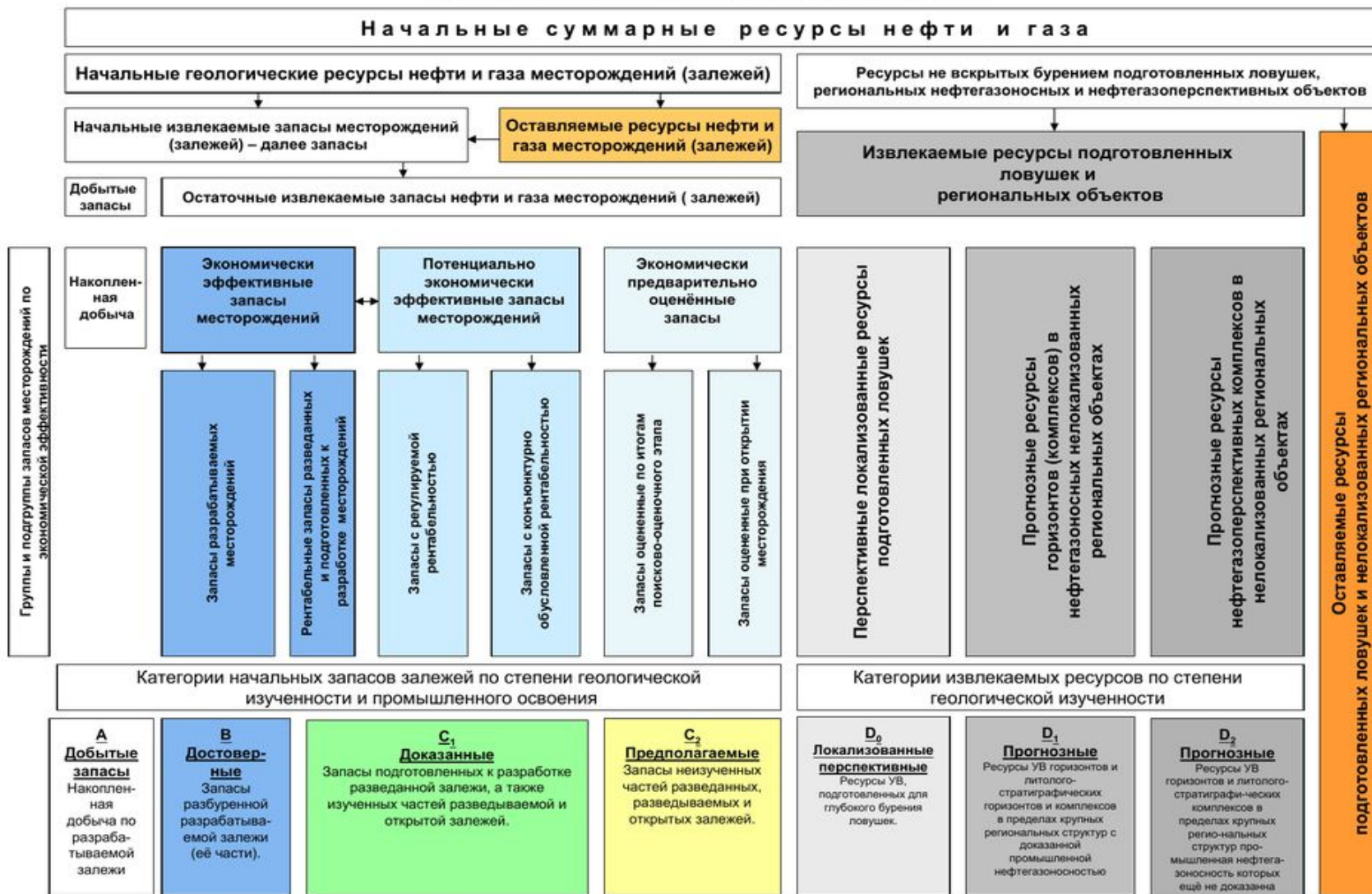


**Методы оценки ресурсного потенциала
нефтегазогеологических объектов**

Начальные суммарные ресурсы

Проект варианта Классификации запасов и ресурсов нефти и газа

Схема 1



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.

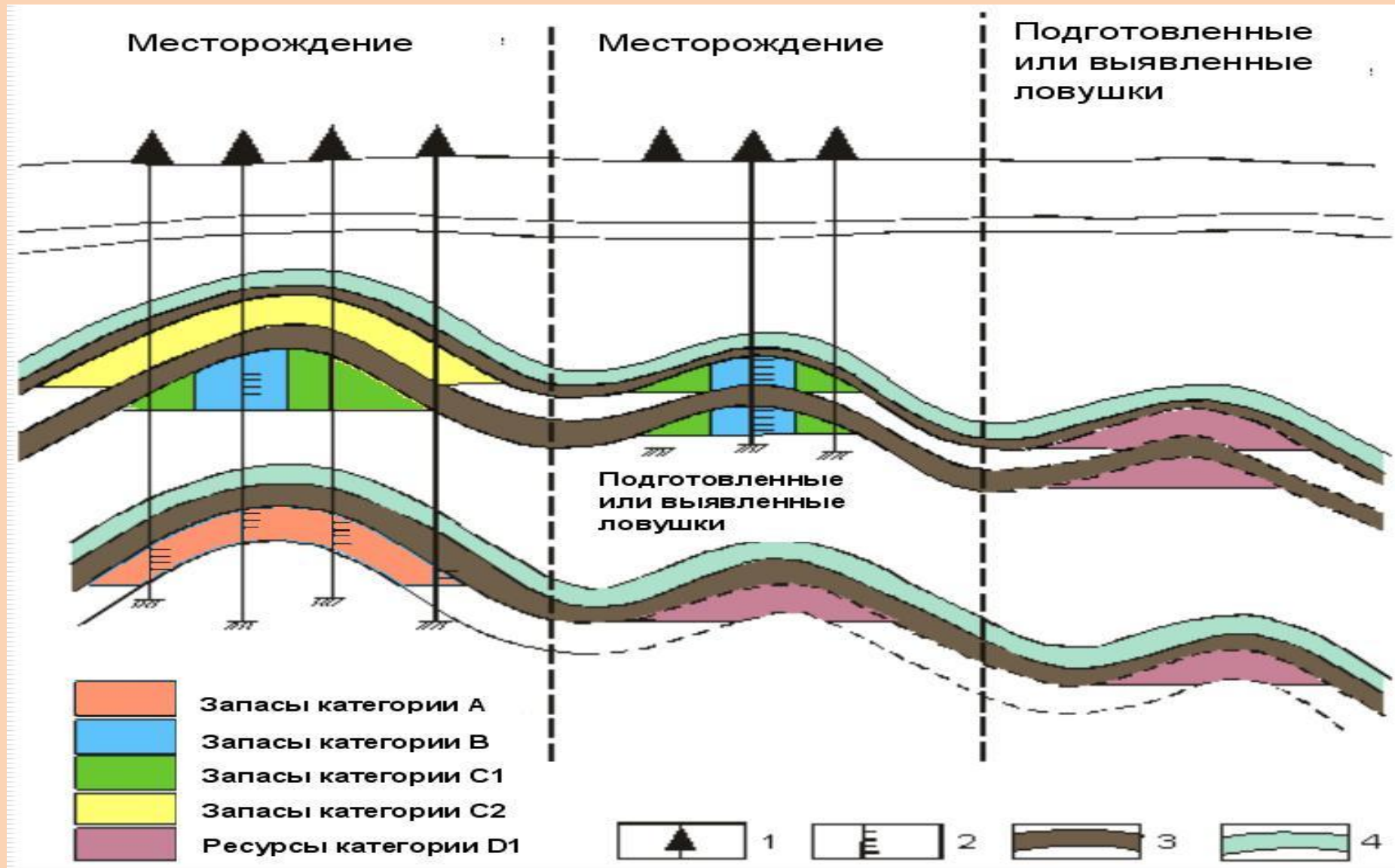
Ловушка, подготовленная к глубокому бурению, должна быть изучена с детальностью, позволяющей получить ее характеристики и , составить структурные карты каждого оцениваемого нефтегазоносного или нефтегазоперспективного комплекса (горизонта).

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

Локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геологоразведочных работ с целью подготовки наиболее перспективных объектов для проведения площадных геофизических работ (сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка и пр.).

Объектами подсчета перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата (категории D0) служат: – подготовленные к глубокому бурению сейсморазведочными методами ловушки, структурного и неструктурного типов на перспективной площади в каждом пласте (горизонте), продуктивность которых установлена на соседних месторождениях, расположенных в одной структурно-фациальной зоне с этими ловушками; еще не вскрытые бурением пласты (горизонты), если их продуктивность установлена на других месторождениях, находящихся с изучаемыми в пределах одной структурно-фациальной зоны.

Оценка ресурсов подготовленных и выявленных ловушек



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).

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

Оценка перспективных ресурсов нефти и газа, также, как и подсчет запасов, производится **объемным методом**, однако по сравнению с подсчетом запасов большинство параметров подсчета локализованных ресурсов плохо обоснованы и либо принимаются непосредственно по данным сейсморазведки, либо по статистическим зависимостям, либо по аналогии.

Оценку локализованных ресурсов нефти и газа объемным методом проводят в следующей последовательности:

- определение площади прогнозной залежи (исходя из площади, амплитуды и прогнозируемой высоты);
- определение прогнозной толщины пласта или толщи коллектора (исходя из прогнозируемого коэффициенты залежи песчанистости);
- определение прогнозного объема пород-коллекторов, которые могут содержать углеводороды;
- определение средней пористости пород-коллекторов (по аналогии);
- определение средней нефтегазонасыщенности пород-коллекторов (по аналогии);
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям.

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

Для оценки ресурсов категории D0 устанавливаются:

а) наличие объекта (структурной, тектонически-экранированной, стратиграфической, литологической ловушки или их совокупности), подготовленного сейсмическими методами, прошедшими апробацию в установленном порядке;

б) форма и размеры ловушки, изученные кондиционной сеткой сейсмических профилей; условия залегания предполагаемых залежей по результатам геолого-геофизических исследований, прошедших апробацию в установленном порядке;

в) наличие пластов-коллекторов, их толщины и фильтрационно-емкостные свойства, а также наличие покрышек — на основании структурно-фациального анализа,

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

г) наличие пластов-коллекторов, их толщины и фильтрационно-емкостные свойства, а также наличие покрышек — на основании структурно-фациального анализа, опирающегося на данные глубокого бурения на объектах-аналогах;

д) коэффициенты заполнения ловушек нефтью или газом — по аналогии с изученными месторождениями на основании анализа условий формирования углеводородов нефтяных и газовых залежей в пределах данной структурно-фациальной зоны данного нефтегазоносного района;

е) состав и свойства углеводородов — по аналогии с данными по залежам сходного строения в тех же пластах, открытых месторождений данного нефтегазоносного района;

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

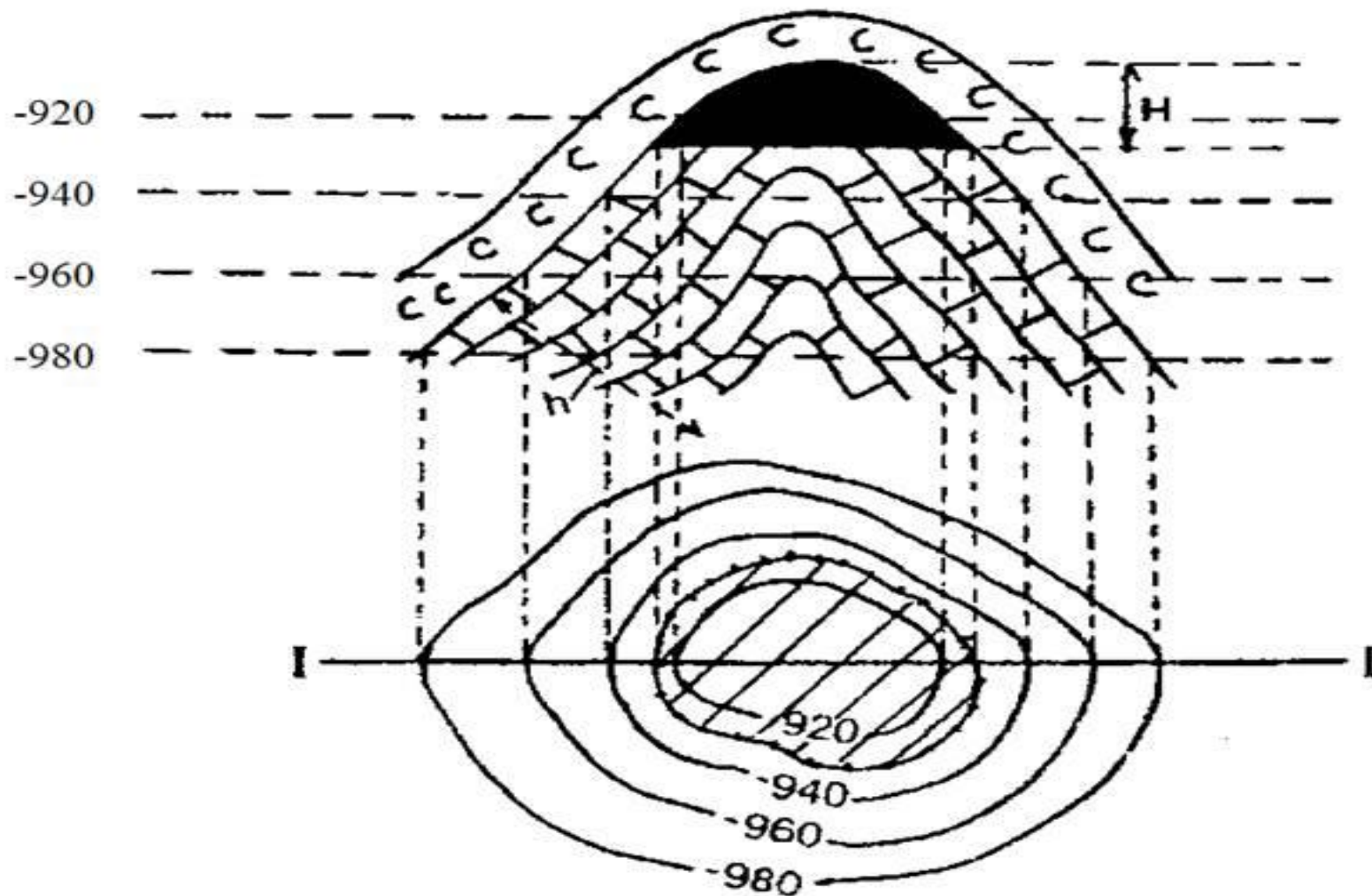
ж) положение ВНК, ГВК, ГНК, контролирующих возможную площадь нефтегазоносности, которые определяются путем анализа геолого-структурных условий, закономерностей изменения положения контактов того же пласта в соседних залежах или с учетом коэффициентов заполнения ловушек этих залежей на основе известных закономерностей их формирования в пределах данного нефтегазоносного района;

з) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата аналогии с изученными залежами в тех же пластах месторождений данного нефтегазоносного района.

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

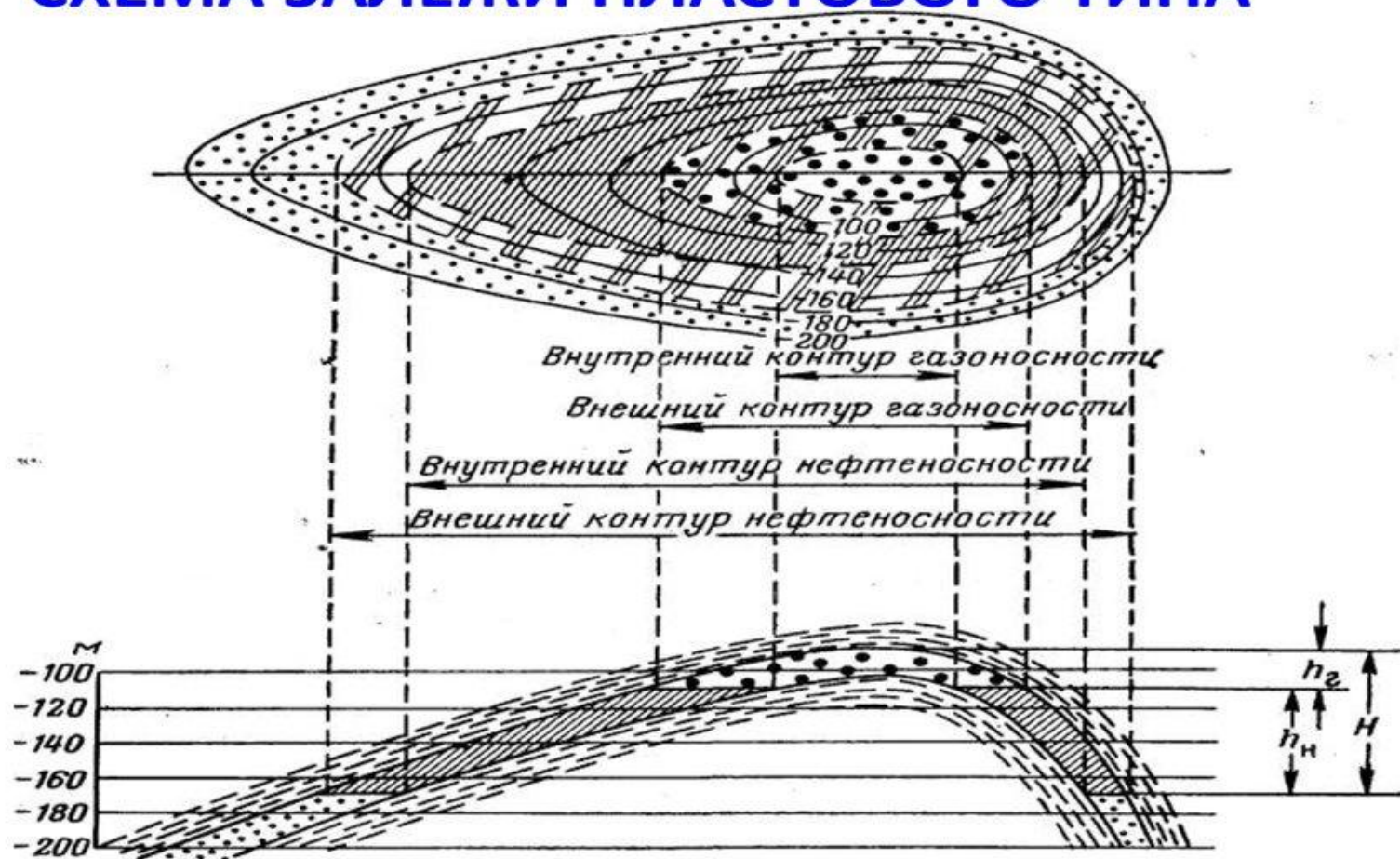
Локализованные ресурсы нефти и газа (категория Дл) — оцениваются в возможно продуктивных пластах в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной и предполагаемой промышленной нефтегазоносностью.

Высота залежи



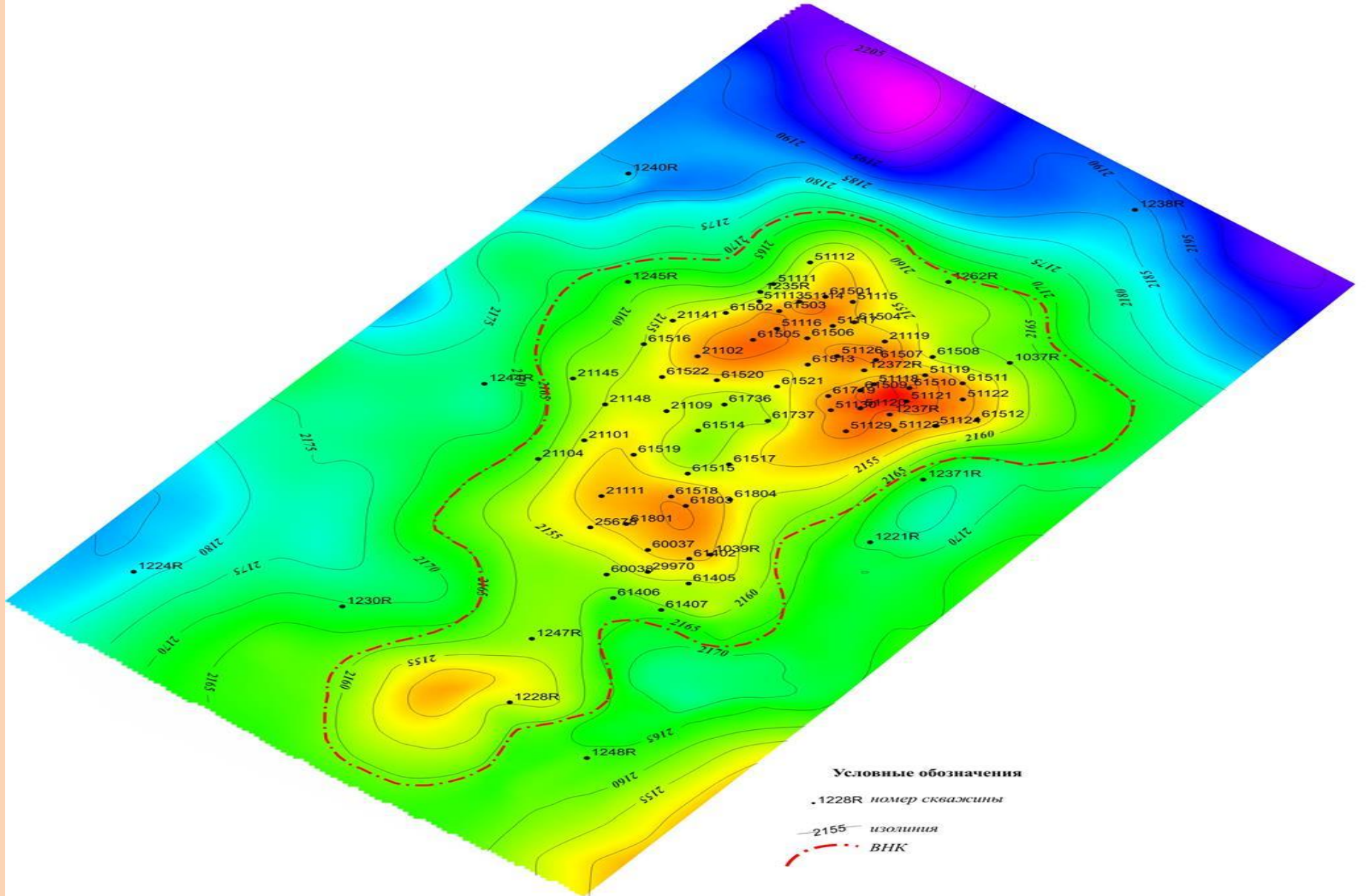
- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6

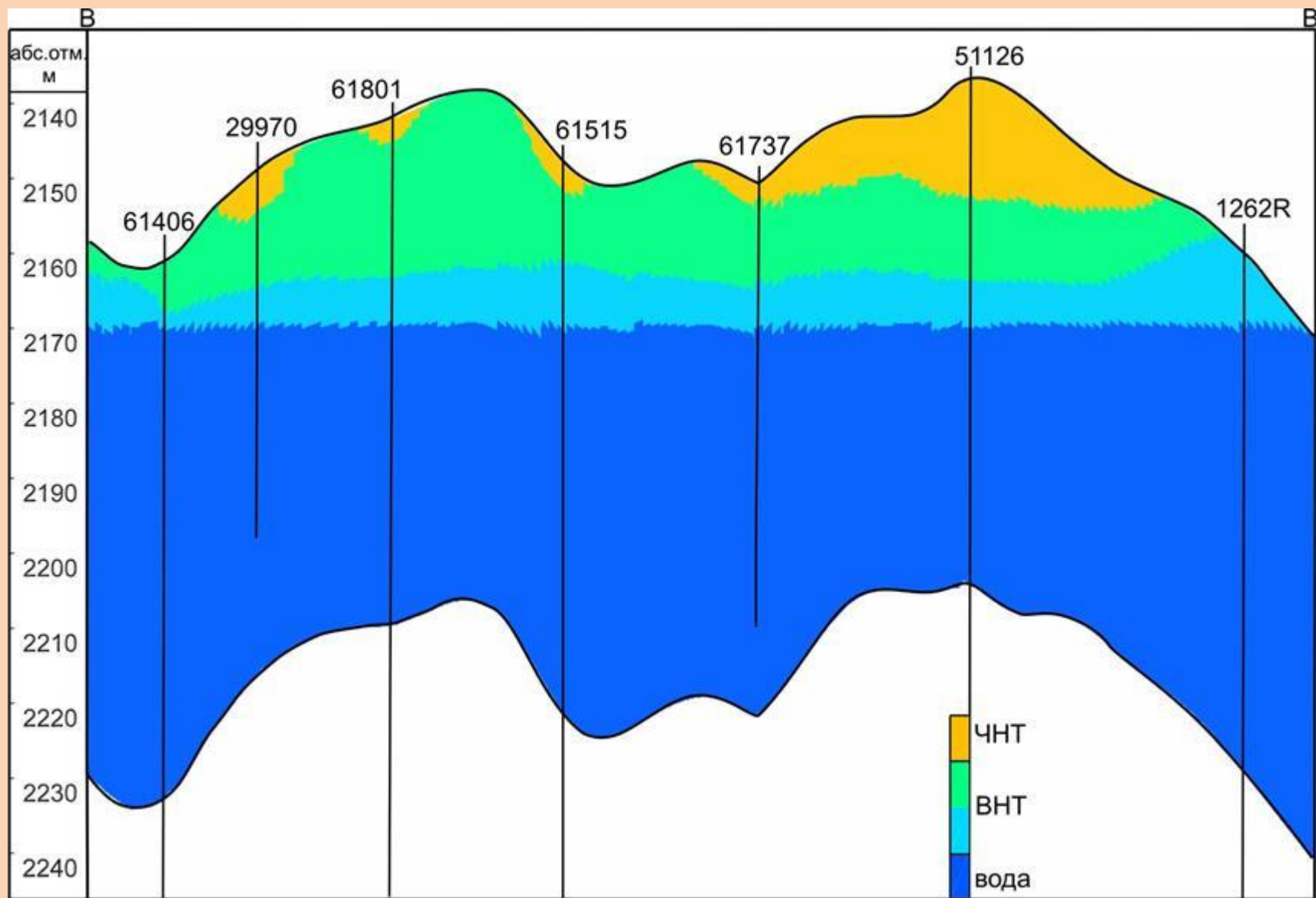
СХЕМА ЗАЛЕЖИ ПЛАСТОВОГО ТИПА



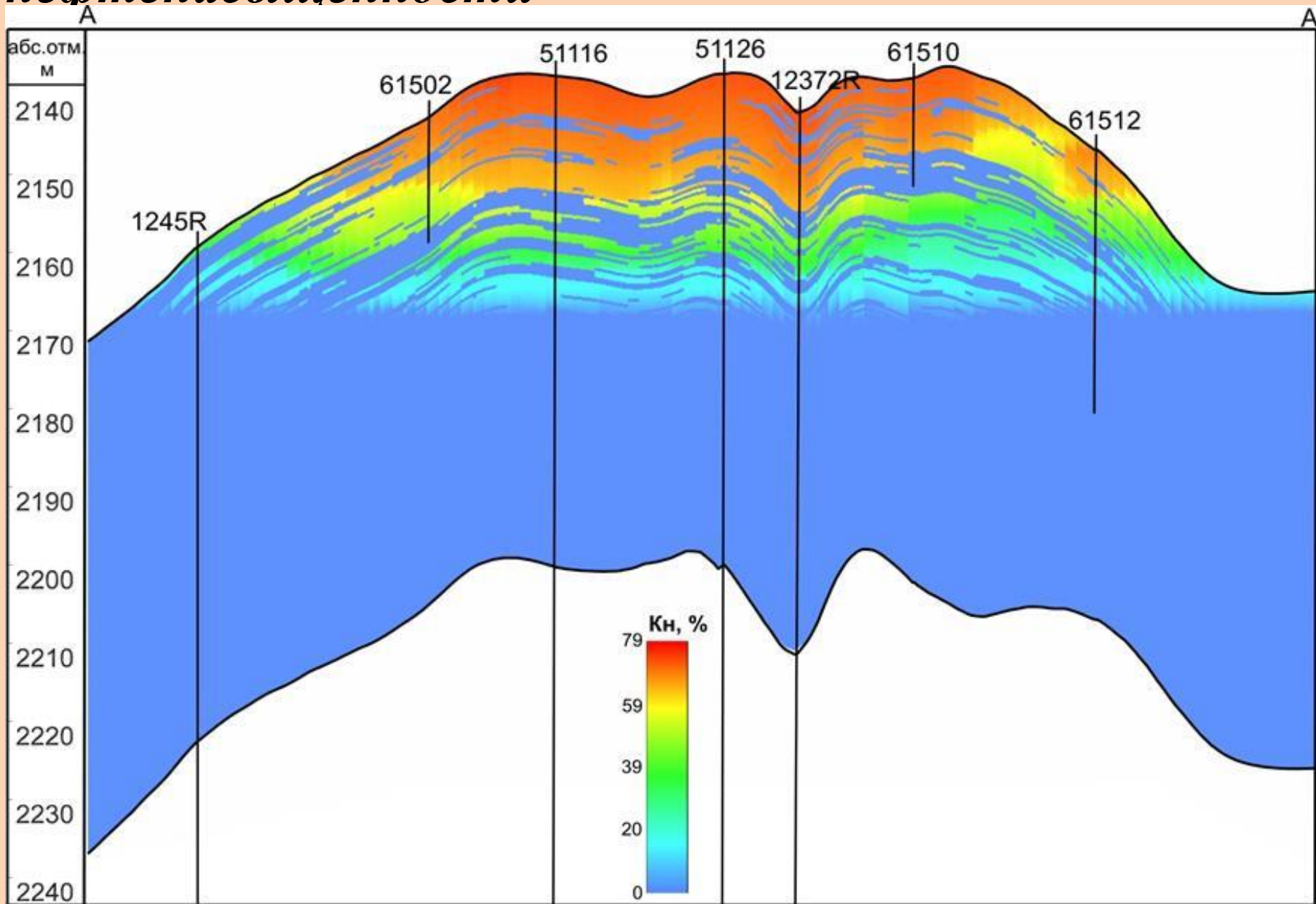
ЧАСТИ ПЛАСТА: 1 — водяная; 2 — водонефтяная; 3 — нефтяная; 4 — газонефтяная;
5 — газовая; 6 — породы-коллекторы; H — высота залежи;
 H_g , H_n — высоты соответственно газовой шапки и нефтяной части залежи

Структурная карта кровли пласта БВ₈ Сенченского купола Самотлорского месторождения

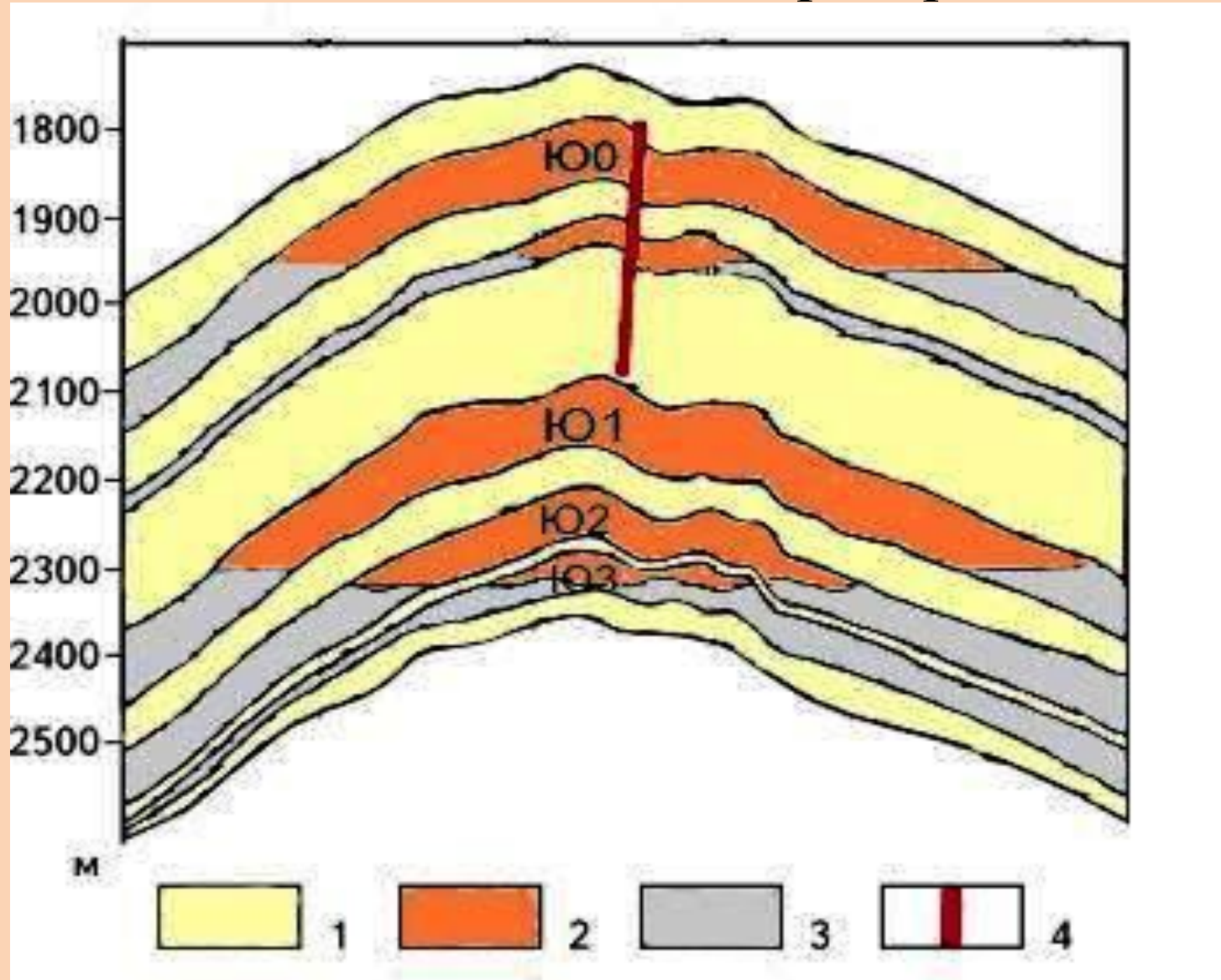




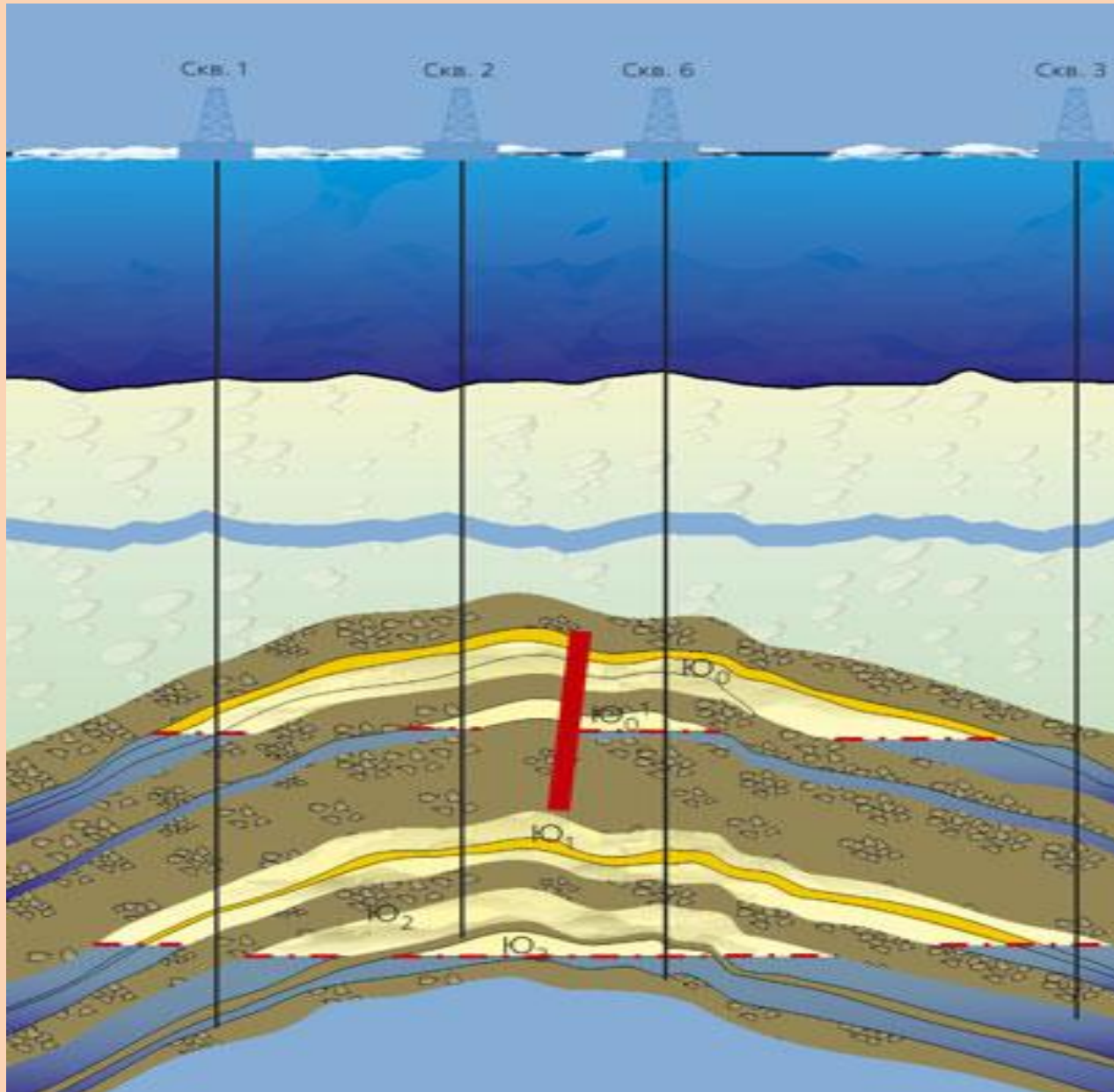
Пластово-массивная залежь. Характер нефтенасыщенности



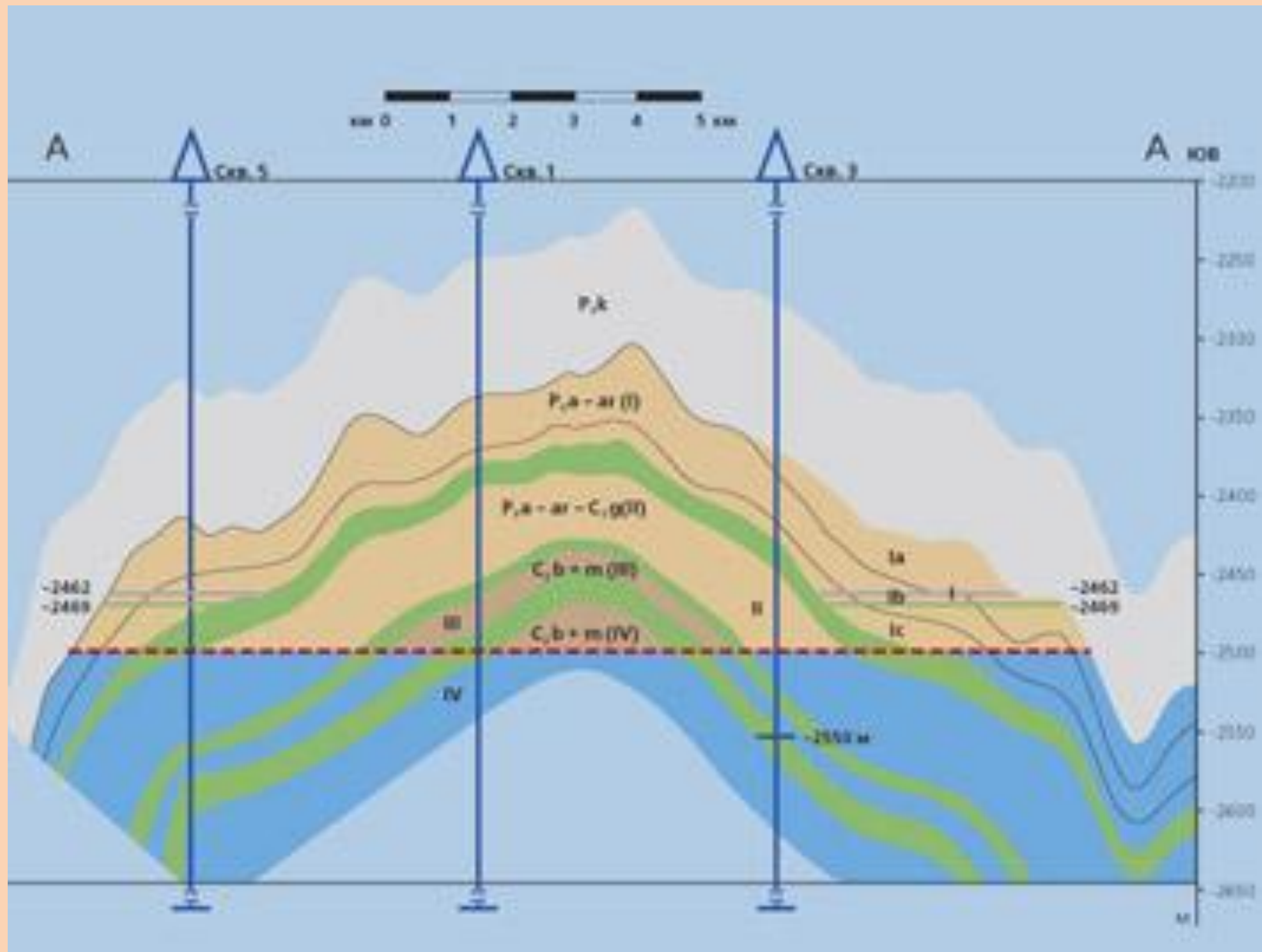
Выявленные залежи относятся к пластовым сводовым, пластовым и тектонически экранированным

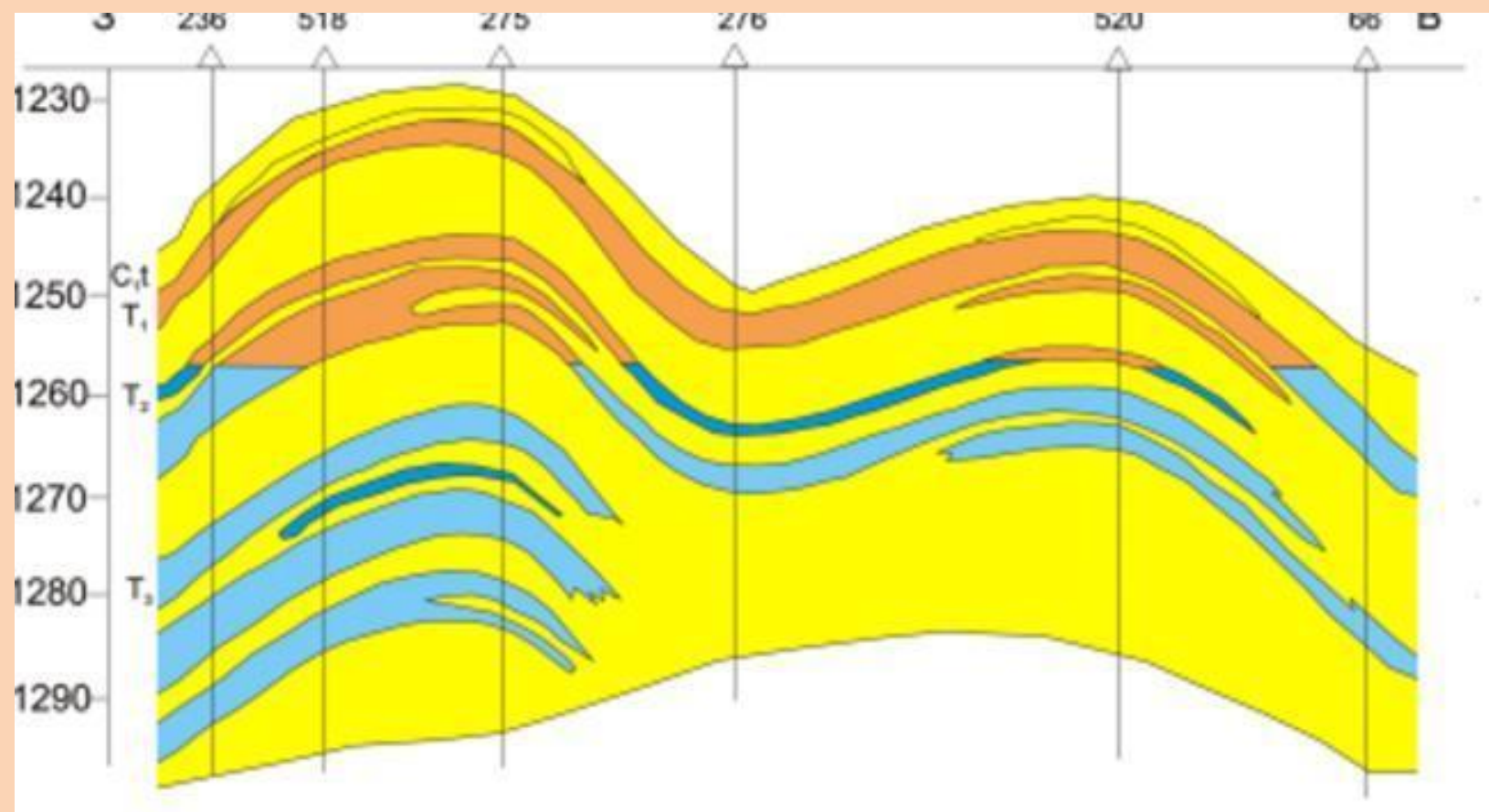


Штокмановское ГК месторождение



Штокмановское ГК





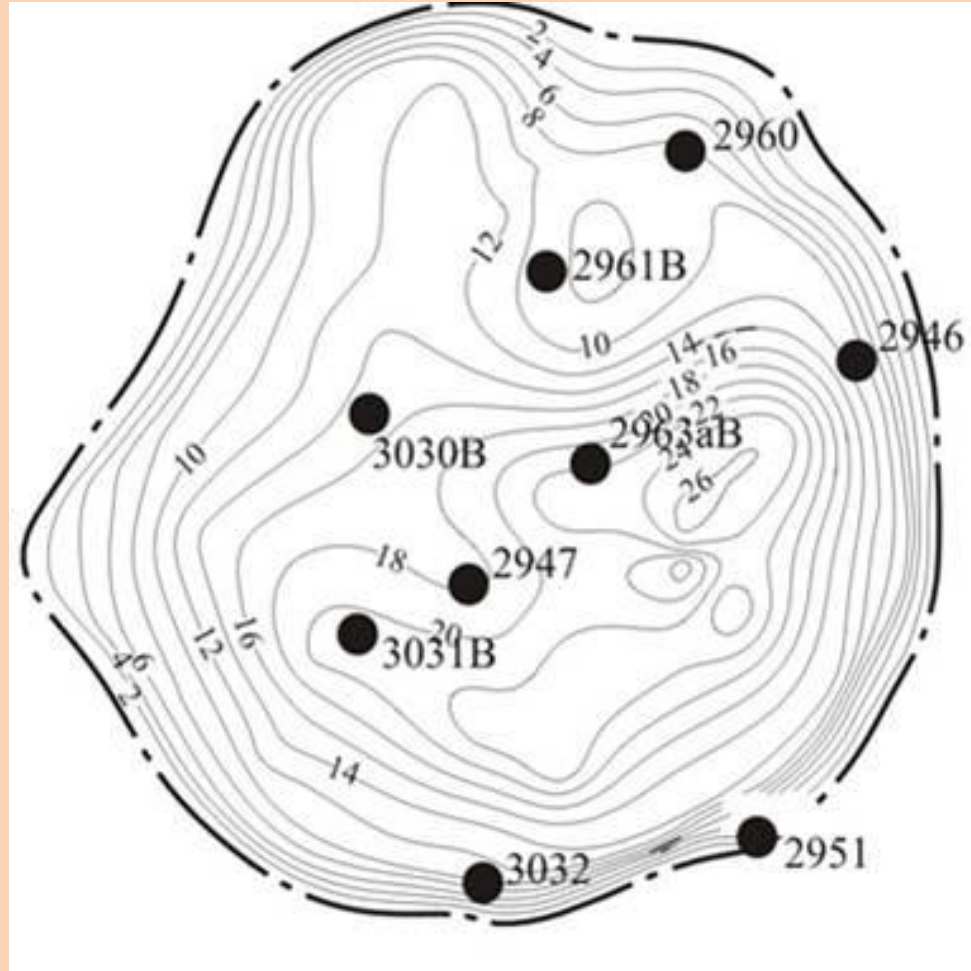
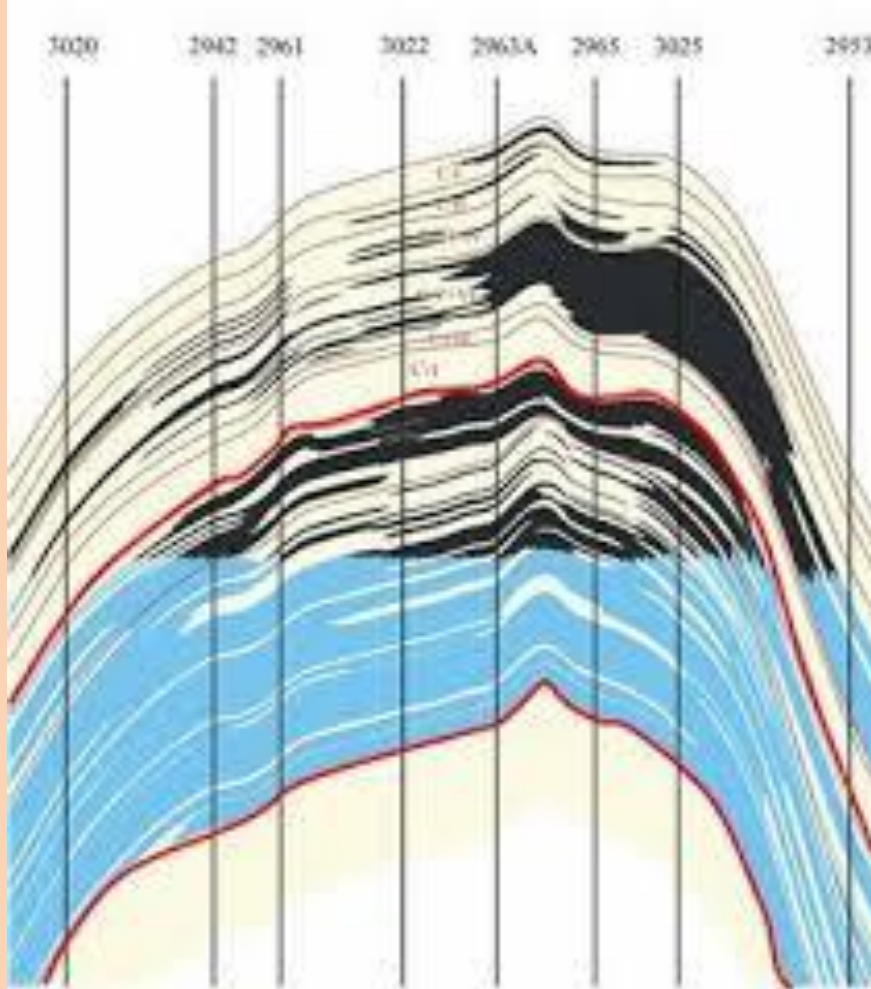
Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

Одним из наиболее эффективных способов определения нефтенасыщенных толщин при оценке локализованных ресурсов является статистический способ, который применим при достаточно большой разбуренности локальных объектов в пределах НГО и имеющихся данных о таких показателях как коэффициент песчаности и коэффициент расчлененности при выявленных связях с высотой и альтитудой структур. Крайне важно при этом использовать корректные данные, относимые к соответствующему комплексу.

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

В залежах массивного типа среднее значение эффективной нефте(газо)насыщенной толщины пласта должно определяться с учетом соотношения, установленного в аналогичных отложениях доли коллекторов (песчанистости) к высоте залежи. Необходимость применения коэффициента заполнения ловушек рекомендована ГКЗ с целью исключения возможности завышения ресурсов. Учет этого коэффициента при подсчете перспективных ресурсов нефти и газа также определяется Методическими рекомендациями по применению действующей Классификации запасов.

Массивная залежь Лудушорского нефтяного месторождения



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.**

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

Существуют два основных подхода к решению задач количественного прогноза нефтегазоносности:

А. Прогноз на основе установления зависимостей между концентрацией ресурсов и геологическими, геофизическими и геохимическими параметрами.

Б. Прогноз на основе установления зависимостей между показателями динамики и характеристиками процесса освоения ресурсов.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

Задачи типа «А» решаются с использованием принципа геологической аналогии, предусматривающего вычисление количественных мер сходства между эталонной выборкой и объектом расчета. По особенностям использования общей теоретической модели нефтегазонакопления среди способов решения задачи прогноза первого типа выделяются:

- метод сравнительных геологических аналогий;
- объемно-статистический метод;
- объемно-балансовый метод;
- объемно-генетический метод

Примером метода в рамках подхода «Б» является историко-статистический.

Объемно-генетический метод (ОГМ)

Метод разработан на основе осадочно-миграционной теории генезиса нефти и газа. Прогнозные ресурсы углеводородов определяются на основе количественного моделирования всего комплекса природных процессов: генерации, эмиграции и аккумуляции УВ.

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).

Методика раздельной оценки УВ с применением объемно-генетического метода

Методика оценки количества образующихся жидких и газообразных УВ состоит из нескольких этапов:

- реконструкции катагенетической эволюции НГБ;
- изучения типа, содержания и распределения ОВ в основных нефтегазогенерирующих комплексах бассейна;
- проведения на основе этих данных с учетом соответствующих коэффициентов генерации расчетов масштабов образования УВ.

Объемно-генетический метод

Исходя из фациально-генетического типа и степени катагенеза ОВ, определяется общая потеря массы ОВ в процентах на начальную стадию катагенеза (В.А. Успенский, 1952-1975).

Объемно-генетический метод

Таблица 7

Потеря массы ОВ (%) на начальную стадию катагенеза

Градация катагенеза	ОВ гумусовое	ОВ гумусово-сапропелевое	ОВ сапропелевое
ПК ₃ (Б ₁)	11,38	12,19	13,0
МК ₁ (Д)	13,87	14,43	15,0
МК ₂ (Г)	24,54	27,27	30,0
МК ₃ (ЖГ)	28,06	34,03	40,0
МК ₄ (К ₁)	32,61	42,80	51,0
МК ₅ (К ₂)	34,02	44,06	52,0
АК ₁ (Т)	36,05	45,00	54,0
АК ₂ (ПА)	38,18	47,59	57,0
АК ₃ (А ₁)	40,96	-	60,0
АК ₄ (А ₂)	42,87	-	61,0

Объемно-генетический метод

С помощью пересчетного коэффициента (K_p) выполняются расчеты содержания гумусового, смешанного и сапротелевого ОВ.

Приведенная в таблице величина пересчетного коэффициента принимается на основании аналитических и экспериментальных данных о некарбонатном углероде (данные В.А. Успенского, 1975).

Объемно-генетический метод

Следующим этапом оценки ресурсов является определение типа и содержания ОВ по этапам катагенеза. Необходимы конкретные сведения о типе и содержании ОВ для конкретных отложений на современном этапе.

Для приведения этих данных к соответствующему этапу катагенеза используются сведения о потере массы ОВ в процессе катагенеза. В связи с тем, что аналитические данные свидетельствуют о содержании только некарбонатного углерода ($C_{нк}$, $C_{орг}$), для реконструкции массы ОВ пород принимаются коэффициенты пересчета $C_{орг}$ на ОВ соответствующего типа и стадии катагенеза.

Объемно-генетический метод

Таблица 8

Величина пересчетного коэффициента (K_{Π})

Градация катагенеза	ОВ гумусовое, K_{Π}	ОВ гумусово-сапропелевое, K_{Π}	ОВ сапропелевое, K_{Π}
ПК ₁	1,82	1,65	1,50
ПК ₁	1,67	1,56	1,45
ПК ₁ -ПК ₂	1,54	1,47	1,40
ПК ₂	1,43	1,39	1,35
ПК ₃ -МК ₁	1,33	1,33	1,33
МК ₁ -МК ₂	1,25	1,25	1,25
МК ₂ -МК ₃	1,18	1,18	1,18
МК ₄ -АК ₂	1,11	1,11	1,11
АК ₃ -АК ₄	1,05	1,05	1,05

Объемно-генетический метод

Имея исходные данные, выполняется расчет масштабов генерации отдельно жидких и газообразных углеводородов по этапам катагенеза. Общая формула для расчета масштабов генерации от начала катагенеза до данной стадии имеет вид:

$$Q_{гн} = V \cdot d \cdot ОВ \cdot (\gamma \cdot \beta) \cdot \tau \cdot 10^{-6},$$

где

- $Q_{гн}$ – масштабы генерации газа и нефти, трлн. м³; млрд. т;

V – объем нефтегазоматеринских глинистых пород, см³; d – их плотность, г/см³;

γ, β – коэффициенты генерации газообразных и жидких углеводородов;

Объемно-генетический метод

ОВ – содержание органического вещества в изучаемом комплексе в граммах на 1 кг нефтегазоматеринской породы;

t – поправка, учитывающая тектонодинамические условия и корректирующая соответствие масштабов газо- или нефтеобразования в осадочнопородном бассейне с экспериментальными и фактическими данными, равная для жидких УВ 0,1 для газообразных – 0,05.

Все данные берутся для соответствующих этапов катагенеза ОВ и приводятся к одной размерности.

Объемно-генетический метод

Коэффициенты генерации рассчитываются для газа по исходным данным Е.А. Рогозиной, В.А. Успенского (1974), для нефти – по данным С.Г. Неручева и др. (1975) и приведены в таблице

Объемно-генетический метод

Таблица 9

Коэффициенты генерации газообразных и жидких углеводородов
(по В.А. Успенскому, Е.А. Рогозиной, С.Г. Неручеву и др.)

От начала катагенеза до данной стадии	Газообразные УВ, г/1г ОВ данного типа			Жидкие УВ, г/1г ОВ данного типа		
	гумусовое	гумусово-сапропелевое	сапропелевое	гумусовое	гумусово-сапропелевое	сапропелевое
ПК ₃	0,0049	0,0074	0,01	0,00564	0,01027	0,0149
МК ₁	0,0096	0,0011	0,013	0,01	0,016	0,019
МК ₁₋₂	0,022	0,0195	0,017	0,029	0,0335	0,038
МК ₂	0,0253	0,0255	0,0257	0,049	0,0645	0,08
МК ₂₋₃	0,0317	0,035	0,0383	0,056	0,092	0,12
МК ₃	0,0545	0,060	0,0648	0,065	0,1175	0,17
МК ₄	0,066	0,090	0,1142	0,068	0,132	0,196
МК ₅	0,0803	0,1220	0,1630	-	-	-
АК ₁	0,1126	0,179	0,2465	-	-	-
АК ₂	0,1501	0,2285	0,2950	-	-	-
АК ₃	-	-	-	-	-	-

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

КРИТИКА метода

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 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



Можно сравнивать множество параметров, но не получить представления о главных характеристиках объекта сравнения.