



**ЭКСПЕРТНО -
ТЕХНИЧЕСКИЙ
СОВЕТ ГКЗ**

Предложения по внесению изменений в «Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»

заместитель Начальника Управления геологических запасов
и оперативного учета УВС-начальник отдела Шубина А.В.
заместитель начальника отдела Астапова Ф.М.

РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ВНЕСЕНИЮ ИЗМЕНЕНИЙ В МР



обобщение результатов проведения государственной экспертизы по подсчету запасов, оперативному изменению состояния запасов и технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата



выработка единых подходов к представляемым документам и материалам, исключение двойных толкований



систематизация и разработка единой структуры представления разнообразной геологической, геофизической и технологической информации

анализ вопросов, возникших при проведении государственной экспертизы

привлечение внештатных экспертов и сотрудников ГКЗ, ведущих специалистов компаний

подготовка предложения по внесению изменений в МР

«Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»



общие сведения



выделение категорий запасов



подготовленность
месторождений



изученность объектов



подсчет и учет запасов



оценка ресурсов



Основное количество изменений в МР предлагается внести в разделы

- выделение
категорий запасов
- подсчет и учет
запасов УВС

78
пунктов

45
пунктов

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

П 7

Нефть и газ аккумулируются в коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, образуя природные скопления - залежи углеводородного сырья (далее - залежь).

~~Залежь может быть приурочена к одному или нескольким пластам-коллекторам, представляющим собой единую гидродинамическую систему.~~

П 12

По величине начальных извлекаемых запасов нефти и газа месторождения подразделяются на 5 групп.

Добавить абзац:

Отнесение нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений к той или иной группе определяется по объему запасов преобладающего основного полезного ископаемого (1000 м³ газа = 1 т нефти).



Изученность объектов, подготовленных к глубокому бурению и месторождений, находящихся на стадии разведки и разработки

П 22

В скважинах проводится отдельное испытание нефте-, газо- и водонасыщенных **интервалов** пластов на приток при разных режимах работы скважин, в том числе приборами на каротажном кабеле, для определения характера насыщенности, положения **межфлюидных** контактов, газоконденсатной характеристики, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур, **свойств, состава и минерализации пластовых вод**, а также отбор **поверхностных** и **глубинных проб** нефти, **газа и пластовых вод** (**не менее трех глубинных проб** по каждому испытанному в скважине объекту)

При значительной литологической изменчивости и большой толщине продуктивного пласта испытание проводится по интервалам с различающимися геофизическими характеристиками.

Изученность объектов, подготовленных к глубокому бурению и месторождений, находящихся на стадии разведки и разработки

п 26

В процессе исследования отобранных проб нефти, газа и конденсата определяются:

б) для газа (свободного, **газа газовых шапок** и растворенного в нефти) - плотность по воздуху, теплота сгорания, содержание (в молярных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, диоксида углерода; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференциальном, или ступенчатом, разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий; для свободного газа, содержащего в промышленных количествах C₅+, состав и свойства газа изучаются по рекомбинированной пробе, отобранной при исследованиях на газоконденсатность;

Добавить абзац

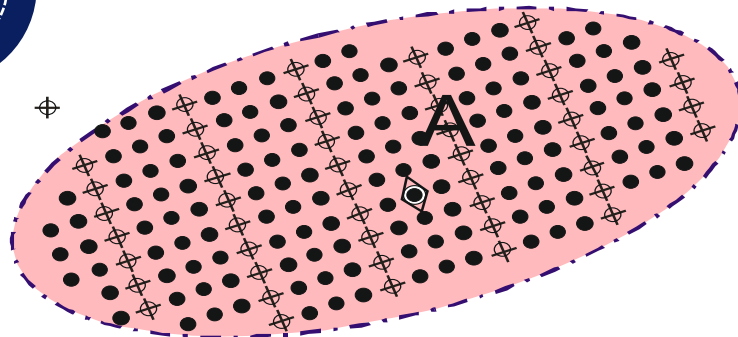
на месторождениях, расположенных в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе допускается использование проб, отобранных пластоиспытателем на кабеле

Добавить абзац

для нефти вязкостью от 10000 мПа·с и более допускается использование результатов исследования проб нефти, полученных методом центрифугирования из кернового материала.

Выделение категорий запасов

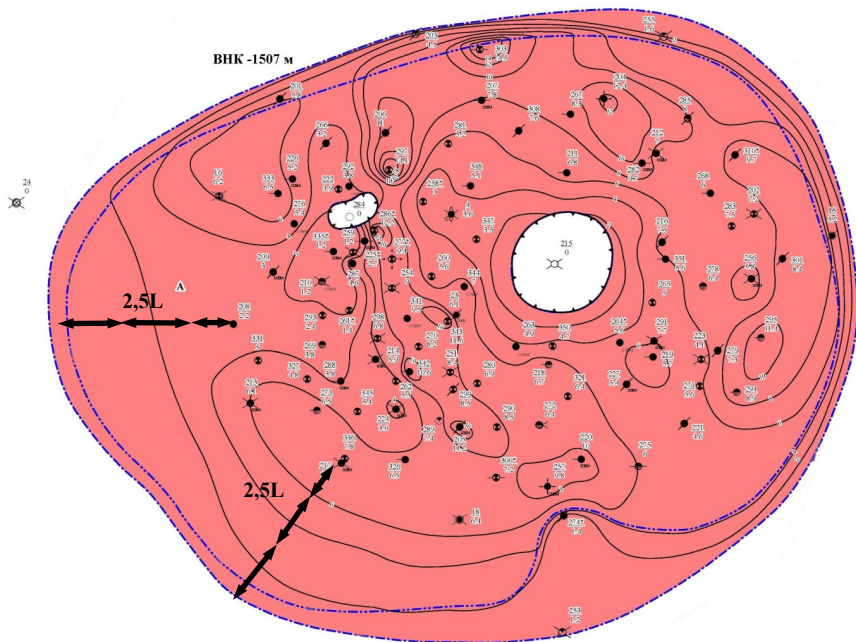
П 37



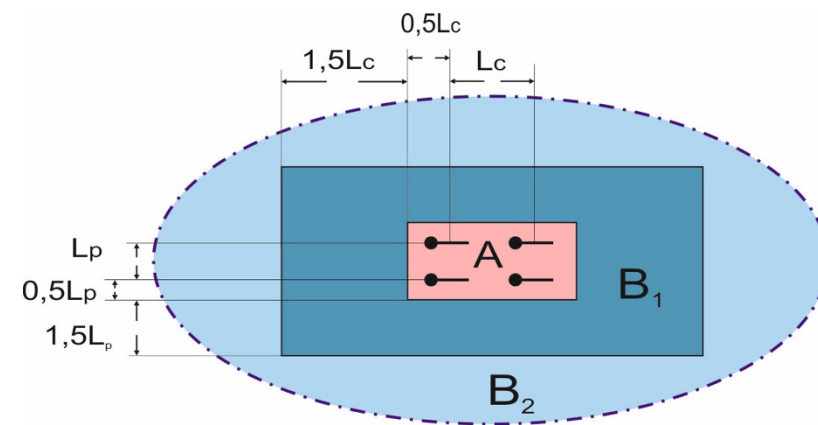
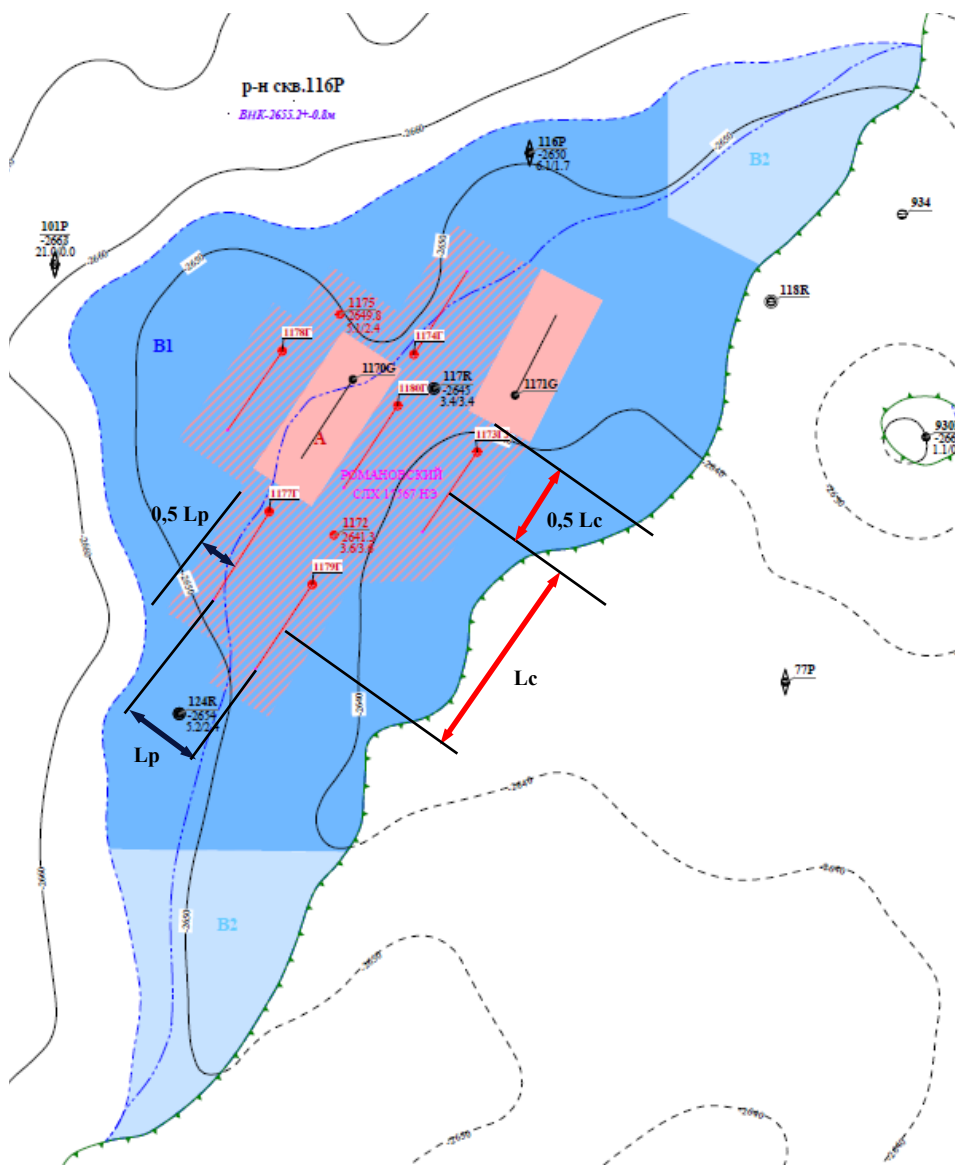
Границы площади запасов категории А устанавливаются:

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

а) для разрабатываемой залежи, на которой в соответствии с действующим проектным документом полностью реализован эксплуатационный фонд скважин, для данной геологической модели, по контуру залежи



ПРИМЕРЫ

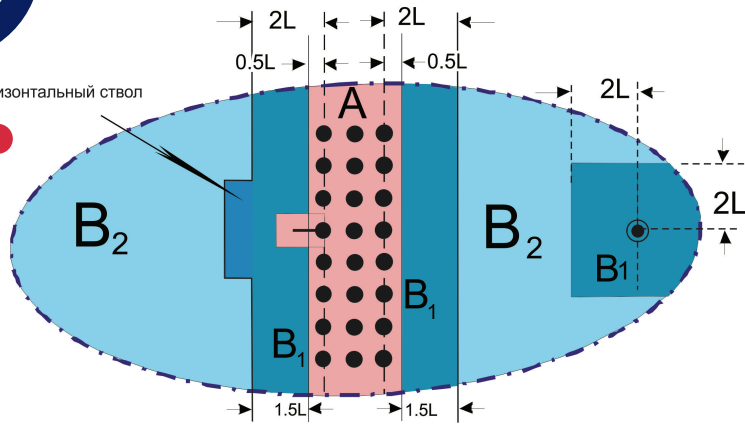


Выделение категорий запасов

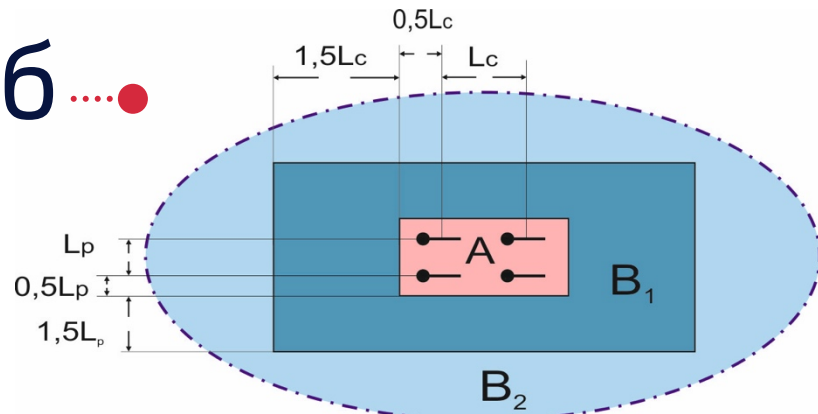
П 37

а

горизонтальный ствол



б



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

Добавить абзац

Для залежей, разрабатываемых рядной системой горизонтальных скважин, допустимо использование L по двум направлениям, учитывающих расстояние между эксплуатационными скважинами в ряду (L_c) и между рядами эксплуатационных скважин (L_p).

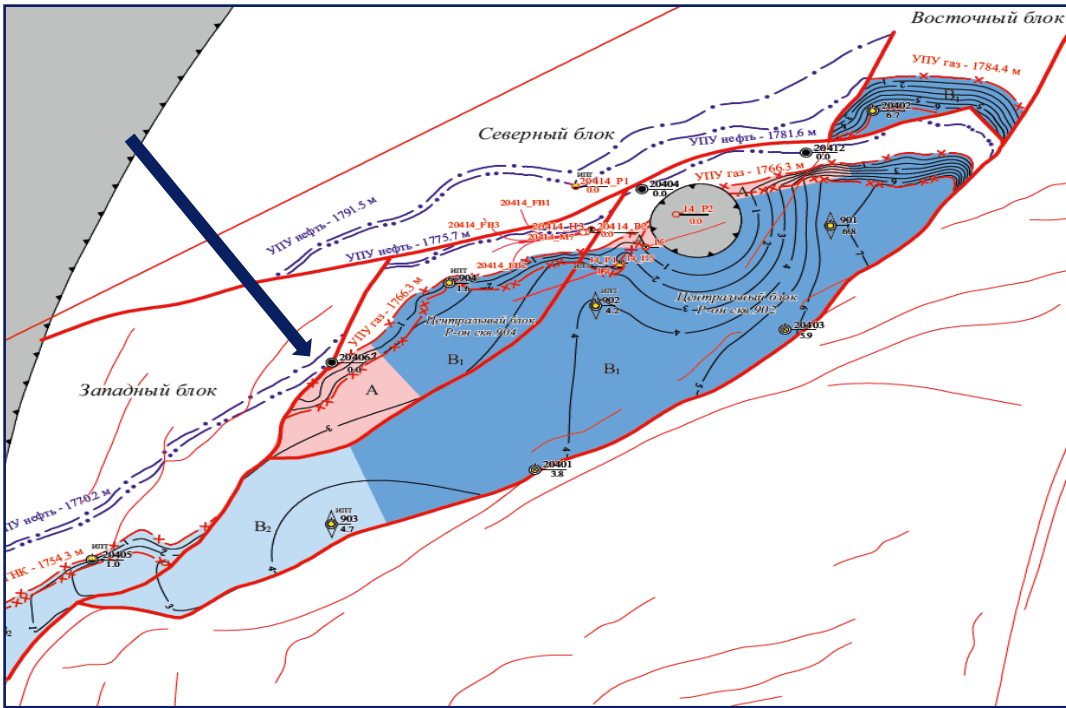
L_c определяется как расстояние между серединами горизонтальных стволов скважин, выделение границ категорий осуществляется от середины горизонтального ствола скважины

ПРИМЕРЫ

The image displays two geological maps of oil and gas fields, illustrating different block divisions and well locations. Both maps feature contour lines representing elevation or pressure, with red lines indicating boundaries and blue lines indicating specific geological features.

Left Map: This map shows a central area labeled "Центральный блок" (Central block) with a "Р-он скв. 902" (Production zone of well 902). Other labels include "ВНК - 1782.8 м" (Water level - 1782.8 m), "УПУ газ - 1757.5 м" (Gas UPU - 1757.5 m), and "УПУ нефть - 1781.6 м" (Oil UPU - 1781.6 m). Well locations are marked with numbers like 20414_FB1, 20414_H3, 20414_P2, 20414_FB2, 20414_H3, 20414_P1, 901, 902, 20406, 20401, and 903. A blue arrow points to the central area.

Right Map: This map shows a more complex division into three main blocks: "Западный блок" (Western block), "Северный блок" (Northern block), and "Восточный блок" (Eastern block). The "Центральный блок" (Central block) is also labeled. Contour lines and well locations are shown, with labels like "УПУ нефть - 1791.5 м", "УПУ нефть - 1775.3 м", "УПУ нефть - 1766.3 м", "УПУ газ - 1784.4 м", "УПУ нефть - 1781.6 м", "УПУ газ - 1766.3 м", "ВНК - 1754.3 м", and "УПУ нефть - 1770.2 м". Well locations are marked with numbers like 20414_FB1, 20414_H3, 20414_P2, 20414_FB2, 20414_H3, 20414_P1, 901, 902, 20406, 20401, and 903. A blue arrow points to the central area.



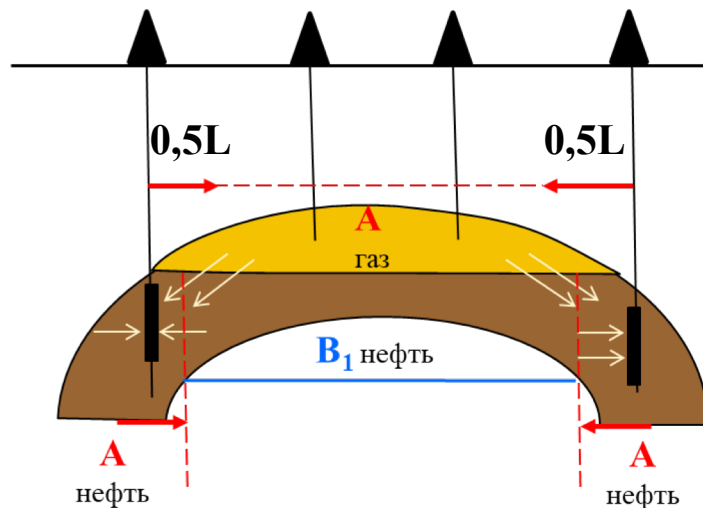
Выделение категорий запасов

П 37

Границы запасов категории А устанавливаются:

Добавить пункт

з) для залежей с газовой шапкой, для которых в соответствии с действующим или представленным совместно с подсчетом запасов проектным документом предусмотрена добыча газа из газовой шапки (прорывного газа) через нефтяные добывающие скважины, граница запасов категории А для газа газовой шапки проводится на расстоянии $0,5 L$ от нефтяных скважин, осуществляющих такую добычу, где L - расстояние между проектными газовыми скважинами. Использование другой величины требует дополнительного обоснования



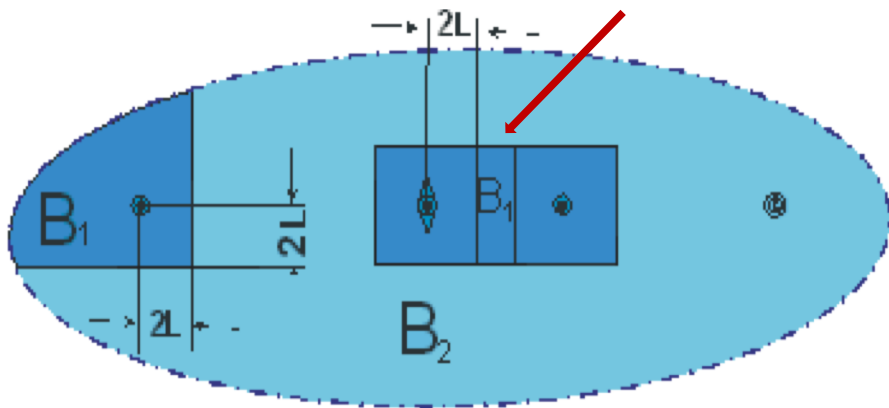
L - расстояние между проектными газовыми скважинами

Выделение категорий запасов

п 40

Границы запасов категории B_1 устанавливаются:

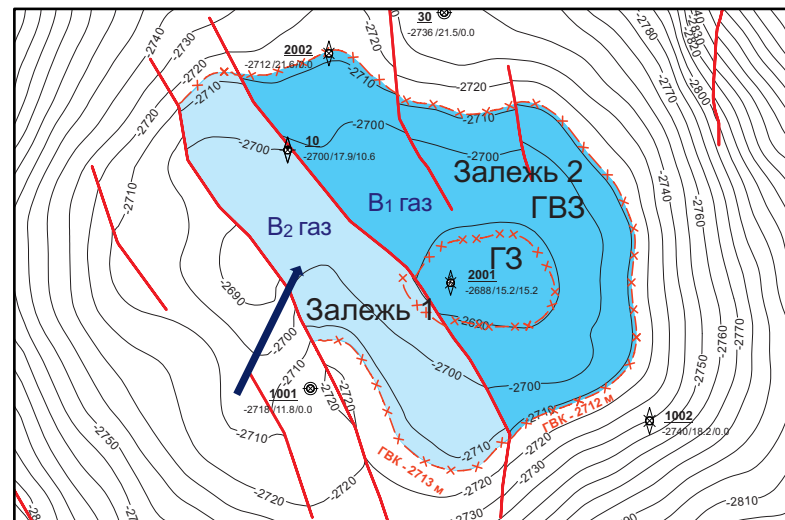
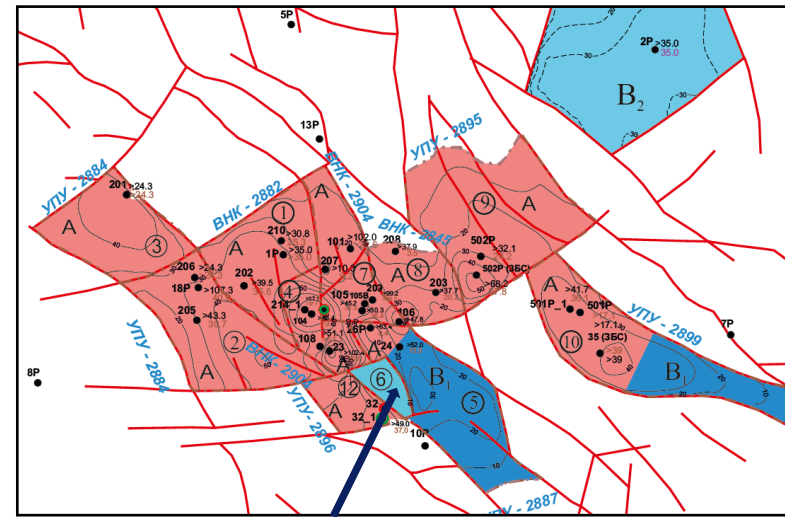
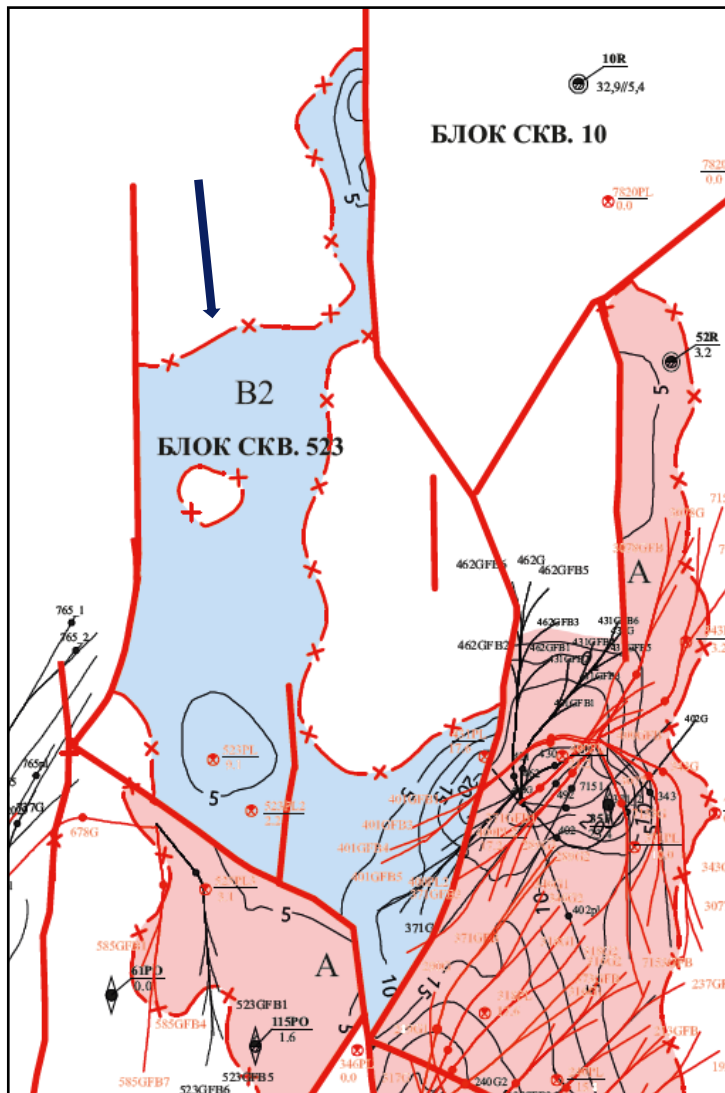
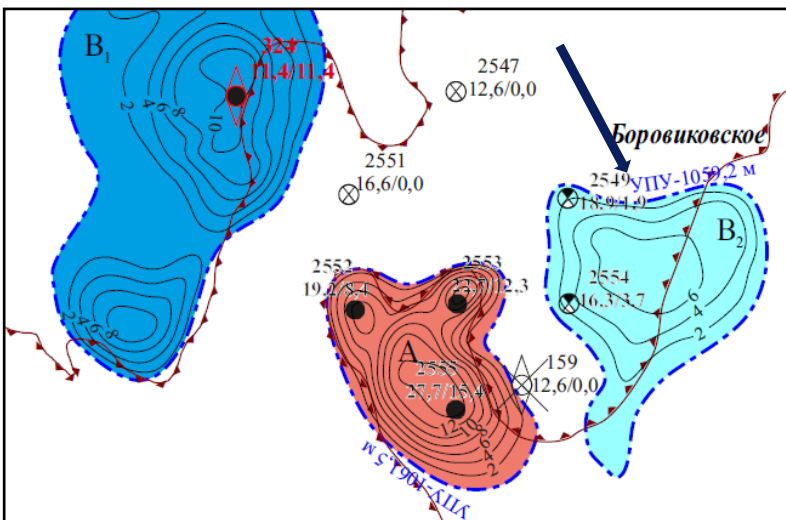
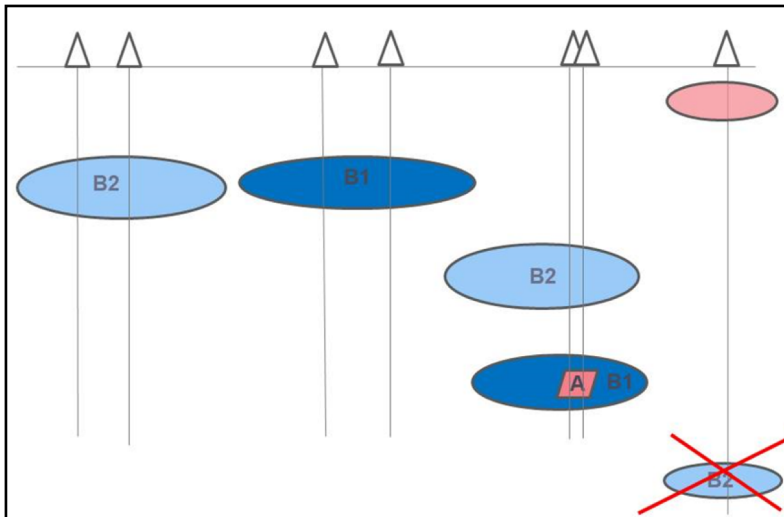
в) если расстояние между **квадратами** запасов категории B_1 около скважин с промышленными притоками меньше двойного шага проектной эксплуатационной сетки ($2L$), то такие участки могут объединяться



Уточнить пункт:

в) если расстояние между **границами** запасов категории B_1 меньше двойного шага проектной эксплуатационной сетки ($2L$), то такие участки могут объединяться

ПРИМЕРЫ



Выделение категорий запасов

П42

К запасам категории B_2 относят:

б) неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, до границ залежи в случае если залежь изучена по материалам промыслово-геофизических исследований в скважинах различного назначения, в которых не получены промышленные притоки нефти или газа, при этом:

- на данном месторождении подтверждена продуктивность нижележащего пласта (залежи) или пласта, в котором выявлена данная залежь, и характеристика по геофизическому исследованию скважин (ГИС) аналогична скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа

- наличие углеводородов залежи подтверждено опробованием скважин в открытом стволе, в том числе пластоиспытателем на кабеле, либо в колонне

Добавить подпункт в)

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

(соответствует п. 49 г) для запасов категории C_2)



Выделение категорий запасов

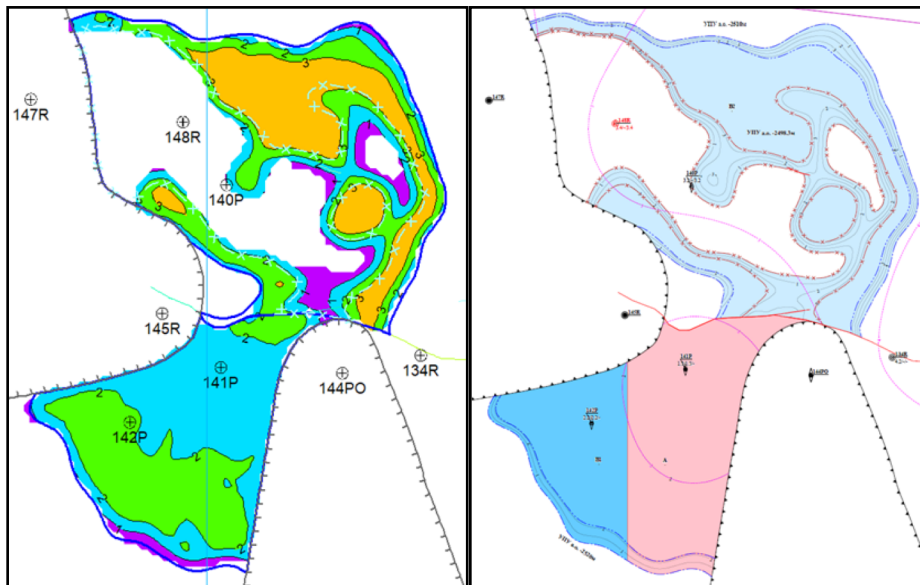
П 43

Для отнесения запасов нефти и газа к категории B_2 устанавливаются:

в)

нефте- и(или) газонасыщенные толщины коллекторов, пористость и насыщенность - по **геологическим моделям** или по данным ГИС в скважинах или по аналогии с разбуренными участками залежи.

(соответствует п. 50 в) для запасов категории C_2)



трехмерная
геологическая модель

карта эффективных
нефтенасыщенных толщин

д)

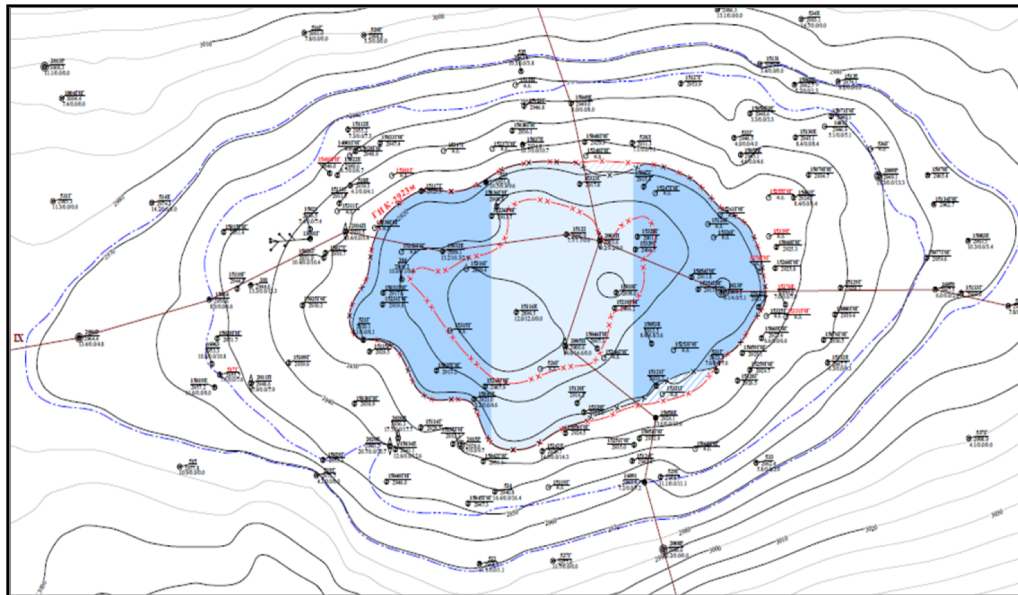
Добавить подпункт

д) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата принимаются в соответствии с согласованным ранее или представленным на государственную экспертизу проектным документом на разработку месторождения или с использованием аналогий с залежью данного или соседнего месторождения со сходными геолого-промысловыми характеристиками, или на основе упрощенных способов (эмпирических, статистических, или инженерных методик). Используемые способы обоснования коэффициентов извлечения должны быть приведены в отчете в соответствии с Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

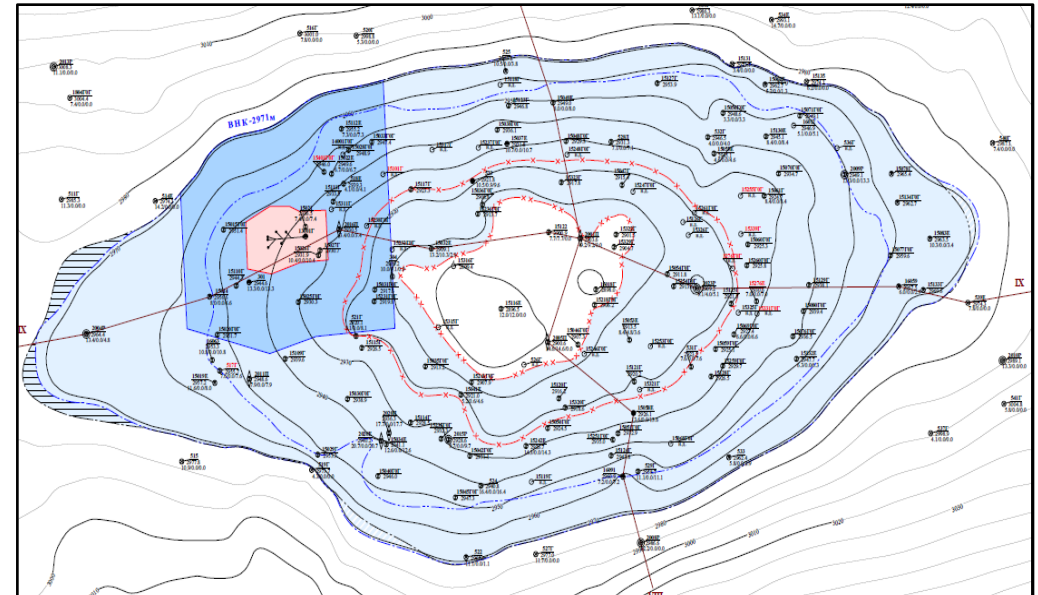
Выделение категорий запасов

П 44

Если залежь/участок(и) залежи разбурены с неравномерным расстоянием между скважинами (нерегулярная сетка скважин), то за расстояние L условно принимается величина **500 метров – для нефтяной, 1000 м – для газовых и газоконденсатных частей залежей**, использование другой величины требует дополнительного обоснования



для газовых и газоконденсатных
частей залежи $L = 1000 \text{ м}$



для нефтяной части залежи
 $L = 500 \text{ м}$

Выделение категорий запасов

П 45

Запасы категории C_1 (разведанные) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются по залежи или части залежи в районе испытанных в колонне скважин или испытанных иным способом, предусмотренным проектным документом на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, за исключением испытаний в процессе бурения.

Для открываемых месторождений в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе Российской Федерации, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, к запасам категории C_1 относят залежь/часть залежи, вскрытую ~~первой~~ ~~поисковой~~ скважиной, в которой получены качественные результаты исследований пластоиспытателями на кабеле (замеры пластовых давлений, отбор проб), позволяющие оценить характер насыщенности пласта и продуктивность скважины (в том числе определенную расчетным путем)

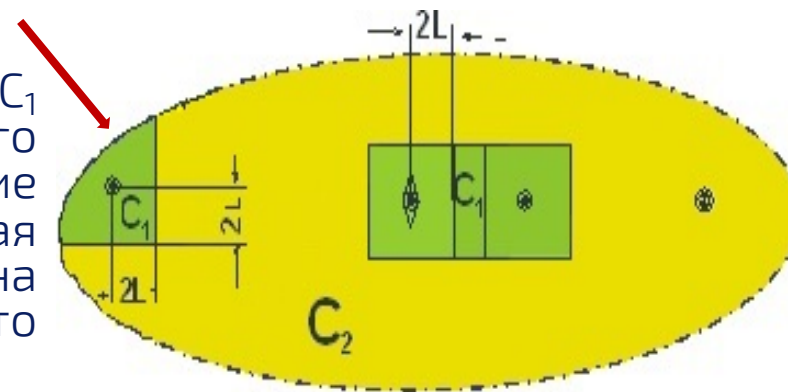


Выделение категорий запасов

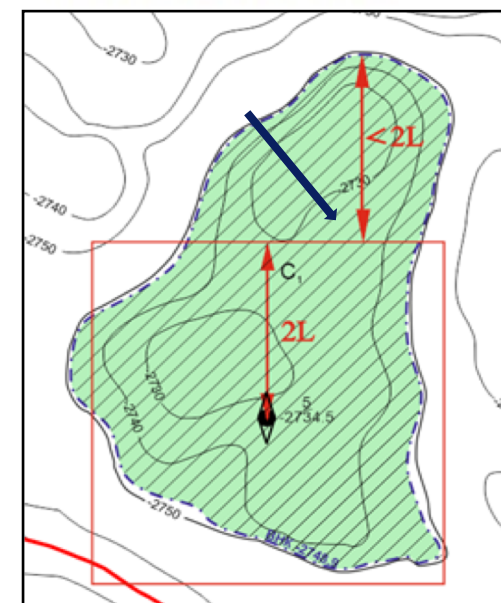
п 47

Границы запасов категории C_1 устанавливаются:

б) если расстояние между **квадратами** запасов категории C_1 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 C_1 можно распространить до этого контура



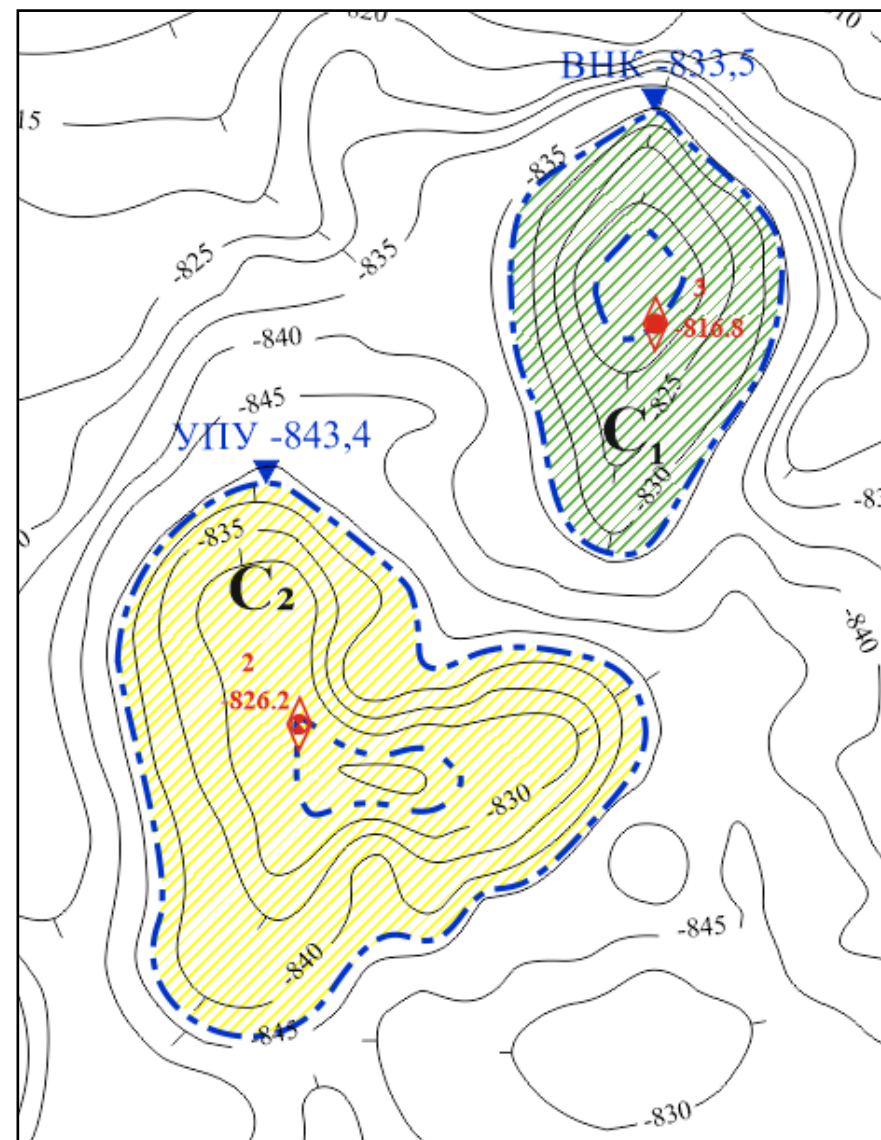
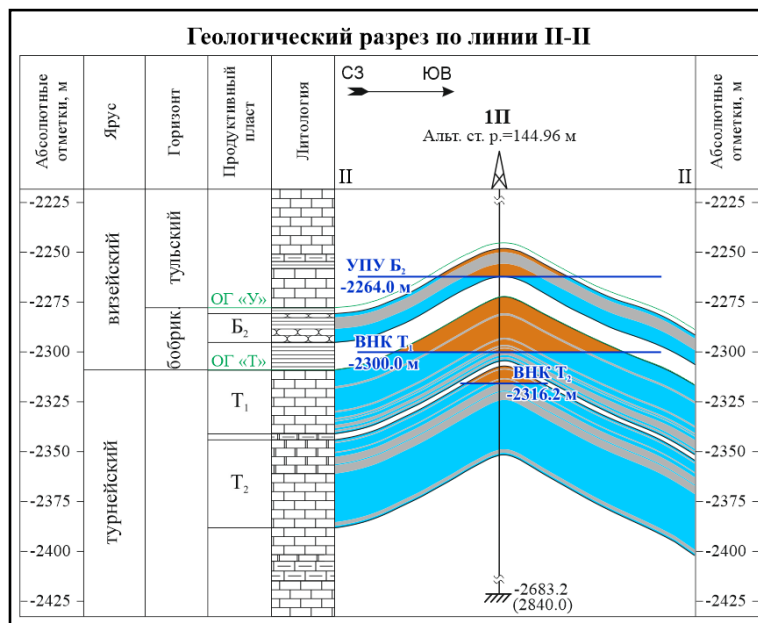
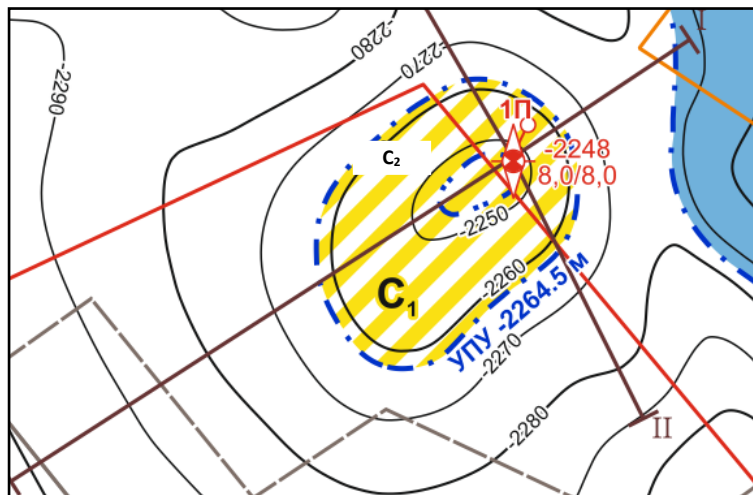
б) если расстояние между **границами** запасов категории C_1 около скважин с промышленными притоками меньше двойного шага предполагаемой эксплуатационной сетки ($2L$), то допускается объединение таких участков, в случае, когда скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена вблизи границ залежи (**расстояние от границы категории C_1 до границы залежи меньше двойного шага эксплуатационной сетки $2L$**), то границы категории C_1 можно распространить до границы залежи



ИСКЛЮЧЕН

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

ПРИМЕРЫ





Выделение категорий запасов

П 49

К категории C_2 относятся запасы:

Добавить подпункт

д) залежи разведываемого месторождения, изученные по материалам промыслово-геофизических исследований в неопробованных скважинах различного назначения – до границ залежи, в случае если подтверждена продуктивность нижележащего пласта (залежи), либо пласта, в котором выявлена данная залежь, и характеристики по геофизическому исследованию скважин (ГИС) аналогичны скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа

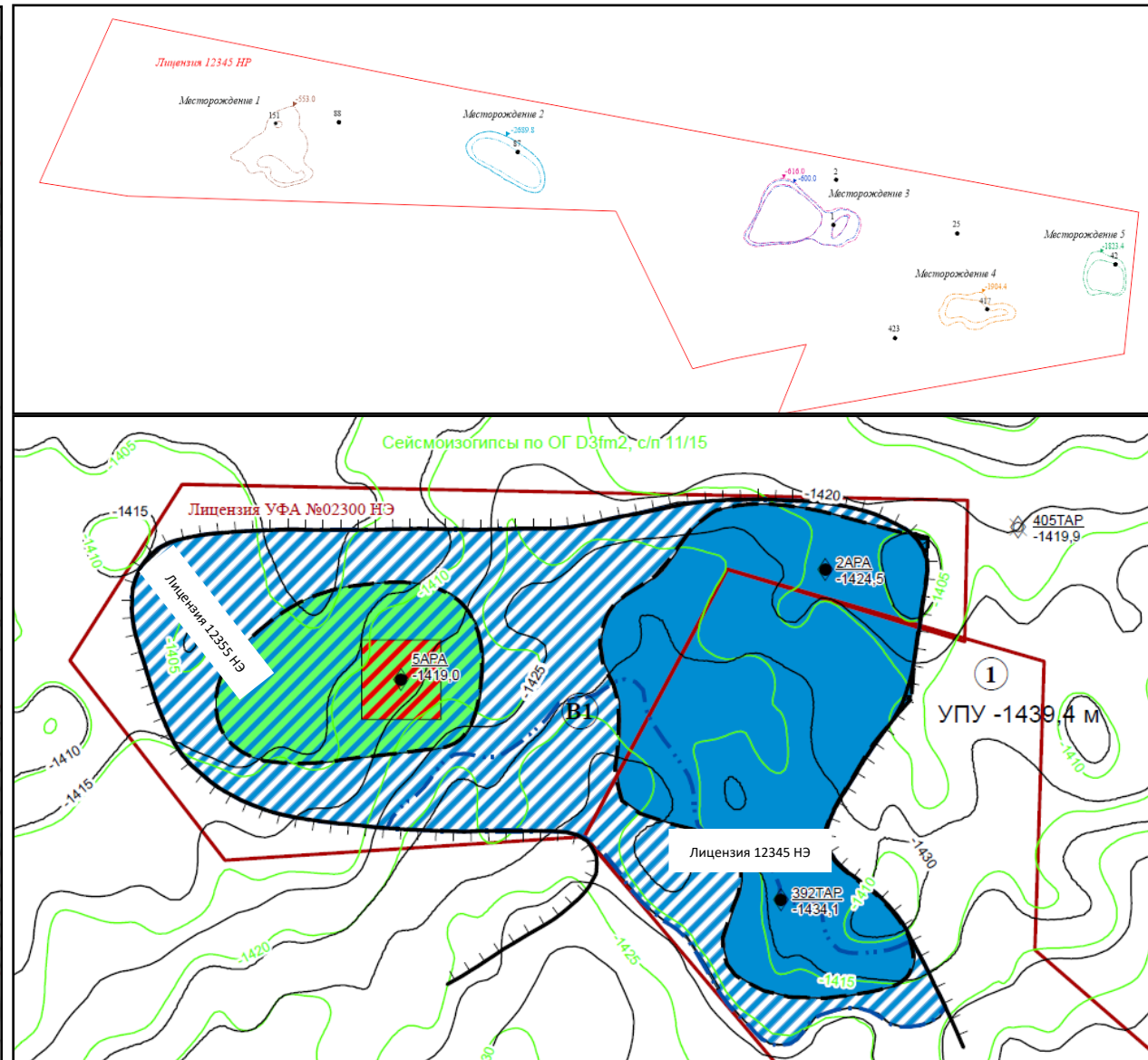
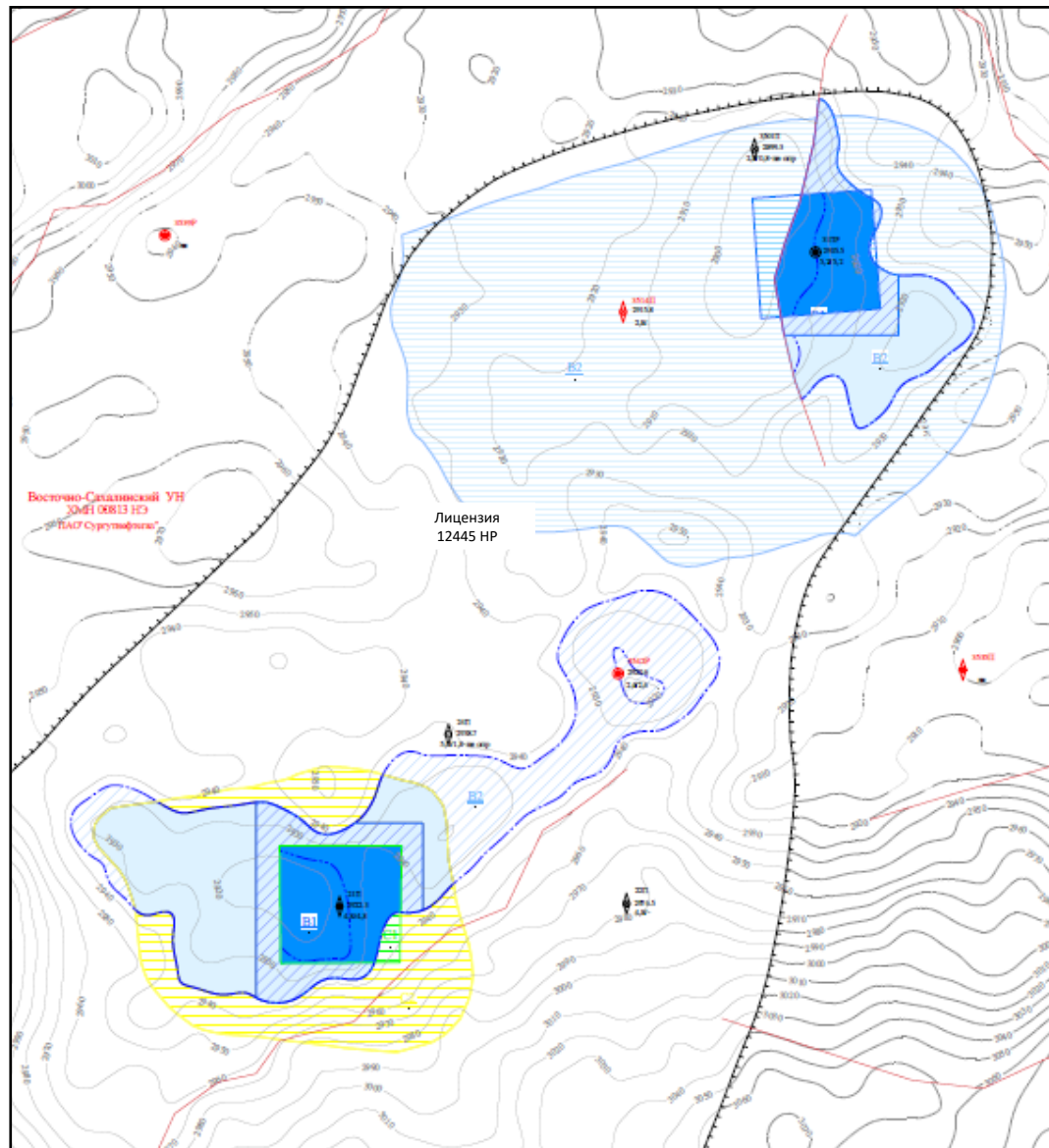
П 50

Для запасов нефти и газа категории C_2 устанавливаются:

Добавить подпункт

д) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата принимаются в соответствии с утвержденным ранее или представленным проектным документом или по аналогии с участками залежи с запасами категории C_1 , с залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками, или на основе упрощенных способов (эмпирических, статистических, или инженерных методик). Используемые способы обоснования коэффициентов извлечения должны быть приведены в отчете в соответствии с Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

ПРИМЕРЫ



Подсчет запасов



Объединение месторождений осуществляется при представлении недропользователем документов и материалов по подсчету геологических запасов или оперативному изменению состояния запасов совместно с проектным документом, в случае если хотя бы одно из них относится к разрабатываемым. Объединение месторождений возможно при соблюдении условий пользования недрами

При разделении разрабатываемого месторождения на два или несколько, представляются документы и материалы по подсчету геологических запасов или оперативному изменению состояния запасов совместно с проектным(и) документом(и)

ПРИМЕРЫ

Таблица 1

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа __
месторождения по состоянию на 01.01.20__

[illegible]

Таблица 2

Сводная таблица запасов нефти и содержащейся в ней серы по __
месторождению по состоянию на 01.01.20__

[illegible]

Подсчет запасов

п 55

Подсчет начальных и остаточных запасов нефти и газа проводится отдельно по залежам с выделением запасов газовой, газонефтяной, газонефтеводяной, газоводяной, нефтяной и водонефтяной зон. Сумма запасов по зонам должна соответствовать запасам всей залежи. Для очень мелких и мелких многопластовых месторождений подсчет запасов может производиться по полезным ископаемым (нефть, газ) и содержащимся в них попутным полезным компонентам без разделения по зонам насыщения.

Подсчет начальных и остаточных запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов первой группы (растворённого газа, конденсата) проводится отдельно по залежам; **разделение** запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов первой группы (растворенного газа и конденсата) **по зонам насыщенности осуществляется в случае необходимости обоснования различных систем разработки.** Сумма запасов по зонам должна соответствовать запасам всей залежи.

Подсчет запасов сопутствующих полезных **компонентов второй группы** выполняется **без разделения на зоны насыщения.**

Подсчет запасов

П 65

Для проведения государственной экспертизы геологических и извлекаемых запасов для месторождений, находящихся в разработке (категория запасов А, В₁, В₂) совместно представляются подсчет запасов и проектный технический документ (технологическая схема, технологический проект и дополнения к ним)

При переводе из разведываемого в разрабатываемое совместно представляются документы и материалы по подсчету запасов и проектный документ, при этом в рамках подсчета запасов для среднего, крупного и уникального месторождений представляются документы и материалы по подсчету геологических запасов, для очень мелких месторождений – по оперативному изменению состояния запасов, для мелких месторождений допускается представление документов и материалов как по подсчету геологических запасов, так и по оперативному изменению состояния запасов.

УНИКАЛЬНЫЕ.....●
КРУПНЫЕ.....●
СРЕДНИЕ.....●
МЕЛКИЕ.....●

ПЗ+ПТД

МЕЛКИЕ.....●
ОЧЕНЬ
МЕЛКИЕ.....●

ОПЗ+ПТД

Подсчет запасов

П 68

При изменении ранее утвержденных геологических запасов одного из основных полезных ископаемых категорий $A + B_1 + B_2$ более чем на 20% от начальных запасов по месторождению и/или принципиальном изменении геологической модели месторождения на государственную экспертизу представляются подсчет (пересчет) геологических запасов и технологическая схема/технологический проект разработки или дополнения к ним. Изменение запасов одного из основных полезных ископаемых мелких и очень мелких месторождений (табл. 2) рассматривается в рамках государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов полезных ископаемых.

Принципиальным изменением геологической модели месторождения признается изменение типов залежей (пликативные, тектонически экранированные, литологически ограниченные), разделение или соединение ранее утвержденных залежей в другие подсчетные объекты, не совпадающие с учтенными в государственном балансе запасов полезных ископаемых.

Ранее утвержденными запасами признаются запасы, утвержденные в установленном порядке при подсчете геологических запасов.

При изменении ранее утвержденных геологических запасов преобладающего по объему основного полезного ископаемого категорий $A + B_1 + B_2$ более чем на 20% от начальных запасов по месторождению для среднего (или мелкого, переходящего в среднее), крупного или уникального месторождения на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых представляются подсчет геологических запасов и проектный документ. Для мелких месторождений допускается представление документов и материалов как по подсчету геологических запасов, так и по оперативному изменению состояния запасов совместно с проектным документом.

**для средних,
крупных и
уникальных
месторождений**

**для мелких и очень
мелких
месторождений,
перешедших в
среднее**

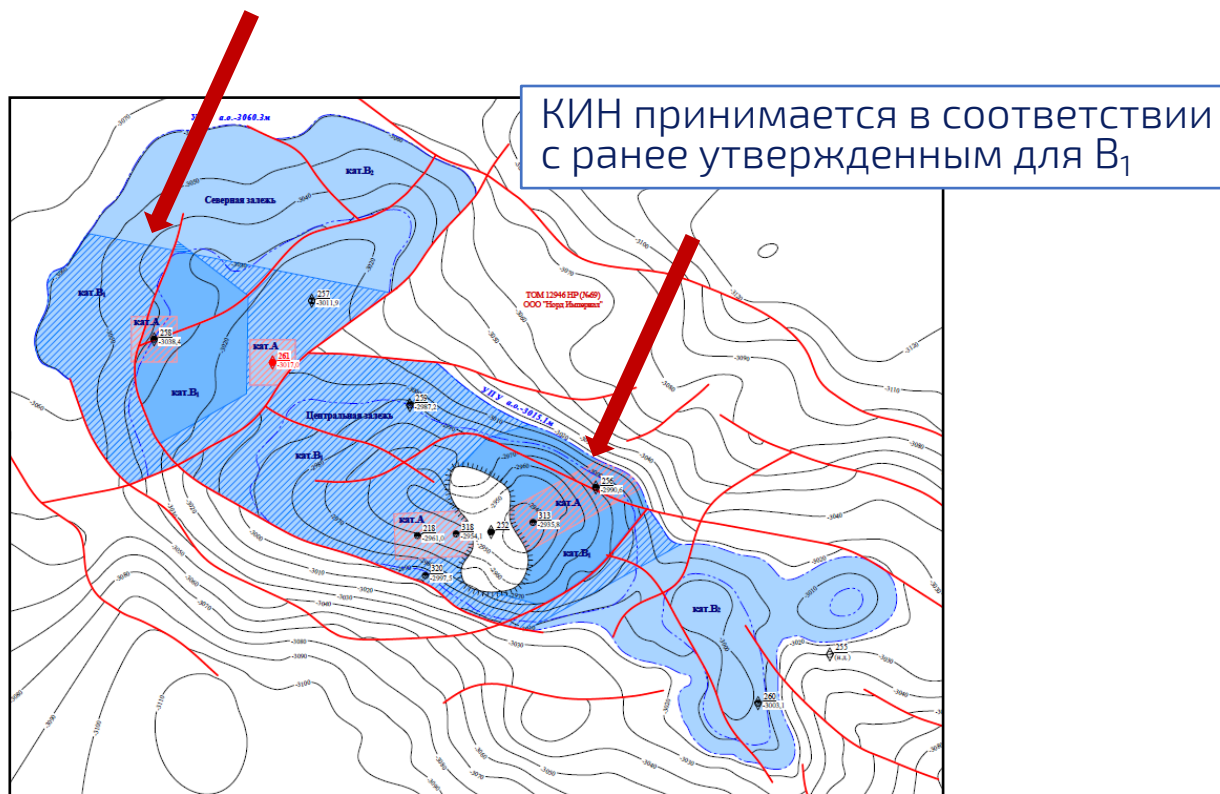
Подсчет запасов

П 69

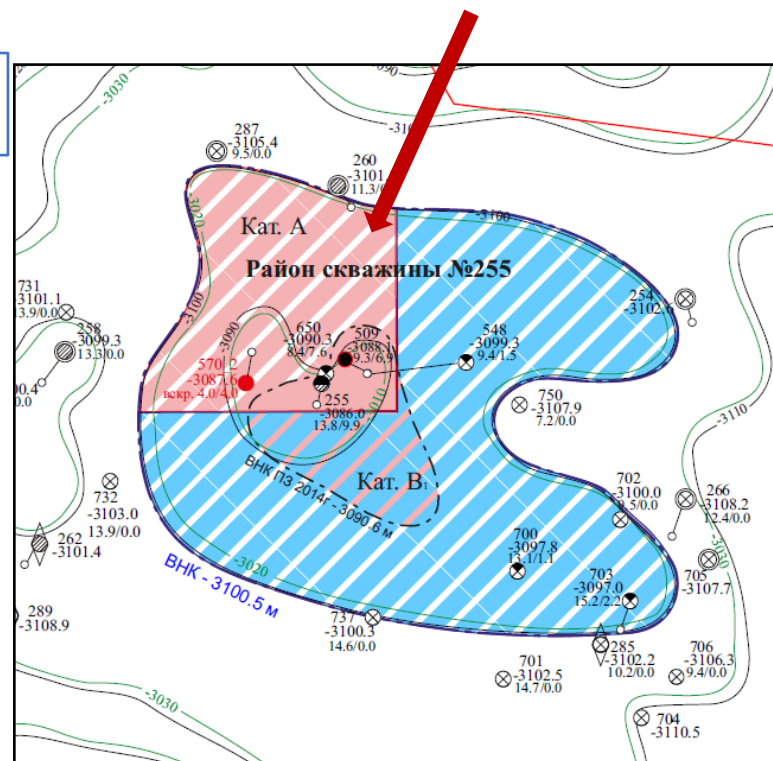
При изменении ранее утвержденных геологических запасов одного из основных полезных ископаемых категорий $A + B_1 + B_2$ менее чем на 20% от начальных запасов по месторождению, подсчитанных на дату утверждения, на государственную экспертизу полезных ископаемых представляются документы и материалы по оперативному изменению состояния запасов. При этом для подсчета и учета извлекаемых запасов, в том числе по рентабельным запасам, принимаются коэффициенты извлечения нефти, газа и газового конденсата в соответствии с заключением государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в части технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата на основании действующего проектного документа.

ПРИМЕРЫ

КИН принимается в соответствии с ранее утвержденным для B_2



КИН принимается в соответствии с ранее утвержденным для B_1



Подсчет запасов

-● При представлении на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых документов и материалов по оперативному изменению состояния запасов по залежи разрабатываемого месторождения без совместного представления технического проектного документа, коэффициенты извлечения по категориям запасов залежи устанавливаются **на основании ранее утвержденных коэффициентов извлечения** по каждой категории запасов данной залежи.
-● При этом, при увеличении площади категории запасов коэффициент извлечения для категории запасов принимается **как средневзвешенное по геологическим запасам значение между коэффициентами извлечения данной категории и категории(ий) за счет которой(ых) произошло увеличение** геологических запасов.
-● В случае, если увеличение площади категории запасов происходит не в результате перевода запасов из других категорий, но при этом на данной залежи выделены другие категории запасов, коэффициент извлечения для категории запасов принимается **как средневзвешенное по геологическим запасам значение между коэффициентами извлечения данной категории и более «низкой»:** для категории А – категория В₁, для категории В₁ – категория В₂.
-● При объединении двух и более залежей в единую, технологический и рентабельный коэффициенты извлечения УВС принимаются **равными средневзвешенным значениям по геологическим запасам каждой залежи на основании коэффициентов извлечения, установленных для этих залежей в действующем проектом документе** (для разрабатываемых месторождений), или в соответствии с ранее утвержденными (для месторождений, находящихся в разведке).

ПРИМЕРЫ

Исходная информация:

Категория А: Qгеологические – 100 тыс.т, Qизвлекаемые – 50 тыс.т, КИН – 0,500 д.ед
Категория В1: Qгеологические – 200 тыс.т, Qизвлекаемые – 80 тыс.т, КИН – 0,400 д.ед
Категория В2: Qгеологические – 400 тыс.т, Qизвлекаемые – 80 тыс.т, КИН – 0,200 д.ед

ИТОГО: Qгеологические – 700 тыс.т, Qизвлекаемые – 210 тыс.т, КИН – 0,300 д.ед

Существовавший подход расчета:

Категория А: Qгеологические – 200 тыс.т, Qизвлекаемые – $(100+100)*0,5=100$ тыс.т, КИН – 0,500 д.ед
Категория В1: Qгеологические – 400 тыс.т, Qизвлекаемые – $(100+300)*0,4=160$ тыс.т, КИН – 0,400 д.ед
Категория В2: Qгеологические – 100 тыс.т, Qизвлекаемые – 20 тыс.т, КИН – 0,200 д.ед

ИТОГО: Qгеологические -700 тыс.т, Qизвлекаемые – 280 тыс.т, КИН – 0,400 д.ед

Предлагаемое решение:

Категория А: Qгеологические – 200 тыс.т, Qизвлекаемые – $100*0,5+100*0,4=90$ тыс.т, КИН – 0,450 д.ед
Категория В1: Qгеологические – 400 тыс.т, Qизвлекаемые – $100*0,4+300*0,2=100$ тыс.т, КИН – 0,250 д.ед
Категория В2: Qгеологические – 100 тыс.т, Qизвлекаемые – 20 тыс.т, КИН – 0,200 д.ед

ИТОГО: Qгеологические -700 тыс.т, Qизвлекаемые – 210 тыс.т, КИН – 0,300 д.ед

Подготовленность месторождений для промышленной разработки

П 78

Месторождение считается подготовленным к промышленной разработке при условии, что запасы нефти/газа категории C_1 составляют более 30% от всех запасов залежи и при соблюдении требований к изученности для категории B_1

Месторождение **может** считаться подготовленным к промышленной разработке при условии, что **геологические** запасы нефти/газа категории C_1 составляют более 30% от всех запасов **месторождения** при соблюдении требований к изученности для категории B_1