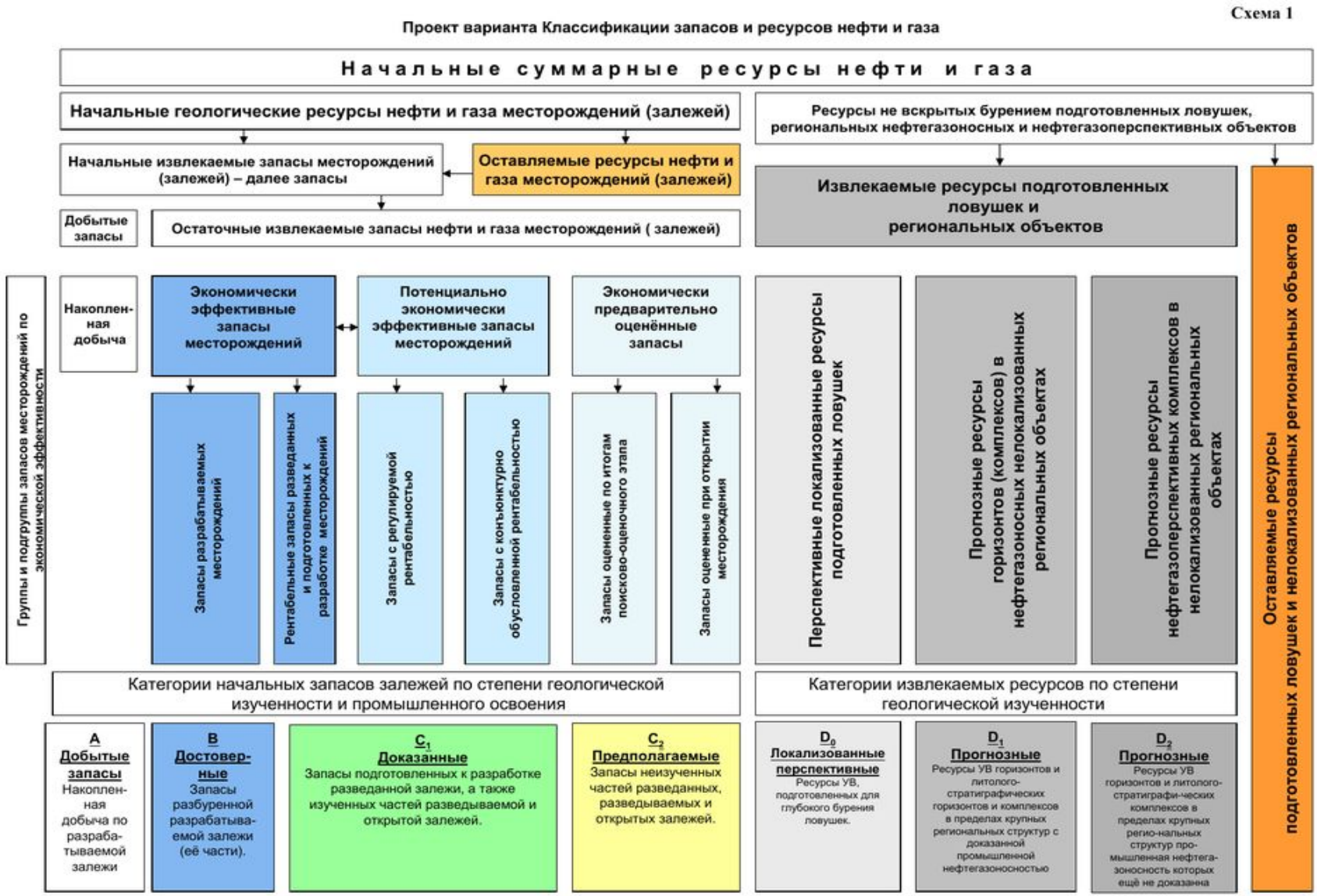
Методы оценки ресурсного потенциала нефтегазогеологических объектов

Начальные суммарные ресурсы



КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

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

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

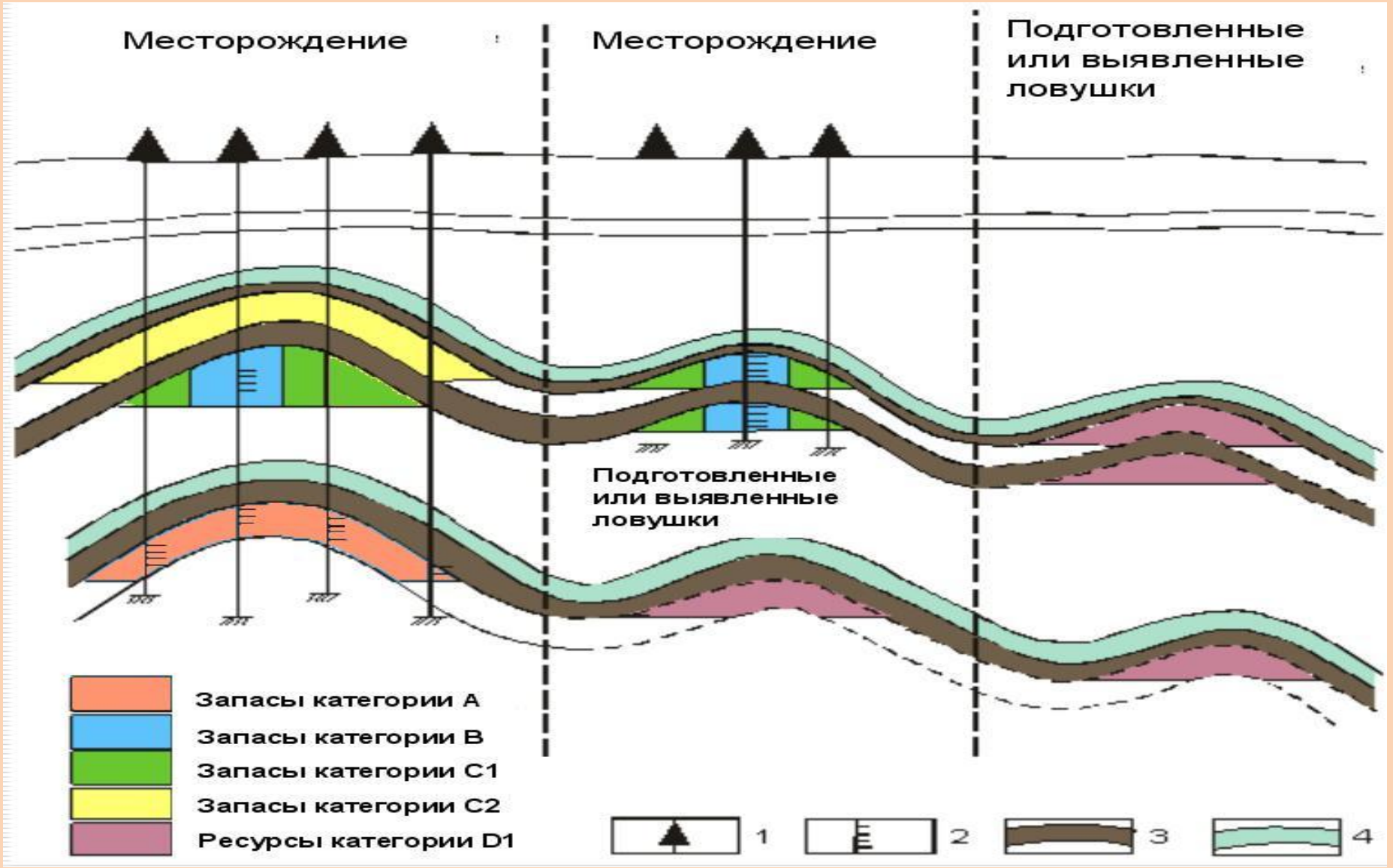
Ловушка, подготовленная к глубокому бурению, должна быть изучена с детальностью, позволяющей получить ее характеристики и , составить структурные карты каждого оцениваемого нефтегазоносного или нефтегазоперспективного комплекса (горизонта).

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 требует 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

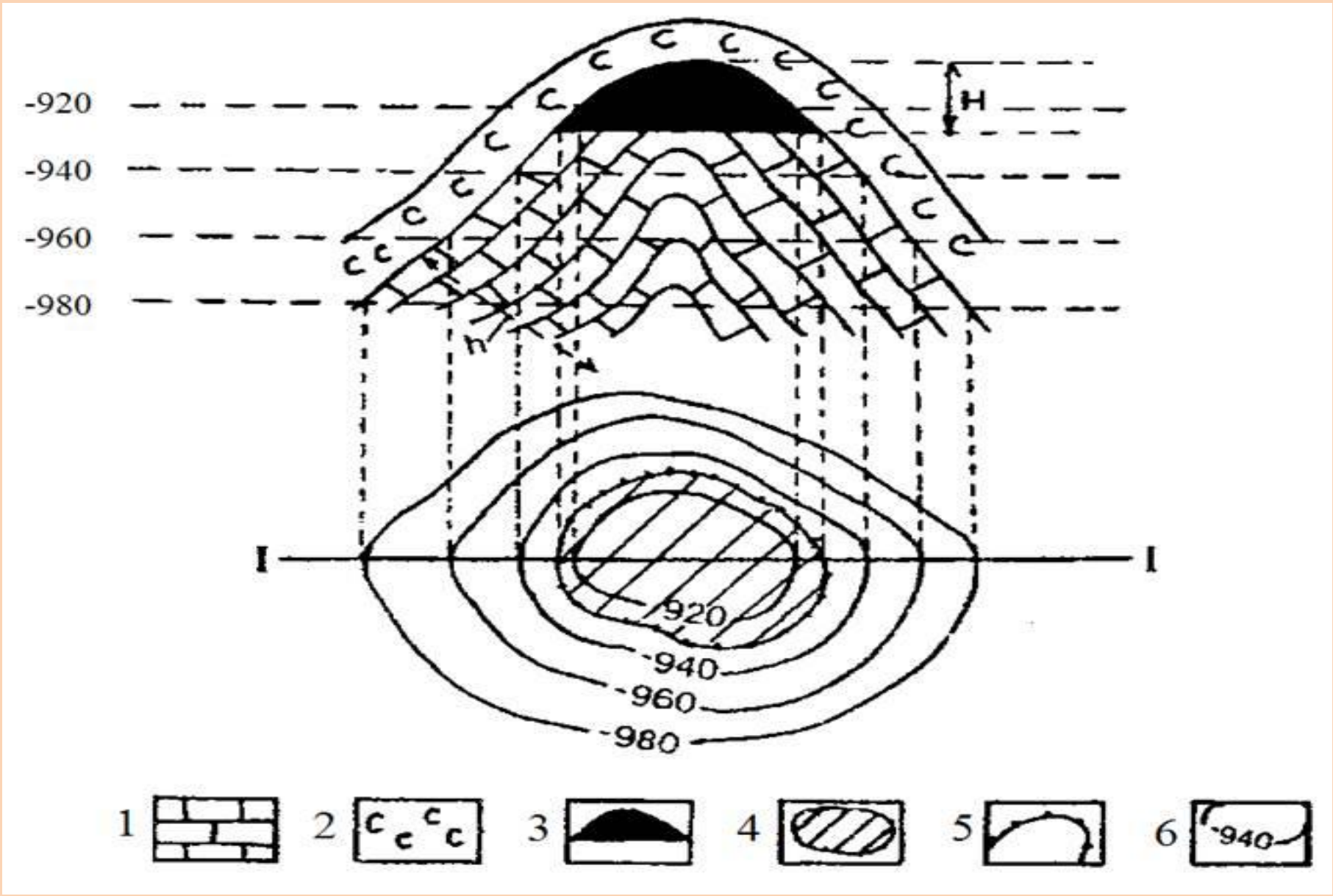
ж) положение ВНК, ГВК, ГНК, контролирующих возможную площадь нефтегазоносности, которые определяются путем анализа геолого-структурных условий, закономерностей изменения положения контактов того же пласта в соседних залежах или с учетом коэффициентов заполнения ловушек этих залежей на основе известных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



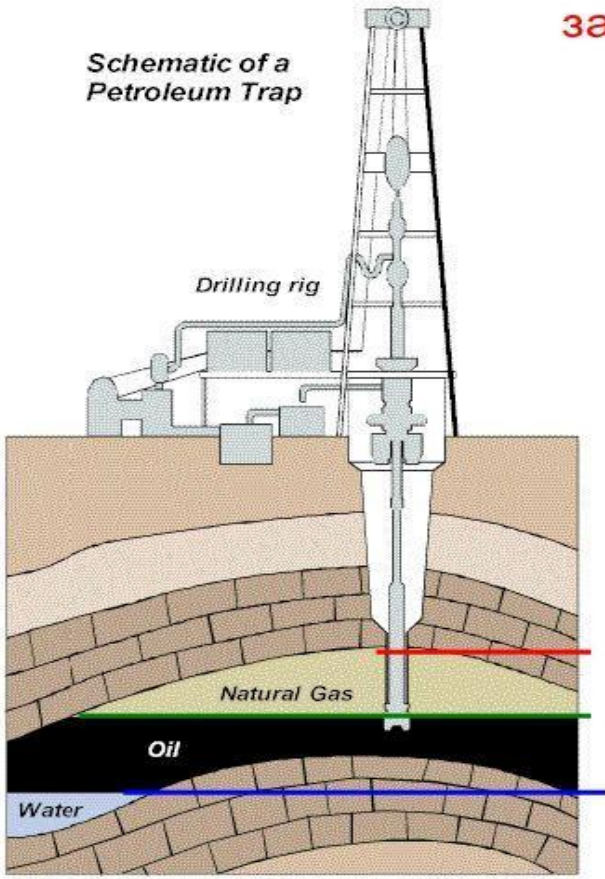
Высота залежи

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

Высота залежи

Важно правильно прогнозировать высоту залежи!

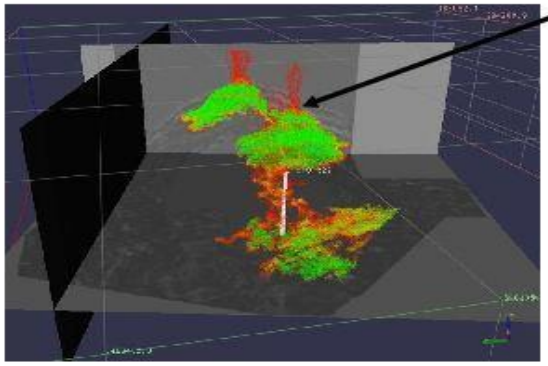
Что ограничивает высоту столба нефти и заключенного в ловушку объема флюида (=$$ в ловушке)?



Высота залежи

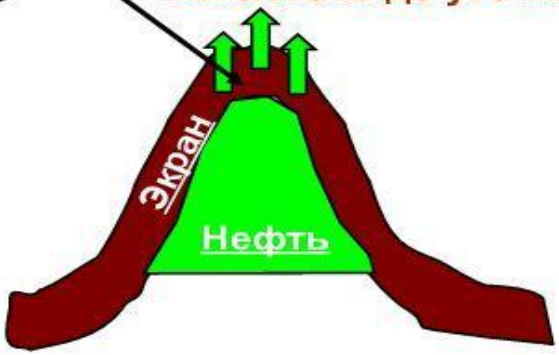
Заполняющая жидкость

Утечка



Точки утечки

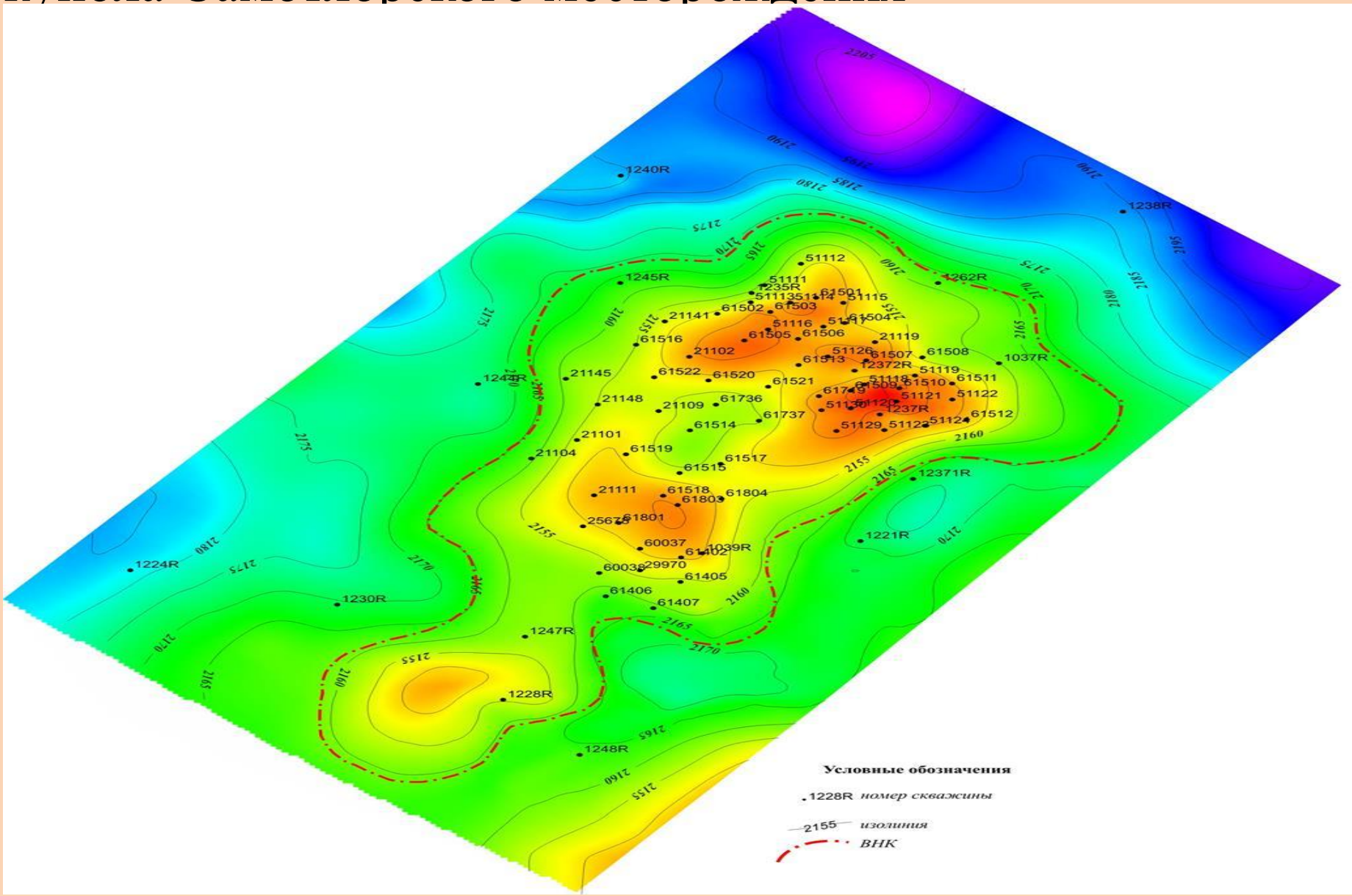
“Заполнено до утечки”

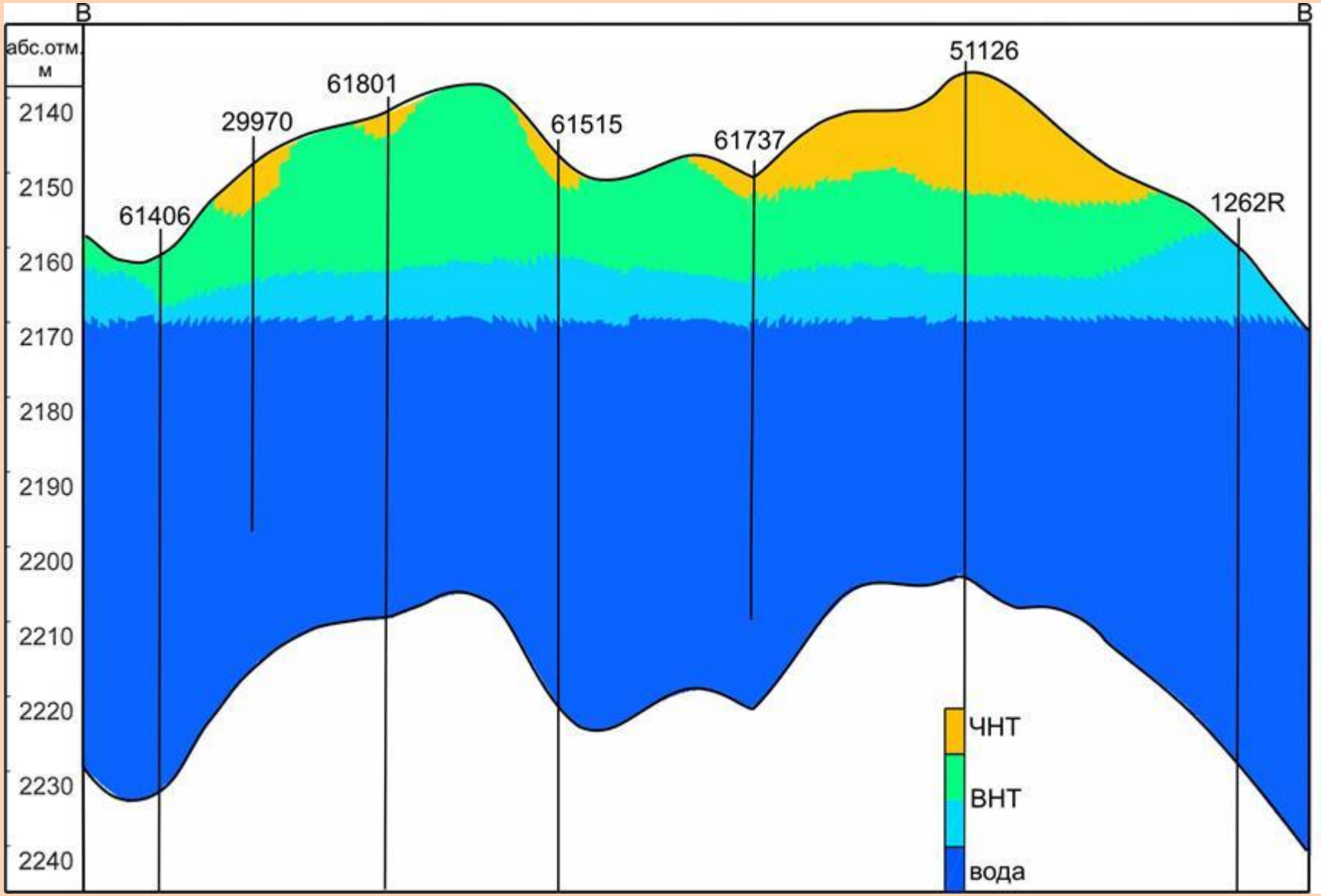


Перелив

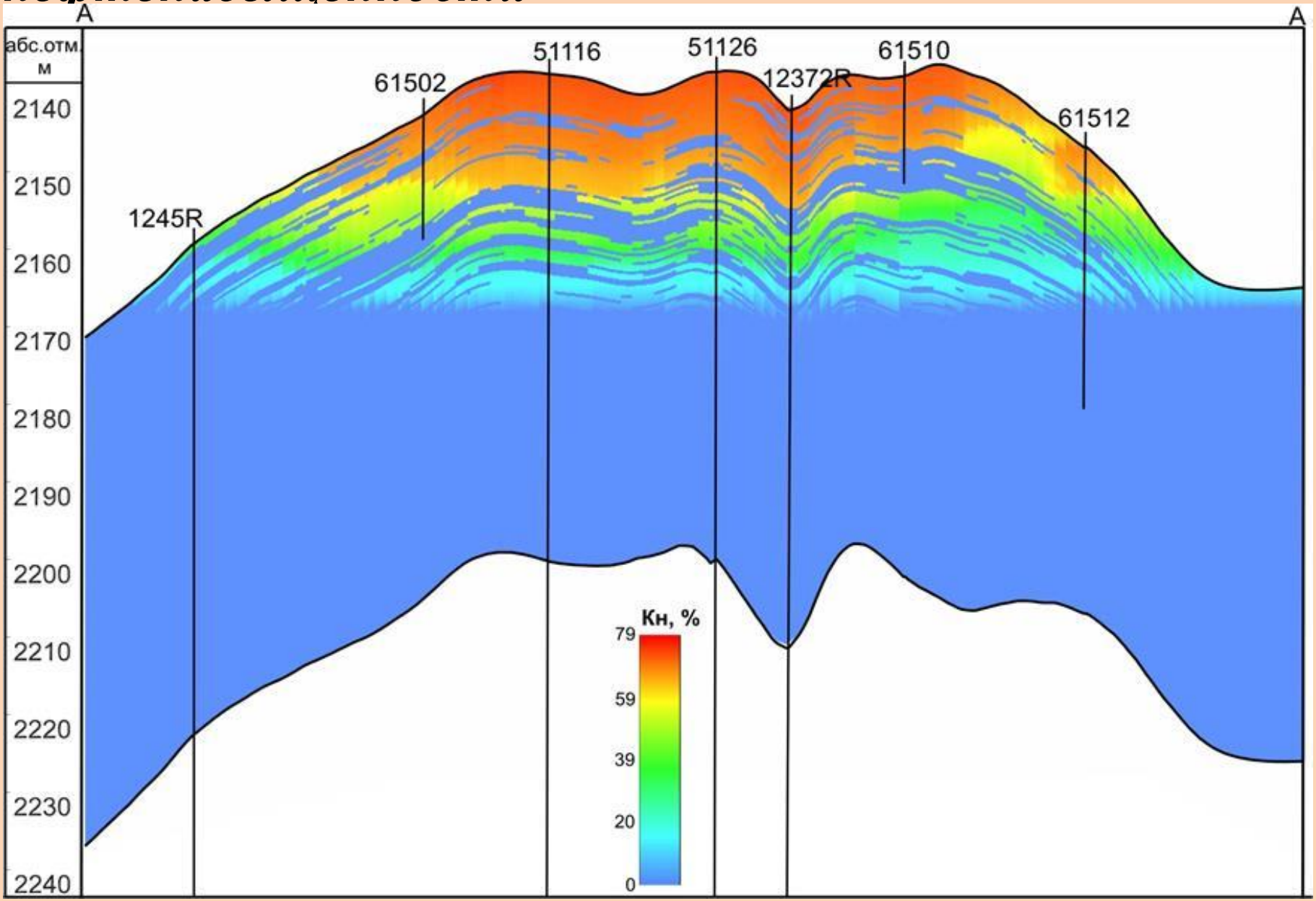
Скв.№1

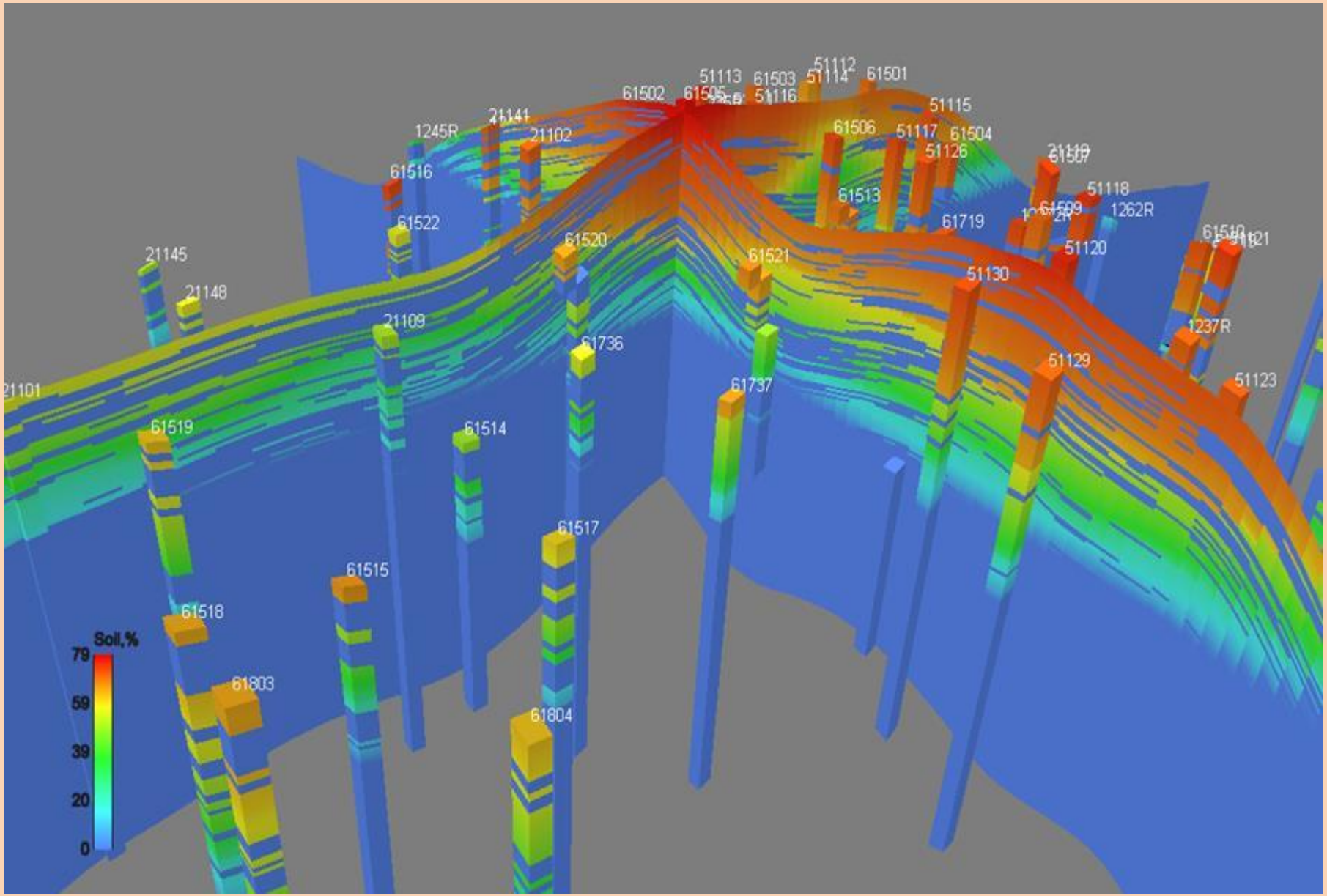
Структурная карта кровли пласта $БВ_8$ Сенченского купола Самотлорского месторождения




В
В
абс.отм.
м
2140
2150
2160
2170
2180
2190
2200
2210
2220
2230
2240
61406
29970
61801
61515
61737
51126
1262R
ЧНТ
ВНТ
вода

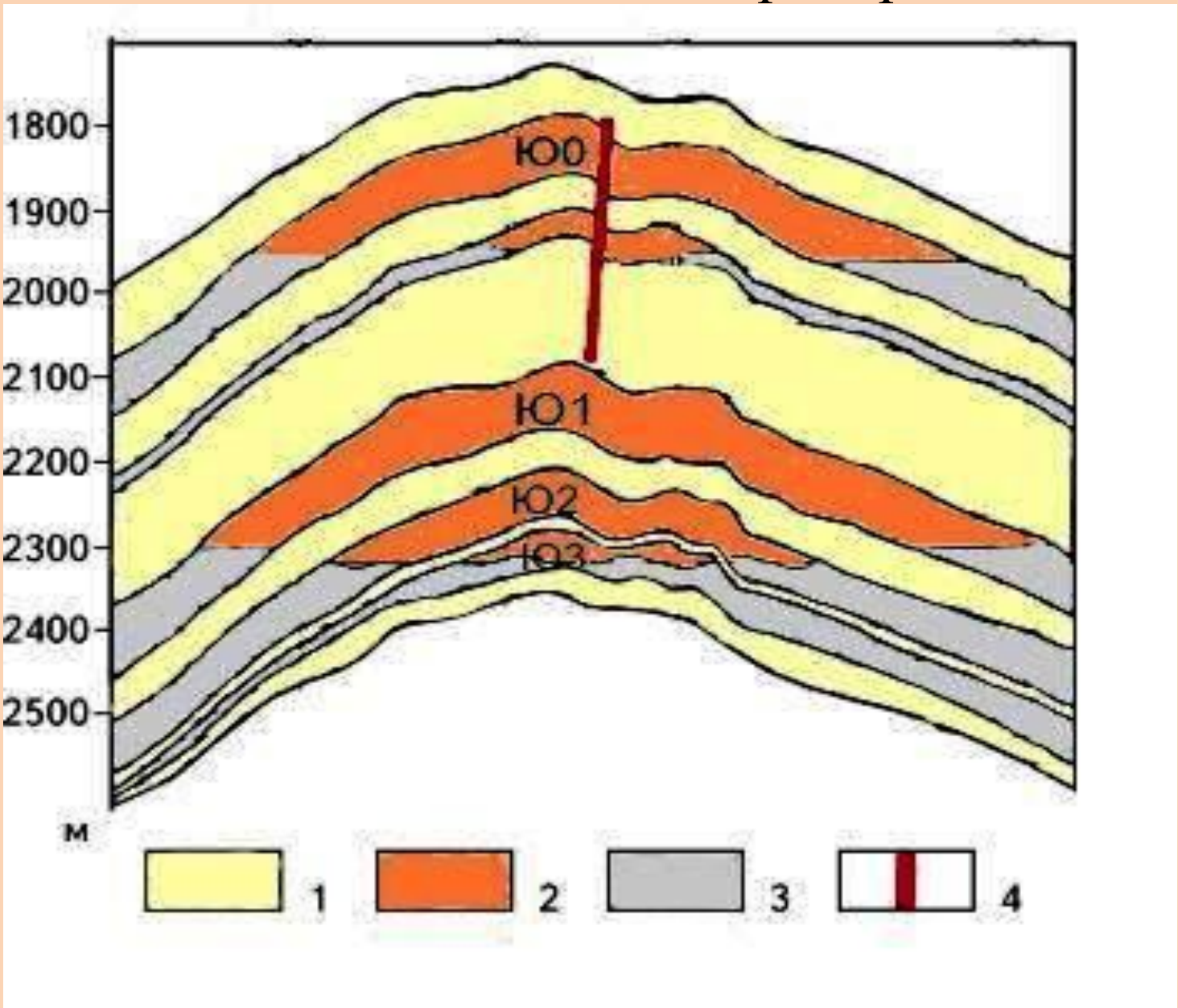
Пластово-массивная залежь. Характер нефтенасыщенности



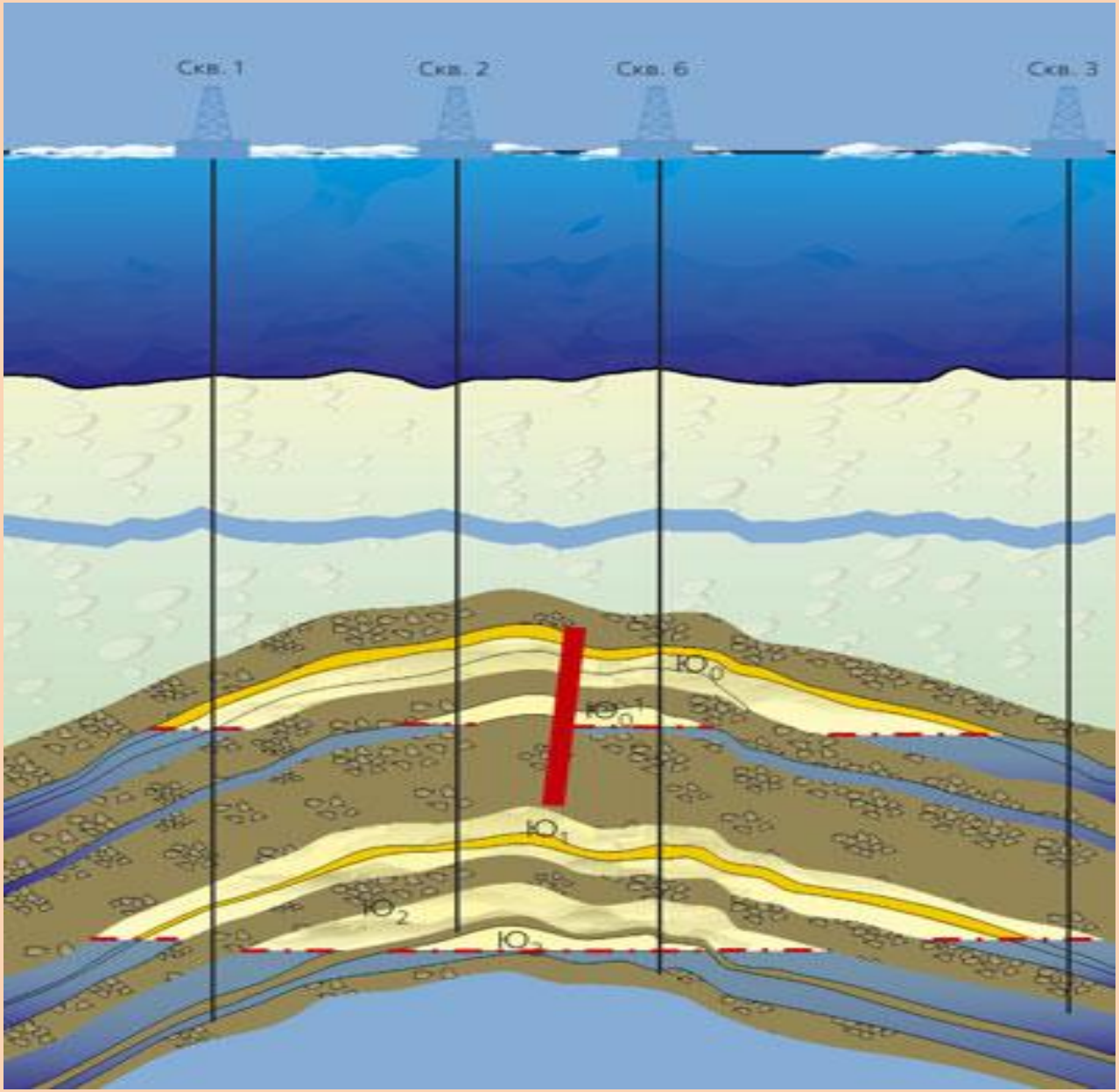


51113
61503
51112
61501
61502
51116
51115
21141
1245R
21102
61506
51117
61504
51126
61516
61513
51118
1262R
61522
61719
61520
61521
51120
21145
51130
21148
21109
1237R
61736
51129
51123
21101
61737
61519
61514
61517
61515
61518
Soil,%
79
59
39
20
0
61803
61804

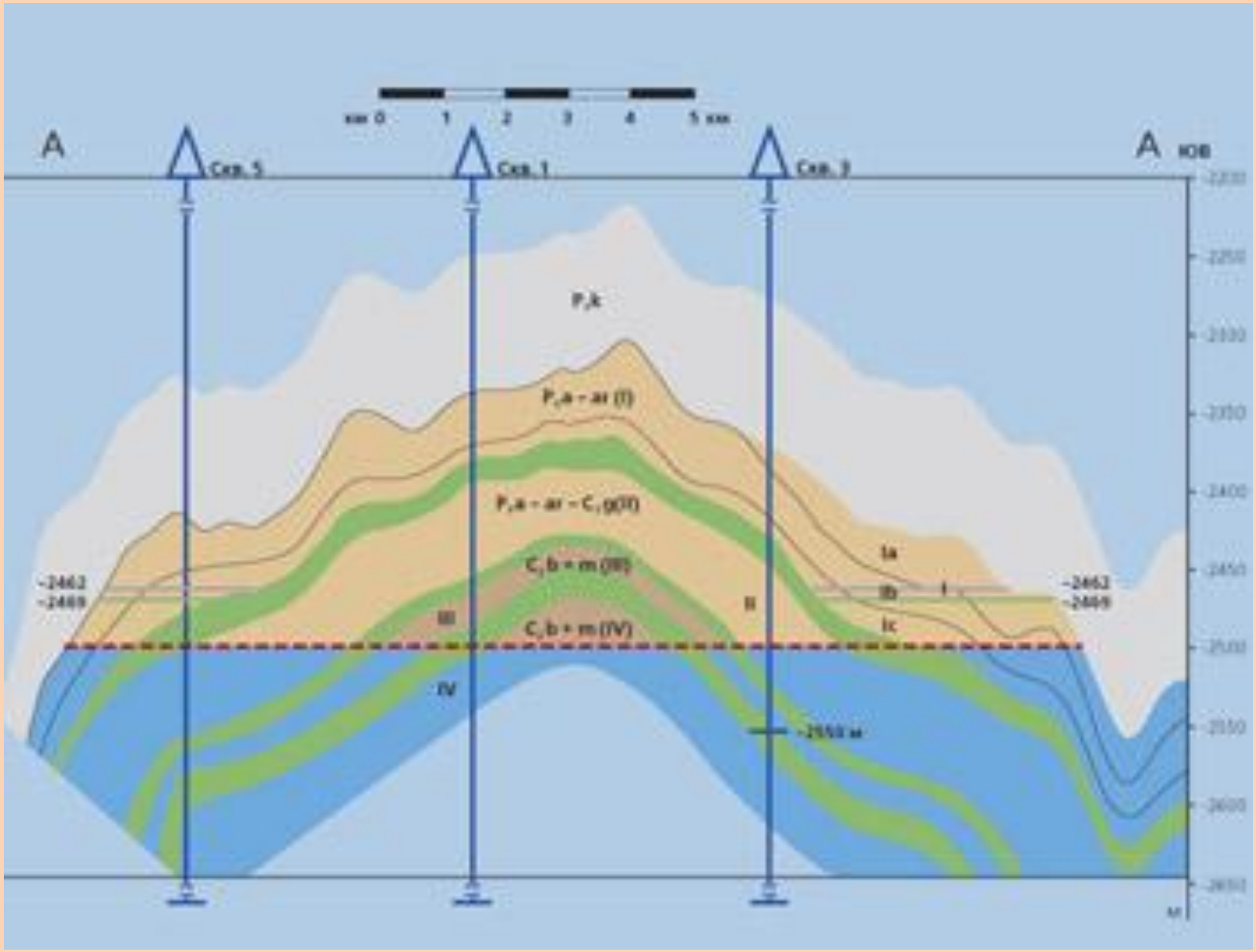
Выявленные залежи относятся к пластовым сводовым, пластовым и тектонически экранированным

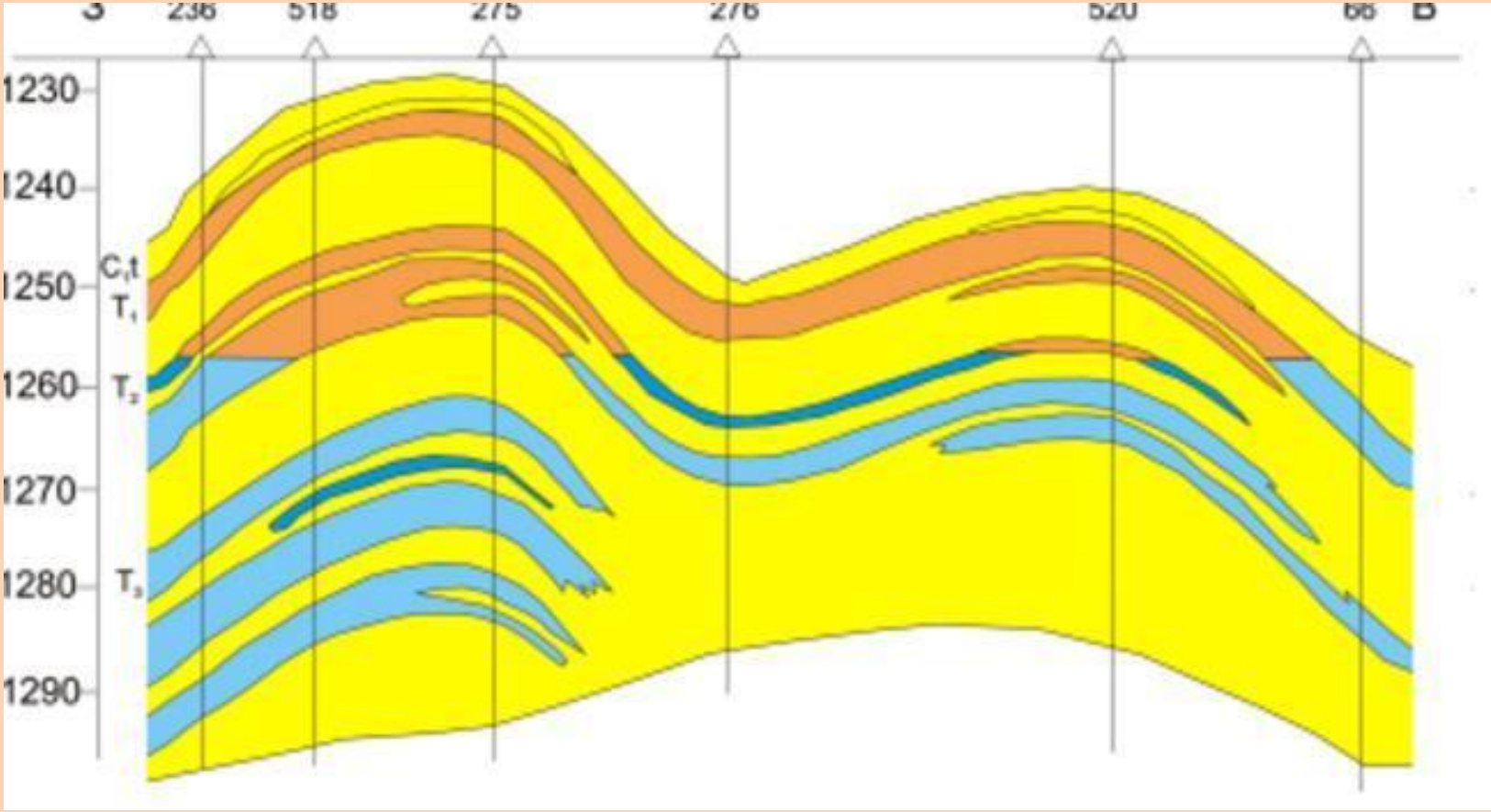


Штокмановское ГК месторождение



Штокмановское ГК




3
236
518
275
276
520
66
B
1230
1240
1250
1260
1270
1280
1290
C₁t
T₁
T₂
T₃

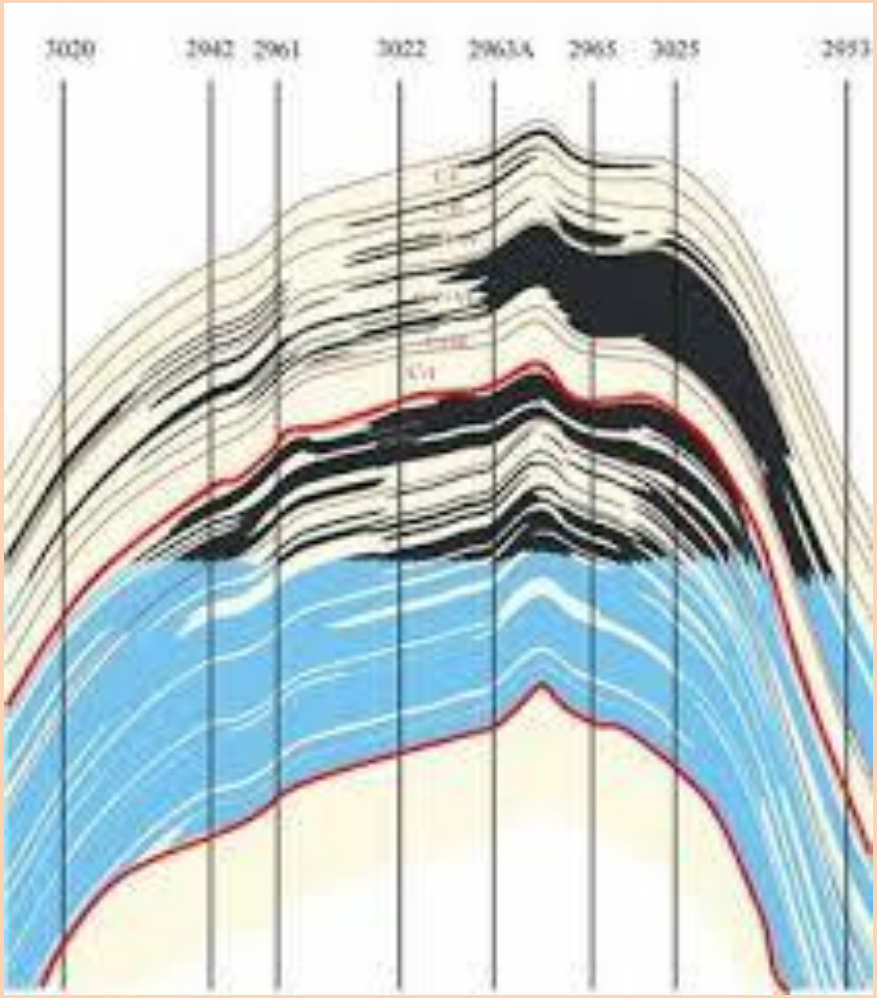
Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

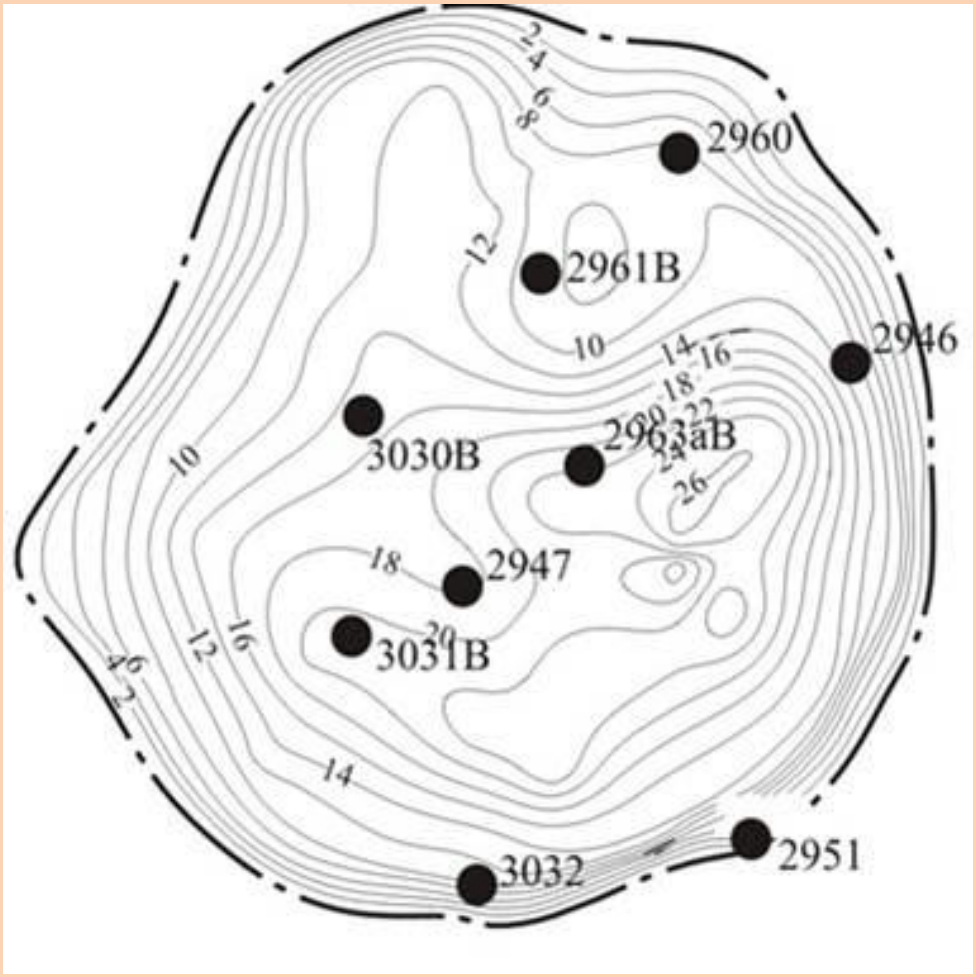
Одним из наиболее эффективных способов определения нефтененасыщенных толщин при оценке локализованных ресурсов является статистический способ, который применим при достаточно большой разбуренности локальных объектов в пределах НГО и имеющихся данных о таких показателях как коэффициент песчанистости и 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 Лудшорского 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 (Кп) выполняются расчеты содержания гумусового, смешанного и сапропелевого 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 (Снк, Сорг), для реконструкции массы ОВ пород принимаются коэффициенты пересчета Сорг на ОВ соответствующего типа и стадии катагенеза.

Объемно-генетический метод

Таблица 8

Величина пересчетного коэффициента ($К_п$)

Градация катагенеза	ОВ гумусовое, $К_п$	ОВ гумусово-сапропелевое, $К_п$	ОВ сапропелевое, $К_п$
$ПК_1$	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 раздельно жидких и газообразных углеводородов по этапам катагенеза. Общая формула для расчета масштабов генерации от начала катагенеза до данной стадии имеет вид:

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

где

- Qгн – 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;

т – 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	-	-	-
$АК_3$	-	-	-	-	-	-

Объемно-генетический метод (ОГМ)

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.

Объемно-генетический метод (ОГМ)

При этом в объемно-генетическом методе применяются теоретически и экспериментально подверждаемые 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

Объемно-генетический метод (ОГМ)

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 аккумулированных УВ.

Объемно-генетический метод (ОГМ)

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.