

МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ

**ОБЪЕМНЫЙ МЕТОД.
Определение объемов**

Объемный метод

Основная задача:

- **объективное** определение параметров, характеризующих **объем** пустотного пространства, насыщенного нефтью или свободным газом, отвечающее как фактической геологической изученности, так и используемым методам изучения и применяемой технике и технологиям

Пористость

Порода, которая содержит сообщающиеся поры, и способная вмещать нефть называется коллектором.

Классификация коллекторов нефти и газа, предназначенная для практического использования, должна быть максимально простой и обобщенной; породы-коллекторы подразделяются на три группы:

обломочные (кластические);

хемогенные и биохемогенные (осажденные);

смешанного происхождения.

Для всех типов пород характерны пустоты – поры. Пустоты – первичные и вторичные – характерны для всех видов (типов) пород;

Пустоты подразделяются по размерам и видам :

- субкапиллярные с сечением пор менее 0,002-0,001 мм,
- капиллярные с сечением пор от 0,002-0,001 до 0,1 мм,
- сверхкапиллярные - крупнее 0,1 мм.

По видам пустоты различаются более условно: поры – каверны – биопустоты – трещины

Поры – пустоты в обломочных породах между зернами (гранулами) – пористость межзерновая (межгранулярная); коллектор - поровый, межзерновой (межгранулярный).

Каверны – пустоты, возникающие в результате растворения цемента, выщелачивания каких-либо минералов; особенно характерны для карбонатных пород. Размеры каверн различны.

Биопустоты – внутриформенные (пустоты в раковинах – камеры аммонитов, фораминифер, коралловые скелеты и др.) и межформенные (пустоты между раковинами в известняках-ракушняках).

Трещины – разрыв сплошности пород - литогенетические и тектонические; подразделяются по протяженности и раскрытию: менее 0,1 мм – микротрещины, более 0,1 мм – макротрещины.

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

«НЕФТЬ ПРОПИТЫВАЕТ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ ПОДОБНО ТОМУ, КАК ВОДА ПРОПИТЫВАЕТ ГУБКУ»

Д. И. Менделеев

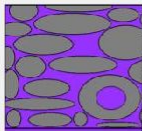
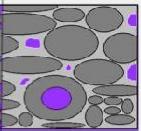

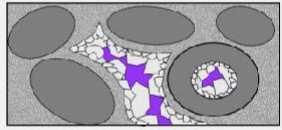
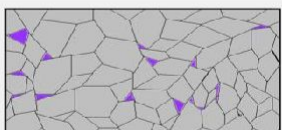

Коллекторами называются горные породы, обладающие способностью вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке.

ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ

Поровый

Каверновый Трещинный

Комбинированный

		Первичные: А – аккумуляционный; Б – хомогенно-аккумуляционный
		Унаследованного выщелачивания
		Остаточные после вторичного минералообразования
		Перекристаллизации и доломитизации
		Выщелачивания А – перекристаллизованных и доломитизированных участков Б – выщелачивания вблизи трещин



Каверны отличаются от пор только размером, величина которого позволяет жидкости вытекать из породы под действием собственного веса

**Типичные коллекторы:
Песчаники, алевролиты,
известняки**

Пористость и проницаемость

Пористость (А):

- общая = $V_{\text{пор}} / V_{\text{породы}} (x 100\%)$;
- открытая = $V_{\text{сообщающихся пор}} / V_{\text{породы}} (x100\%)$ (для песчаных коллекторов примерно равна общей пористости);
- эффективная (нефтенасыщенная) = $V_{\text{пор с нефтью и газом}} / V_{\text{породы}} (x100\%)$

Проницаемость (Б): Отражает способность породы пропускать через себя флюиды – К проницаемости (k_{pr}).

1 D – проницаемость, при которой через 1 см^2 при давлении = 1 атм на расстоянии 1 см проходит 1 см^3 флюида с вязкостью 1 сантипуаз.

Пористость и проницаемость строго не связаны, но для однотипных пород корреляция между ними линейная и прямая.

Классификация пустот

Типы коллекторов	Межгранулярные (поровые)	Трещинные	Каверновые	Биопустотные
Пустоты	Порово-трещинные		Трещино-каверновые	Внутрискелетные и межскелетные
	поры	трещины	каверны	
Породы	Обломочные			
	Карбонатные			
	изверженные			кремнистые
	глинистые метаморфические			

Коллекторы нефти и газа

Коллекторы нефти и газа по типу пород делятся на терригенные и карбонатные и смешанные коллекторы

Подсчет запасов объемным методом проводят в следующей последовательности:

- - определение объема пород-коллекторов, содержащих углеводороды;
- - определение средней пористости пород-коллекторов;
- - определение средней нефтегазо-насыщенности пород-коллекторов;
- - приведение объема углеводородов к стандартным условиям.

Объемный метод. Определение объемов

Сущность объемного метода заключается в определении **массы нефти или объема свободного газа**, приведенных к стандартным условиям, в насыщенных ими объемах пустотного пространства пород-коллекторов залежей нефти и газа или их частей.

Формула подсчета запасов нефти

Объемный метод

Геологические запасы

$$Q_{\text{ГЕОЛ}} = S \cdot H \cdot K_{\text{ПОР}} \cdot K_{\text{НА}}^{\text{Н}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot \rho$$

$Q_{\text{ГЕОЛ}}$ – геологические запасы нефти, тыс. т.;

S – площадь нефтеносности, тыс. кв. м.;

H – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (суммарная толщина нефтенасыщенных слоев-коллекторов), м;

$K_{\text{ПОР}}$ – пористость, д. ед.;

$K_{\text{НАС}}^{\text{Н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;

$K_{\text{ПЕР}}$ – пересчетный коэффициент нефти (учитывает различия плотности нефти в пластовых и стандартных условиях);

ρ – плотность нефти, т/куб. м.

Объемный метод

Объемный метод считается универсальным для подсчета запасов любой залежи или ее части при любой степени изученности.

Внешне он представляется довольно простым, однако эта простота таит в себе множество проблем.

Основные проблемы объемного метода заключаются в своевременном выявлении особенностей геологического строения залежи и объективном определении параметров, характеризующих объем пустотного пространства, насыщенного нефтью или свободным газом.

Объемный метод

По существу объективное выявление каждого из перечисленных факторов представляется проблемой, которая нередко усложняется недостаточностью и низким качеством фактических данных. Поэтому процесс изучения залежи идет непрерывно с момента ее открытия до завершения разработки. Тем самым первоначально созданные представления о строении залежей в виде статических моделей **постоянно совершенствуются**, а иногда и в корне меняются.

Подсчет запасов, объемный метод

Любая залежь представляет собой сложный объект. Его сложность обусловлена типом ловушки, условиями залегания пород в ловушке, типом пустотного пространства пород-коллекторов, характером насыщения пустотного пространства и его изменчивостью по площади и разрезу, взаимосвязанностью параметров, условиями залегания флюидов в недрах и т. п.

Объемный метод. Определение объемов

Величину объемов коллекторов пород получают исходя из определения геометрии залежи, определяемой контролирующей ее распространение системой поверхностей, плоскостей и границ.

В общем случае ее получают путем умножения горизонтальной проекции площади залежей нефти или свободного газа (F) на

- среднее значение вертикальной эффективной нефти (газо)-насыщенной толщины пласта **$h_{эф.н.}$**

Объемный метод. Определение объемов пустотного пространства

Объем пустотного пространства пород-коллекторов, получают из определенного объема коллекторов и среднего значения коэффициента открытой пористости (пустотности) $k_{п.о.}$

В полученных объемах пустот пород-коллекторов выделяется та часть объемов, которая **заполнена нефтью или газом, для чего используется среднее значение коэффициента нефтенасыщенности $k_{н.}$ или газонасыщенности $k_{г.}$**

Объемный метод. Определение подсчетных параметров

В зависимости от типа и изученности залежей расчет нефте(газо) насыщенных объемов и подсчет запасов производятся по разному.

Пластовые

залежи.

Площадь нефтяной залежи контролируется структурной картой по отражающему маркирующему горизонту (ОМГ) и предполагаемым положением ВНК. Для залежей, связанных с пластами, отметка ВНК принимается с учетом закономерностей изменения контактов выявленных залежей по площади зоны нефтегазонакопления или с учетом коэффициента заполнения ловушек соседних залежей.

Объемный метод. Определение подсчетных параметров

Пластовые залежи

•

Структурная основа, созданная по результатам сейсмических детальных работ должна быть увязана с данными скважин.

При этом необходимо учитывать закономерности в расхождениях между глубинами залегания ОМГ по данным скважины и сейсмики.

В газовых залежах отметка ГВК и *газоносная площадь* могут быть определены более надежно.

Схема пластовой сводовой залежи

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

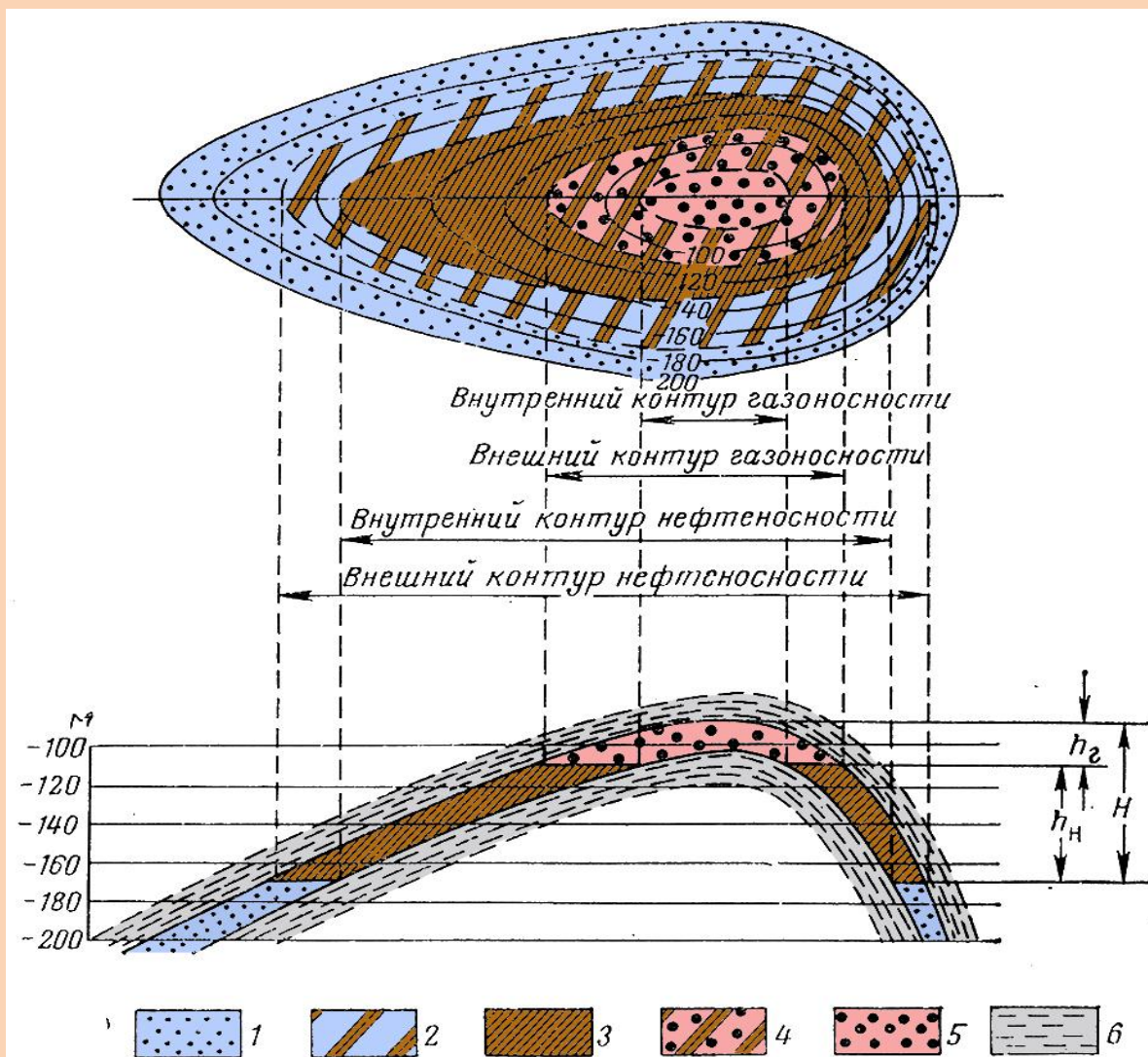
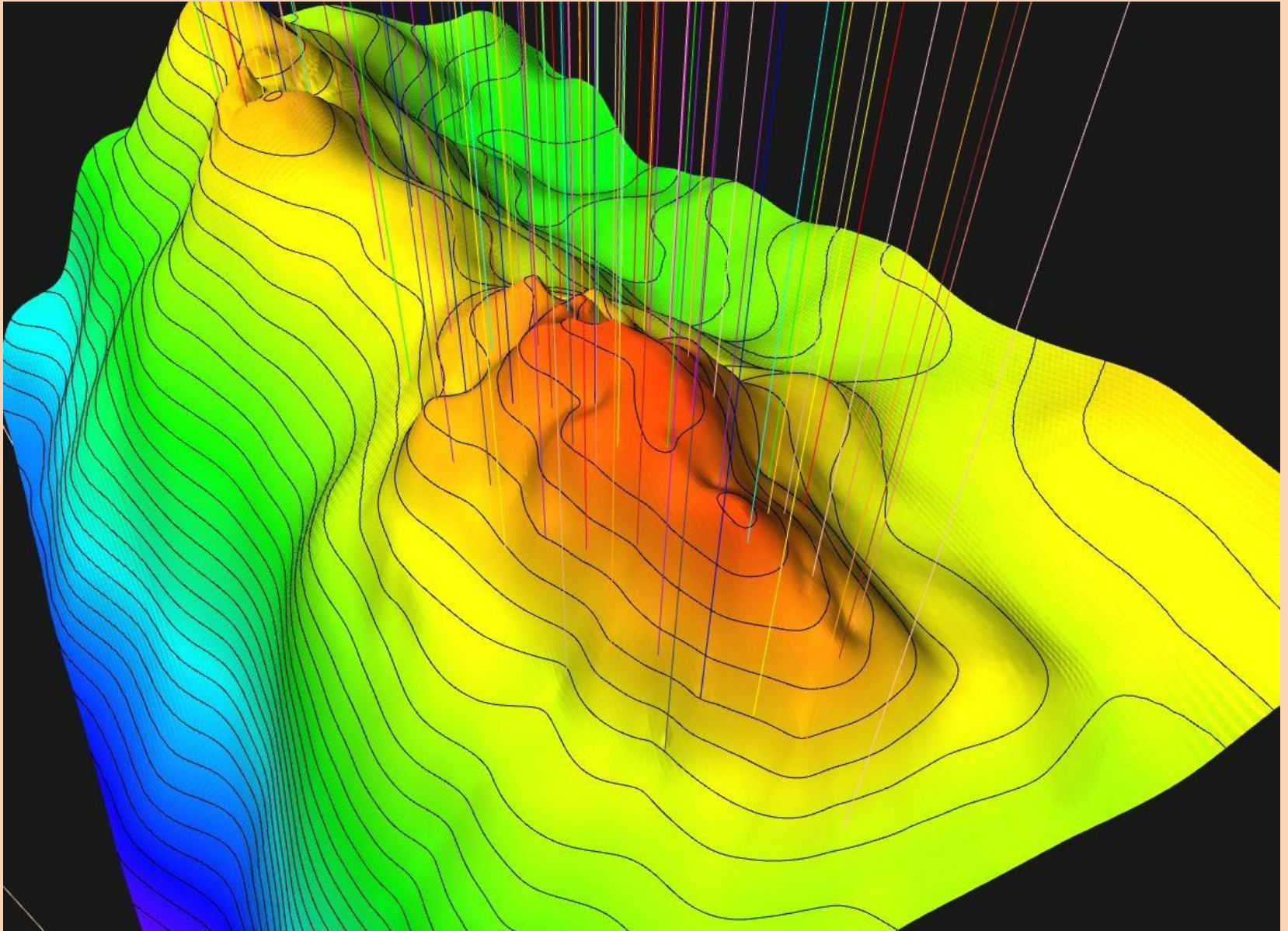


Схема пластовой сводовой залежи

Части пласта: 1 — водяная; 2 — водонефтяная; 3 — нефтяная; 4 — газонефтяная; 5 — газовая; 6 — непроницаемая порода

Построение структурных карт по кровле и подошве коллектора



Обоснование уровня водонефтяного контакта

Водонефтяной контакт – граница, разделяющая в пласте нефть и воду, и представляет собой **зону той или иной мощности**, в которой содержатся нефть и свободная вода. По мере приближения к зеркалу чистой воды содержание нефти уменьшается, а содержание воды в пласте увеличивается.

Определение положения водонефтяного контакта осуществляют при исследовании методами геофизических исследований скважин, а также опробования необсаженных скважин в процессе бурения.

Обоснование уровня водонефтяного контакта

Контакт нефть—вода, редко бывает плоским. Обычно он образует неровную поверхность, горизонтальную или наклонную. Для определения контуров залежей проводится условная плоскость, причем таким образом, чтобы она была средней по отношению к установленным контактам в отдельных скважинах.

Эффективная нефте(газо)-насыщенная толщина в каждой скважине учитывается во всех продуктивных интервалах независимо от принятого среднего уровня положения ВНК.

Поверхность контакта газ—вода значительно ближе к плоскости, хотя возможны случаи отклонения от нее.

Установленные отметки контактов переносятся на карты поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей.

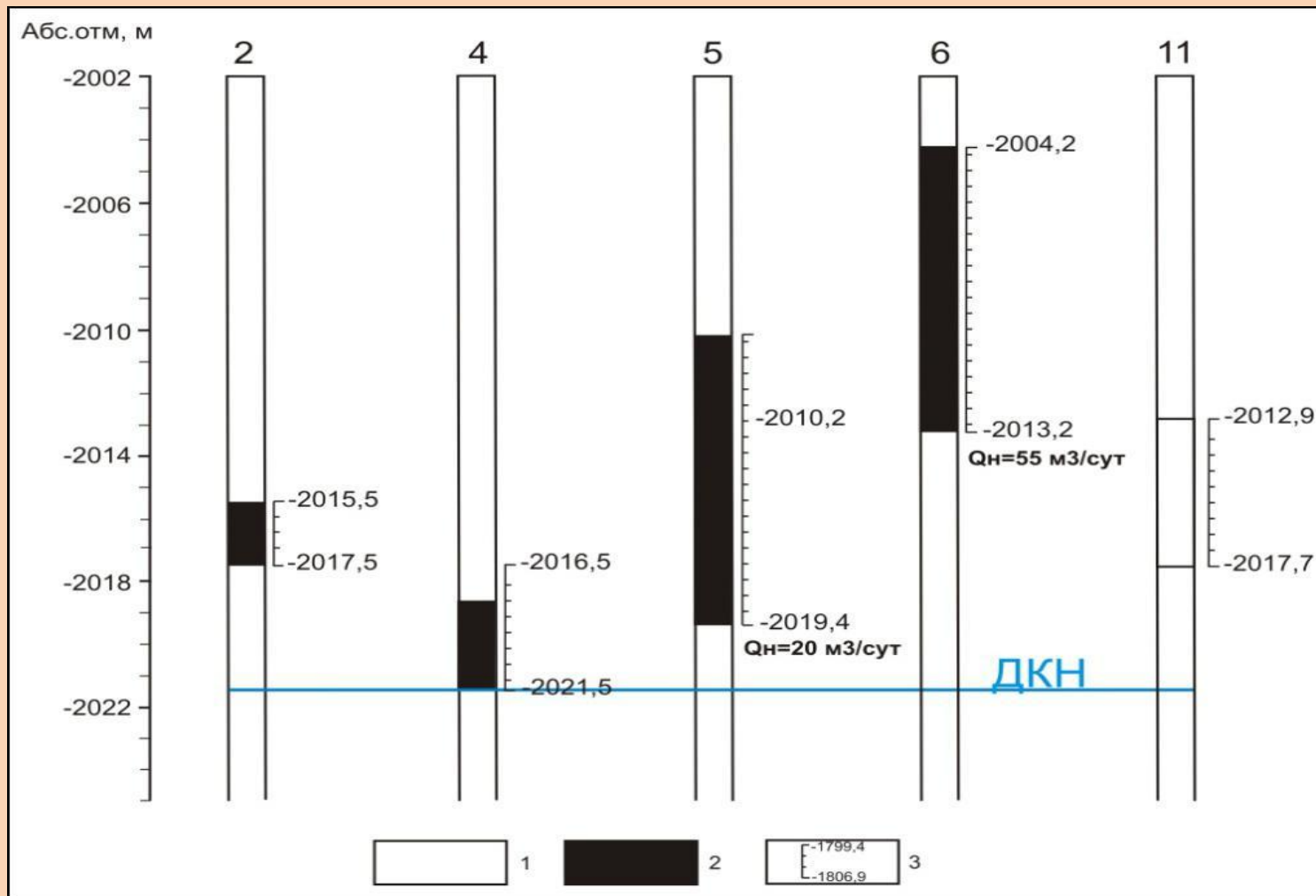
Обоснование уровня водонефтяного контакта

Наиболее точные данные о положении ВНК получают при изучении необсаженных и обсаженных неперфорированных скважин по данным комплекса методов электрометрии и радиометрии, сопоставленных с результатами опробований по скважинам. В обсаженных перфорированных скважинах указанные выше характеристики продуктивного пласта искажены различным влиянием гидродинамических сил в прискважинной и удалённой частях пласта, что отрицательно сказывается на точности определения текущего положения контакта.

Обоснование уровня водонефтяного контакта

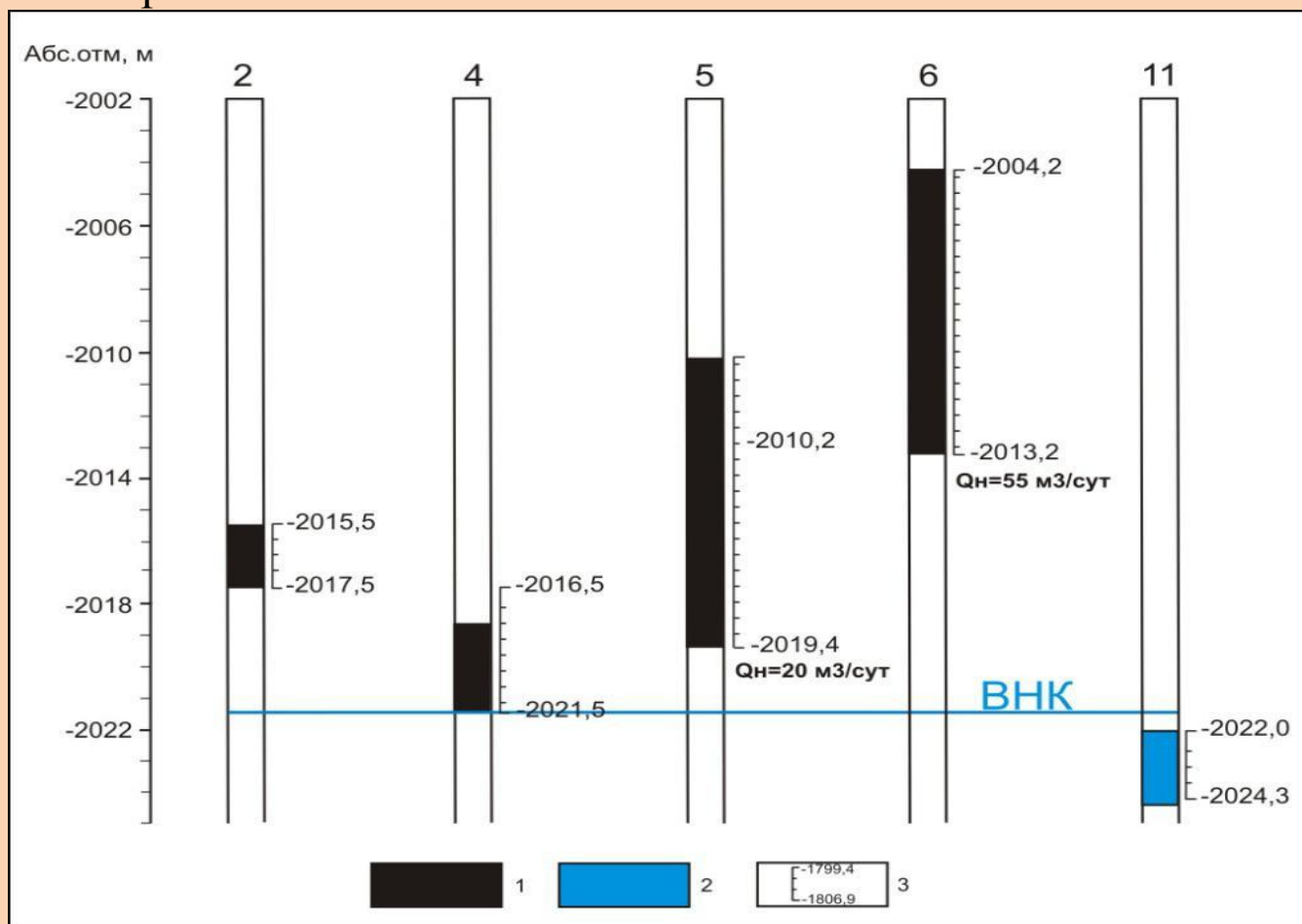
Для нахождения абсолютной отметки ВНК на основе таблицы исходных данных составляется схема опробования

Обоснование доказанного контура нефтеносности

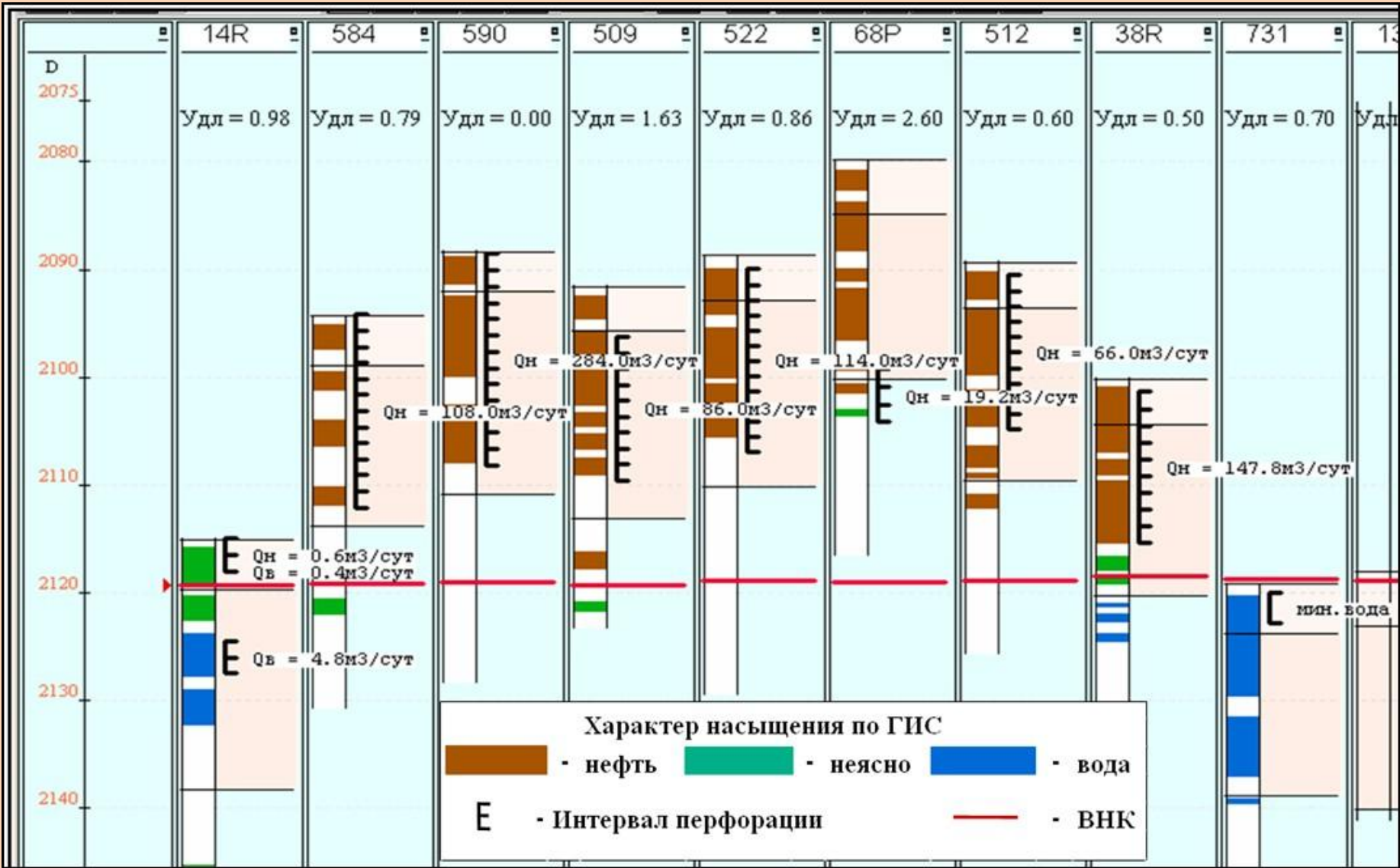


ДКН проводится по нижним дырам интервала перфорации

Если разница между абсолютной отметкой верхнего отверстия интервала перфорации, давшего при опробовании воду, и абсолютной отметкой нижнего интервала, давшего нефть, значительное, то линия ВНК проводится по середине этого расстояния.

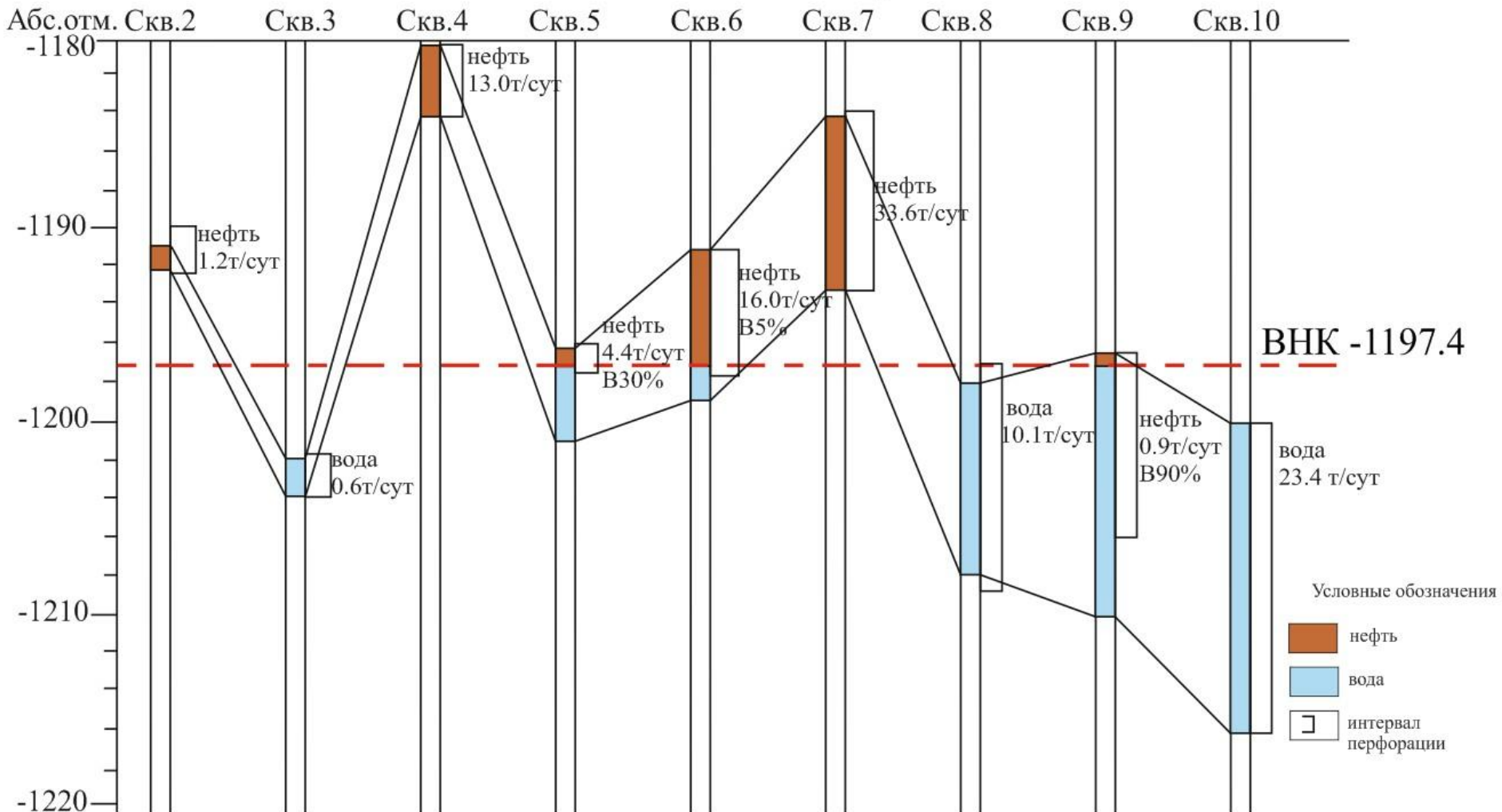


Анализ ВНК по разведочным и субвертикальным скважинам



Обоснование положения ВНК

Схема обоснования водонефтяного контакта

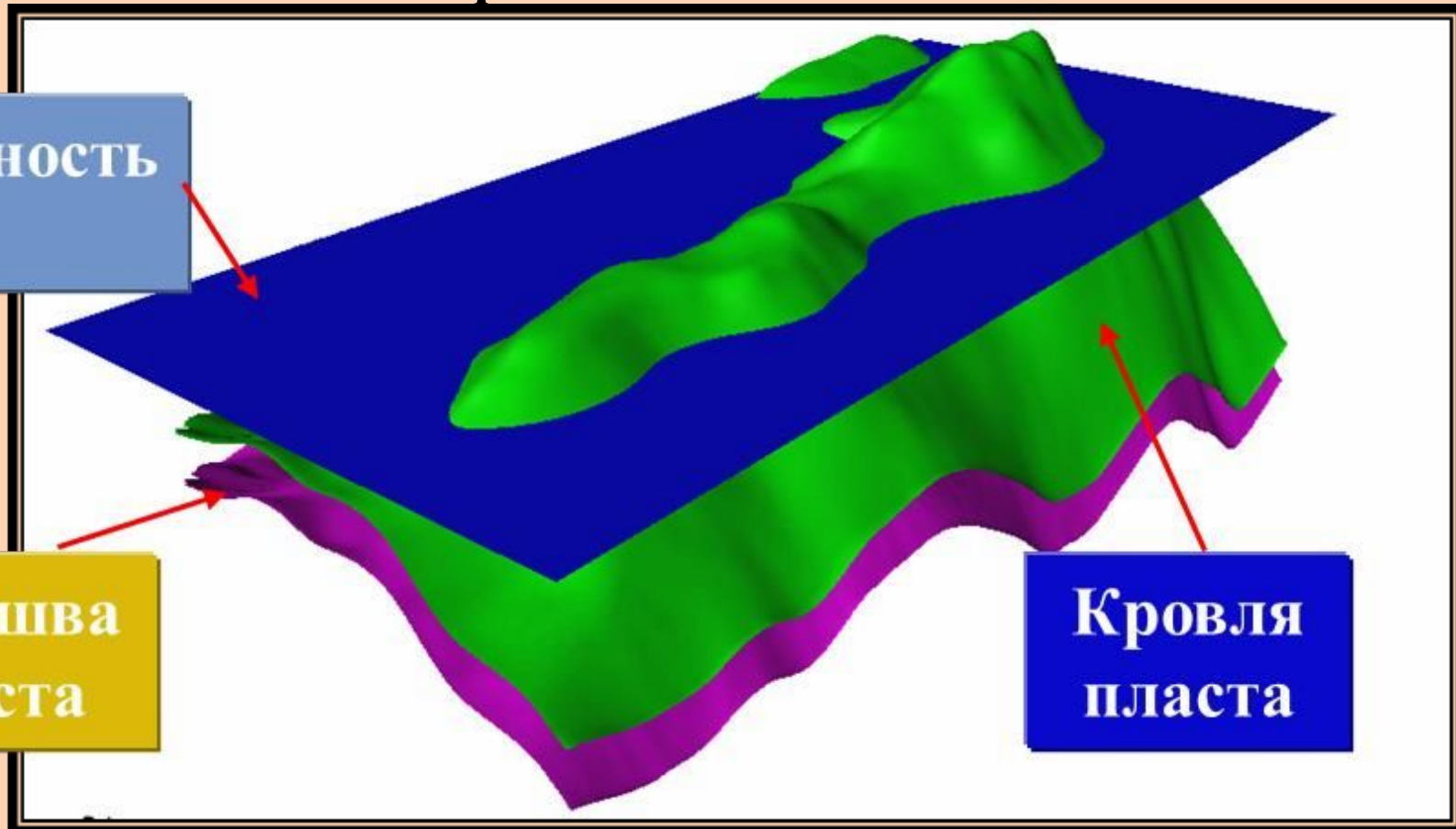


Определение параметров подсчета

При горизонтальном ВНК (или ГВК) внешний и внутренний контуры нефте(газо)-носности проводятся по изогипсам каждой карты, имеющим отметку контактов. В массивной залежи проводится только внешний контур на карте поверхности кровли пласта.

В случае наклонного контакта предварительно составляется карта его поверхности. Затем она совмещается с картами поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей или с картой поверхности кровли коллекторов массивной залежи. Через точки с одинаковыми отметками на каждой паре обеих совмещенных карт проводятся внешние и внутренний контуры нефте(газо)-носности. После этого для пластовых залежей внутренний контур переносится на карту поверхности кровли коллекторов продуктивного пласта.

Определение положения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности

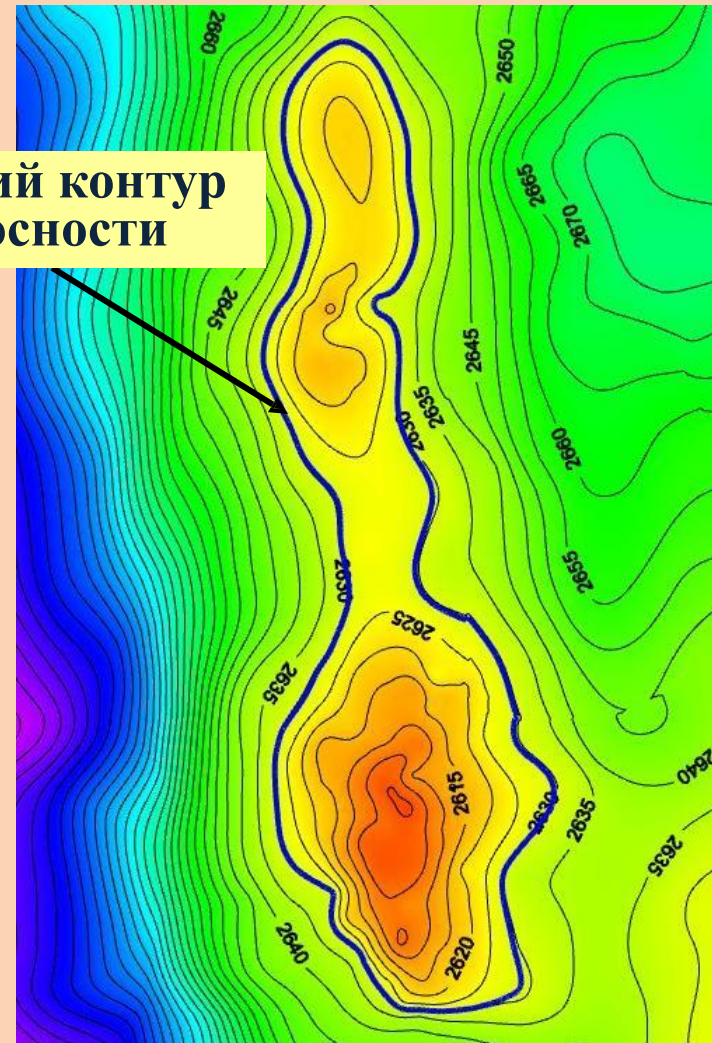
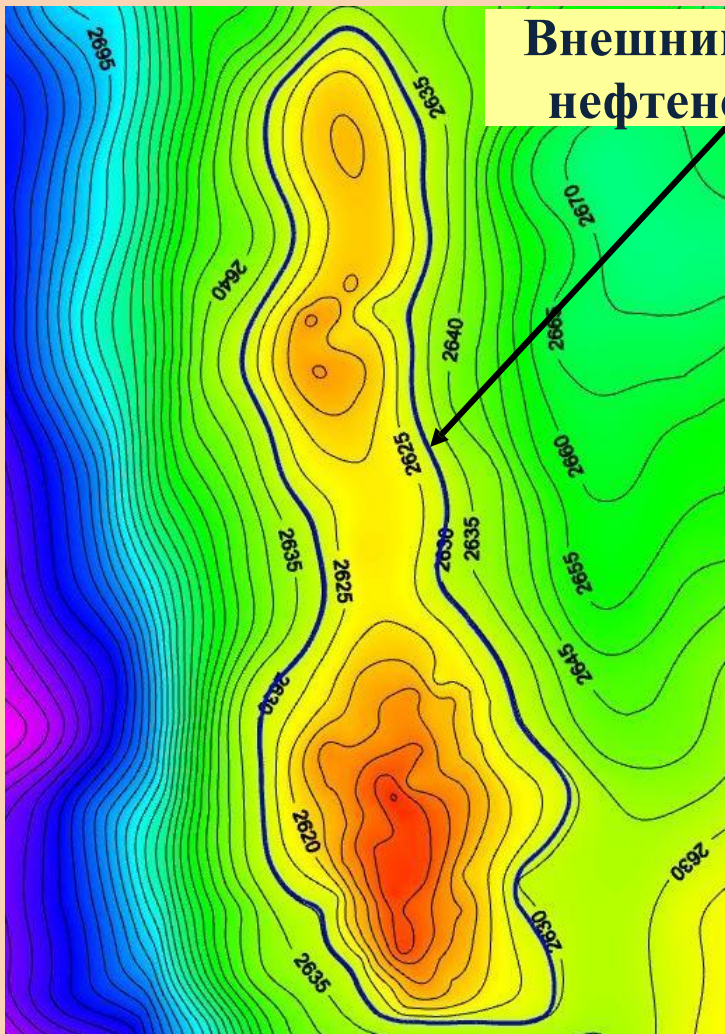


Определение положения внешнего и внутреннего контуров

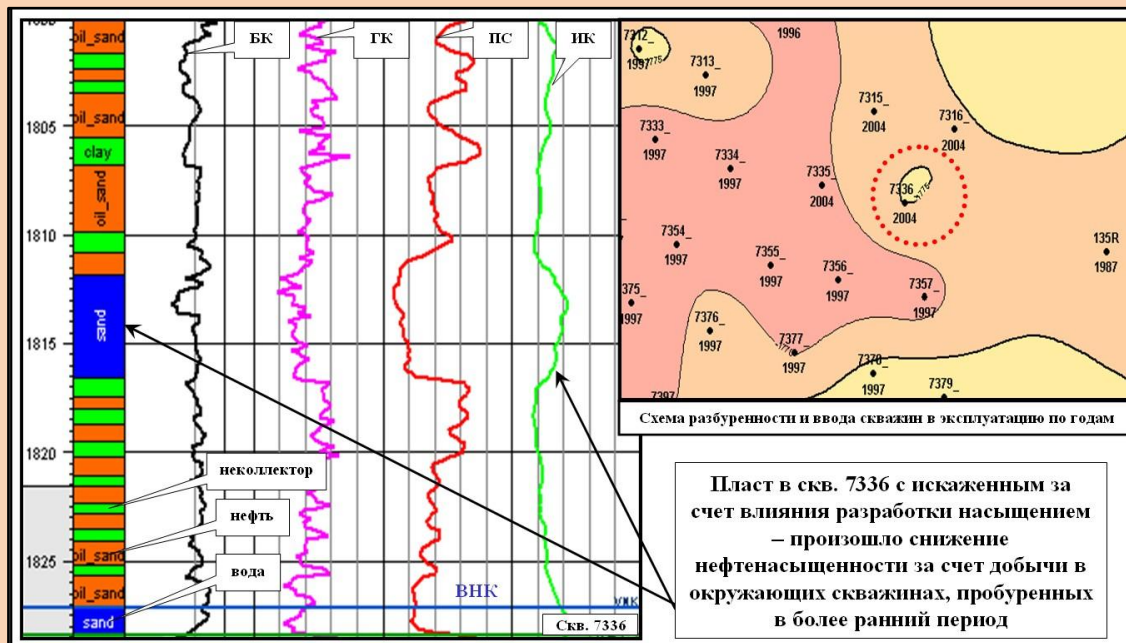
Структурная карта по нефтеносности Структурная карта по кровле коллектора подошве коллектора

Внешний контур нефтеносности

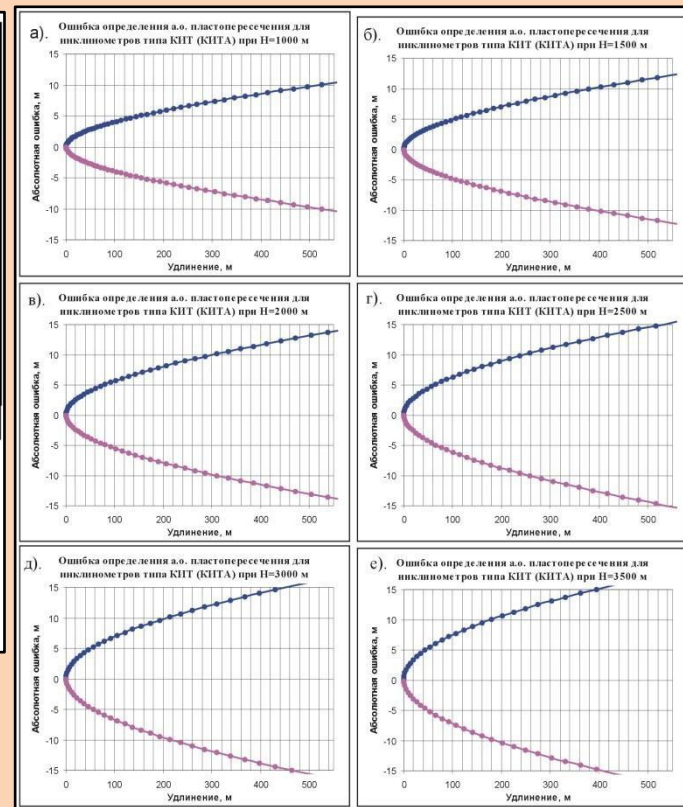
Внутренний контур нефтеносности



Источники ошибок определения положений ГНК ВНК



- ✓✓ погрешности инклинометрии,
- ✓✓ влияние разработки,
- ✓✓ некачественные испытания,
- ✓✓ неточное определение по ГИС



- тонкие пропластки,
- плохие коллектора,
- недостаточный комплекс,
- کمپлекс,
- петрофизическая необеспеченность литологически сложных коллектора

Определение подсчетных параметров

Для пластовых залежей составляют **карты эффективной толщины пласта.**

На них наносят внешний и внутренний контуры нефте(газо)носности.

В пределах внутреннего контура карта эффективной нефте(газо)насыщенной толщины полностью соответствует карте эффективной толщины. В водонефтяной (газоводяной) зоне, между внутренним и внешним контурами, изопахиты проводят путем интерполяции между значениями изопахит в точках их пересечения с внутренним контуром до нуля на внешнем контуре.

При этом учитываются данные скважин в водонефтяной (газоводяной) зоне.

Объемный метод. Подсчетные параметры

Эффективная нефте(газо) насыщенная толщина залежей принимается по данным пробуренных скважин. Выделение толщин пропластков производится по прямым качественным признакам на диаграммах ГИС с учетом кондиционных значений, определенных по геофизическим данным или принятых по аналогии с соседними залежами.

Объемный метод. Подсчетные параметры

Нефтенасыщенный объем залежи V_n определяется без составления карты изопахит если пробурена одна скважина и с составлением карт изопахит если скважин две и больше.

В случае одной скважины объем коллекторов в пределах площади с запасами категории C_1 вычисляется путем умножения площади F на нефте(газо) насыщенную толщину в скважине h_n .
эф. $V_n = F h_n$ н.эф. т. е.

Объем коллекторов на площади с запасами категории C_2 состоит из двух частей: оставшегося объема в пределах внутреннего контура нефтеносности (нефтяной зоны) и объема водонефтяной зоны.

Объемный метод

Особенности подсчета запасов литологически и стратиграфически ограниченных и тектонически экранированных залежей.

Литологическое ограничение залежей может быть обусловлено выклиниванием пласта по восстанию слоев, литолого-фациальным замещением пласта плохо проницаемыми породами и другими причинами. На стадии поисков оба вида ограничения могут быть установлены лишь в тех случаях, когда на залежи до первой продуктивной скважины были пробурены одна или несколько непродуктивных скважин.

Определение подсчетных параметров при выклинивающемся пласте, литолого-фациальном замещении или тектоническом нарушении

Площадь

залежей

Такие залежи контролируются внешним контуром нефте(газо)-носности, границами выклинивания пластов, литолого-фациального замещения коллекторов или тектоническими нарушениями.

Основой для построения структурной карты по кровле пласта (горизонта) служит сейсмическая карта, скорректированная с отметками кровли продуктивных отложений, установленными в пробуренных скважинах. Границы выклинивания пластов и литолого-фациального замещения коллекторов проводятся на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и невскрывшими коллектор.

Объемный метод

Особенности подсчета запасов литологически и стратиграфически ограниченных и тектонически экранированных залежей.

Пласт, содержащий залежь, в зоне выклинивания отсутствует полностью. При этом граница выклинивания проводится через середину расстояний между продуктивной и непродуктивными скважинами.

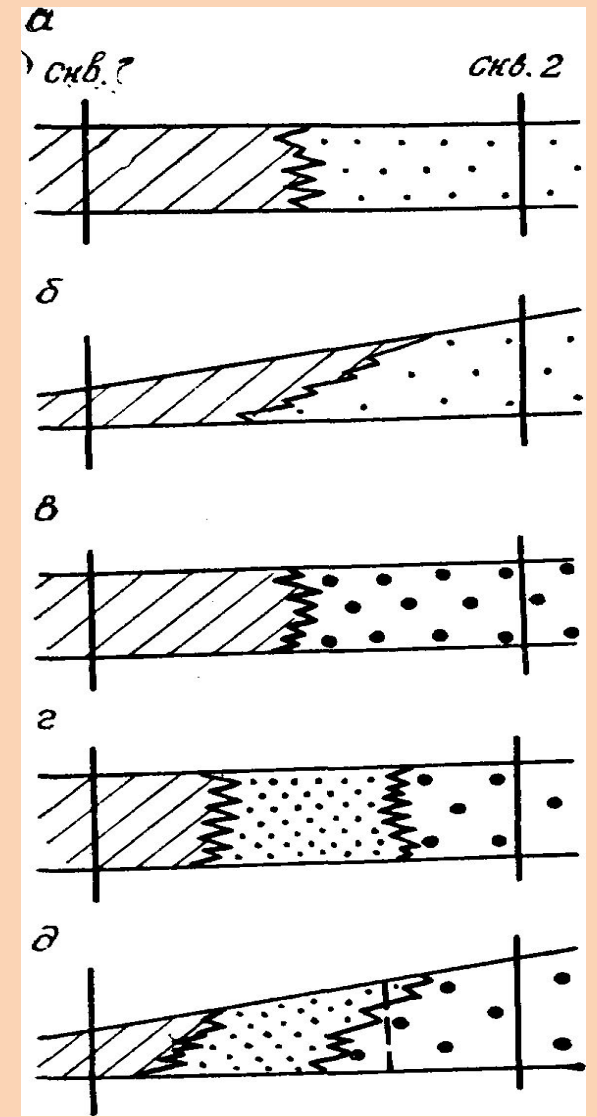
На карте изопакит толщина пласта на этой границе принимается равной 0, а интерполяция от нее к продуктивной скважине ведется линейно.

Объемный метод

В настоящее время геометризация пластов, подверженных литолого-фациальному замещению, представляется одной из наиболее сложных проблем. Она связана с тем, что подобное замещение может проявляться в различных формах.

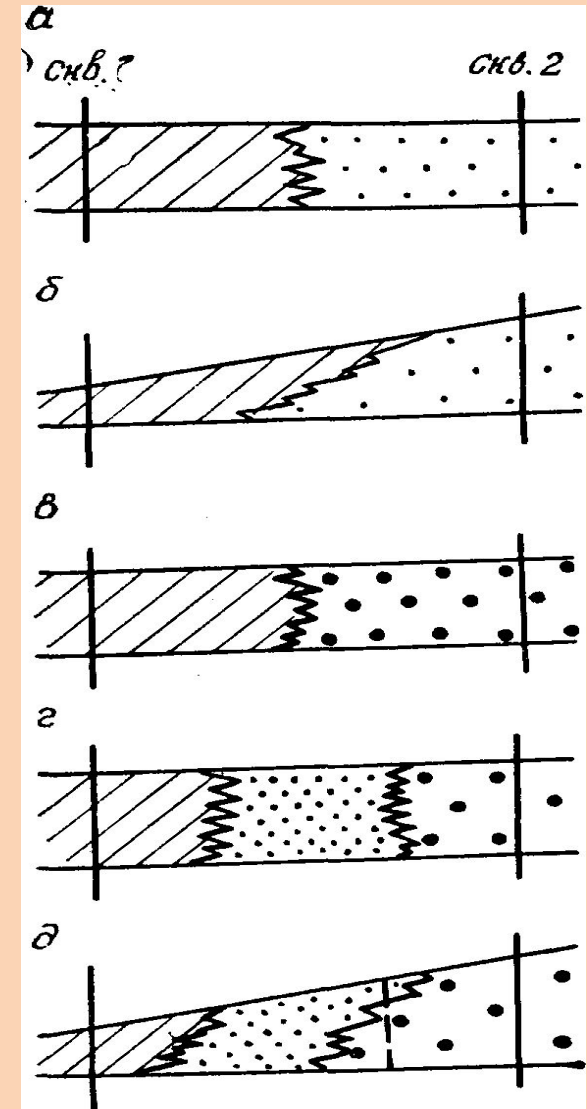
Лито-фациальное замещение может происходить в пластах с неизменяющейся по площади общей толщиной (рис.а).

Высокопродуктивные породы на очень коротком расстоянии, исчисляемом буквально метрами, могут смениться непроницаемыми (рис.в).



Объемный метод

Литолого-фациальным замещением может сопровождаться выклинивание пласта, причем замещение непроницаемыми породами наступает значительно раньше, чем происходит выклинивание пласта или пропластка. При этом процесс замещения будет постепенным по толщине, а изменение толщины коллектора подобно выклиниванию (рис. б). При постепенном литологическом замещении высокопродуктивные породы замещаются низкопродуктивными, а те, в свою очередь, непроницаемыми. Естественно, эти переходы возможны в пластах и пропластках как с неизменяющейся (рис. г), так и с изменяющейся (рис. д) толщиной.



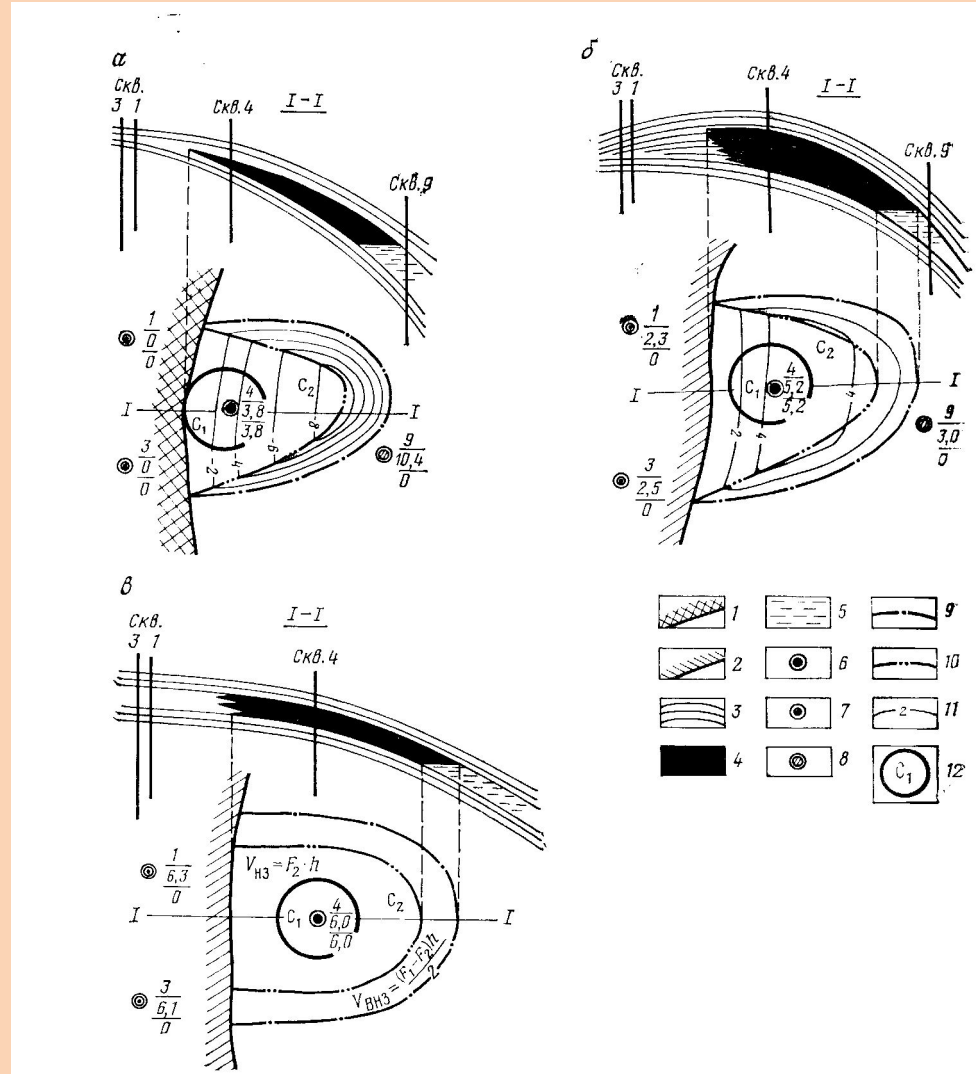
Объемный метод. Литологически ограниченные

В случае литолого-фациального замещения в непродуктивных скважинах пласт представлен плохо проницаемыми породами.

Пласты: а- выклинивающийся по восстанию; б - с уменьшающейся общей толщиной и литолого-фациальным замещением; в - с выдержанной общей толщиной и литолого-фациальным замещением.

Границы: 1-выклинивания пласта, 2-литолого-фациального замещения пласта; 3-плохо проницаемые породы; 4-нефть; 5-вода; скважины:

6-продуктивные, 7-без притока, 8-давшие воду; контуры нефтеносности: 9-внешний, 10-внутренний; 11-изолинии h_n .эф; 12-границы площади с запасами категории C_1 ; цифры у скважин: верхняя - номер скважины, средняя - общая толщина пласта, нижняя - эффективная нефтенасыщенная толщина; объемы нефтенасыщенных коллекторов в зонах: $V_{нз}$ - нефтяной, $V_{внз}$ — водонефтяной.



Объемный метод.

Стратиграфически ограниченные залежи

Определение границ стратиграфически ограниченных залежей осуществляют по данным сейсмических исследований с учетом закономерностей распространения залежей подобных типов в исследуемом районе, а также по данным пробуренных скважин, последняя из которых оказалась продуктивной.

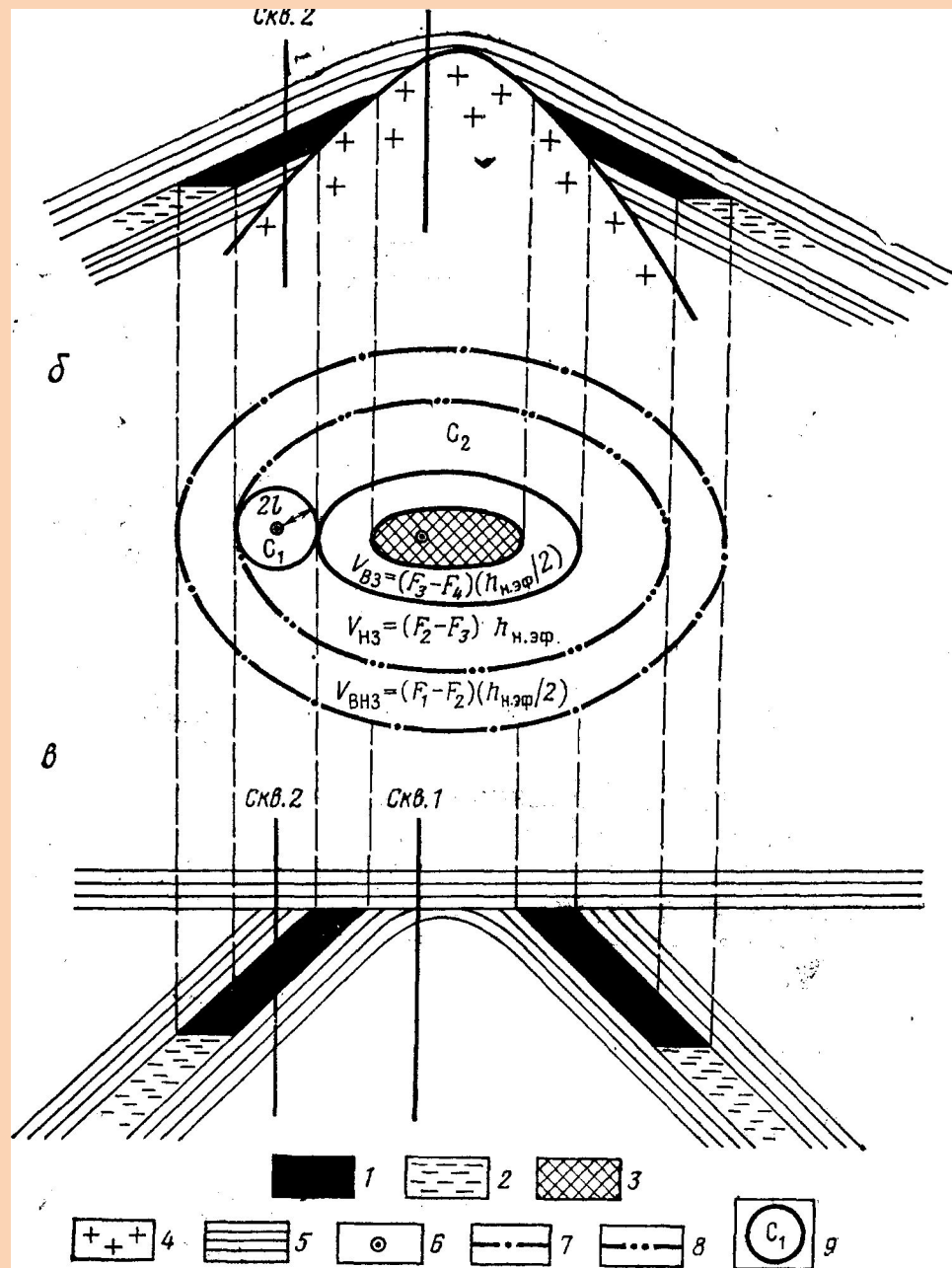
Обычно залежи этого типа связаны с пластами, примыкающими к выступам древнего рельефа или подвергшимся размыву и перекрытыми более молодыми осадками (рис.).

Объемный метод

а — профиль залежи, примыкающей к выступу древнего эрозионного рельефа;

б — залежь в плане;

в — профиль залежи, продуктивный пласт которой размыт и перекрыт более молодыми осадками. 1 — нефть; 2 — вода; 3 — зона отсутствия коллектора; 4 — кора выветривания; 5 — плохо проницаемые породы; 6 — скважины; контуры нефтеносности — 7 — внешний, 8 — внутренний; 9 — границы площади с запасами категории C_1 ; объемы нефтенасыщенных коллекторов в зонах: $V_{ВЗ}$ — постепенного выклинивания коллекторов, $V_{ВНЗ}$ — нефтяной, $V_{ВНЗ}$ — водонефтяной; L — шаг будущей эксплуатационной сетки.



Объемный метод, Стратиграфически ограниченные залежи

Положение ВНК и ГВК в стратиграфически ограниченных залежах определяется так же, как в пластовых залежах. Расчет объемов нефте(газо)насыщенных коллекторов ведется без построения карт изопахит, как и в случае пластовых залежей. Однако в отличие от них в залежах рассматриваемых типов на основе общих закономерностей выделяется зона постепенного выклинивания, геометрически изображаемая подобно водонефтяной или газоводяной частям пластовых залежей. В ней толщина пласта также принимается равной половине его толщины в продуктивной скважине.

Объемный метод, Стратиграфически и литологически ограниченные залежи

Объем коллекторов в границах площади с запасами категории C_1 определяется как :

$V_{C_1} = F_{C_1} h_{н.эф.}$, а в границах площади с запасами категории C_2 находится из выражения: $V_{C_2} = (F_1 F_2 - F_3 - F_4 - 2F_{C_1}) h_{н.эф.} / 2$ где: F_1, F_2 — площади, ограниченные соответственно внешним и внутренним контурами нефтеносности;

F_3 — площадь зоны постепенного выклинивания коллектора;

F_4 - площадь зоны отсутствия коллектора;

F_{C_1} - площадь с запасами категории C_1 .

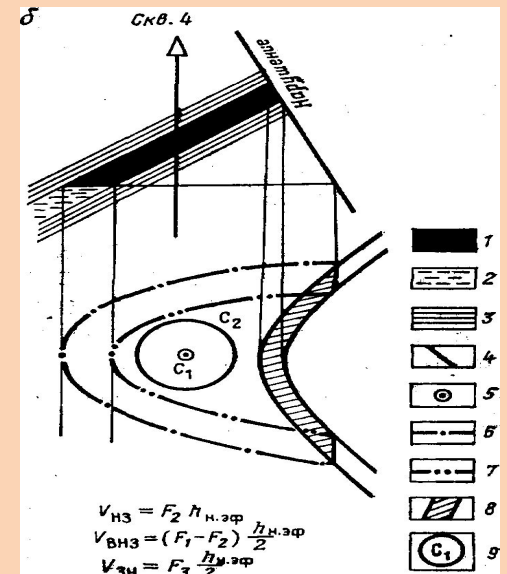
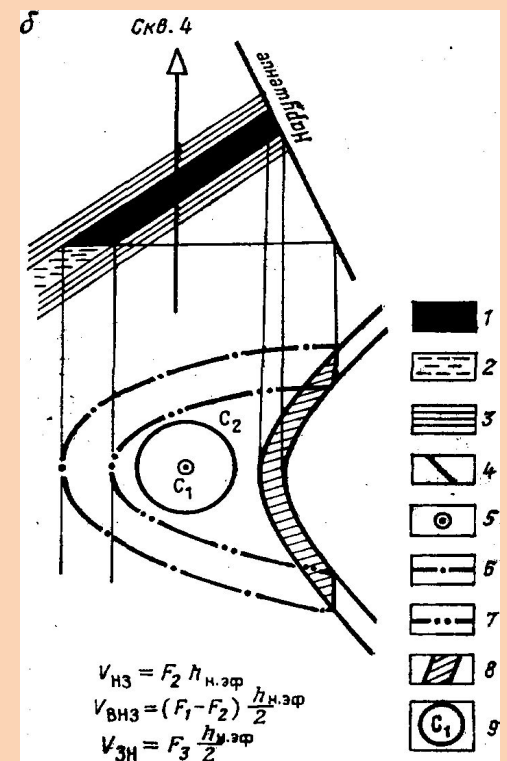
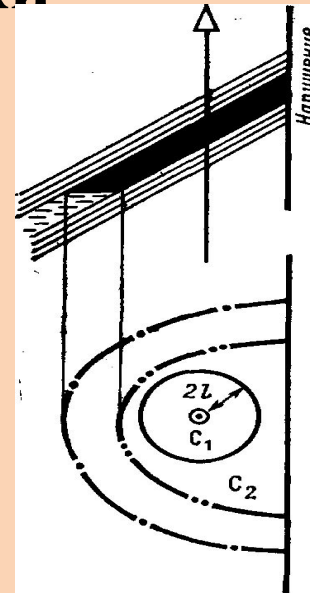
Обоснование остальных подсчетных параметров ведется по общей схеме для пластовых залежей. Запасы нефти и свободного газа подсчитываются по формулам:

$$Q_{н.н} = \sum_{C_1, C_2} F h_{н.эф.} k_{п.о.} k_{н.} \theta \quad Q_{н.г} = \sum_{C_1, C_2} F h_{г.эф.} k_{п.о.} k_{г.} K_p K_T$$

Подсчет запасов тектонически экранированных залежей

По таким же формулам без составления карт изопахит подсчитываются запасы тектонически экранированных залежей. Особенность расчета объемов коллекторов в залежах этого типа заключается в геометризации призабойной зоны. При вертикальной плоскости нарушения на пластовых залежах эффективная нефте(газо)насыщенная толщина пласта в зоне нарушения учитывается полностью, а при наклонной - берется лишь ее половина

1- нефть; 2- вода; 3- плохо проницаемые породы, подстилающие и перекрывающие пласт; 4- линия нарушения; 5- скважина; контуры нефтеносности: 6- внешний; 7- внутренний; 8 - площадь нефтеносности в зоне нарушения; 9 — границы площади с запасами категории C_1 : $V_{нз}$ -нефтяной, $V_{внз}$ — водонефтяной, $V_{зн}$ - зоны нарушения



Объемный метод

Объем коллекторов в нефтяной зоне получают как произведение

$$V_{\text{нз}} = F_{\text{нз}} h_{\text{н.эф}}$$

где $F_{\text{нз}}$ - площадь, ограниченная внутренним контуром нефтеносности.

Объем коллекторов в водонефтяной зоне (ВНЗ) равен

$$V_{\text{внз}} = F_{\text{внз}} h_{\text{н.эф}} / 2.$$

где $F_{\text{внз}}$ — площадь, ограниченная внешним внутренним контуром нефтеносности.

Суммарный объем коллекторов с запасами категории C_2 равен:

$$V_{C_2} = V_{\text{нз}} + V_{\text{внз}}$$

Чтобы определить среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины в пределах площади с запасами этой категории, необходимо полученный объем разделить на $F_{\text{нз}} + F_{\text{внз}}$.

Составление подсчетного плана.

Выделение категорий

В зависимости от степени изученности месторождений и подготовленности их к промышленному освоению запасы нефти и газа классифицируют на различные **категории** – **A, B₁, B₂, C₁, C₂**.

Если в пределах залежи выделяется несколько категорий запасов, то запасы следует подсчитывать **по каждой категории в отдельности**. Запасы залежи, в целом, определяются суммированием запасов отдельных категорий.

Последние изменения руководящих документов

**МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РАСПОРЯЖЕНИЕ**

от 19 апреля 2018 г. N 11-р

О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ

**В МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ
КЛАССИФИКАЦИИ**

**ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ,
УТВЕРЖДЕННОЙ**

**ПРИКАЗОМ МИНИСТЕРСТВА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И
ЭКОЛОГИИ**

**РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ 01.11.2013 N 477, УТВЕРЖДЕННЫЕ
РАСПОРЯЖЕНИЕМ МИНИСТЕРСТВА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И
ЭКОЛОГИИ**

РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ 01.02.2016 N 3-Р

Выделение категорий запасов

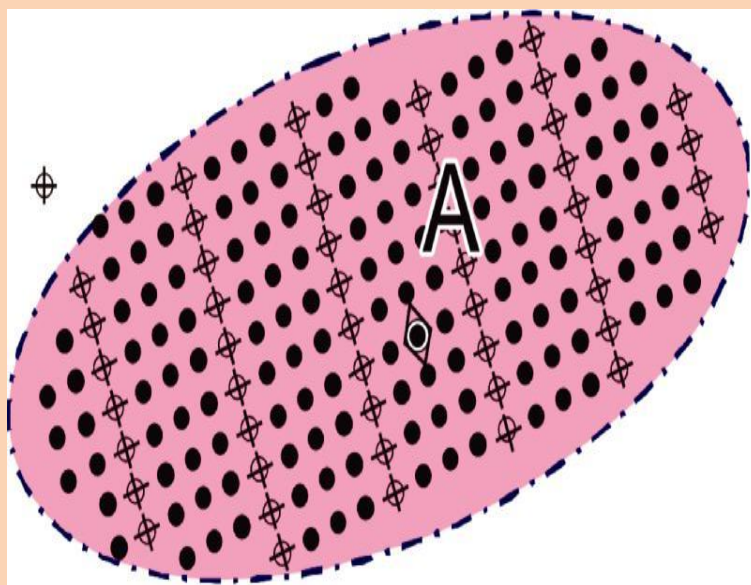
Границы запасов категории А устанавливаются:

а) для разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами, и ранее числящимися в эксплуатационном фонде на данную залежь - по контуру залежи;

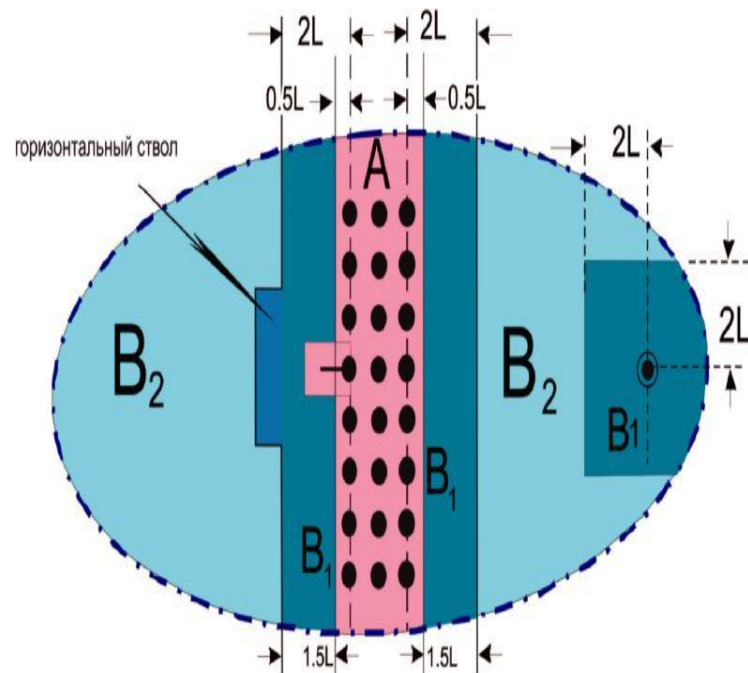
б) для разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами - на расстоянии равном половине шага сетки эксплуатационных скважин согласованной действующим проектным документом, от линии, проходящей через крайние скважины, в сторону неизученной части залежи ($0,5 L$, где L – расстояние между эксплуатационными скважинами); В качестве крайних скважин в каждом пласте принимаются эксплуатационные скважины (добывающие, бездействующие, нагнетательные, пьезометрические и другие).

Выделение категорий запасов

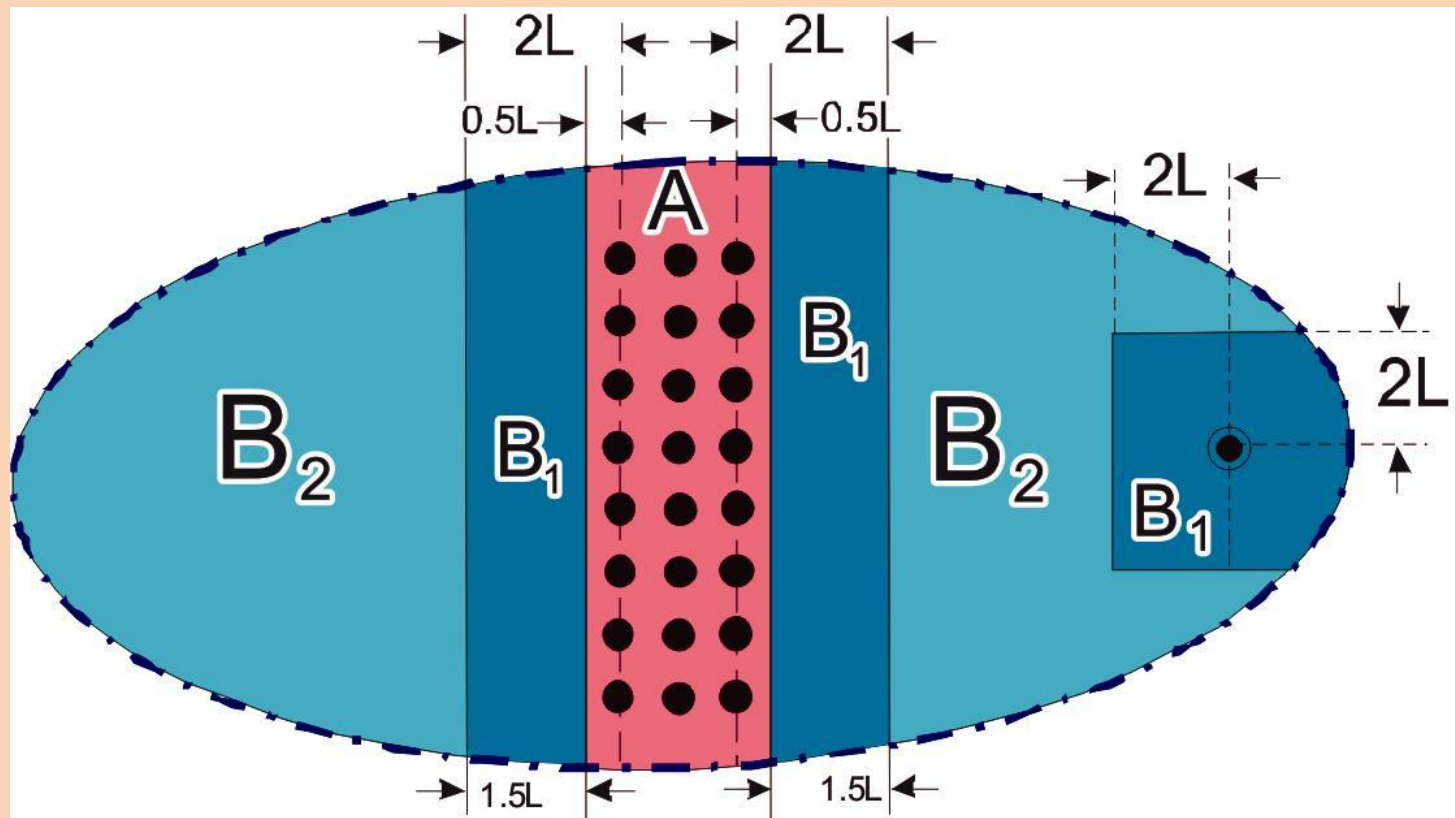
для разрабатываемой залежи,
полностью разбуренной
эксплуатационными скважинами



для разрабатываемой залежи,
частично разбуренной
эксплуатационными скважинами



Выделение категорий



Выделение запасов категорий А, В₁ и В₂ на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами

Выделение категорий

в) для залежей, разрабатываемых, в том числе, скважинами с горизонтальными, субгоризонтальными и пологими окончаниями забоя, границы категории А проводятся на всем протяжении ствола скважины на расстоянии 0,5 L

Выделение категорий

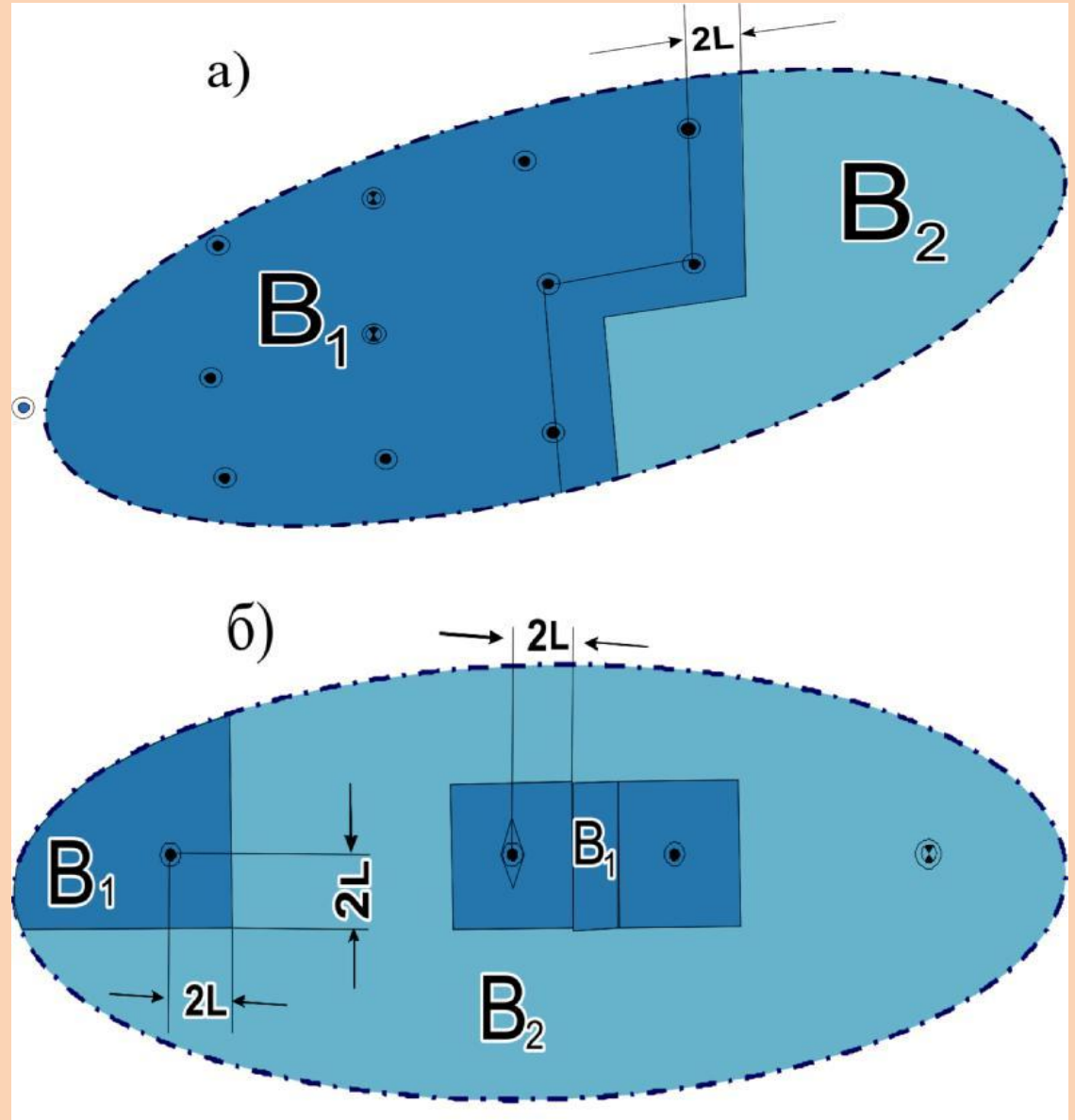
Границы запасов категории В1 устанавливаются:

а) для неразбуренных частей разрабатываемой залежи, непосредственно примыкающих к участкам запасов категории А – на расстоянии равном двойному шагу эксплуатационной сетки - $2L$ от линии, проходящей через крайние скважины, или $1,5L$ от границы категории А в сторону неизученной части залежи;

б) для частей залежи разрабатываемого месторождения, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа при опробовании в колонне, или опробованными испытателем пластов в процессе бурения – на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки - $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи; отдельно расположенные не опробованные разведочные скважины в категорию В1 не включаются

Выделение категорий

Выделение запасов
категорий B_1 и B_2
по данным
разведочного
бурения на
разрабатываемых
месторождениях



Выделение категорий

Если скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена вблизи границ залежи (расстояние от границы категории В1 до границы залежи меньше двойного шага эксплуатационной сетки $2L$), то границы категории В1 можно распространить до границы залежи

Выделение категорий

Выделение запасов категорий В1 и В2 по данным разведочного бурения на разрабатываемых месторождениях

Для частей залежи разрабатываемых месторождений, около опробованных в колонне продуктивных транзитных эксплуатационных скважин – на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки ($2L$) от опробованных скважин; если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории В1 проводят по нижней отметке интервала перфорации в пределах вскрытого перфорацией проницаемого прослоя.

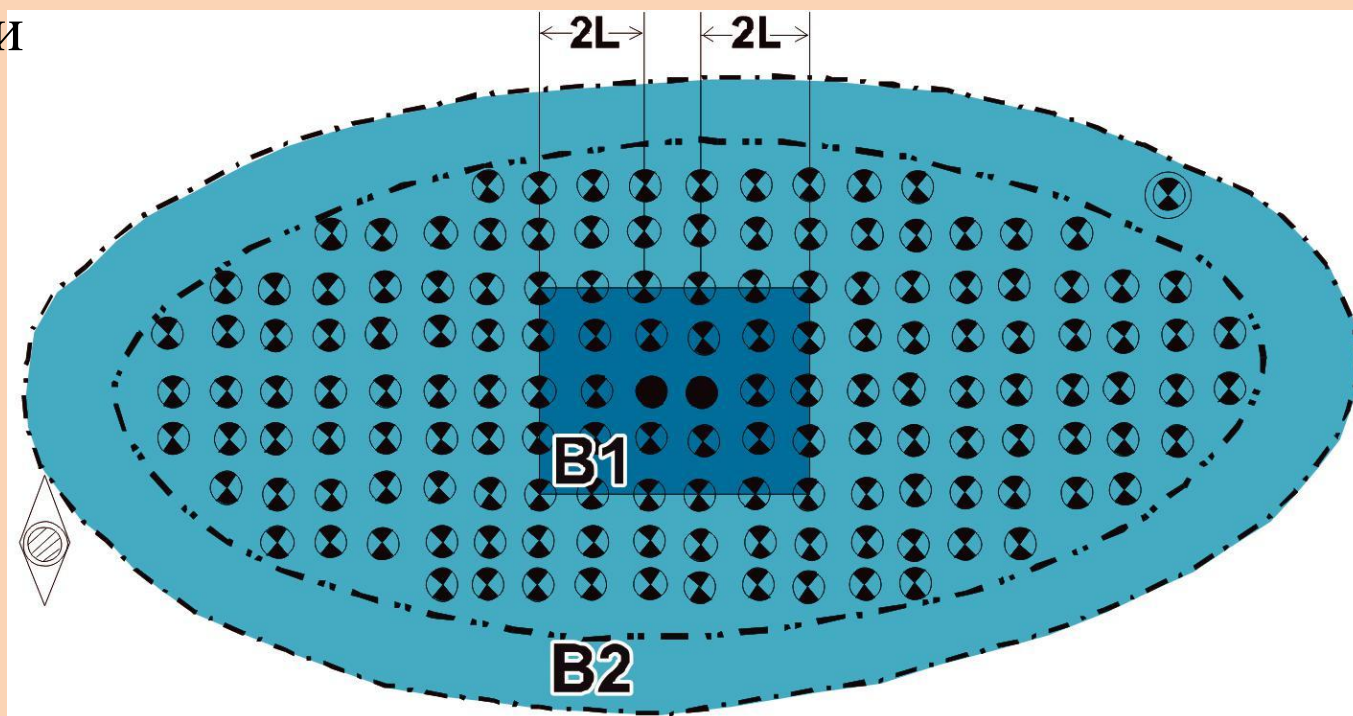
Выделение категорий

К запасам категории В2 относят:

- а) неразбуренные участки разрабатываемых залежей между внешним контуром нефтегазоносности и границами участков запасов категории В1;
- б) неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, изученную по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных неопробованных эксплуатационных скважинах – до границ залежи.

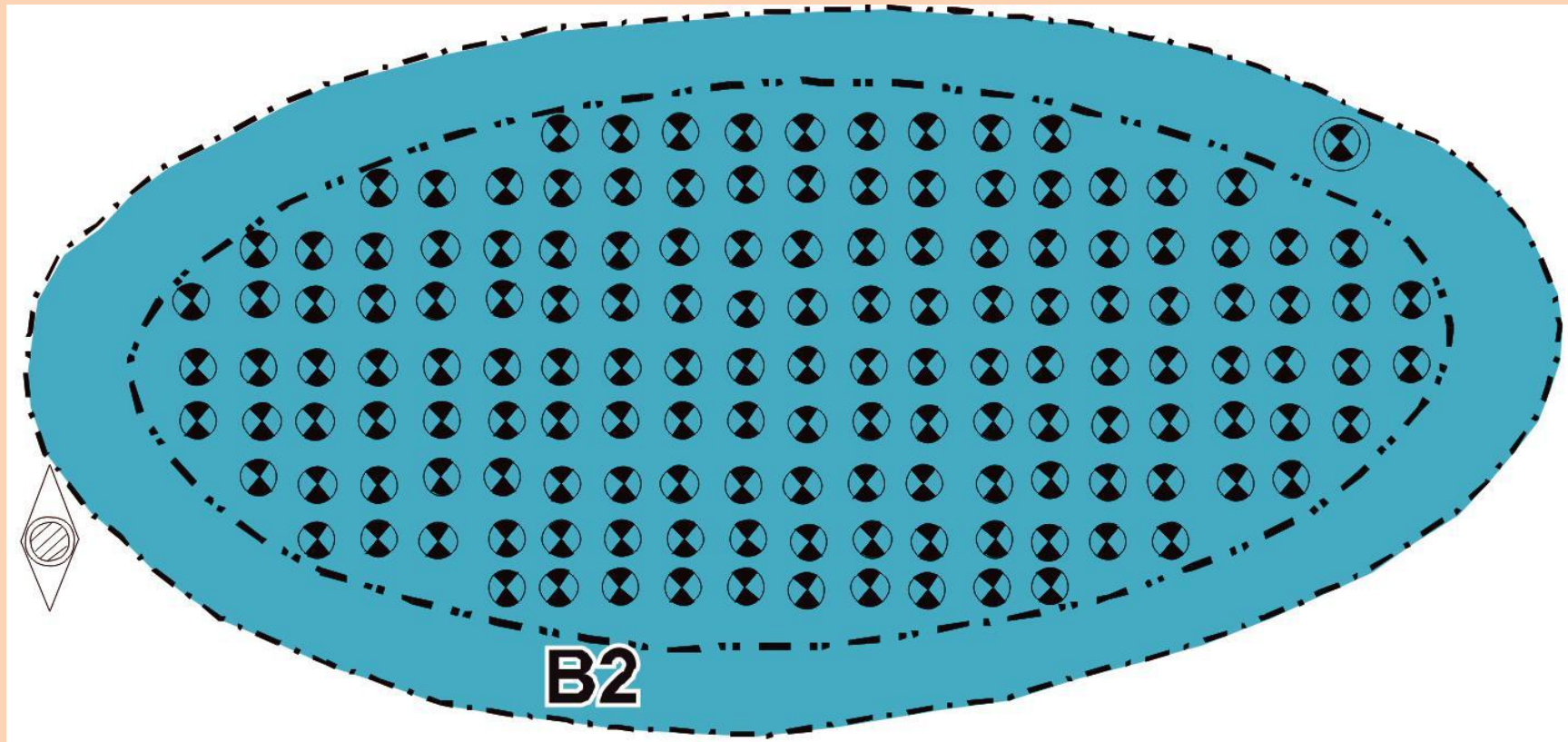
Выделение категорий

К запасам категории B_2 относят неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, изученную по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных неопробованных эксплуатационных скважинах — до границ залежи



Выделение запасов категорий B_1 и B_2 по данным транзитных эксплуатационных скважин, в части которых получены промышленные притоки

Выделение категорий



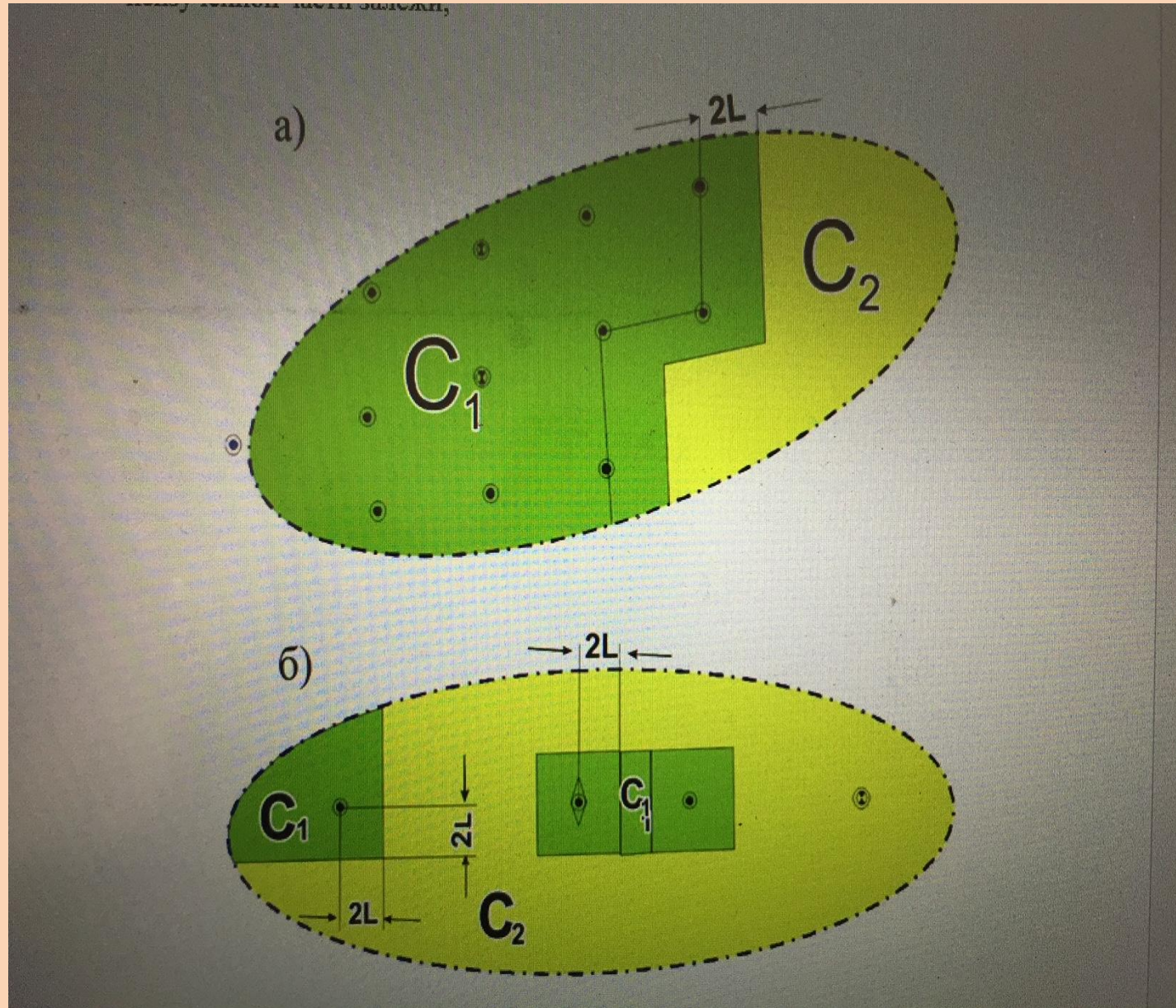
Выделение запасов категорий B_2 по данным транзитных эксплуатационных скважин

Выделение категорий

Границы запасов категории С1 устанавливаются:

а) в районе параметрических, поисковых и разведочных скважин, нефтегазоносность в которых установлена по результатам испытаний скважин, давших в колонне промышленные притоки нефти и газа, а также по результатам опробования скважин испытателем пластов - в сторону неизученной части залежи на расстоянии **двойного шага эксплуатационной сетки (2L)**, согласованных в установленном порядке в проектных документах для **аналогичных** залежей разрабатываемых месторождений.

Выделение категорий запасов C1 и C2



Выделение категорий

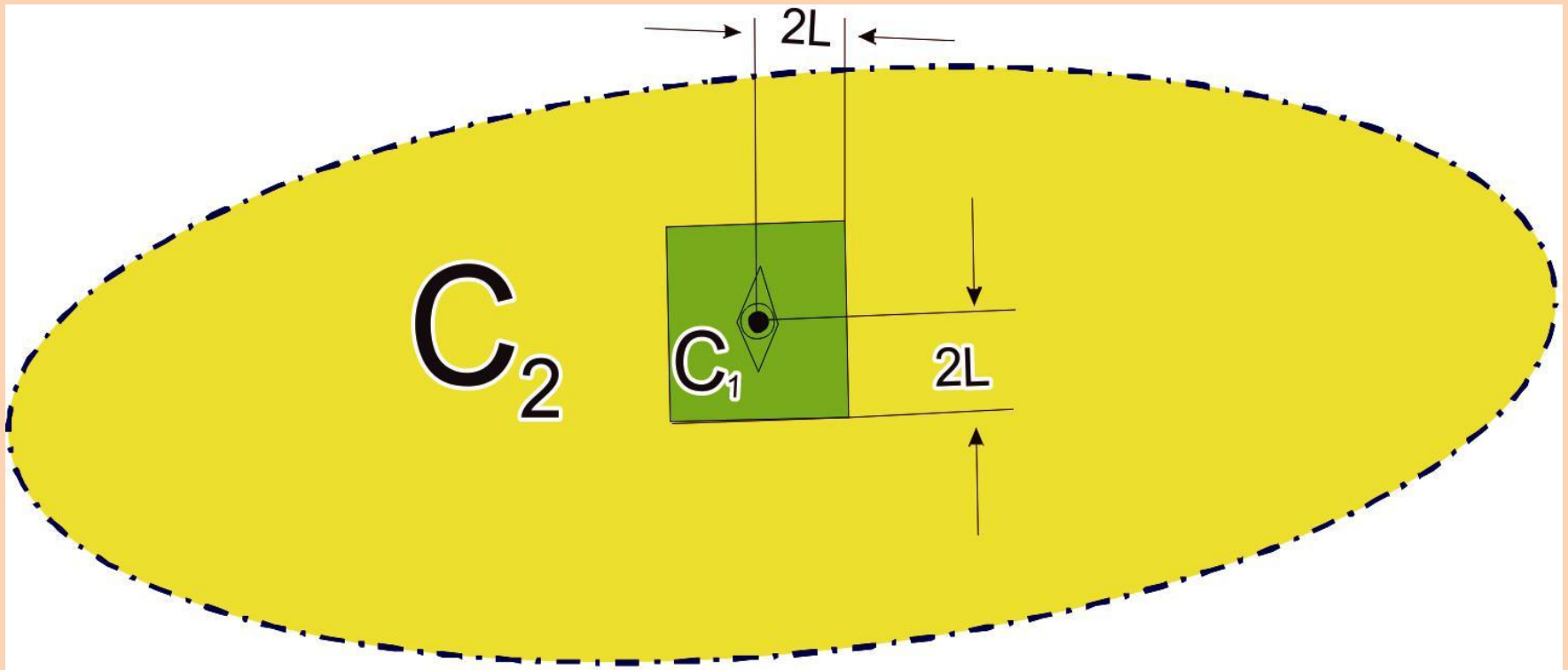
Границы запасов категории С1 устанавливаются:

Для месторождений в акваториях морей граница запасов категории С1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования и/или на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки – $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи;

Выделение категорий

б) если расстояние между квадратами запасов категории С1 около скважин с промышленными притоками **меньше двойного шага предполагаемой эксплуатационной сетки ($2L$)**, то такие участки **могут объединяться**, в случае, когда скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена на расстоянии **меньше или равном $2L$** от контура залежи, то границы категории С1 можно распространить до этого контура;

Выделение категорий



Выделение запасов категории C_1 и C_2 на новых залежах

Выделение категорий

г) в открытых залежах, где промышленная нефтегазоносность установлена в одной скважине по данным испытаний в колонне, запасы категории С1 выделяются в квадрате со сторонами на расстоянии равном двойному шагу эксплуатационной сетки ($2L$), согласованному в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей.

Для месторождений в акваториях морей граница запасов категории С1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования;

д) ориентировка квадратов параллельна осям складки; в случае изометрического строения складки — в направлении север-юг;

Выделение категорий

Граница категории C_1 проводится на расстоянии двух радиусов дренирования от скважин, в которых получен приток нефти.

На практике для залежей простого строения и небольшой сложности это расстояние составляет 1 км от скважины, для залежей сложного строения – 0,5 км.

На остальных участках залежи запасы будут относиться к категории C_2

Выделение категорий

К категории С2 относятся запасы:

- а) неразбуренных участков разведываемых залежей, между границами залежи и границами участков запасов категории С1, если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности свойств пласта-коллектора по данным сейсмических и других геофизических исследований;
- б) в районе скважин, по результатам опробования которых, продуктивность не установлена, а характеристика по геофизическому исследованию скважин (ГИС) аналогична скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа;

Выделение категорий

К категории С2 относятся запасы:

в) в районе скважин, продуктивность которых предполагается по данным промыслово-геофизических исследований и расположенных на значительном расстоянии от скважин, в которых получены промышленные притоки углеводородов (нефти, газа и их смеси);

г) в пределах неразбуренных тектонических блоков, примыкающих к блокам с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах этих блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

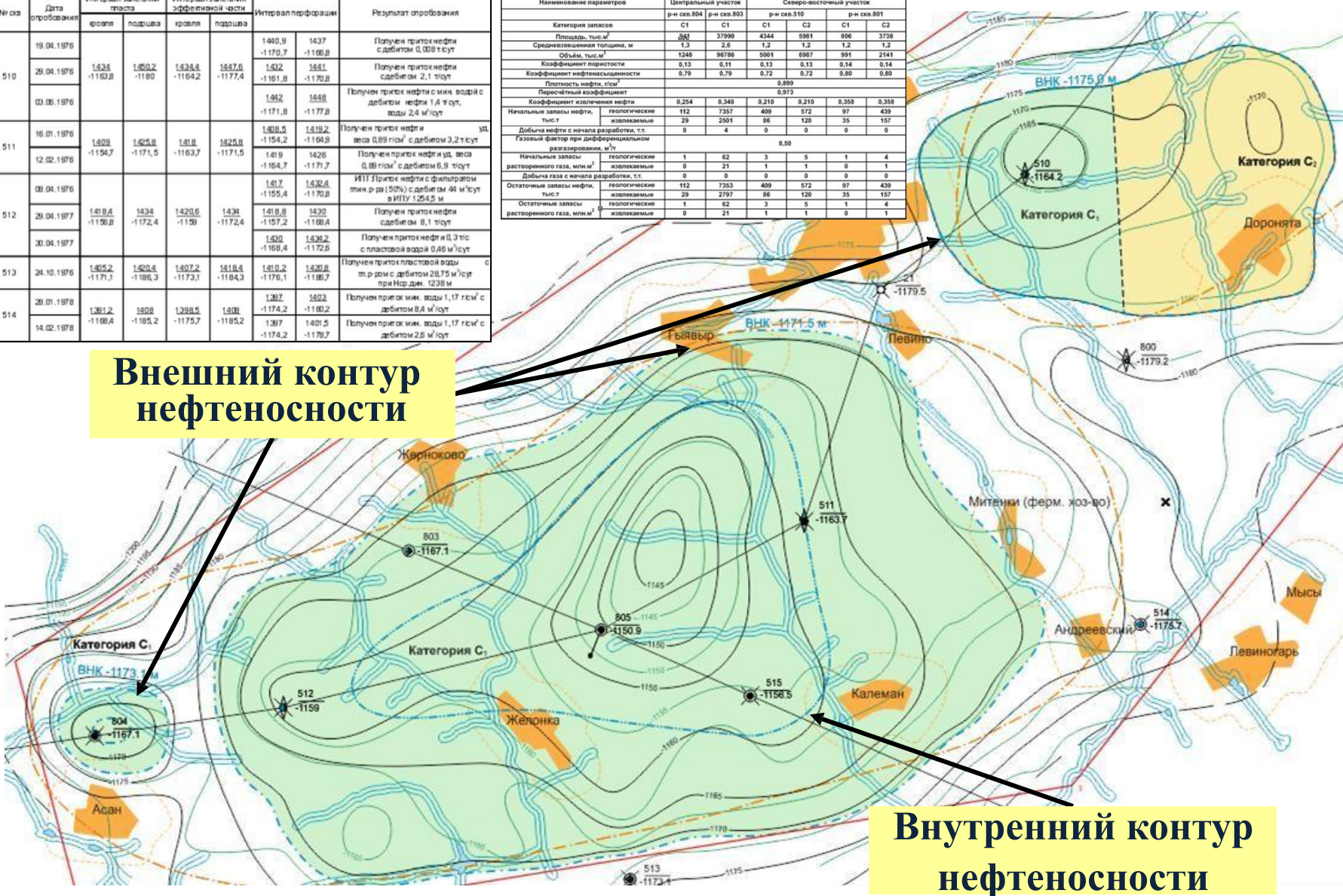
Подсчетный план. Выделение категорий

Результаты опробования скважин

№ скв	Дата опробования	Интервал запления пласта		Интервал запления эффективной части		Интервал перфорации	Результат опробования	
		крякша	подшава	крякша	подшава			
510	19.04.1976					1400,9 -1170,7	1437 -1186,9	Получен приток нефти с дебитом 0,008 т/сут
	29.04.1976	1434 -1163,8	1450,2 -1180	1434,4 -1164,2	1447,6 -1177,4	1432 -1161,8	1461 -1170,8	Получен приток нефти дебитом 2,1 т/сут
	03.06.1976					1492 -1171,8	1458 -1177,8	Получен приток нефти с мин. водой с дебитом нефти 1,4 т/сут, воды 2,4 м³/сут
511	16.01.1976	1408 -1154,7	1405,8 -1171,5	1418 -1163,7	1425,8 -1171,5	1400,5 -1154,2	1419,2 -1165,9	Получен приток нефти и уд. веса 0,89 г/см³ дебитом 3,2 т/сут
	12.02.1976					1419 -1164,7	1426 -1171,7	Получен приток нефти и уд. веса 0,88 г/см³ с дебитом 6,9 т/сут
512	08.04.1976					1417 -1155,4	1432,4 -1170,8	ИПП приток нефти с фильтратом тем. р-ра (50%) с дебитом 94 м³/сут в ИПУ 124,5 м
	29.04.1977	1418,4 -1156,8	1434 -1172,4	1420,6 -1159	1434 -1172,4	1418,8 -1157,2	1430 -1168,4	Получен приток нефти дебитом 8,1 т/сут
	30.04.1977					1432 -1168,4	1436,2 -1172,6	Получен приток нефти и 0,3 т/с с пластовой водой 0,46 м³/сут
513	24.10.1976	1405,2 -1171,7	1420,4 -1186,3	1407,2 -1173,1	1418,4 -1184,3	1401,2 -1176,1	1420,8 -1186,7	Получен приток пластовой воды при р-ре с дебитом 28,75 м³/сут при Нер.дм. 1239 м
514	28.01.1978					1402 -1174,2	1403 -1180,2	Получен приток мин. воды 1,17 г/см³ с дебитом 8,4 м³/сут
	14.02.1978	1381,2 -1168,4	1408 -1185,2	1388,5 -1175,7	1400 -1185,2	1397 -1174,2	1401,5 -1176,7	Получен приток мин. воды 1,17 г/см³ с дебитом 2,6 м³/сут

Подсчетные параметры

Наименование параметров	Центральный участок		Северо-восточный участок			
	р-н скв.804	р-н скв.803	р-н скв.510	р-н скв.501	р-н скв.501	р-н скв.501
Категория запасов	C1	C1	C1	C2	C1	C2
Площадь, тыс. м²	37990	4344	5981	806	3738	
Среднегеологическая толщина, м	1,3	2,8	1,2	1,2	1,2	1,2
Объем, тыс. м³	1248	96786	5061	6987	991	2141
Коэффициент пористости	0,13	0,11	0,13	0,13	0,14	0,14
Коэффициент нефтенасыщенности	0,79	0,79	0,72	0,72	0,80	0,80
Плотность нефти, г/см³	0,899					
Порочный коэффициент	0,973					
Коэффициент извлечения нефти	0,254	0,340	0,210	0,210	0,358	0,358
Начальные запасы нефти, тыс. т	112	7357	409	572	97	439
Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	29	2501	86	120	35	157
Добыча нефти с начала разработки, т.т.	0	4	0	0	0	0
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании, м³/т	8,50					
Начальные запасы растворенного газа, млн. м³	1	62	3	5	1	4
Извлекаемые	0	21	1	1	0	1
Добыча газа с начала разработки, т.т.	0	0	0	0	0	0
Остаточные запасы нефти, тыс. т	112	7353	409	572	97	439
Извлекаемые	29	2797	86	120	35	157
Остаточные запасы растворенного газа, млн. м³	1	62	3	5	1	4
Извлекаемые	0	21	1	1	0	1



Внешний контур нефтеносности

Внутренний контур нефтеносности

Отчет по подсчету запасов

Материалы подсчета запасов должны содержать все данные, позволяющие провести проверку подсчета **без личного участия авторов.**

Материалы подсчета запасов, выполненного с помощью компьютерных технологий, должны содержать все данные, позволяющие провести **проверку его промежуточных и конечных результатов.**

Отчет по подсчету запасов

Материалы подсчета запасов включают:

- текстовую часть;
- текстовые, табличные и графические приложения;
- документацию геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических работ и исследования скважин, данные разработки и другие исходные сведения, необходимые для подсчета запасов.

Подсчет запасов, состав отчета

Текст отчета рекомендуется излагать по следующей схеме:

- введение;
- общие сведения о месторождении;
- геологическое строение района и месторождения;
- проведенные геологоразведочные работы;
- геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных;
- нефтегазоносность месторождения;
- гидрогеологические и геокриологические условия;
- физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по керну;

Подсчет запасов, состав отчета

- состав и свойства нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их компонентов;
- сведения о разработке месторождения;
- **обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов;**
- сопоставление подсчитанных запасов и параметров подсчета с ранее утвержденными и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых с ранее утвержденными;

Подсчет запасов, состав отчета

- мероприятия по охране окружающей среды;
- обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения;
- качество и эффективность геологоразведочных работ;
- геолого-экономическая оценка месторождения;
- заключение;
- список использованных материалов.

Благодарю за внимание!

