

Министерство образования и науки Республики Татарстан

Альметьевский государственный нефтяной институт

Р.Н. Бурханов, В.М. Гуревич, Г.Р. Бурханова, З.М.Сабирзянова

## **ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖИ И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ПОПУТНОГО ГАЗА**

учебно-методическое пособие для лабораторных работ, практических занятий и самостоятельной работы студентов всех форм обучения

по дисциплинам «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» для студентов, обучающихся по специальности 080502.65 (060800) и «Геология, поиск и разведка» для студентов, обучающихся по специальности 080104.65 (060200)

Альметьевск 2009

УДК 550.822.3

Бурханов Р.Н., Гуревич В.М., Бурханова Г.Р., Сабирзянова З.М. Геометризация залежи и подсчет запасов нефти и попутного газа: учебно-методическое пособие для лабораторных работ, практических занятий и самостоятельной работы студентов всех форм обучения. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009. - 58с.

Учебно-методическое пособие «Геометризация залежи и подсчет запасов нефти и попутного газа» содержит описание и порядок выполнения лабораторных и практических работ, варианты контрольных заданий, а также задания и вопросы для самостоятельной работы студентов. В пособии в краткой форме излагаются цели и задачи разведочного бурения, а также методика построения карт и подсчет запасов нефти и попутного газа. Предназначено для студентов, обучающихся по специальностям 080502.65(060800) «Экономика и управление на предприятиях нефтяной и газовой промышленности» и 080104 (060200) «Экономика труда». Написано в соответствии с требованиями государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования.

Печатается по решению учебно-методического совета АГНИ

Рецензенты:

И.М.Ильина – проректор по дополнительному образованию, к.п.н., доцент;  
Сабаев – главный геолог ОАО «СМП-Нефтегаз»

Набор на компьютере: Исламгулова А.З.

АГНИ, 2009

## 1. Цели и задачи разведочного бурения

Бурение разведочных скважин, опробование и испытание нефтегазоносных горизонтов, а также геохимические, гидрогеологические, гидродинамические и геофизические исследования в них являются главными работами разведочного этапа освоения месторождений нефти. Целью этих работ является изучение залежи в степени достаточной для составления первого проектного документа на разработку. При этом решаются задачи геометризации и изучения внутренней структуры залежи, а также производится подсчет запасов разведочных категорий.

Так как все указанные аспекты в рамках одного учебного пособия не могут быть рассмотрены, будем считать залежь нефти разведанной для составления первого проектного документа на разработку, если достоверно установлены её внешний и внутренний контуры нефтеносности, построены и проанализированы структурные и параметрические карты, карты ВНК и изопахит (равных толщин) и подсчитаны запасы по категории  $C_1$ .

## 2. Краткая характеристика контрольного задания

Вариант контрольного задания (приложение 2) содержит:

1. номер разведочной скважины;
2. координаты устья скважины ( $X, Y$ ) в системе координат Гаусса-Крюгера, м;
3. альтитуду устья скважин ( $ALT$ ), м;
4. глубину залегания кровли ( $\Gamma_{к,м}$ ) и подошвы ( $\Gamma_{п,м}$ ) изучаемого пласта в скважине;
5. эффективную нефтенасыщенную толщину изучаемого пласта, м;
6. коэффициент открытой пористости пласта (таблица 1);
7. коэффициент нефтенасыщенности пласта (таблица 2);
8. свойства нефти в стандартных условиях и проектируемый коэффициент нефтеизвлечения (таблица 3).

*Вариант контрольного задания студенту устанавливает ведущий преподаватель.* Для изучения структуры залежи и подсчета запасов нефти и попутного газа необходимо составить и вычертить следующие карты:

1. структурную карту по кровле пласта;
2. структурную карту по подошве пласта;
3. карту общей толщины;
4. карту водо-нефтяного контакта (ВНК);
5. карту эффективной нефтенасыщенной толщины пласта;
6. карту открытой пористости;
7. карту нефтенасыщенности;
8. карту (при необходимости несколько карт) для определения средних значений подсчетных параметров;
9. подсчетный план.

При выполнении задания следует изучить корреляционные зависимости между подсчетными параметрами, составить расчетные таблицы, а построенные карты

проанализировать и описать в пояснительной записке. Необходимо подсчитать запасы категории  $C_1$ , указав степень изученности залежи нефти для составления первого проектного документа на ее разработку.

### 3. Построение схемы расположения скважин

Выполнение задания необходимо начать с построения схемы расположения скважин по заданным координатам устья скважины  $X$  и  $Y$ . Напомним, что в системе плоских прямоугольных координат (система Гаусса и Крюгера) вся земная поверхность проектируется на плоскость по зонам, ограниченными меридианами. Ширина зоны составляет 6 градусов. Осевой (центральный) меридиан зоны принимается за ось ординат  $X$ , а экватор - за ось абсцисс  $Y$ . Для удобства записи обычно пользуются преобразованными координатами, т.е. отсчет абсцисс ( $Y$ ) ведется от условной оси, расположенной на 500 км к западу от осевого меридиана. Такая система координат преобразованной системой координат Гаусса-Крюгера. Обратите внимание на особенности в обозначениях координатных осей в задании. Например, координаты скв.5, приведенные в задании 16 (см. приложение 1) следующие:  $X= 5\ 229\ 109\text{м}$ ;  $Y= 26\ 439\ 254\text{м}$ . Это означает, что устье скважины расположено к северу от экватора, на расстоянии 5229109 м (т.к. координата  $X$  положительная) в 26 зоне, на расстоянии 439254 м от условной оси (к западу от осевого меридиана зоны, т.к. абсцисса ( $Y$ ) меньше 500 км). Последние шесть цифр координаты ( $Y$ ) указывают на расстояние в метрах от условной оси до устья скважины, начальные оставшиеся цифры - номер зоны. В дальнейшем все примеры расчетов и построений будем приводить для задания 16.

#### 3.1 Задание для самостоятельной работы по построению схемы расположения разведочных скважин в системе координат Гаусса-Крюгера

Найдите максимальные и минимальные значения координат  $X$  и  $Y$  ( $X_{\max}$ ,  $X_{\min}$ ,  $Y_{\max}$ ,  $Y_{\min}$ ) и разницу между ними ( $\Delta X$ ,  $\Delta Y$ ).

Координата	$X, \text{м}$	$Y, \text{м}$
max	5229821	26443101
min	5218902	26435785
$\Delta X, \Delta Y$	10919	7316

Началу координатной сети присудите значения координат  $X_{\min}$  и  $Y_{\min}$ , предварительно округлите эти значения в меньшую сторону до значений, кратных 100. Схему расположения скважин постарайтесь разместить на листе размером приблизительно 30 x 20 см. (формат А-4). Учитывая, что разброс координат по оси ординат больше, чем по оси абсцисс ( $\Delta X > \Delta Y$ ), ось  $X$  в рассматриваемом примере расположим вдоль длинной стороны листа (30 см), а ось  $Y$  - вдоль короткой (20 см). Определите масштаб изображения следующим образом. По оси

X:  $\Delta X / 30 = 10919 / 30 = 363,96$  м/см. По оси Y:  $\Delta Y / 20 = 7316 / 20 = 365,8$  м/см. В вычисленном масштабе схема расположения скважин разместится на листе 30x20 см. Однако этот масштаб не является стандартным. Необходимо выбрать один из стандартных масштабов: 1:5 000 (50м/см); 1:10000 (100м/см); 1:25 000 (250м/см); 1:50 000 (500м/см); 1:100 000(1000м/см). В масштабе 1:25 000 схема не поместится на листе 30x20 см, в масштабе 1:50000 - поместится. Следовательно, выбираем масштаб изображения расположения скважин 1:50 000. В этом случае размеры схемы составят: по оси X -  $10919 / 500 = 21,8$ ; по оси Y -  $7316 / 500 = 14,6$  см. Постройте координатную километровую сеть в выбранном масштабе, начало которой имеет координаты  $X_{\min}$  и  $Y_{\min}$ . Линии координатной километровой сети разместятся в масштабе 1:50000 на расстоянии 2 см друг от друга. Линии по осям абсцисс и ординат обозначаются соответствующими значениями. По указанным в задании координатам найдите положение скважин в построенной системе координат. Примеры построения километровой координатной сетки и схемы расположения скважин приводятся в приложении 2. При дальнейшем построении карт нет необходимости в многократном копировании координатной сети. Карты строятся на предварительно подготовленных копиях схемы расположения скважин.

*Задание: следует построить, руководствуясь примерами и произведя предварительные расчеты, схему расположения разведочных скважин.*

#### **4. Расчеты абсолютных отметок кровли и подошвы и общей толщины пласта**

Расчеты абсолютных отметок кровли (подошвы) и общей толщины пласта производятся с точностью до десятых долей. Расчеты абсолютных отметок кровли (подошвы) ведутся для каждой скважины по формуле

$$A_k(A_p) = ALT - \Gamma_k(\Gamma_p), \quad (1)$$

где:

ALT - альтитуда устья скважины, м;

$\Gamma_k$  ( $\Gamma_p$ ) - глубина кровли (подошвы) пласта в скважине, м;

$A_k$  ( $A_p$ ) - абсолютная отметка кровли (подошвы) пласта, м.

Абсолютные отметки пластов, кровля и подошва которых находятся ниже уровня моря - отрицательные, выше уровня моря - положительные.

Расчеты общей толщины пласта ведутся для каждой скважины по формуле

$$h_o = |A_p| - |A_k|, \quad (2)$$

где:

$h_o$  - общая толщина пласта, м;

$A_k$  ( $A_p$ ) - абсолютная отметка залегания кровли (подошвы) пласта, м.

*Задание: следует, руководствуясь вариантом задания и приведенными примерами, рассчитать абсолютные отметки залегания пласта в разведочных скважинах, а результаты расчетов свести в таблицу, пример которой приво-*

дится в приложении 1.

## 5. Понятие о структурной карте и карте изопахит

Структурная карта - это разновидность геологических карт, на которых с помощью стратоизогипс показывают строение кровли (подошвы) пласта («подземный рельеф»). Стратоизогипсы - это линии (изолинии) равных абсолютных отметок кровли (подошвы) пласта. Так как залежь нефти обычно приурочена к структуре, прослеживаемой по кровле (подошве) пласта, структурная карта характеризует ее форму и пространственное расположение в земной коре. Структурные карты строятся в абсолютных отметках. Карта общей толщины - это разновидность геологических карт, на которых с помощью изопахит изучается изменение общей толщины пласта по площади. Часто такие карты называются картами изопахит. Изопахиты - это линии равных толщин пласта. Для каждого вида толщины (общей, эффективной, эффективной нефтенасыщенной, эффективной водонасыщенной и др.) составляются обычно собственные карты изопахит.

### 5.1 Задание для самостоятельной работы по построению структурных карт и карты изопахит

Рассмотрим пример построения структурной карты по кровле пласта. Вычисленные абсолютные отметки кровли необходимо надписать около каждой скважины на схеме их расположения. Надпись производится в виде дроби, в числителе которой указывается номер скважины, а в знаменателе - абсолютная отметка кровли. Все скважины соединяются прямыми линиями простым карандашом так, чтобы они находились в углах треугольников (в окончательном варианте карты эти линии удаляются). Линии не должны пересекаться. При инвариантной возможности соединения скважин, выбирается вариант, при котором получается наиболее равнобедренный или равнобедренный треугольник. Не соединяйте линиями скважины, расположенные на разных крыльях предполагаемой структуры. Затем производится интерполяция абсолютных отметок кровли между каждыми двумя соседними скважинами по проведенным линиям. Интерполяция - это нахождение положения промежуточных значений абсолютной отметки кровли по крайним значениям величин. Необходимо выбрать такое сечение стратоизогипс (т.е. вести поиск такого числа промежуточных значений), при котором структурная карта будет изображена не более чем 6-10 изолиниями (т.е. вести поиск 6-10 промежуточных значений). Интерполяция предполагает, что наклон пласта вдоль линии, соединяющей две скважины, на всем ее протяжении постоянен. Чтобы правильно подобрать необходимое сечение стратоизогипс, найдите максимальную и минимальную абсолютные отметки залегания кровли пласта. В рассматриваемом примере эти отметки составляют  $(A_k)_{\max} = -1236$  и  $(A_k)_{\min} = -1304$  метров. Округлите эти значения: максимальную отметку - в большую, а минимальную отметку - в меньшую стороны (удобно округлять до величин, кратных предполагаемому сечению изолиний). В рас-

смаатриваемом примере округленные значения составляют  $(A_k)_{\max} = -1230$  и  $(A_k)_{\min} = -1310$  метров. Найдите разницу отметок по формуле

$$|(A_k)_{\min}| - |(A_k)_{\max}| = 1310 - 1230 = 80 \text{ м.} \quad (3)$$

Если проводить изолинии через 10 метров, то на карте будет изображаться приблизительно 9 стратоизогипс. Таким образом, будем искать положение следующих изолиний: -1230; -1240; -1250; -1260; -1270; -1280; -1290; -1300; -1310 метров. На выбор сечения стратоизогипс влияют масштаб карты, необходимая точность изображения кровли и соответствие имеющихся данных по отметкам залегания пласта точности карты. Сечение стратоизогипс обычно составляет 1, 2, 5, 10, 15, 25, 50, 100 метров. Интерполяцию эффективно производить с помощью высотной арфы (палетки). Высотная арфа выполняется на отдельном листе кальки и представляет собой серию параллельных линий, расположенные на одинаковом расстоянии друг от друга (рис.1). Расстояние между крайними линиями (ширина палетки  $L_1$ ) равняется минимальному расстоянию между скважинами на схеме их расположения или меньше этой величины. Длина палетки ( $L_2$ ) соответствует максимальному расстоянию между скважинами или больше этой величины. Число прямых линий высотной арфы, изображаемых на одинаковом расстоянии друг от друга, равняется количеству искомым стратоизогипс (промежуточных значений). Линии подписываются в возрастающей последовательности соответственно искомым промежуточным значениям. Для рассматриваемого примера минимальным является расстояние между скважинами 6 и 13, равное 2,1 см, а максимальным между скважинами 4 и 9, равное 12.6 см. Число искомым значений (и соответственно изолиний) составит 9. Приведем пример интерполяции между

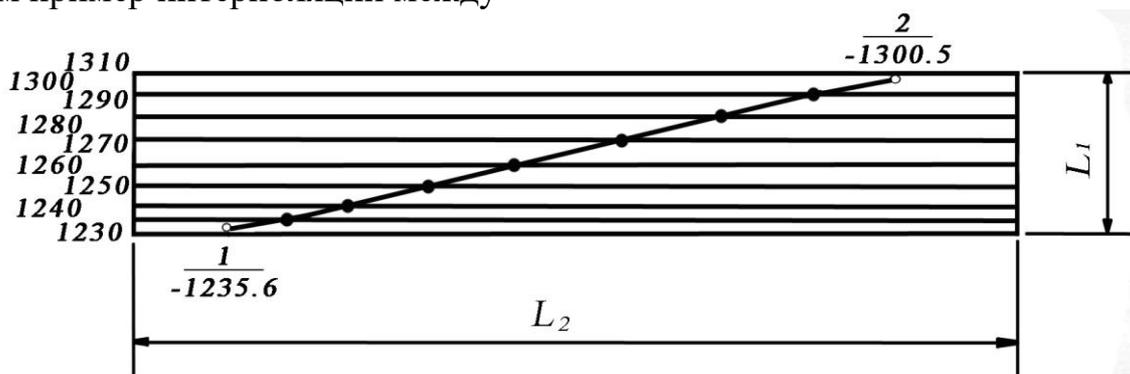


рис. 1 Пример высотной арфы

скважинами 1 и 2, абсолютные отметки кровли которых, составляют -1235 и -1300.5 м соответственно (рис.1). Палетку (на схеме расположения скважин) совмещают параллельной линией высотной арфы с абсолютной отметкой залегания кровли пласта в скважине 1. Далее палетку следует вращать относительно скважины 1 до тех пор, пока ее второй конец не совместится своей параллельной линией, соответствующей абсолютной отметке кровли пласта в скважине 2. Для удобства используется обычная игла для удержания палетки во время ее вращения. Также с помощью иглы отмечают точки пересечения ли-

ний высотной арфы с линией интерполяции. В точках пересечений на линии интерполяции (на карте) подписываются значения линий арфы. Подобная интерполяция производится на всех линиях соединяющих скважины. Затем точки с одинаковыми абсолютными отметками соединяют плавными линиями, которые называются стратоизогипсами. Подписывается значение каждой стратоизогипсы. Аналогичную последовательность операций необходимо выполнять при построении структурной карты по подошве пласта и карты общей толщины. Примеры построения и оформления указанных карт приведены в приложении 1. При выборе сечения стратоизогипс на структурной карты по подошве пласта необходимо сохранить шаг интерполяции и абсолютные значения отметок, обоснованные для кровли, так чтобы значения стратоизогипс на кровле и подошве пласта были кратными выбранному сечению изолиний.

*Задание: следует, руководствуясь вариантом задания и примерами, построить структурные карты по кровле и подошве, а также карту общей толщины пласта.*

## **6. Понятие о внешнем и внутреннем контурах нефтеносности**

Нефть, газ и вода размещаются в ловушке по гравитационному принципу. Газ занимает верхнее положение, нефть промежуточное, вода нижнее, так как плотность газа меньше плотности нефти, а плотность нефти обычно меньше плотности воды. В структуре залежи могут быть выделены: газо-нефтяной (ГНК), водо-нефтяной (ВНК) и газо-водяной (ГВК) контакты. ВНК разделяет водонасыщенную и нефтенасыщенную части пласта и является обычно поверхностью, имеющей сложную структуру. Внешний контур нефтеносности - это линия пересечения ВНК с кровлей пласта. Любая скважина, пробуренная за внешним контуром нефтеносности, вскрывает пласт, водонасыщенный по всей толщине, т.е. попадает в водонасыщенную зону залежи (ЧВЗ или ВЗ). Внутренний контур нефтеносности - это линия пересечения ВНК с подошвой пласта-коллектора. Часть залежи между контурами нефтеносности называется водо-нефтяной зоной (ВНЗ). Внутренний контур нефтеносности не выявляется на залежах нефти, называемых водоплавающими. Часть залежи, оконтуриваемая внутренним контуром нефтеносности, называется чисто-нефтяной зоной (ЧНЗ или НЗ), т.к. скважинами здесь вскрывается коллектор нефтенасыщенный по всей толщине (рис.2).

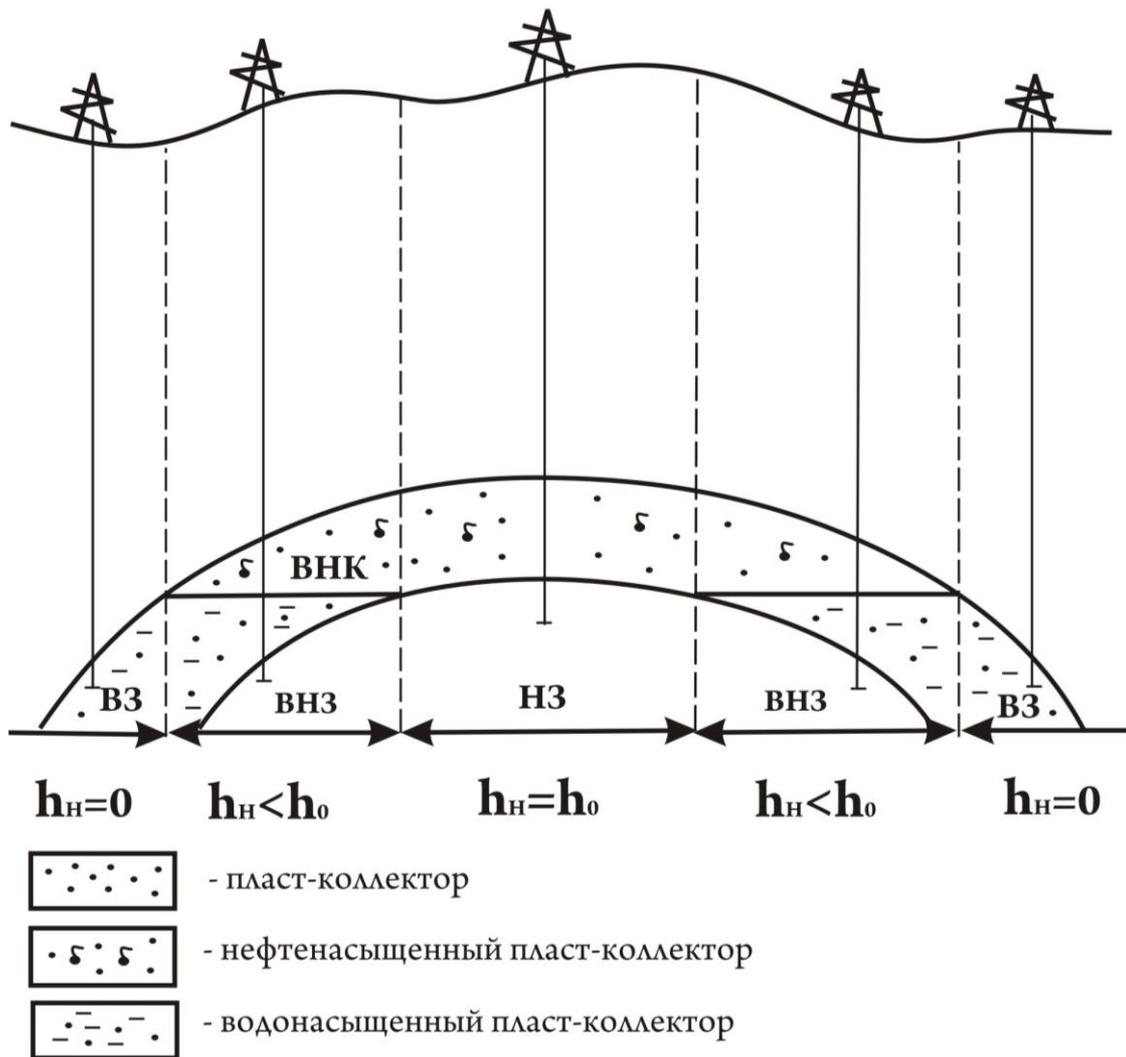


рис.2 Строение нефтяной залежи

В структуре водоплавающих залежей чисто нефтяная зона (ЧНЗ) не может быть выделена, так как ВНК не пересекает подошву пласта. В этом случае залежь по всей площади подстилается подошвенной водой.

### 6.1 Расчет абсолютных отметок ВНК

Следует сравнить расчетную общую ( $h_0$ ) и указанную в варианте задания эффективную нефтенасыщенную ( $h_n$ ) толщины пластов в разведочных скважинах. Рассмотрим различные соотношения этих величин.

1.  $h_n = h_0$  (скважина вскрывает ЧНЗ).
2.  $h_n < h_0$  (скважина вскрывает ВНЗ и ВНК).

Для этих скважин ведется расчет абсолютных отметок ВНК по формуле

$$A_{\text{ВНК}} = A_K - h_n, \quad (4)$$

где:

$A_{\text{ВНК}}$  - абсолютная отметка ВНК;

$A_k$  - абсолютная отметка кровли пласта (с учетом знака отметки);

$h_n$  - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта.

3.  $h_n = 0$  (скважина вскрывает ЧВЗ).

4.  $h_n = h_o$  ( $A_{внк} = A_{п}$ , скважина вскрывает внутренний контур нефтеносности).

5.  $h_n = 0$  ( $A_{внк} = A_k$ , скважина вскрывает внешний контур нефтеносности).

*Задание: рассчитайте абсолютные отметки ВНК в разведочных скважинах, и результаты расчетов занесите в таблицу, пример которой приведен в приложении 1.*

## 6.2 Задание для самостоятельной работы по построению карты ВНК

Скважины на схеме их расположения подписываются дробью, в числителе которой указывается номер скважины, а в знаменателе - абсолютная отметка ВНК и характеристика зоны (ЧНЗ, ЧВЗ, ВНЗ). Карта ВНК строится методом треугольников. Интерполяция производится между скважинами, в которых выявлен водонефтяной контакт. При этом сохраните шаг интерполяции так, чтобы абсолютные значения изолиний на карте ВНК были кратными выбранному сечению изолиний на структурных картах. Для нахождения внешнего контура нефтеносности производите следующие операции:

1. совместите структурную карту кровли пласта с картой ВНК;

2. отметьте точки пересечения одноименных изолиний на картах кровли и ВНК;

3. соедините полученные точки плавной линией, которая и является внешним контуром нефтеносности.

Внешний контур нефтеносности ограничивает часть залежи, скважины в которой вскрывают ВНК или полностью нефтенасыщенный пласт. Уточните положение внешнего контура нефтеносности с учетом последнего замечания. При нахождении внутреннего контура нефтеносности совместите карту ВНК и структурную карту по подошве пласта. Произведите аналогичные операции. Внутренний контур нефтеносности ограничивает часть залежи, в которой скважины вскрывают пласт, нефтенасыщенный по всей толщине. Уточните положение внутреннего контура нефтеносности с учетом последнего замечания.

*Задание: следует, руководствуясь примерами, вариантом задания и произведя предварительные расчеты и сопоставления, построить карту ВНК..*

## 7. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта

Эффективной называется толщина пласта, представленная коллекторами. Эффективная толщина бывает водонасыщенной, нефтенасыщенной и газонасыщенной. Для построения карты эффективной нефтенасыщенной толщины выполните следующие операции:

а) изобразите на схеме расположения скважин внешний и внутренний контуры нефтеносности;

б) надпишите разведочные скважины дробью: в числителе - номер скважины, в знаменателе - эффективная нефтенасыщенная толщина;

в) совместите полученную карту и карту общей толщины, после чего скопируйте

те изопакиты общей толщины в чисто-нефтяную зону пласта. Эта операция обусловлена тем, что в ЧНЗ  $h_n=h_o$  (рис.2).

г) между контурами нефтеносности изолинии нефтенасыщенной толщины проведите после интерполяции.

Внешний контур нефтеносности является нулевой изопакитой эффективной нефтенасыщенной толщины (рис.2). Линии интерполяции не должны пересекать внутренний контур нефтеносности. Возможные направления интерполяции: скважина-скважина; скважина-внешний контур нефтеносности; скважина-точка пересечения изопакит общей толщины с внутренним контуром нефтеносности. Так как ширина ВНЗ на картах обычно мала, разрешается производить интерполяцию без применения высотной арфы. Пример построения и оформления карты эффективной нефтенасыщенной толщины приводится в приложении 1. Для удобства чтения карты на примере не нанесены изолинии эффективной нефтенасыщенной толщины - 2, 3, 4, а 1 и 5 метров показаны частично.

*Задание: руководствуясь вариантом задания, следует построить карту эффективной нефтенасыщенной толщины.*

## 8. Открытая пористость и нефтенасыщенность пласта

Коэффициентом открытой пористости породы ( $K_{оп}$ ) называют отношение объема открытых (сообщающихся пор)  $V_{оп}$  к объему породы (образца)  $V_{обр}$

$$K_{оп} = V_{оп} / V_{обр}. \quad (5)$$

Коэффициент открытой пористости является количественной характеристикой емкостных свойств пород пласта. Изучить его изменчивость по площади залежи, можно построив карту открытой пористости. Часто карты, характеризующие изменение какого-либо параметра пласта по площади залежи, называют параметрическими (иногда пластовыми) картами. Для построения параметрической карты пористости предварительно готовится схема расположения скважин, на которой около обозначений скважин подписываются значения открытой пористости пласта, руководствуясь вариантами заданий (таблица 1). На карту копируются внешний и внутренний контуры нефтеносности, если они ранее были выделены в структуре залежи нефти. Карта строится методом треугольников. Сечение изолиний выбираются таким образом, чтобы на карте изобразилось не менее шести изолиний коэффициента открытой пористости, равномерно расположенных по площади залежи и пересекающих внешний и внутренний контуры нефтеносности.

*Задание: Необходимо построить карту открытой пористости пласта, руководствуясь вариантом задания и примерами.*

## 8.1 Задание для самостоятельной работы по построению параметрической карты нефтенасыщенности пласта

Коэффициентом нефтенасыщенности  $K_n$  называется отношение объема нефти, содержащегося в открытом пустотном пространстве ( $V_n$ ) к суммарному объему пустотного пространства породы ( $V_{по}$ )

$$K_n = \frac{V_n}{V_{по}} \quad (6)$$

Коэффициент нефтенасыщенности, также как и коэффициент открытой пористости, является емкостной характеристикой пласта. Для изучения изменчивости нефтенасыщенности пласта по площади залежи строят параметрическую карту. Предварительно на схему расположения скважин копируются внешний и внутренний контуры нефтеносности и указываются значения коэффициентов нефтенасыщенности пласта в скважинах. Карта строится методом треугольников, но интерполяция производится между скважинами, в которых установлен нефтенасыщенный пласт. Сечение изолинии выбирается таким образом, чтобы на карте изобразилось не менее шести изолинии нефтенасыщенности. Изолинии не должны пересекать внешний и внутренний контуры нефтеносности.

*Задание: Необходимо построить карту нефтенасыщенности пласта, руководствуясь вариантом задания (таблица 2) и примерами её построения и оформления.*

Таблица 1

## Коэффициент открытой пористости

№ скв. Вар-т	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	0,13	0,14	0,19	0,23	0,17	0,09	0,19	0,26	0,24	0,05	0,14	0,11	0,23
2	0,27	0,26	0,18	0,21	0,18	0,01	0,13	0,19	0,17	0,23	0,06	0,08	0,12
3	0,13	0,18	0,14	0,15	0,15	0,26	0,08	0,17	0,19	0,10	0,23	0,13	0,14
4	0,14	0,10	0,18	0,12	0,13	0,14	0,17	0,09	0,23	0,19	0,06	0,15	0,27
5	0,18	0,14	0,17	0,11	0,09	0,17	0,09	0,26	0,15	0,23	0,19	0,16	0,26
6	0,19	0,23	0,08	0,10	0,23	0,10	0,17	0,14	0,16	0,24	0,19	0,10	0,15
7	0,06	0,24	0,16	0,15	0,25	0,10	0,15	0,17	0,19	0,10	0,25	0,08	0,24
8	0,23	0,13	0,17	0,10	0,28	0,10	0,17	0,19	0,15	0,23	0,27	0,16	0,06
9	0,21	0,18	0,18	0,13	0,11	0,17	0,14	0,19	0,24	0,18	0,21	0,18	0,09
10	0,19	0,14	0,21	0,27	0,10	0,17	0,13	0,25	0,19	0,15	0,12	0,19	0,21
11	0,13	0,09	0,17	0,14	0,23	0,11	0,26	0,11	0,23	0,19	0,11	0,23	0,22
12	0,14	0,08	0,07	0,21	0,17	0,13	0,11	0,23	0,12	0,05	0,19	0,09	0,23
13	0,21	0,06	0,15	0,17	0,19	0,09	0,08	0,23	0,16	0,19	0,13	0,19	0,21
14	0,07	0,05	0,17	0,20	0,15	0,10	0,16	0,19	0,22	0,07	0,08	0,18	0,13
15	0,23	0,17	0,23	0,15	0,21	0,15	0,21	0,19	0,06	0,26	0,14	0,17	0,26
16	0,18	0,13	0,24	0,18	0,16	0,19	0,18	0,20	0,16	0,19	0,27	0,15	0,28
17	0,11	0,26	0,25	0,09	0,16	0,19	0,10	0,20	0,22	0,13	0,13	0,19	0,30
18	0,09	0,09	0,13	0,19	0,09	0,17	0,18	0,26	0,14	0,25	0,19	0,09	0,10
19	0,08	0,42	0,19	0,08	0,24	0,16	0,19	0,15	0,08	0,30	0,19	0,19	0,16
20	0,17	0,20	0,35	0,26	0,09	0,28	0,13	0,23	0,15	0,07	0,13	0,19	0,26

## 9. Подсчет запасов нефти и попутного газа объемным методом

Сущность объемного метода подсчета запасов заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям, в насыщенных ими объемах пустотного пространства коллекторов залежей нефти и газа или их частей. При этом используют формулу

$$Q_B = F \cdot h_n \cdot K_{оп} \cdot K_n \cdot \rho_{ст} \cdot \theta, \quad (7)$$

где:

$Q_B$  - балансовые запасы нефти, т;

$F$  - площадь горизонтальной проекции залежи нефти или ее части (площадь нефтеносности),  $m^2$ ;

$h_n$  - средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

$K_{оп}$  - средний коэффициент открытой пористости пласта, дол.ед.;

$K_n$  - средний коэффициент нефтенасыщенности пласта, дол.ед.;

$\theta$  - средний пересчетный коэффициент нефти, дол.ед.;

$\rho_{ст}$  - среднее значение плотности нефти в стандартных условиях,  $t/m^3$ .

При подсчете извлекаемых запасов нефти пользуются следующим соотношением

$$Q_{извл} = Q_B \cdot \eta, \quad (8)$$

где:

$Q_{извл}$  - извлекаемые запасы нефти, т;

$\eta$  - проектируемый коэффициент нефтеизвлечения, дол.ед.

Запасы попутного газа определяются по формуле

$$Q_{извл.г} = Q_B \cdot \gamma, \quad (9)$$

где:

$Q_{извл.г}$  - запасы попутного газа,  $m^3$ ;

$\gamma$  - газосодержание нефти,  $m^3/t$ .

Таблица 2

## Коэффициент нефтенасыщенности пласта

№ скв. Вар-т	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	0,38	0,70	0,49	0,75	0,85			0,41	0,48	0,56			
2	0,95	0,59	0,77	0,76		0,40	0,94						0,47
3	0,94	0,89	0,90	0,61	0,62					0,39	0,61		
4			0,83	0,39	0,73	0,41	0,74					0,67	
5	0,52	0,64			0,63	0,89		0,48				0,88	0,50
6	0,55	0,52	0,62	0,41			0,45						
7	0,72	0,56	0,73	0,47	0,57			0,60	0,86	0,57			
8	0,91	0,64	0,93	0,92	0,83	0,65	0,42			0,38	0,78	0,58	0,68
9	0,61	0,62	0,50	0,50	0,63								
10	0,50	0,59	0,76	0,48		0,56		0,77		0,59	0,44		
11	0,39	0,43	0,58	0,45		0,83			0,58				
12	0,93	0,61	0,92	0,78	0,92								
13		0,71	0,80		0,78						0,75	0,94	0,56
14		0,47	0,83		0,67						0,38	0,74	0,70
15	0,75	0,60			0,62	0,90		0,42		0,55		0,51	0,65
16	0,53	0,43			0,79	0,66		0,54		0,45		0,43	0,50
17			0,87	0,48	0,50	0,58	0,76					0,43	
18	0,81	0,82	0,39	0,55		0,71			0,44				
19		0,84	0,40		0,54						0,45	0,95	0,72
20	0,82	0,41	0,46	0,42		0,68							0,81

## 10. Обоснование подсчетных параметров

Подсчетными будем называть параметры, входящие в формулы подсчета запасов нефти и попутного газа объемным методом.

### 10.1 Площадь нефтеносности

Площадь нефтеносности ( $F$ ) определяется с помощью электронного планиметра PLANIX или можно воспользоваться миллиметровой бумагой, предварительно рассчитав площадь ее миллиметрового сегмента ( $S_n$ ) с учетом масштаба карты, на которой она будет использована. Наложив миллиметровую бумагу на карту необходимо рассчитать количество сегментов ( $n$ ) на площади, ограничиваемой внешним контуром нефтеносности залежи, которая затем находится по формуле

$$F = S_n \cdot n. \quad (10)$$

### 10.2 Задание для самостоятельной работы по использованию цифрового планиметра ТАМАУА PLANIX 5,6 для определения площади нефтеносности

Планиметр включает полярный рычаг, на котором крепится полюс, а также трассер, дисплей и клавиатуру. Питание прибора осуществляется от аккумуляторной батареи или от источника переменного тока при помощи специального адаптера. Прибор используется для измерения площади неправильной формы в увеличенном или уменьшенном масштабе или на карте с различающимися вертикальным и горизонтальным масштабами, а также, для накопления площадей.

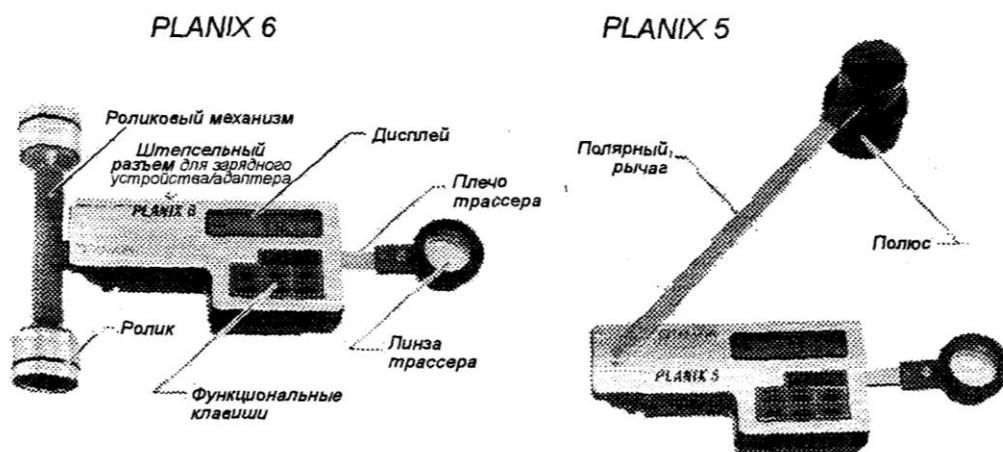


рис.3 Общий вид цифрового планиметра

Расположите прибор на карте таким образом, чтобы полярный рычаг и плечо трассера образовывали прямой угол, а измеряющая точка трассера при

этом находилась примерно на середине контура обводимого объекта. Включите прибор нажатием клавиши ON/CE-C (на экране дисплея появится «0»). При нажатии клавиши  $\text{cm}^2(\text{in}^2)$  в правой стороне дисплея появятся единицы измерения  $\text{cm}^2$  или  $\text{in}^2$  (если при включении прибора единицы измерения не появляются на экране, нажмите клавишу READY). Укажите единицу измерения  $\text{cm}^2$ . Установите на точку начала отслеживаемой площади центр линзы трассера и нажмите START (на экране дисплея появится «0», а прибор подтвердит начало работы звуковым сигналом). Трассер перемещают по контуру фигуры по часовой стрелке. Во время перемещения по контуру фигуры на экране дисплея высвечиваются значения измерений. Полученные значения фиксируются на экране клавишей HOLD. Полученные значения площади пересчитывается в квадратные метры с учетом масштаба карты. Для накопления измерений двух или более различных площадей или для накопления частей большой площади после каждого измерения нажимайте клавишу HOLD. Значение фиксируется при первом нажатии клавиши HOLD, затем трассер переносится на новую площадь, затем следует нажать клавишу HOLD повторно и произвести измерения. Для получения наиболее достоверного результата одну и ту же площадь измеряют до девяти раз. Из этих измеренных значений вычисляют средние значения площади. После каждого измерения нажимайте клавишу END, а по окончании измерения для вывода среднего значения площади на дисплее клавишу AVER. Во время обведения объекта необходимо следовать точно по контуру фигуры. Только аккуратное отслеживание контура участка дает точные результаты. Убедитесь в том, что поверхность карты плоская и без складок. Следите, чтобы интегрирующее колесо не выходило за рамки карты.

*Задание: Определите площадь нефтеносности залежи нефти перемещая трассер планиметра по внешнему контуру нефтеносности залежи, например на карте ВНК, с учетом масштаб карты.*

### **10.3 Определение средних значений подсчетных параметров**

Подсчетные параметры в зависимости от геологического строения и степени изученности пласта могут быть обоснованы различными способами. Они могут определяться по среднеарифметическим, средневзвешенным по площади или объему значениям, а также среднегеометрическим, среднегармоническим или другим значениям. Рекомендуется изучить характер корреляционных зависимостей между подсчетными параметрами (приложение 1, корреляционные зависимости). При выявлении зависимостей между параметрами следует рассчитывать средневзвешенные значения подсчетных параметров. При выборе способа подсчета среднего значения подсчетного параметра воспользуйтесь таблицей 4. При взвешивании подсчетных параметров строятся карты произведений подсчетных параметров. Предварительно выполняется схема расположения скважин, и для каждой из скважин на залежи рассчитываются произведения соответствующих подсчетных параметров. Карты строятся методом

треугольников, при этом интерполяция производится только между скважинами в границах залежи нефти. Плотность нефти в стандартных условиях и пересчетный коэффициент, который необходим для учета изменений объема нефти при переходе от пластовых к поверхностным условиям, всегда определяются по среднеарифметическим значениям. Пересчетный коэффициент определяется по формуле

$$\theta = \frac{1}{\epsilon_n} \quad (11)$$

где:

$\theta$  - пересчетный коэффициент;

$\epsilon_n$  - объемный коэффициент.

Данные о плотности, объемном коэффициенте и газосодержании нефти приводятся в таблице 3. Коэффициент нефтеизвлечения является одним из самых сложных подсчетных параметров, так как он является многофакторным. Он бывает проектным, текущим и конечным. При проектировании коэффициента нефтеизвлечения учитываются свойства коллекторов и пластовых флюидов и их неоднородность, термодинамические и гидродинамические условия их залегания, технико-технологические и экономические факторы и т. д. Значения коэффициентов нефтеизвлечения приводятся в таблице 3.

Таблица 3

#### Свойства нефти и проектируемый коэффициент нефтеизвлечения

Номер варианта	$\rho_{ст}, \text{Т/М}^3$	$\epsilon_n$ , дол.ед	$\eta$ , дол.ед	$г, \text{М}^3/\text{Т}$
1	0,820	1.5	0,18	11
2	0,888	2.2	0,22	178
3	0,838	2.1	0,31	69
4	0,902	1	0,27	110
5	0,821	2.6	0,19	21
6	0,875	1.9	0,26	14
7	0,849	3	0,30	25
8	0,830	1.1	0,21	33
9	0,919	2	0,33	46
10	0,848	1.8	0,25	12
11	0,824	1.3	0,35	19
12	0,822	2.4	0,20	42
13	0,915	2.8	0,29	17
14	0,870	1.2	0,44	19
15	0,866	2.7	0,37	10
16	0,918	2.4	0,23	88
17	0,823	2.9	0,28	22
18	0,869	1.6	0,32	76
19	0,920	2.8	0,34	18
20	0,825	1.7	0,24	37

Таблица 4

## Обоснование средних значений подсчетных параметров

Метод определения среднего значения	Условия применения	Карта для обоснования среднего значения
Среднеарифметическое	параметр мало меняется по толщине и площади распространения пласта, незначительное число определений, распределение параметра подчиняется нормальному закону распределения	
Средневзвешенное по площади	параметр закономерно изменяется по площади, т.е. имеются неравноценные участки с повышенными и пониженными его значения, неравномерные сетки скважин	Используются параметрические карты
	Выявлена статистическая зависимость между $K_{оп}$ и $K_n$ .	Карта произведения $K_{оп}$ и $K_n$
Средневзвешенное по объему	Выявлена статистическая зависимость между $K_{оп}$ и $h_n$	Карта произведения $K_{оп}$ и $h_n$
	Выявлена статистическая зависимость между $K_n$ и $h_n$ .	Карта произведения $K_n$ и $h_n$
		Карта произведения трех параметров $K_{оп}$ , $K_n$ и $h_n$
Среднегеометрическое и среднегармоническое значения	Для отбраковки возможно ошибочных определений подсчетных параметров	

### 11.Задание для самостоятельной работы по подсчету запасов нефти ипутного газа

Балансовые и извлекаемые запасы нефти рассчитываются по формулам 7,8 и 9. При этом необходимо обосновать метод определения средних значений

коэффициентов нефтенасыщенности и пористости, а также нефтенасыщенной толщины. Данные расчетов сводятся в итоговую таблицу (таблица 5).

Таблица 5

Пример итоговой таблицы

Подсчетные параметры и запасы	Значения подсчетных параметров и запасов
$F, \text{ м}^2$	
$K_{\text{оп}}, \text{ дол.ед.}$	
$K_{\text{н}}, \text{ дол.ед.}$	
$h_{\text{н}}, \text{ м}$	
$\rho_{\text{ст}}, \text{ т/м}^3$	
$\theta, \text{ дол.ед.}$	
$Q_{\text{Б}}, \text{ т}$	
$\eta, \text{ дол.ед.}$	
$Q_{\text{извл}}, \text{ т}$	
$\gamma, \text{ т/м}^3$	
$Q_{\text{извл.г}}, \text{ м}^3$	

## 12. Обоснование категории запасов

Классификация запасов нефти приводится в приложении 3. Разведанным запасам нефти могут присуждаться категории А, В или С<sub>1</sub>, а предварительно оцененные запасы относят к категории С<sub>2</sub>. Запасы нефти категории А - это запасы залежей (месторождений) длительного времени находящихся в разработке и полностью разбуренных в соответствии с проектом разработки. Запасы нефти категории В - это запасы залежей разбуриваемых в соответствии с проектом на разработку или разбуренных по первой технологической схеме. Запасы нефти категории С<sub>1</sub> - это запасы выявленных, разведанных или разведываемых залежей. Запасы нефти категории С<sub>2</sub> - это предварительно оцененные запасы выявленных или разведываемых залежей, а также запасы в промежуточных и выше залегающих неопробованных пластах-коллекторах разведанных залежей. Будем считать что, на исследуемых нами залежах нефти закончилось бурение разведочных скважин. По результатам анализа их геолого-геофизических материалов установлены контуры залежи, а также изучены нефтенасыщенная толщина, нефтенасыщенность и пористость пород пласта и свойства нефти. Поэтому подсчитанные запасы нефти и растворенного газа можно отнести к категории С<sub>1</sub>, а залежь нефти считать изученной (разведанной) в степени достаточной для составления проекта на её разработку.

## **12.1 Задание для самостоятельной работы по изучению классификации запасов**

В приложении 3 приводится классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная приказом министерства природных ресурсов Российской Федерации №298 от 01.11.2005 года, которая вводилась в действие с 1 января 2009 года. Учитывая изменения в приказ от 09.12.2008, классификация вводится в действие с 01.01.2012 года. Выделяются группы запасов и ресурсов нефти и газа по экономической эффективности и категории запасов и ресурсов нефти и газа по геологической изученности и степени промышленного освоения.

## **13. Подсчетный план**

Подсчетный план является главным документом подсчета запасов, на котором необходимо изобразить:

- структурную карту по кровле пласта;
- внешний и внутренний контуры нефтеносности;
- таблицу подсчетных параметров (указываются коэффициенты пористости и нефтенасыщенности и эффективной нефтенасыщенной толщины пластов в каждой скважине);
- итоговую таблицу подсчетных параметров и запасов;
- границы категории запасов.

На подсчетном плане используется обычно следующие цветовые обозначения категорий запасов:

- А-розовый;
- В - голубой;
- С<sub>1</sub>- салатный;
- С<sub>2</sub>- желтый.

## **14. Задание для самостоятельной работы по составлению пояснительной записки**

Результаты построения и анализа структурных карт, карт изопахит и ВНК, а также подсчета запасов описываются в краткой пояснительной записке.

*1. Анализ структурной карты по кровле пласта.* При анализе структурной карты (по кровле пласта) необходимо указать, воспользовавшись таблицей 6, следующие особенности залегания пласта:

- а) типа складки (антиклинальная, синклиналиная),
- б) максимальную и минимальную отметку залегания кровли пласта;
- в) высоту складки;
- г) размеры складки;
- д) тип складки по соотношению длины и ширины, по форме замка и характеру крыльев, по положению осевой поверхности.

Расчеты размеров складок ведутся по крайней замкнутой стратоизогипсе. По соотношению длины (Д) и ширины (Ш) различаются следующие виды складок:

1. линейные ( $Д/Ш = 10:1-20:1$ );
2. брахискладки (брахиантиклинали, брахисинклинали, для которых верно соотношение  $Д/Ш = 5:1$ );
3. купола и мульды (соответственно для антиклиналей и синклиналей для которых верно соотношение  $Д/Ш = 2:1$ );
4. изометричные ( $Д/Ш = 1$ ).

Высоту антиклинальной складки рассчитывают по формуле

$$H_c = |A_3| - |A_{BK}|, \quad (12)$$

где:

$H_c$  - высота складки, м;

$A_3$  - отметка крайней замкнутой стратоизогипсы, м;

$A_{BK}$  - отметка наивысшего залегания пласта, м.

Высоту синклинальной складки следует вычислять по формуле

$$H_c = |A_{HK}| - |A_3|, \quad (13)$$

где  $A_{HK}$  – отметка наиболее погруженного залегания кровли пласта.

2. *Анализ структурной карты по подошве пласта.* Анализ этих карт аналогичен анализу структурных карт по кровле пласта. Следует указать дополнительно степень сходства структурных планов кровли и подошвы пласта.

3. *Карта общей толщины.* При анализе карты общей толщины указываются минимальная и максимальная толщина пласта, а также изучаются закономерности общей толщины пласта по площади залежи.

4. *Карта водо-нефтяного контакта.* Для карты ВНК указываются положение нефтяной, водо-нефтяной, водяной зоны в структуре залежи, а также максимальная и минимальная абсолютные отметки ВНК. Следует описать вид поверхности ВНК.

5. *Карта эффективной нефтенасыщенной толщины.* При анализе карты эффективной нефтенасыщенной толщины указывают минимальную и максимальную толщину, а также закономерности изменения толщины пласта по площади залежи.

6. *Параметрические карты.* При анализе карты открытой пористости и карты нефтенасыщенности указываются максимальные и минимальные значения параметров, а также закономерности в их изменении по площади залежи. Необходимо изучить и указать характер статистических зависимостей между подсчетными параметрами.

В пояснительной записке необходимо привести формулы подсчета запасов, и дать обоснование методам, которые были выбраны для вычислений средних значений подсчетных параметров, а также указать категории запасов и все расчетные данные. В заключение делается вывод о степени разведанности залежи нефти для составления проекта на ее разработку. Указывается список графических приложений.

## Классификация складок

А) По соотношению длины и ширины

Тип складки	Примерный вид на структурной карте			
	Линейная	Брахискладка	Купол мутьда	Изометричная
антиклинальная				
синклинальная				

Б) По положению осевой поверхности.

Тип складки	Примерный вид на структурной карте	
	Прямая	Косая
антиклинальная		
синклинальная		

В) По характеру крыльев и формы замка:

Тип складки	Примерный вид на структурной карте		
	Нормальная	Изоклиная	Сундучная
антиклинальная			
синклинальная			

Образец выполнения и оформления контрольного задания .

**Пояснительная записка**

По кровле пласта выявлена антиклинальная складка, которая ограничивается замкнутой стратоизогипсой -1280м. Высота складки составляет 43 м. Длина складки составляет 10, а ширина 7км. Максимальная абсолютная отметка кровли составляет-1237 м в скв.1, а минимальная - 1304 м в скв.4. Ядро складки расположено в районе скважин 1,6,8 и оконтуривается стратоизогипсой -1240 м. Тип складки:

1. по соотношению длины и ширины - брахиантиклинальная, слабо-вытянутая в субмеридиональном направлении;
2. по виду осевой поверхности - косая, ассиметричная;
3. по форме замка и характеру крыльев - нормальная.

Структура подошвы унаследует от кровли пласта и представляет собой брахиантиклинальную, косую, нормальную складку, которая выявляется по замкнутой стратоизогипсе -1290 м. Высота складки по подошве пласта составляет 45,4 м. Длина складки - 10 км. Ширина складки - 7 км. Максимальная абсолютная, отметка подошвы установлена - 1244,6 м в скв.6; минимальная -1315,5 м в скв.4. Ядро складки также расположено в районе скв. 1,6,8 и оконтуривается стратоизогипсой -1250м. Общая толщина продуктивного пласта возрастает в северо-восточном направлении от 6,7 м в скв. 7 до 11,5 м в скв.4. ВНК представляет собой моноклинал, наклоненную в северном направлении. Перепад отметок составляет от -1258 м в скв.3 до -1285 м в скв. 5. Чисто нефтяная зона (ЧНЗ) оконтурена внутренним контуром нефтеносности в районе скв. 1,2,8,6. Водонефтяная зона (ВНЗ) выявлена на участке залежи, который ограничивается внешним и внутренним контурами нефтеносности (по данным скв. 5,10,2,13). На остальной части залежи скважинами вскрыт водонасыщенный коллектор. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в интервале от 0 на внешнем контуре нефтеносности до 0,8 м. в скв.2 в НЗ залежи. Зона относительно повышенных значений эффективной нефтенасыщенной толщины оконтуривается изопахитой 10 м в северной части района работ и связана с наклоном ВНК в этом направлении. Открытая пористость пород варьирует в интервале значения от 0,13 в скв. 2 до 0,28 в скв.13. Зоны относительно высоких значений открытой пористости пласта выявлены в юго-восточной и северо-западной части исследуемой залежи и оконтуриваются изолинией 0,20. Изолинии открытой пористости пересекают внешний и внутренний контуры нефтеносности. Коэффициент нефтенасыщенности пород изменяется от 0,43 (скв. 2) до 0,79 (скв.5). Зоны относительно высоких значений нефтенасыщенности пласта выявлены в северной и юго-восточной участках залежи, которые ограничиваются изолинией 0,60.

Подсчет балансовых запасов нефти производился по формуле

$$Q_B = F \cdot h_H \cdot K_{оп} \cdot K_H \cdot \rho_{ст} \cdot \theta,$$

где:

F - площадь нефтеносности залежи;

$h_n$  - средняя нефтенасыщенная толщина пласта;

$K_{оп}$  - средний коэффициент открытой пористости пласта;

$K_n$  - средний коэффициент нефтенасыщенности пласта;

$P_{ст}$  - среднее значение плотности нефти в стандартных условиях;

$\theta$  - средний пересчетный коэффициент нефти.

Площадь нефтеносности F определялась как площадь горизонтальной проекции залежи нефти в пределах внешнего контура нефтеносности. Подсчетные параметры  $h_n$ ,  $K_{оп}$  и  $K_n$  определялись по средневзвешенным по площади значениям, по следующим причинам: 1. между параметрами не выявлены статистические зависимости (графическое приложение 9); 2. наблюдается большой разброс значений параметров; 3. выявляются участки с относительно повышенными и пониженными значениями параметров. Плотность нефти в стандартных условиях и пересчетный коэффициент определялись по среднеарифметическим значениям. Пересчетный коэффициент нефти определялся по формуле

$$\theta = 1/V_n,$$

где:

$V_n$  - объемный коэффициент;

$\theta$  - пересчетный коэффициент.

При подсчете извлекаемых запасов нефти использовалось следующее соотношение

$$Q_{извл} = Q_B \cdot \eta$$

$Q_{извл}$  - извлекаемые запасы нефти;

$\eta$  - проектируемый коэффициент нефтеизвлечения.

Извлекаемые запасы попутного газа определялись по формуле

$$Q_{извл.г} = Q_B \cdot r$$

где:

$Q_{извл.г}$  - извлекаемые запасы попутного газа;

r - газосодержание нефти.

Результаты расчетов сведены в итоговую таблицу подсчетных параметров и запасов и учитывались при подготовке подсчетного плана. Залежь нефти разведана в степени достаточной для составления первого проекта на её разработку. Запасы нефти и попутного газа следует отнести к категории разведанных запасов  $C_1$ .

## Графические приложения и расчетные таблицы, прилагаемые к пояснительной записке

1. Вариант задания для выполнения контрольной работы.
2. Схема расположения разведочных скважин.
3. Таблица абсолютных отметок и общей толщины пласта.
4. Структурная карта по кровле пласта.
5. Структурная карта по подошве пласта.
6. Карта общей толщины пласта.
7. Таблица расчета абсолютных отметок ВНК.
8. Карта ВНК.
9. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.
10. Карта открытой пористости (параметрическая карта).
11. Карта нефтенасыщенности (параметрическая карта).
12. Статистические зависимости между подсчетными параметрами.
13. Итоговая таблица подсчетных параметров и запасов.
14. Подсчетный план (не приводится).

Таблица 1

Вариант задания для выполнения контрольной работы

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	x	y			
1.	5225643	26439903	45	1282-1291,7	9,7
2.	5227627	26438743	44	1300-1310,3	10,3
3.	5229821	26436708	47	1349-1359,6	0
4.	5229707	26441908	48	1352-1363,5	0
5.	5229109	26439254	45	1329-1339,8	1,0
6.	5222877	26439505	47	1283-1291,6	8,6
7.	5218902	26438004	44	1330-1336,7	0
8.	5223873	26440952	42	1282-1291,2	9,2
9.	5223481	26443101	47	1330-1339,4	0
10.	5225987	26442175	51	1318-1328,3	8,2
11.	5226992	26435785	47	1342-1351,3	0
12.	5223208	26436806	48	1310-1318,2	1,0
13.	5221504	26439602	44	1296-1303,9	6,0

### Схема расположения скважин

Масштаб 1 : 50 000

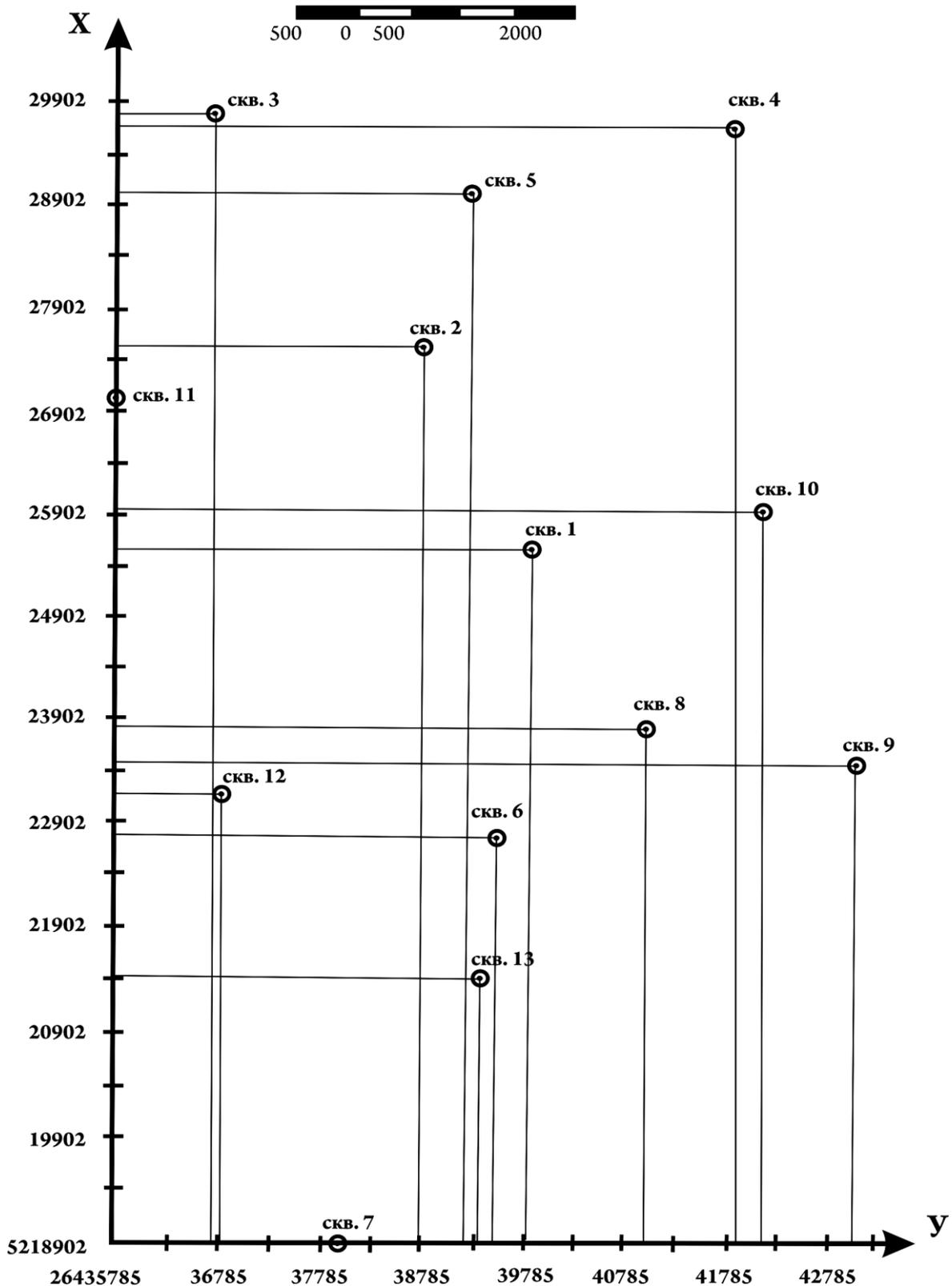


Таблица 2

Абсолютные отметки залегания и общая толщина пласта

№ скв.	Абсолютная отметка пласта		Общая толщина, м
	кровли, м	подошвы, м	
1	-1237	-1246	9
2	-1256	-1266,3	10,3
3	-1302	-1312,6	10,6
4	-1304	-1315,5	11,5
5	-1284	-1294,8	10,8
6	-1236	-1244,6	8,6
7	-1286	-1292,7	6,7
8	-1240	-1249,2	9,2
9	-1283	-1292,4	9,4
10	-1267	-1277,3	10,3
11	-1295	-1304,3	9,3
12	-1262	-1270,2	8,2
13	-1252	-1259,9	7,9

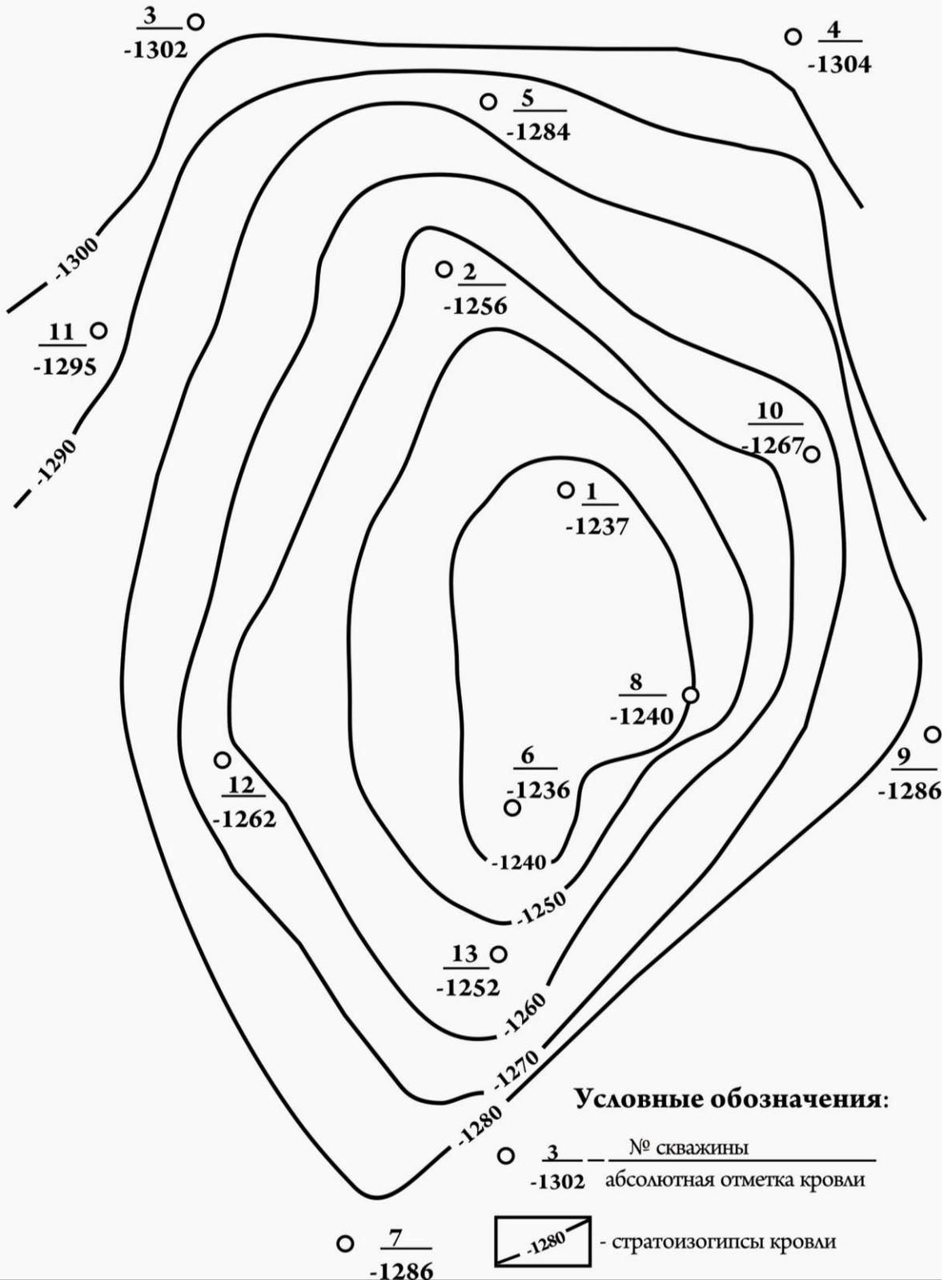
Таблица 3

Абсолютные отметки залегания ВНК

Скв.	ВНК	Зона
1	не вскрыт	НЗ
2	не вскрыт	НЗ
3		ВЗ
4		ВЗ
5	-1285	ВНЗ
6	не вскрыт	НЗ
7		ВЗ
8	не вскрыт	НЗ
9		ВЗ
10	-1275,2	ВНЗ
11		ВЗ
12	-1263	ВНЗ
13	-1258	ВНЗ

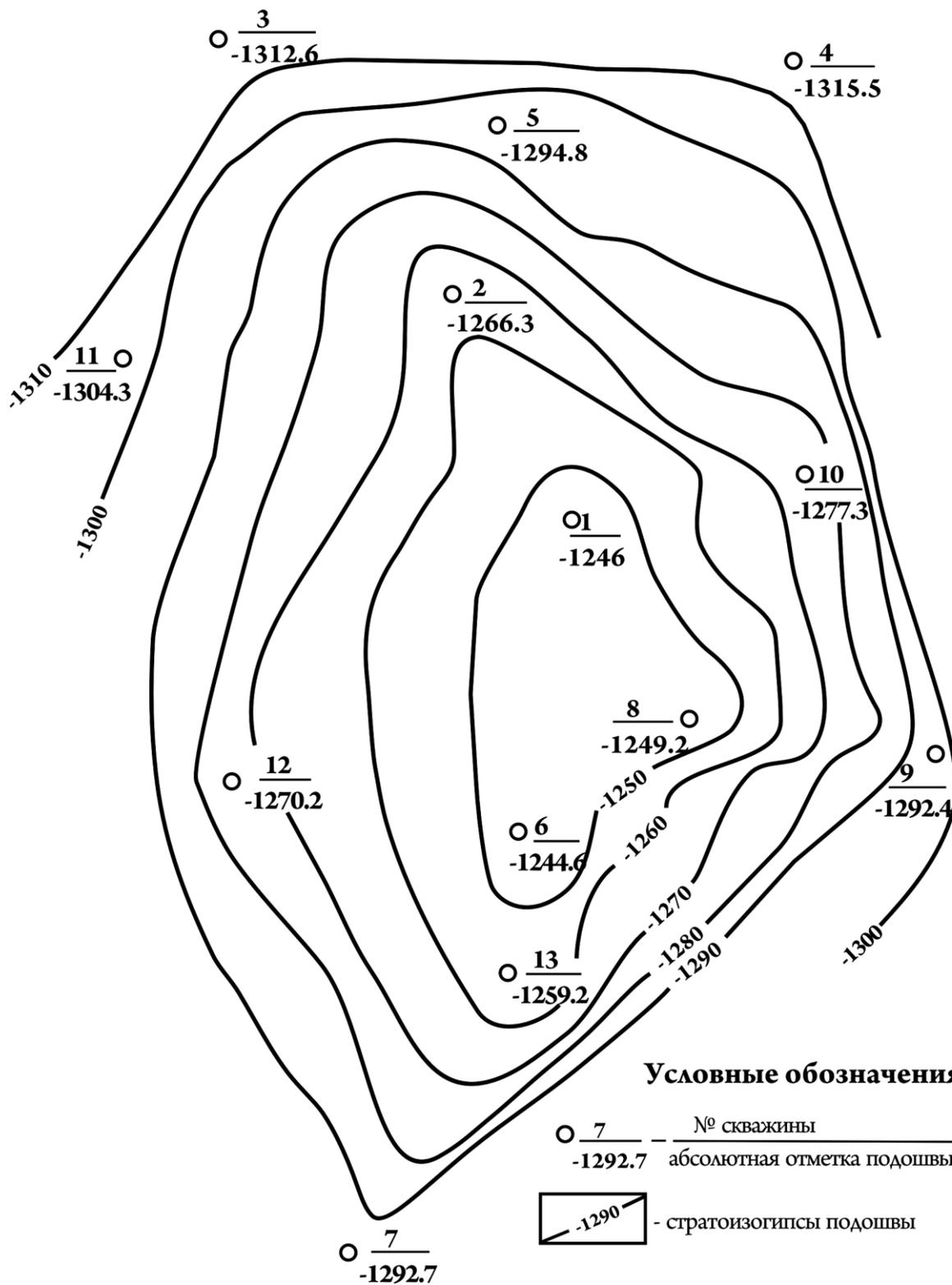
# Структурная карта по кровле пласта

Масштаб 1 : 50 000



# Структурная карта по подошве пласта

Масштаб 1 : 50 000



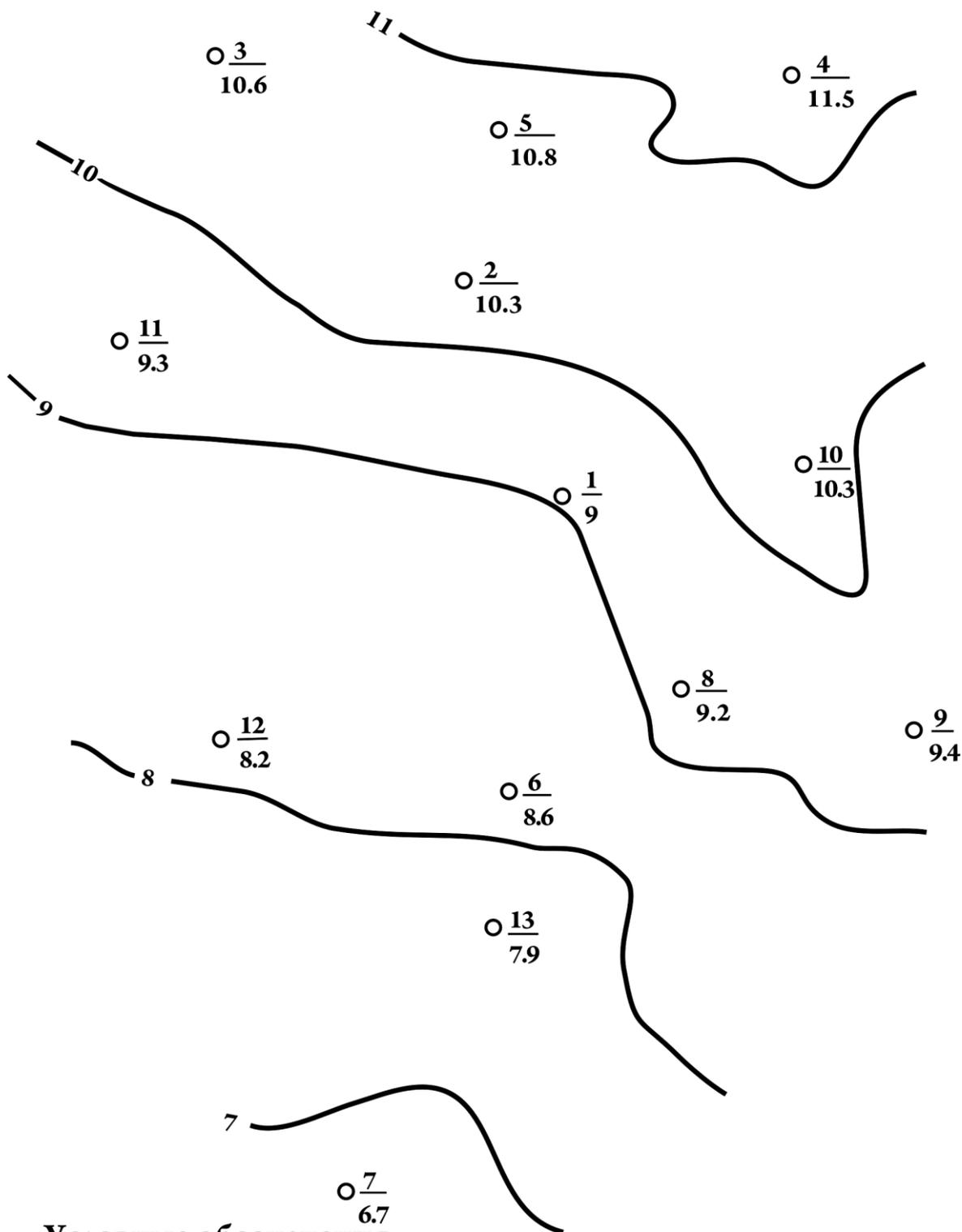
### Условные обозначения:

○ 7 / -1292.7 — № скважины  
абсолютная отметка подошвы

▭ -1290 — стратоизогипсы подошвы

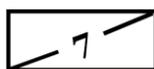
# Карта общей толщины

Масштаб 1 : 50 000



**Условные обозначения:**

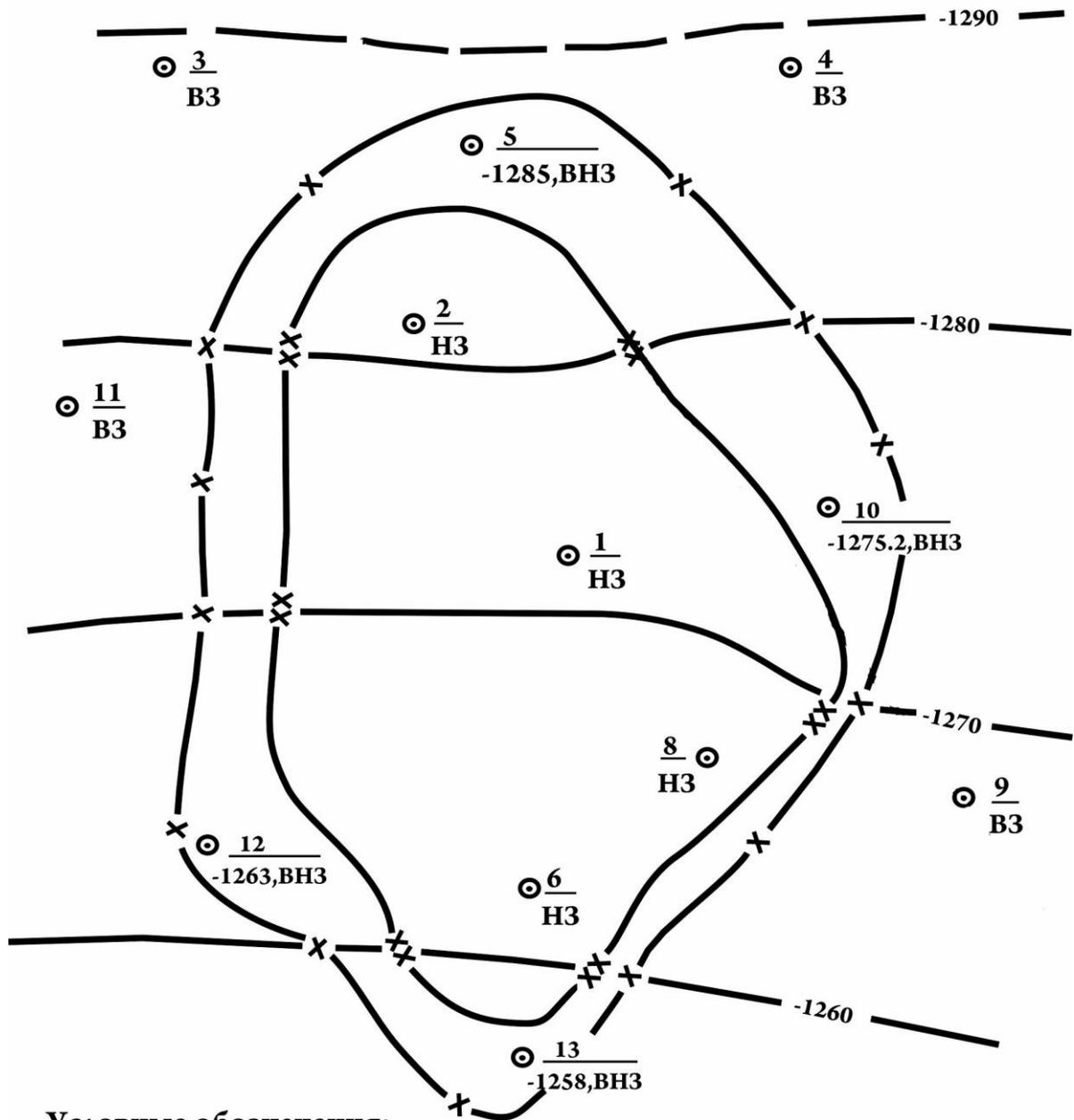
○  $\frac{13}{7.9}$  —  $\frac{\text{№ скважины}}{\text{общая толщина}}$



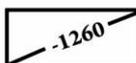
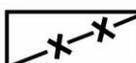
- изопакиты общей толщины

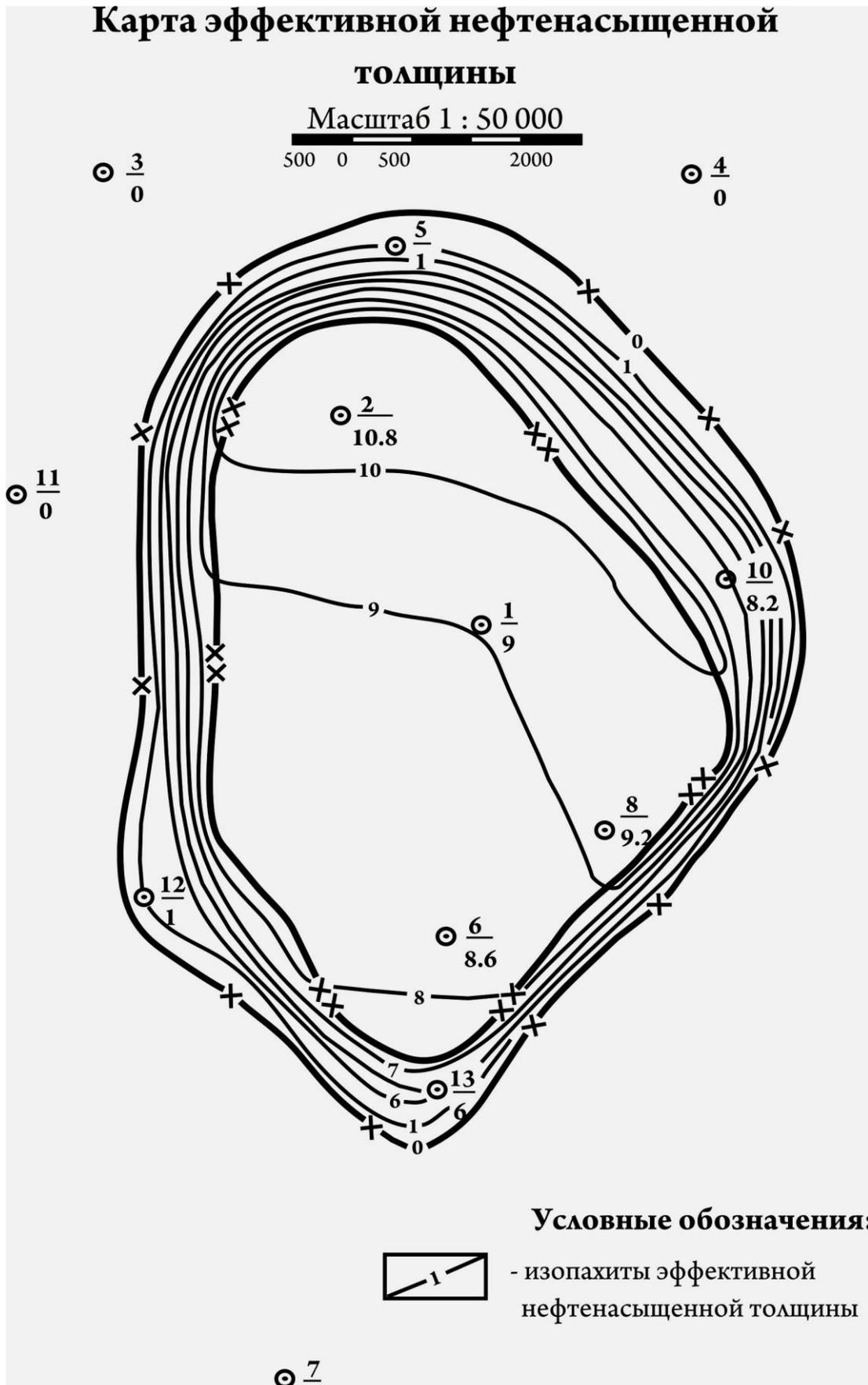
### Карта ВНК

Масштаб 1 : 50 000



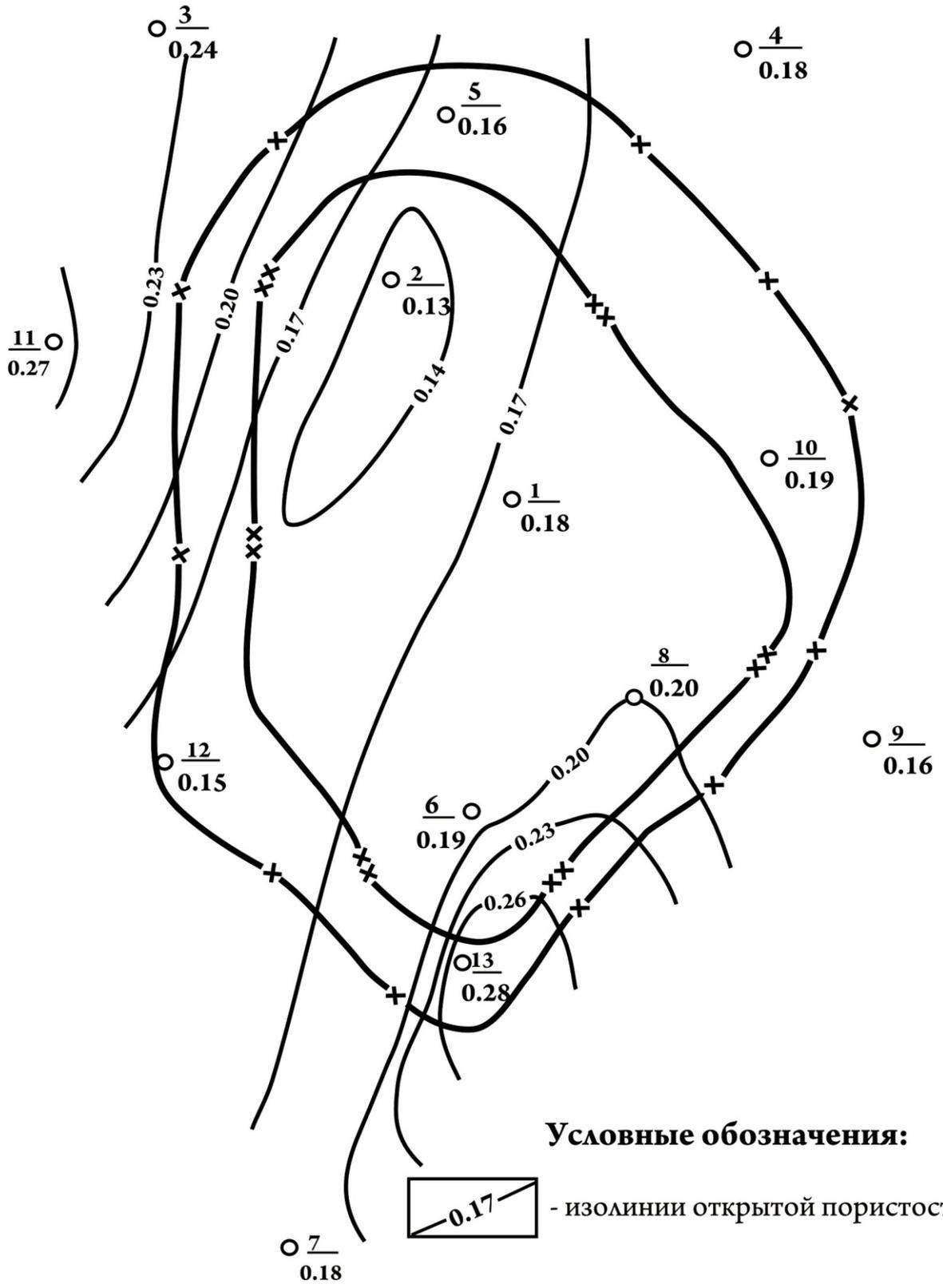
**Условные обозначения:**

-  - изолинии ВНК
-  - внешний контур нефтеносности
-  - внутренний контур нефтеносности

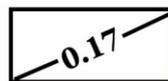


### Карта открытой пористости

Масштаб 1 : 50 000



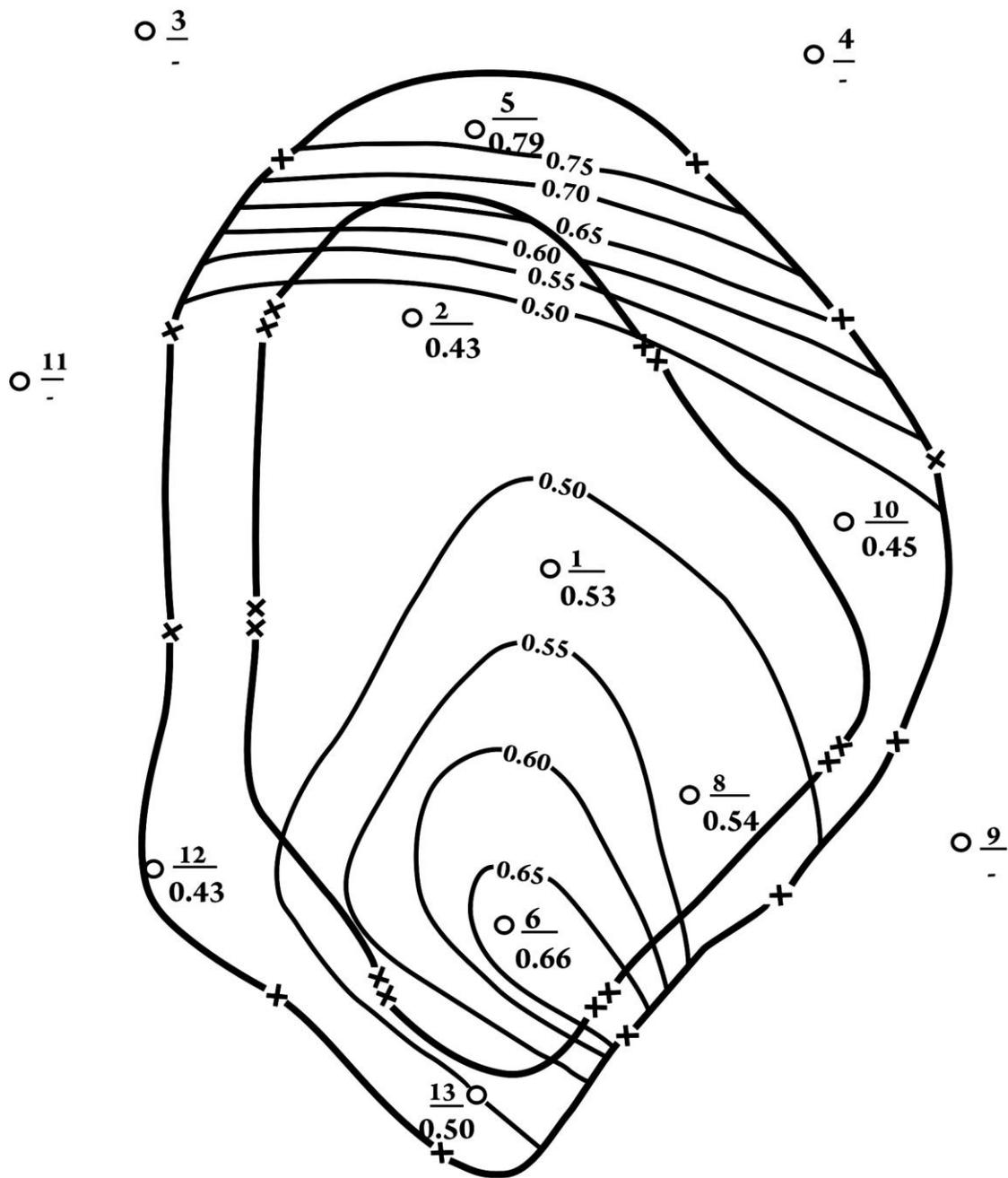
**Условные обозначения:**



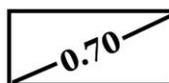
- изолинии открытой пористости

# Карта нефтенасыщенности

Масштаб 1 : 50 000



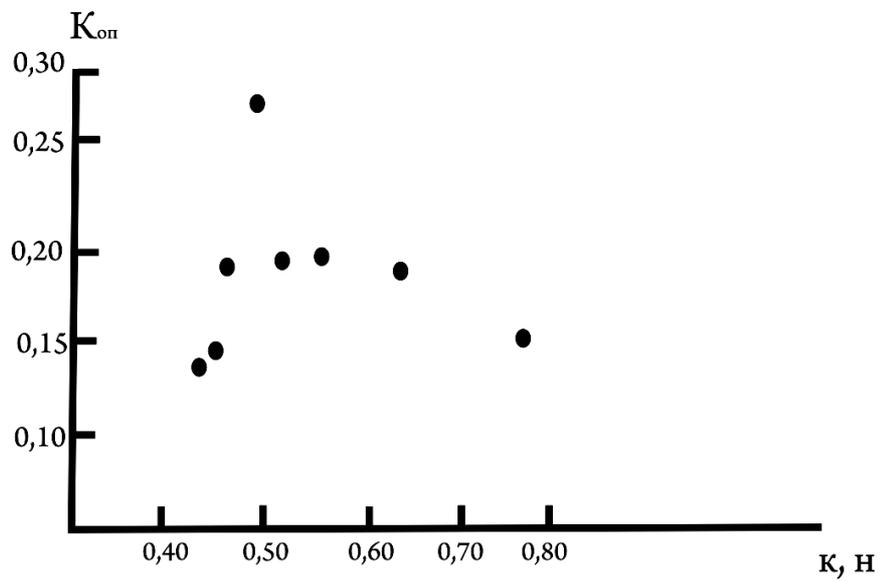
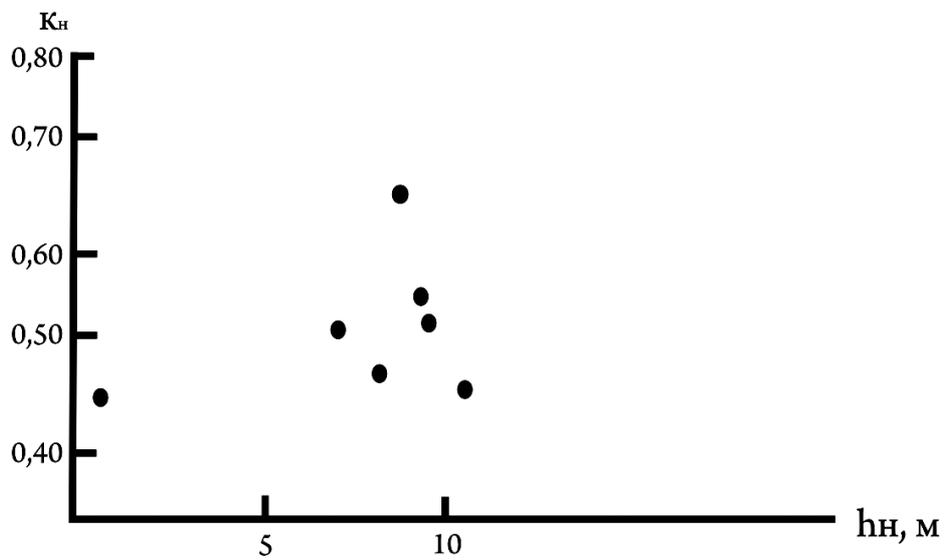
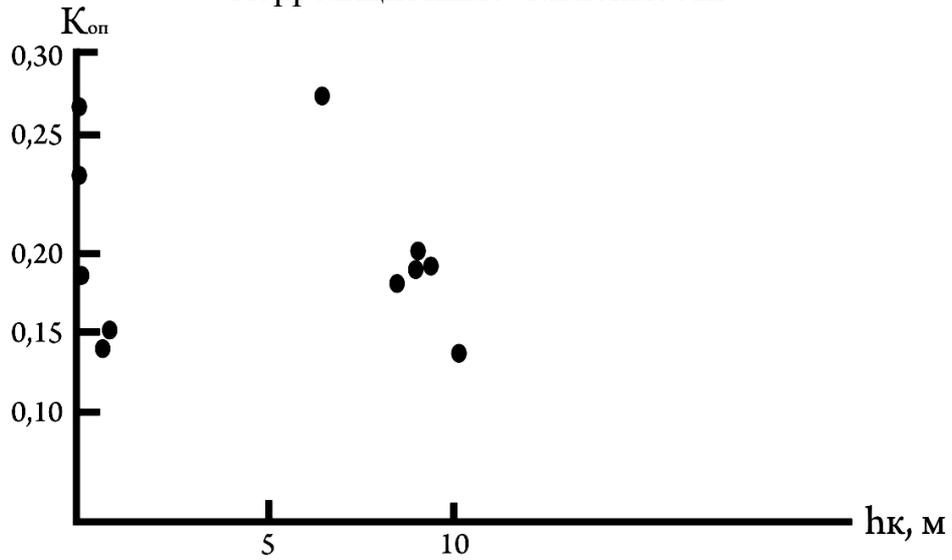
Условные обозначения:



- изолинии нефтенасыщенности



Корреляционные зависимости



## Подсчетные параметры и запасы

Параметры и запасы	Значение
Площадь нефтеносности $F$ , м <sup>2</sup>	56750000
Средний коэффициент открытой пористости пласта $K_{оп}$ , дол.ед.	0.198
Средний коэффициент нефтенасыщенности пласта $K_n$ , дол.ед.	0,39
Средняя нефтенасыщенная толщина пласта $h_n$ , м	5,2
Средняя плотность нефти в стандартных условиях $\rho_{ст}$ , т/м	0,918
Средний пересчетный коэффициент $\theta$ , дол.ед.	0.42
Балансовые запасы нефти $Q_B$ , тыс. т	8786
Средний коэффициент нефтеизвлечения $\eta$ , дол.ед.	0,23
Извлекаемые запасы нефти $Q_{извл}$ , тыс. т	2021
Среднее газосодержание нефти $g$ , м <sup>3</sup> / т	88
Запасы попутного газа $Q_{извл г}$ , млн.м <sup>3</sup>	177,8

Варианты контрольных заданий

Задание №1

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	х	у			
1.	45358897	23494627	24	663-669,7	1,0
2.	4535624	23491723	21	625-633,5	8,5
3.	4535608	23489112	17	585-594,3	9,3
4.	4535497	23487217	25	580-589,9	9,9
5.	4535695	23483225	23	599-610,0	4,5
6.	4535955	23481437	19	639-653,1	0
7.	4539000	23490420	21	662-671,1	0
8.	4533521	23491899	18	634-641,1	6,0
9.	4537417	23489923	27	632-642,8	5,0
10.	4534721	23489625	24	613-621,6	8,6
11.	4532615	23489431	23	668-673,2	0
12.	4533024	23484920	15	629-637,4	0
13.	4538720	23485995	18	648-661,2	0

Задание № 2

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы-пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	х	у			
1.	4334308	26603497	21	1690-1698,6	8,6
2.	4335905	26604192	17	1685-1692,8	7,8
3.	4337870	26603820	24	1690-1698,5	8,5
4.	4334800	26605780	27	1694-1702,6	8,6
5.	4334505	26608390	25	1746-1756,8	0
6.	4331320	26604824	31	1739-1749,0	6,0
7.	4335708	26602490	23	1718-1728,2	4,0
8.	4335754	26600100	26	1764-1776,5	0
9.	4331885	26600427	30	1765-1776,5	0
10.	4330200	26602830	33	1760-1771,0	0
11.	4341815	26603158	27	1747-1758,5	0
12.	4339100	26600820	35	1740-1751,6	0
13.	4338824	26605425	24	1709-1718,7	5,0

**Задание № 3**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	х	У			
1.	5863824	25550724	112	1184-1194,6	6,0
2.	5863912	25553616	124	1169-1178,7	9,7
3.	5863874	25556448	118	1139-1147,7	8,7
4.	5863882	25558806	121	1139-1146,5	7,5
5.	5863956	25560998	111	1147-1154,4	1,5
6.	5863888	25563287	99	1172-1181,5	0
7.	5866628	25562312	136	1208-1216,7	0
8.	5862012	25562478	118	1176-1185,0	0
9.	5866165	25558547	113	1169-1176,8	0
10.	5865708	25556667	127	1178-1186,7	4,0
11.	5861692	25553994	131	1188-1197,9	6,0
12.	5866791	25552976	125	1200-1210,4	0
13.	5860802	25557932	128	1200-1209,7	0

**Задание № 4**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда Устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	х	У			
1.	4454931	24391930	42	1477-1502	0
2.	4452437	24390235	47	1500-1525	0
3.	4455328	24388946	45	1455-1465	10
4.	4456200	24386542	43	1450-1462	12
5.	4458683	24387735	43	1480-1505	8
6.	4457135	24391245	40	1448-1462	14
7.	4459827	24390547	44	1490-1502	6
8.	4451815	24364178	42	1487-1500	0
9.	4454326	24331000	39	1500-1518	0
10.	4456717	24383314	42	1490-1506	0
11.	4456625	24393900	48	1493-1501	0
12.	4453135	24386712	36	1443-1461	1
13.	4458878	24385155	29	1481-1499	0

### Задание № 5

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	х	У			
1.	5224027	26439502	45	1282-1291,7	9,7
2.	5222148	26438456	44	1312-1322,3	6,0
3.	5220736	26435347	47	1349-1359,6	0
4.	5226124	26439008	48	1352-1363,5	0
5.	5223301	26435801	45	1329-1339,8	0,1
6.	5223502	26442223	47	1283-1291,6	8,6
7.	5222012	26446186	44	1330-1336,7	0
8.	5224896	26441287	42	1282-1291,2	9,2
9.	5227202	26441694	47	1330-1339,4	0
10.	5225503	26436007	51	1348-1358,3	0
11.	5229801	26439005	47	1342-1351,3	0
12.	5220802	26441803	48	1310-1318,2	1,0
13.	5223458	26443727	44	1296-1303,9	6,0

### Задание № 6

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	х	У			
1.	5235355	27513515	21	1690-1708,6	18,6
2.	5236894	27514248	17	185-1702,8	17,8
3.	5238987	27513785	24	1690-1712,5	21,0
4.	5235801	27515628	27	1694-1712,6	17,5
5.	5235495	27518405	25	1746-1766,8	0
6.	5232315	27514999	31	1739-1759,0	0
7.	5236687	27512512	23	1718-1738,2	0
8.	5236524	27510025	26	1764-1786,5	0
9.	5232921	27510525	30	1765-1786,5	0
10.	5231124	27512975	33	1760-1781,0	0
11.	5232821	27513234	27	1747-1768,5	0
12.	5230124	27510783	35	1740-1761,6	0
13.	5239980	27515415	24	1709-1728,7	0

**Задание № 7**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	3471628	24536522	24	663-669,7	1,0
2.	3473328	24536318	21	625-633,5	8,5
3.	3475415	24536623	17	585-594,3	9,3
4.	3476175	24536024	25	580-589,9	9,9
5.	3477721	24536105	23	599-610,0	4,5
6.	3478945	24535955	19	639-653,1	0
7.	3474624	24531115	21	662-671,2	0
8.	3473125	24539000	18	634-641,1	6,0
9.	3474948	24533795	27	632-642,8	5,0
10.	3474527	24538154	24	613-621,6	8,6
11.	3474117	24541842	23	668-673,2	0
12.	3475609	24540324	15	629-637,4	0
13.	3476824	24532785	18	648-661,2	0

**Задание № 8**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	5637821	25628508	154	1248-1271	23
2.	5636618	25625805	131	1188-1208	20
3.	5635408	25623916	142	1230-1247	17
4.	5634315	25622158	132	1307-1322	10
5.	5639428	25631267	148	1403-1428	2
6.	5638240	25624987	150	1325-1341	16
7.	5634761	25626902	140	1281-1297	16
8.	5633000	25628000	128	1393-1406	0
9.	5636693	25620620	135	1398-1410	0
10.	5635790	25626900	145	1340-1358	18
11.	5639670	25626794	122	1347-1366	5
12.	5633479	25624780	144	1344-1346	7

**Задание № 9**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	4554127	25317487	50	1270-1330	60
2.	4553431	25315110	55	1370-1440	5
3.	4553289	25319540	48	1270-1342	23
4.	4555555	25319427	57	1284-1352	17
5.	4554792	25320825	57	1280-1354	2
6.	4555470	25322981	59	1283-1351	0
7.	4553527	25323040	62	1392-1461	0
8.	4558345	25321964	56	1370-1445	0
9.	4551814	25320540	52	1379-1448	0
10.	4551000	25318000	50	1409-1480	0
11.	4556217	25316194	52	1380-1450	0
12.	4556945	25319144	47	1342-1400	0
13.	4556548	25324972	47	1359-1420	0

**Задание № 10**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	4245158	24361780	8	1193-1205,9	1,0
2.	4246564	24361940	3	1149-1159,7	10,7
3.	4248118	24362098	7	1137-1146,7	9,7
4.	4249174	24362254	4	1140-1148,2	6,0
5.	4240877	24362567	3	1165-1171,8	0
6.	4248375	24364285	7	1136-1145,3	9,3
7.	4247000	24366345	1	1181-1191,5	0
8.	4247218	24363848	4	1161-1171,7	4,0
9.	4249145	24365824	5	1200-1212,0	0
10.	4247215	24360008	3	1159-1169,6	6,0
11.	4245754	24368245	7	1190-1201,8	0
12.	4249255	24368999	4	1172-1181,8	0

**Задание № 11**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	6052289	26604912	0	88-895,0	7,0
2.	6052802	26603408	2	889-894,6	5,6
3.	6051928	26603306	4	893-901,8	8,8
4.	6052411	26601981	7	896-903,4	7,0
5.	6052425	26600002	4	926-930,4	0
6.	6051892	26606642	0	932-943,0	4,0
7.	6053841	26603443	2	937-943,8	0
8.	6050524	26603187	5	940-952,6	0
9.	6051084	26604435	8	923-934,4	4,0
10.	6050275	26605532	2	944-959,1	0
11.	6053557	26605741	4	938-947,0	0
12.	6053036	26601007	2	933-939,2	0
13.	6051596	26600901	1	909-917,8	0

**Задание № 12**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	5841142	25674941	25	1270-1340	60
2.	5840901	25678716	30	1370-1440	5
3.	5842895	25675669	23	1270-1340	23
4.	5842668	25672897	32	1284-1352	17
5.	5844009	25673895	32	1280-1354	2
6.	5845711	25673949	34	1283-1351	0
7.	5847401	25676002	37	1392-1461	0
8.	5845497	25671314	35	1370-1445	0
9.	5844277	25679743	31	1379-1448	0
10.	5842903	25681987	27	1409-1480	0
11.	5840478	25672608	25	1380-1450	0
12.	5842487	25670663	27	1342-1400	0
13.	5847117	25672874	22	1359-1420	0

**Задание № 13**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	5906525	25661186	8	1040-1043,7	0
2.	5902760	25661802	9	1020-1027,8	5,0
3.	5905478	25659106	5	1000-1006,5	4,0
4.	5900386	25656202	2	1026-1037,2	0
5.	5902304	25656245	4	971-983,8	12,8
6.	5903342	25650004	7	1010-1018,6	0
7.	5905592	25652001	6	994-1001,5	0
8.	5901423	25652005	1	1015-1025,8	0
9.	5906742	25656427	8	1023-1028,2	0
10.	5900275	25659723	3	1017-1025,8	0
11.	5903127	25653159	9	976-986,4	9,0
12.	5903496	25659165	4	969-979,8	10,8
13.	5904141	25656263	1	967-976,3	9,3

**Задание № 14**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	5219408	26446602	28	1040-1043,7	0
2.	5219582	26439720	29	1020-1027,8	5,0
3.	5211162	26444457	25	1000-1006,5	4,0
4.	5212086	26435601	22	1026-1037,2	0
5.	5212107	26438945	24	971-983,8	12,8
6.	5214742	26440947	27	1010-1018,6	0
7.	5213875	26444145	26	994-1001,5	0
8.	5213801	26437747	21	1015-1025,8	0
9.	5212320	26446445	28	1023-1028,2	0
10.	5210805	26437578	23	1017-1025,8	0
11.	5212825	26440902	29	976-986,4	9,0
12.	5211963	26440983	24	969-979,8	10,8
13.	5212171	26442899	21	967-976,3	9,3

**Задание № 15**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	У			
1.	5221980	26442582	5	1282-1291,7	9,7
2.	5223301	26444507	4	1300-1310,3	10,3
3.	5225282	26446682	7	1349-1359,6	0
4.	5229996	26446757	8	1352-1363,5	0
5.	5222703	26446082	5	1329-1339,8	1,0
6.	5222504	26439855	7	1283-1291,6	8,6
7.	5223998	26435876	4	1330-1336,7	0
8.	5221203	26440825	2	1282-1291,2	9,2
9.	5229878	26440452	7	1330-1339,4	0
10.	5229901	26442987	1	1318-1328,3	8,2
11.	5226445	26442991	7	1342-1351,3	0
12.	5225285	26440183	8	1310-1318,2	1,0
13	5222455	26438566	4	1296-1303,9	6,0

**Задание № 16**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	У			
1.	5225643	26439903	45	1282-1291,7	9,7
2.	5227627	26438743	44	1300-1310,3	10,3
3.	5229821	26436708	47	1349-1359,6	0
4.	5229707	26441908	48	1352-1363,5	0
5.	5229109	26439254	45	1329-1339,8	1,0
6.	5222877	26439505	47	1283-1291,6	8,6
7.	5228902	26438004	44	1330-1336,7	0
8.	5223873	26440952	42	1282-1291,2	9,2
9.	5223481	26443101	47	1330-1339,4	0
10.	5225987	26442175	51	1318-1328,3	8,2
11.	5226992	26435785	47	1342-1351,3	0
12.	5223208	26436806	48	1310-1318,2	1,0
13	5221504	26439602	44	1296-1303,9	6,0

**Задание № 17**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	6206280	27606994	42	1477-1502	0
2.	6205902	27610486	47	1500-1525	0
3.	6205208	27606767	45	1455-1465	10
4.	6203607	27606403	43	1450-1462	12
5.	6204123	27601497	43	1480-1505	8
6.	6205746	27604198	40	1448-1462	14
7.	6206012	27600742	44	1490-1502	6
8.	6202804	27611867	42	1487-1500	0
9.	6200482	27608722	39	1500-1518	0
10.	6201469	27605658	42	1490-1506	0
11.	6207767	27604965	48	1493-1501	0
12.	6204011	27609287	36	1443-1461	1
13	6202795	27601387	29	1481-1499	0

**Задание № 18**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	6002724	26502198	40	88-895,0	7,0
2.	6003416	26502163	42	889-894,6	5,6
3.	6001923	26502062	44	893-901,8	8,8
4.	6002601	26502901	47	896-903,4	7,0
5.	6002548	26503994	44	926-932,4	0
6.	6003044	26500918	40	932-943,0	4,0
7.	6005607	26502208	42	937-943,8	0
8.	6003750	26504284	45	940-952,6	0
9.	6001223	26501387	48	923-934,4	4,0
10.	6002014	26500754	42	944-959,1	0
11.	6004508	26501102	44	938-947,0	0
12.	6004561	26503437	42	933-939,2	0
13	6001355	26503061	41	909-917,8	0

**Задание № 19**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	5653254	26631182	28	1040-1043,7	0
2.	5653732	26637500	29	1020-1027,8	5,0
3.	5652106	26633780	25	1000-1006,5	4,0
4.	5650626	26641350	22	1026-1037,2	0
5.	5650582	26638208	24	971-983,8	12,8
6.	5657648	26636632	27	1010-1018,6	0
7.	5658562	26633386	26	994-1001,5	0
8.	5658782	26639715	21	1015-1025,8	0
9.	5650412	26631082	28	1023-1028,2	0
10.	5653084	26640174	23	1017-1025,8	0
11.	5659228	26636586	29	976-986,4	9,0
12.	5651734	26637364	24	969-979,8	10,8
13	5650568	26634802	21	967-976,30	9,3

**Задание № 20**

№ скв.	Координаты устья скважины, м		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли и подошвы пласта, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1.	5259518	26406675	21	1690-1698,6	8,6
2.	5250218	26405115	17	1685-1692,8	7,8
3.	5259624	26403100	24	1690-1698,5	8,5
4.	5251613	26406275	27	1694-1702,6	8,6
5.	5254318	26406589	25	1746-1756,8	0
6.	5250999	26409718	31	1739-1749-0	6,0
7.	5258513	26405405	23	1718-1728,2	4,0
8.	5256015	26405389	26	1764-1776,5	0
9.	5256524	26409125	30	1765-1776,5	0
10.	5258985	26410995	33	1760-1771,0	0
11.	5259215	26499218	27	1747-1758,5	0
12.	5256628	26401925	35	1740-1751,6	0
13	5251408	26402115	24	1709-1718,7	5,0

**Приказ министерства природных ресурсов Российской Федерации от 01.11.2005 года №298 «Об утверждении запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (изменения от 9.12.2008 приказ №329)**

**Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов**

**I. Общие положения**

1. Настоящая Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (далее - Классификация) разработана в соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. №2395-1 «О недрах» (далее - Закон Российской Федерации «О недрах») (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1992, №16, ст. 834; Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, №10, ст. 823; 1999, №7, ст. 879; 2000, №2, ст. 141; 2001, №21, ст. 2061, 2001, №33, ст. 3429; 2002, №22, ст. 2026; 2003, №23, ст. 2174; 2004, №27, ст. 2711; 2004, №35, ст. 3607) и п. 5.2.4 Положения о Министерстве природных ресурсов Российской Федерации, утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 июля 2004 г. №370 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, №31, ст. 3260; 2004, №32, ст. 3347), и устанавливает единые для Российской Федерации принципы классификации запасов и ресурсов нефти, горючих газов (свободного газа, газа газовых шапок, газа, растворенного в нефти, и газа, содержащего конденсат).

2. Нефть и горючие газы, находящиеся в недрах, на основе анализа геологической изученности и степени подготовленности к промышленному освоению подразделяется:

- на количество нефти, горючих газов и содержащихся в них попутных компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах (далее - геологические запасы);

- на количество нефти, горючих газов и попутных компонентов, которое содержится в не вскрытых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах (далее - геологические ресурсы).

3. Запасы нефти и горючих газов подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений нефти и горючих газов используются при планировании и осуществлении их добычи, при разработке и реализации инвестиционных проектов на разведку и освоение месторождений, проектировании транспортировки и комплексной переработки нефти и горючих газов, при разработке концепций экономического и социального развития субъектов Российской Федерации и Российской Федерации в целом и при решении научных проблем, связанных с прогнозом нефтегазоносности.

4. Ресурсы нефти и горючих газов оцениваются отдельно по нефти и газу в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек. Данные о ресурсах нефти и горючих газов используются при планировании поисковых и разведочных работ.

5. Объектом подсчета запасов является залежь (части залежей) нефти и горючих газов с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Объектом оценки ресурсов являются скопления нефти, горючих газов в нефтегазоносных комплексах, горизонтах и ловушках, наличие которых в недрах прогнозируется по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований.

6. По промышленной значимости и экономической эффективности выделяются группы запасов нефти и горючих газов.

7. Группы запасов выделяются по промышленной значимости месторождения и величине чистого дисконтированного дохода, определяемого по прогнозируемым показателям разработки при фиксированных нормах дисконта.

8. По экономической эффективности выделяются группы ресурсов нефти и горючих газов.

9. Группы ресурсов выделяются по величине ожидаемой стоимости запасов.

10. По степени геологической изученности и промышленной освоенности геологические запасы и геологические ресурсы подразделяются на категории.

11. Выделение категорий запасов по геологической изученности проводится по изученности геологического строения и нефтегазоносности залежи бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить достоверный подсчет запасов и составить проект разработки на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

12. Выделение категорий ресурсов по геологической изученности проводится по изученности геологического строения и нефтегазоносности участка недр по площади и разрезу параметрическим и поисковым бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами поисково-разведочных работ, детальности построения геологической модели перспективной ловушки и достоверности оценки ресурсов для проектирования поисковых и разведочных работ.

13. Выделение категорий запасов по промышленной освоенности проводится по степени вовлечения оцениваемой залежи в разработку.

14. Подсчет запасов и оценка ресурсов могут проводиться детерминированным и вероятностным методами.

При использовании детерминированных методов рекомендуется оценивать погрешность подсчета запасов и оценки ресурсов, основываясь на точности определения подсчетных параметров.

Если используются вероятностные методы, то могут определяться следующие границы оценки запасов и ресурсов:

1) Минимальная (P90) - оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,9;

2) Оптимальная или базовая (P50) - оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,5;

3) Максимальная (P10) - оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,1.

15. При определении запасов месторождений подлежат обязательному отдельному подсчету и учету запасы нефти, горючих газов и содержащиеся в них компоненты (конденсат, этан, пропан, бутаны, сера, гелий, металлы), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

16. Подсчет и учет запасов нефти, горючих газов и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производят по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

17. В соответствии со статьей 31 Закона Российской Федерации «О недрах» с целью учета состояния минерально-сырьевой базы ведется Государственный баланс запасов нефти и горючих газов на основе Классификации. Государственный баланс должен содержать сведения о количестве, качестве и степени изученности запасов каждого вида полезных ископаемых по месторождениям, имеющим промышленное значение, об их размещении, о степени промышленного освоения, добыче, потерях и об обеспеченности промышленными разведанными запасами полезных ископаемых.

18. Запасы нефти, газового конденсата, а также содержащихся в них компонентов подсчитываются и учитываются, а ресурсы нефти и газового конденсата оцениваются и учитываются в единицах массы.

19. Запасы газа и гелия подсчитываются и учитываются, а перспективные и прогнозные ресурсы газа и гелия оцениваются и учитываются в единицах объема. Подсчет, оценка и учет производятся при условиях, приведенных к стандартным (при давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С).

20. Оценка и учет качества нефти и горючих газов производится в соответствии с установленными требованиями, с учетом технологии добычи и переработки, обеспечивающей их комплексное использование.

21. Месторождения (залежи) нефти и горючих газов для целей ведения учета запасов нефти и газа подразделяются по фазовому состоянию и составу углеводородных соединений, по величине запасов и сложности геологического строения.

22. При получении из скважин на месторождениях нефти и горючих газов притоков подземных вод определяется температура, химический состав подземных вод, содержание в них йода, брома, бора и другие полезные компоненты для обоснования целесообразности проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергети-

ческих, бальнеологических и иных нужд.

23. При подсчете и учете запасов и ресурсов нефти и газа предусматриваются мероприятия по охране недр, сохранению и улучшению окружающей среды при освоении месторождений нефти и газа.

## **II. Группы запасов и ресурсов нефти и газа по экономической эффективности**

24. Запасы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты по степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения и использования подразделяются на две группы, подлежащие разделному подсчету и учету, - промышленно-значимые и непромышленные.

25. Промышленно-значимые запасы подразделяются на нормально-рентабельные и условно-рентабельные.

25.1. Запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при использовании техники и технологии добычи и переработки сырья, обеспечивающих соблюдение требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды (нормально- рентабельные);

25.2. Запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам не обеспечивает приемлемую эффективность в условиях конкурентного рынка из-за низких технико-экономических показателей, но освоение которых становится экономически возможным при изменении цен на нефть и газ или появлении новых оптимальных рынков сбыта и новых технологий (условно-рентабельные).

26. К непромышленным запасам относятся запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки экономически нецелесообразно либо технически или технологически невозможно. В данную группу входят запасы нефти и горючих газов месторождений (залежей), которые экономически нерентабельны для освоения на современном этапе, а также законсервированные месторождения, месторождения, расположенные в пределах водоохраных зон, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, и месторождения, значительно удаленные от транспортных путей и территорий с развитой инфраструктурой нефтедобычи.

27. На промышленно значимых месторождениях на основе технологических и экономических расчетов подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы. К извлекаемым запасам относится часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических

средств и технологий добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

28. На месторождениях и залежах с непромышленными запасами подсчитываются и учитываются геологические запасы.

29. Ресурсы по экономической эффективности подразделяются на две группы: рентабельные и неопределенно-рентабельные.

К рентабельным ресурсам относятся ресурсы, имеющие положительную предварительно (или экспертно) ожидаемую стоимость запасов.

К неопределенно-рентабельным относятся ресурсы, на дату оценки имеющие неопределенную ожидаемую стоимость запасов.

30. В рентабельных ресурсах выделяются извлекаемые ресурсы.

К извлекаемым ресурсам относится часть геологических ресурсов, извлечение которых из недр экономически эффективно на дату оценки.

31. В неопределенно-рентабельных ресурсах извлекаемые ресурсы не выделяются.

### **III. Категории запасов и ресурсов нефти и газа по геологической изученности и степени промышленного освоения**

32. Запасы нефти и горючих газов по геологической изученности и степени промышленного освоения подразделяются на категории: А (достоверные), В (установленные), С<sub>1</sub> (оцененные), С<sub>2</sub> (предполагаемые).

33. Категория А (достоверные) - разрабатываемые запасы залежи или ее части, разбуренной эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектным документом на разработку. Геологическое строение залежи, форма и размеры определены, а флюидалльные контакты обоснованы по данным бурения, опробования и материалам геофизических исследований скважин. Литологический состав, тип коллекторов, эффективные и нефте- и газонасыщенные толщины, фильтрационно-емкостные свойства и нефте- и газонасыщенность, состав и свойства углеводородов в пластовых и стандартных условиях и технологические характеристики залежи (режим работы, дебиты нефти, газа, конденсата, продуктивность скважин) установлены по данным эксплуатации скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовое давление, температура, коэффициенты вытеснения изучены с детальностью, достаточной для построения многомерных геологической и фильтрационной моделей залежи с высокой степенью достоверности. Рентабельное освоение залежи определено проектным технологическим документом на разработку и подтверждено фактической добычей.

К категории А относятся:

1) запасы промышленно освоенных залежей (или их частей), дренируемые эксплуатационными скважинами при реализованных технологиях разработки в со-

ответствии с проектным документом на разработку;

2) запасы промышленно освоенных залежей (или их частей), которые на дату подсчета по разным причинам не дренируются (в районе простаивающих скважин), ввод которых в разработку экономически обоснован и не потребует существенных дополнительных капитальных затрат;

3) запасы разрабатываемой залежи (или ее части), которые могут быть экономически рентабельно дополнительно извлечены из геологических запасов этой залежи за счет применения промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи (МУН);

4) запасы, которые могут быть извлечены дополнительно из геологических запасов этой залежи за счет уплотнения первичной сетки эксплуатационных скважин.

34. Категория В (установленные) - запасы разведанной, подготовленной к разработке залежи (или ее части), изученной сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренной поисковыми, оценочными, разведочными и опережающими эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа. Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин достаточно хорошо изучены по результатам геолого-промысловых исследований и пробной эксплуатации одиночных скважин. Степень изученности параметров залежи достаточна для построения надежной геологической и фильтрационной моделей залежи. Рентабельное освоение залежи подтверждено данными пробной эксплуатации, исследованиями скважин и обосновано проектным технологическим документом на разработку.

К категории В относятся запасы участков залежей в зоне дренирования скважин, в которых получены промышленные притоки при испытании и (или) пробной эксплуатации.

35. Категория  $C_1$  (оцененные) - запасы части залежи, изученной достоверной сейсморазведкой или иными высокоточными методами в зоне возможного дренирования неопробованных скважин и примыкающие к запасам категорий А и В при условии, что имеющаяся геолого-геофизическая информация с высокой степенью вероятности указывает на промышленную продуктивность вскрытого пласта в данной части залежи. Степень геологической изученности геолого-промысловых параметров залежи достаточна для построения предварительной геологической модели и проведения подсчета запасов.

Запасы категории  $C_1$  выделяются, если геолого-геофизическая информация с обоснованной уверенностью доказывает, что пласт в сторону выделяемой категории  $C_1$  непрерывен по площади.

Технологические параметры разработки залежи определяются по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий по другим раз-

рабатываемым месторождениям.

Рентабельность освоения определяется по аналогии с изученной частью залежи.

К категории  $C_1$  относятся запасы:

- 1) неразбуренной части залежи, непосредственно примыкающей к запасам категории  $A + B$  на расстоянии, равном зоне возможного дренирования;
- 2) части залежи в районе неопробованных скважин, в случае если продуктивность этой залежи доказана опробованием или эксплуатацией в других скважинах.

36. Категория  $C_2$  (предполагаемые) - запасы в не изученных бурением частях залежи и в зоне дренирования транзитных неопробованных скважин. Знания о геолого-промысловых параметрах залежи принимаются по аналогии с изученной частью залежи, а в случае необходимости, с залежами аналогичного строения в пределах данного нефтегазоносного региона. Имеющейся информации достаточно для построения предварительной геологической модели и подсчета запасов. Технологические параметры и экономическая эффективность разработки запасов определяются по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий по разрабатываемым месторождениям.

К категории  $C_2$  относятся запасы:

- 1) участков залежи между доказанным контуром залежи и границами участков запасов более высоких категорий, если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности пласта;
- 2) пластов с недоказанной продуктивностью, но изученных по материалам геофизических исследований скважин в транзитных эксплуатационных скважинах, при этом имеется обоснованная уверенность, что по данным геофизических исследований скважин они могут быть продуктивными;
- 3) неразбуренных тектонических блоков на залежах с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

37. При ведении учета запасы категории  $A$ ,  $B$  и  $C_1$  не рекомендуется суммировать с запасами категории  $C_2$ .

38. Ресурсы нефти и горючих газов по геологической изученности подразделяются на категории  $D_1$  (локализованные);  $D_2$  (перспективные) и  $D_3$  (прогнозные).

39. Категория  $D_1$  (локализованные) - ресурсы нефти и горючих газов возможно продуктивных пластов в выявленных и подготовленных к бурению ловушках. Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

40. Категория  $D_2$  (перспективные) - ресурсы нефти и горючих газов литолого-

стратиграфических комплексов и горизонтов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур. Количественная оценка прогнозных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с открытыми месторождениями в пределах оцениваемого региона.

41. Категория  $D_3$  (прогнозные) - ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических, геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этих категорий производится по предположительным параметрам на основе имеющихся геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где установлены разведанные месторождения нефти и горючих газов.

#### **IV. Характеристика месторождений (залежей) нефти и горючих газов по фазовому состоянию**

42. В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и горючих газов подразделяются на:

- 1) нефтяные (Н), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- 2) газонефтяные (ГН), в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи;
- 3) нефтегазовые (НГ), к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50%;
- 4) газовые (Г), содержащие только газ;
- 5) газоконденсатные (ГК), содержащие газ с конденсатом;
- 6) нефтегазоконденсатные (НГК), содержащие нефть, газ и конденсат.

43. В газовых залежах по содержанию  $C_{5+}$  выделяются следующие группы газоконденсатных залежей:

- 1) низкоконденсатные - с содержанием конденсата менее  $25 \text{ г/м}^3$ ;
- 2) среднеконденсатные - с содержанием конденсата от  $25$  до  $100 \text{ г/м}^3$ ;
- 3) высококонденсатные - с содержанием конденсата от  $100$  до  $500 \text{ г/м}^3$ ;
- 4) уникальноконденсатные - с содержанием конденсата более  $500 \text{ г/м}^3$ .

## **V. Градация месторождений (залежей) нефти и горючих газов по величине извлекаемых запасов**

44. Месторождения нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа подразделяются на:

- 1) уникальные - более 300 млн. т нефти или 500 млрд. м<sup>3</sup> газа;
- 2) крупные - от 30 до 300 млн. т нефти или от 30 до 500 млрд. м<sup>3</sup> газа;
- 3) средние - от 3 до 30 млн. т нефти или от 3 до 30 млрд. м<sup>3</sup> газа;
- 4) мелкие - от 1 до 3 млн. т нефти или от 1 до 3 млрд. м<sup>3</sup> газа;
- 5) очень мелкие - менее 1 млн. т нефти, менее 1 млрд. м<sup>3</sup> газа.

## **VI. Распределение залежей нефти и горючих газов по сложности геологического строения**

45. По сложности геологического строения выделяются залежи:

- 1) простого строения - однофазные залежи, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;
- 2) сложного строения - одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений;
- 3) очень сложного строения - одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов, а также залежи сложного строения с тяжелыми нефтями.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Чоловский И.П., Иванова М.М., Гутман И.С., Вагин С.Б., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Учебник для вузов.- М.: ГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2002.
2. Брагин Ю.И., Вагин С.Б., Гутман И.С., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Понятия, определения, термины: Учеб.пособие для вузов.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004.
3. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник. Под ред. И.П.Чоловского. - М.: Недра, 1989.
4. Павлинов В.Н., Михайлов А.Е., и др. Пособие к лабораторным занятиям по общей геологии. Издание третье, переработанное и дополненное. - М.: Недра, 1983.
5. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. - М.: Недра, 1985.
6. Милосердова Л.В. Геология, поиск и разведка нефти и газа: Учебное пособие.- М.: МАКС Пресс, 2007.
7. Бурханов Р.Н., Гуревич В.М., Бурханова Г.Р., Сабирзянова З.М. Геометризация залежи и подсчет запасов нефти и попутного газа: Учебно-методическое пособие. – Альметьевск: АГНИ, 2000.
8. Искандеров Д.Б. Геология нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – Альметьевск: АГНИ, 2004.
9. Искандеров Д.Б. Промысловая геология с основами гидрогеологии и подсчет запасов нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – Альметьевск: АГНИ, 2005.
10. Бурханов Р.Н., Гуревич В.М., Бурханова Г.Р., Сабирзянова З.М. Подсчет запасов нефти и попутного газа: Учебное пособие. – Альметьевск: АГНИ, 2002.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Цели и задачи разведочного бурения .....	3
2. Краткая характеристика контрольного задания.....	3
3. Построение схемы расположения скважин.....	4
3.1 Задание для самостоятельной работы по построению схемы расположения разведочных скважин в системе координат Гаусса-Крюгера.....	4
4. Расчет абсолютных отметок кровли и подошвы пласта и общей толщины.....	5
5. Понятие о структурной карте и карте изопахит.....	6
5.1 Задание для самостоятельной работы по построению структурных карт и карты изопахит.....	6
6. Понятие о внешнем и внутреннем контурах нефтеносности.....	8
6.1 Расчет абсолютных отметок водо-нефтяного контакта (ВНК).....	9
6.2 Задание для самостоятельной работы по построению карты ВНК.....	10
7. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта.....	10
8. Открытая пористость и нефтенасыщенность пласта.....	11
8.1 Задание для самостоятельной работы по построению параметрической карты нефтенасыщенности пласта.....	12
9. Подсчет запасов нефти и попутного газа объемным методом.....	14
10. Обоснование подсчетных параметров.....	16
10.1 Площадь нефтеносности.....	16
10.2 Задание для самостоятельной работы по использованию цифрового планиметра ТАМАУА PLANIX 5,6 для определения площади нефтеносности.....	16
10.3 Определение средних значений подсчетных параметров.....	17
11.Задание для самостоятельной работы по подсчету запасов нефти и попутного газа.....	19
12. Обоснование категории запасов.....	20
12.1 Задание для самостоятельной работы по изучению классификации запасов.....	21
13. Подсчетный план.....	21
14.Задание для самостоятельной работы по составлению пояснительной записки.....	21
15. Приложение 1. Образец выполнения и оформления контрольного задания.....	24
16. Приложение 2. Варианты контрольных заданий.....	38
17. Приложение 3. Приказ министерства природных ресурсов Российской Федерации от 01.11.2005 года №298 «Об утверждении запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (изменения от 9.12.2008 приказ №329).....	48
18. Литература.....	57