

В.Ю. Абрамов, Н.В. Павлинова

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ПОДСЧЁТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
К ЛАБОРАТОРНЫМ РАБОТАМ**

*Для студентов III–IV курса специальности
«Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»
и студентов I курса специальности «Нефтегазовое дело»*

**Москва
Российский университет дружбы народов
2017**

УДК 553.981/982.2(072.8)
ББК 26.343.1я73
А16

Утверждено
РИС Ученого совета
Российского университета
дружбы народов

Р е ц е н з е н т ы :

доктор геолого-минералогических наук,
профессор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина *В.И. Троицкий*;
главный геолог ООО «Ойлресурс» *И.С. Мотузов*

Абрамов, В. Ю.

А16 Нефтепромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа : Методические указания к лабораторным работам / В. Ю. Абрамов, Н. В. Павлинова. – Москва : РУДН, 2017. – 76 с. : ил.

ISBN 978-5-209-07347-5

Методические указания содержат теоретические и практические сведения по методике структурных построений, используемых при изучении геологического строения нефтяных и газовых месторождений, а именно при построении: геологических профильных разрезов, структурных карт, карт пористости и эффективных нефтенасыщенных толщин и др. Приводятся методики расчёта основных параметров, необходимых для подсчёта запасов нефти и газа. Излагаются принципы и дается сравнительная характеристика классификаций запасов нефти и газа, используемых в Российской Федерации и за рубежом.

Указания сопровождаются примерами расчётов и графических построений, что даёт возможность студентам использовать их для самостоятельной работы при выполнении курсового и дипломного проектирования с подсчётом запасов нефти объёмным методом. Предложены различные варианты структурных построений, базирующиеся на использовании методов математической статистики, геостатистики и реализуемые на персональных компьютерах (EXCEL, SURFER, ARCVIEW, GEOSOFT и др.).

УДК 553.981/982.2(072.8)
ББК 26.343.1я73

ISBN 978-5-209-07347-5

© Абрамов В.Ю., Павлинова Н.В., 2017
© Российский университет дружбы народов, 2017

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЬНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ПО МАТЕРИАЛАМ ДОКУМЕНТАЦИИ БУРОВЫХ СКВАЖИН

Профильным геологическим разрезом называется графическое изображение строения недр в вертикальной плоскости, проходящей в определённом направлении через какую-либо геологическую структуру. Профильный геологический разрез может быть построен по данным изучения естественных выходов горных пород на дневную поверхность при проведении горных выработок и буровых скважин. Линия разреза может быть прямой или ломаной. На концах линии разреза и в каждой точке излома ставят прописные буквы русского алфавита с цифрами $A - A_1 - A_2$ и т.д.

В этой лабораторной работе предусматривается построение профильного геологического разреза по материалам, полученным при бурении скважин.

Исходными данными для выполнения работы являются схематизированные описания горных пород по керну четырёх скважин. Они приведены в виде краткого описания литологического состава пород и их стратиграфической принадлежности. Описание керна каждой скважины начинается от её устья, т. е. с глубины от земной поверхности, равной 0 метров. Первый, выделенный в разрезе пласт пройдёт от глубины «0 метров» до той глубины, с которой начинается описание второго пласта. Второй пласт встречен скважиной, начи-

ная с глубины залегания его кровли, указанной в начале этого горизонта, до глубины залегания кровли следующего (третьего) пласта и так далее. Последний (нижний) пласт вскрыт скважиной от глубины залегания его кровли до забоя скважины. Глубина забоя не всегда соответствует глубине подошвы последнего слоя.

Разность глубины залегания кровли и подошвы каждого слоя (пласта) составляет его вертикальную мощность.

Глубины залегания плоскостей наложения слоёв измеряются в каждой данной скважине от её устья, которое может иметь разную высотную отметку (альтитуду), поэтому при построении профильного геологического разреза обычно пользуются не глубинами залегания кровли каждого пласта (относительные значения), а их абсолютными высотными отметками (от уровня Мирового океана).

Если в скважинах слои расположены выше уровня моря, то абсолютные отметки их плоскостей наложения (кровель и подошв) имеют положительные значения, а если ниже уровня моря – отрицательные значения. Для вычисления абсолютных отметок плоскостей наложения во вторых колонках таблиц из заданий приведены альтитуды устьев скважин.

В кратких описаниях литологического состава пород, вскрываемых скважинами, приводятся названия пород, их цвет и некоторые структурно-текстурные особенности (например, глина серая или песчаник косослоистый мелкозернистый зеленовато-серый). ***Предполагается, что в пределах профильного разреза фациальных изменений не происходит и каждый пласт во всех скважинах имеет одинаковые характеристики.***

При построении профильного геологического разреза в один и тот же слой могут быть включены породы только одинакового возраста.

Кроме схематизированных описаний колонок скважин даются сведения о расположении скважин на местности – направление профиля и расстояние между скважинами. По этим

данным вычерчивается план расположения скважин. Построение профильного разреза выполняют на листе миллиметровой бумаги в масштабе 1:10 000 или 1:5000. Горизонтальный и вертикальный масштабы принимают одинаковыми, чтобы избежать искажения в углах наклонов слоёв. Увеличение вертикального масштаба допустимо только для районов с горизонтальным или пологим (не более 5°) залеганием пород.

Профильные разрезы размещают так, чтобы *слева* находились западные, северо-западные, юго-западные и южные, а *справа* – восточные, северо-восточные, юго-восточные и северные концы разреза.

Построение профильного разреза начинают с вычерчивания горизонтальной линии, соответствующей уровню моря. У левого края чертежа проводится вертикальная линия линейного вертикального масштаба с делениями через 0,5 см и цифрами через 1 см, на которой ставят значения абсолютных глубин, причём точке «ноль» соответствует абсолютная высота уровня моря. Значения абсолютных высот ниже уровня моря ставятся со знаком минус, а выше уровня моря – со знаком плюс.

Отступив несколько сантиметров от линии вертикального масштаба, на линию уровня моря наносят точку, соответствующую самой западной (или южной) скважине. От этой точки вправо в масштабе откладываются расстояния всех остальных скважин. Через полученные точки проводятся вертикальные линии, изображающие стволы скважин, которые принимаются вертикальными. На линиях, соответствующих стволам скважин, вверх от линии уровня моря откладываются отрезки, равные величинам альтитуд каждой скважины в выбранном масштабе. Соединив верхние концы отрезков между собой плавной линией, получим рельеф земной поверхности в сечении профильного разреза. Далее необходимо изобразить на чертеже условными знаками колонки скважин. Для этого справа от ствола каждой скважины на расстоянии 1 см проводится прямая вертикальная линия. Между двумя этими ли-

ниями должна быть построена литологическая колонка каждой скважины.

Далее необходимо вычислить абсолютные отметки кровли пластов разного возраста и литологического состава, а затем разметить на колонках скважин горизонтальными линиями границы между ними. Возраст пород указывается индексами справа от колонки.

Следующим этапом построения профильного разреза является корреляция выделенных в колонках скважин литолого-стратиграфических комплексов. Кровли одинаковых по возрасту и литологическому составу пластов необходимо сначала соединить между собой тонкими штриховыми линиями (если будет необходимость внесения исправлений, этот приём поможет избежать «грязи» на разрезе).

В ряде случаев все пласты, выделенные в разрезе крайней скважины, будут прослежены в соседней, причём толщина (мощность) каждого горизонта существенно не изменится.

В других случаях можно будет проследить лишь некоторые пласты, тогда как другие выпадут из разреза либо существенно сократятся по толщине. И, наконец, в соседней скважине могут появиться пласты, отсутствующие в первой, или обнаружится повторение части разреза.

Таким образом, построение профильного геологического разреза по результатам геологической документации отдельных скважин проводится путём увязки колонок каждой пары соседних скважин, отмечая точки, в которых наблюдается какое-либо изменение разреза, и с выяснением причин такого изменения.

Рассмотрим, какие геологические структуры могут быть выявлены на профильном геологическом разрезе, как проявляются их особенности в разрезах пробуренных скважин и причины, обусловившие их строение.

В целом, в результате бурения скважин можно обнаружить горизонтальное и моноклиальное залегание пород, синклинальные и антиклинальные структуры как без осложняю-

щих тектонических нарушений, так и осложнённые разрывными нарушениями типа сброса, взброса (надвига) и т.д. Кроме того, структурные соотношения могут быть осложнены несогласиями в залегании пород, которые обусловлены перерывом в осадконакоплении, размывом и т.д.

На профильном геологическом разрезе особенности залегания отложений проявляются по-разному. В частности, при тектоническом нарушении типа сброса наблюдается выпадение части слоёв из разреза отдельных скважин. При значительном расстоянии между скважинами или большом угле наклона сместителя сброс может наблюдаться в разрезе только одной скважины. При небольшом расстоянии между скважинами и менее крутом наклоне сместителя вызванное сбросом выпадение части разреза уже обнаруживается не в одной, а в нескольких скважинах. Каждая скважина пересекает плоскость сброса на разной глубине, при этом выпадение горизонтов в каждой скважине отмечается, как правило, в различных по возрасту отложениях (рис. 1.1, а).

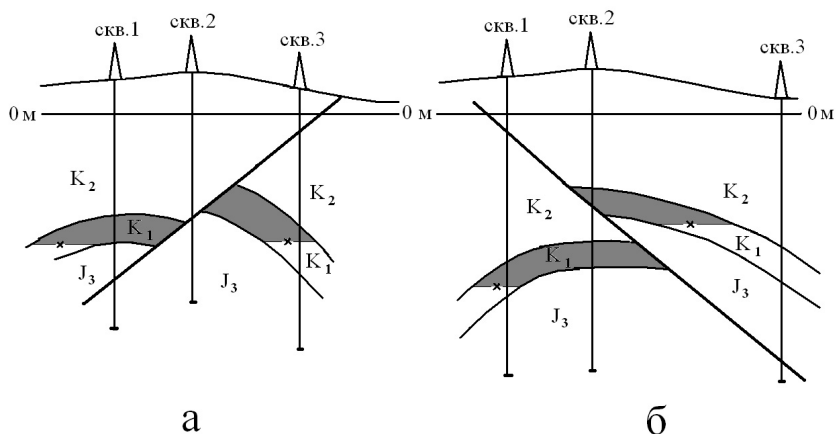


Рис. 1.1. Варианты встречи стволами скважин разрывного нарушения:
а – сброса; б – взброса (надвига)

Разрывное нарушение типа взброса (надвига) вызывает повторение слоёв в разрезе скважин. Один и тот же горизонт появляется в разрезе дважды, причём каждый раз сохраняется нормальная последовательность слоёв (рис. 1.1, б).

Поверхность несогласия, вскрытая скважинами, выделяется по выпадению части разреза, расположенной ниже одного и того же стратиграфического горизонта (рис. 1.2). Вызванное несогласием выпадение слоёв обязательно происходит под нижним слоем перекрывающей толщи (волнистая линия на рис.1.2), несогласно перекрывающей серию отложений, образовавшихся до перерыва в осадконакоплении.

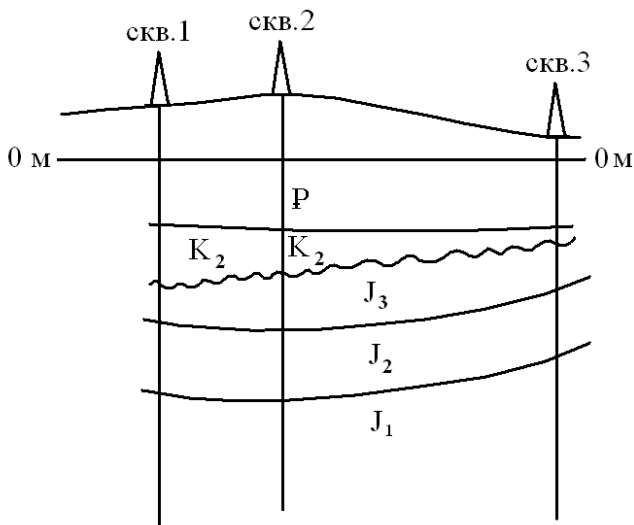


Рис. 1.2. Выделение поверхности несогласия

В районах, где наблюдаются, с одной стороны, несогласия в залегании слоёв, а с другой – многочисленные сбросы, выяснение геологического строения по данным бурения сква-

жин является чрезвычайно сложной задачей. Дополнительными сведениями при построении профильных геологических разрезов служит характеристика литологического состава пород.

Тектонические нарушения, рассекая горные породы, вызывают сокращение мощности разновозрастных пластов, как правило, без изменения их литологического состава. В то время как сокращение или выпадение некоторых слоёв, обусловленные перерывом в осадконакоплении и последующей трансгрессией, вызывают появление над поверхностью размыва отложений, представленных грубообломочными разновидностями (например конгломератами, галькой, гравелитами и т.д.) или крупнозернистыми песчаными породами.

После выяснения строения геологической структуры границы слоёв на профильном геологическом разрезе изображаются плавно изгибающимися линиями, при этом их истинная мощность не изменяется. Поверхность несогласия изображается волнистой линией, а тектонические нарушения – сплошной чёрной линией (иногда допускается и изображение красной линией, как это было принято на старых геологических картах, но только на черновиках).

Заключительным этапом построения профильного геологического разреза является выяснение нефтегазоносности отложений, вскрытых скважинами. Как известно, нефть аккумулируется в породах-коллекторах (песчаниках, алевролитах, известняках и т.д.), при этом на её условия залегания существенное влияние оказывают особенности строения пластов-коллекторов. Исходя из общеизвестных положений, верхним ограничителем залежи является кровля пористого пласта-коллектора. Нижняя граница залежи (наклонная или горизонтальная) представляет собой плоскость, которая отождествляется с поверхностью раздела нефть–вода и называется водонефтяным контактом (ВНК). Местоположение ВНК определяется по самым нижним интервалам, в которых установлена промышленная нефтегазоносность. На профильном

геологическом разрезе она изображается горизонтальной (или наклонной) линией.

После выяснения границ распространения нефти в пласте возможно установить тип залежи.

Тектонические нарушения, в особенности типа сброса, взброса или надвига, обычно ограничивают залежь нефти. При этом, как правило, ВНК *вскрывается на разных гипсометрических уровнях* (см. рис. 1.1).

Однако, если пласты-коллекторы даже различного литологического состава соприкасаются по плоскости тектонического нарушения, то целесообразно выводы о границах залежи, сделанные на одном крыле структуры, распространять и на другое крыло той же структуры. Обычно в таких случаях *вскрывают ВНК на одной гипсометрической отметке, т. е. вскрывают единую залежь нефти* (рис. 1.3).

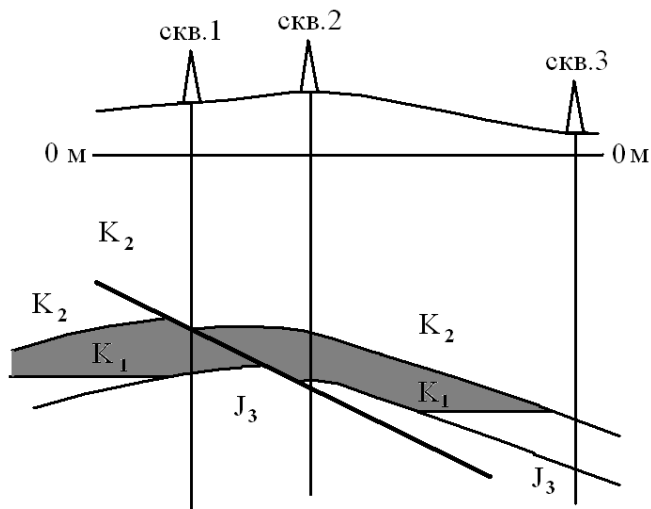


Рис. 1.3. Выделение разрывного нарушения по выпадению из разреза части отложений одного слоя

Признаки нефтенасыщения пород устанавливаются при их бурении по керну скважин, если породы имеют характерный буроватый оттенок (например, песчаник буровато-серый, известняк бурый нефтенасыщенный и т.д.). Там, где насыщение пород нефтью не наблюдается, породы-коллекторы обладают обычной для них окраской (например, песчаник серый, известняк белый, алевролит жёлтый и т.д.).

На профильном геологическом разрезе залежи нефти подчёркиваются тёмной штриховкой или раскраской.

По завершении построения профильного геологического разреза все границы пластов, вскрываемых скважинами, обводятся чёрной тушью (или чёрной гелевой ручкой), подписываются их названия, показывается литологическая характеристика, проставляются индексы стратиграфических подразделений, в которые они входят.

Оформление профильного геологического разреза завершают указанием направления простирания разреза (З–В, Ю–С, ЮЗ–СВ, СЗ–ЮВ), нанесением справа шкалой вертикального масштаба. Фамилия и группа исполнителя работы указываются слева под разрезом.

ОБРАЗЕЦ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАДАНИЯ

Исходные данные

Вариант №...

Скважины расположены по прямой линии с юго-запада на северо-восток (по азимуту 43°). Расстояние от скв. 1 до скв. 2 – 350 м, от скв. 2 до скв. 3 – 350 м и от скв. 3 до скв. 4 – 700 м.

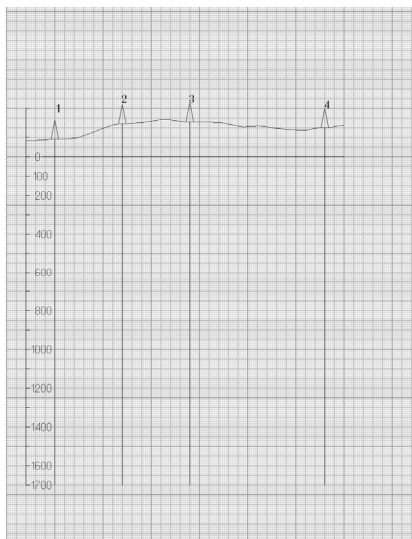
Таблица

№ скв.	Альти-туда, м	Интервал залегания пород, м	Литологические характеристики	Возраст
1	2	3	4	5
1	90	0–90	Конгломерат красный	Нижняя юра, J₁
		90–225	Аргиллит светло-серый	Нижняя пермь, P₁
		225–415	Песчаник белый	-“-
		415–630	Аргиллит зеленовато-серый	-“-
		630–855	Аргиллит серый	-“-
		855–880	Песчаник бурый, нефтеносный	Средний девон, D₂
		880–1040	Песчаник светло-серый	-“-
		1040–1330	Аргиллит зелёный	-“-
		1330–1635	Песчаник зеленовато-серый	-“-
		1635–1970	Аргиллит тёмно-серый	-“-
		1970–2030	Песчаник серый	-“-
		Забой 2030		
2	180	0–230	Конгломерат красный	Нижняя юра, J₁
		230–340	Песчаник белый	Нижняя пермь, P₁
		340–580	Аргиллит зеленовато-серый	-“-
		580–820	Аргиллит серый	-“-
		820–1092	Аргиллит зелёный	Средний девон, D₂
		1092–1300	Песчаник бурый, нефтеносный	-“-
		1300–1350	Песчаник зеленовато-серый	-“-
		1350–1670	Аргиллит тёмно-серый	-“-
		1670–1830	Песчаник бурый, нефтеносный	-“-
		1830–2010	Песчаник серый	-“-
		2010–2070	Доломит мраморовидный	Кембрий, Є
		Забой 2070		

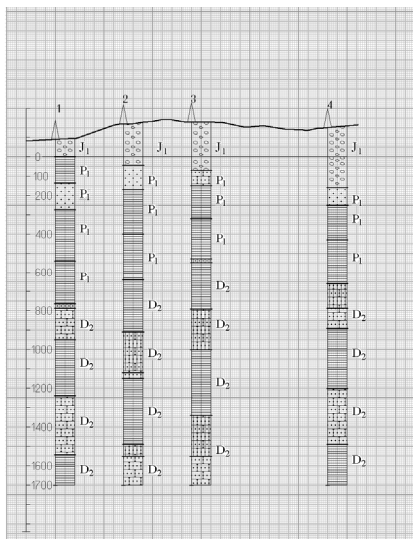
Окончание табл.

1	2	3	4	5
3	170	0–250	Конгломерат красный	Нижняя юра, J₁
		250–320	Песчаник белый	Нижняя пермь, P₁
		320–490	Аргиллит зеленовато-серый	-“-
		490–700	Аргиллит серый	-“-
		700–720	Песчаник бурый, нефтеносный	Средний девон, D₂
		720–960	Аргиллит зелёный	-“-
		960–1170	Песчаник бурый, нефтеносный	-“-
		1170–1430	Аргиллит тёмно-серый	-“-
		1430–1730	Песчаник бурый, нефтеносный	-“-
		1730–2140	Доломит мраморовидный	Кембрий, Є
		Забой 2140		
4	150	0–310	Конгломерат красный	Нижняя юра, J₁
		310–400	Песчаник белый	Нижняя пермь, P₁
		400–580	Аргиллит зеленовато-серый	-“-
		580–810	Аргиллит серый	-“-
		810–940	Песчаник бурый, нефтеносный	Средний девон, D₂
		940–1040	Песчаник светло-серый	-“-
		1040–1350	Аргиллит зелёный	-“-
		1350–1715	Песчаник зеленовато-серый	-“-
		1715–1965	Аргиллит тёмно-серый	-“-
		1965–2020	Песчаник серый	-“-
		Забой 2020		

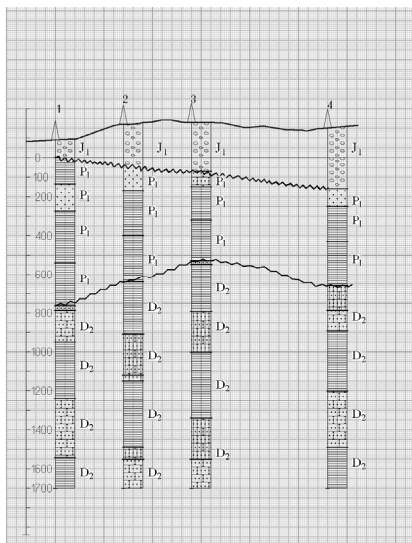
Последовательность выполнения задания отображена по этапам на рис. 1.4, а–г. Окончательный образец выполненного задания приводится на рис. 1.5.



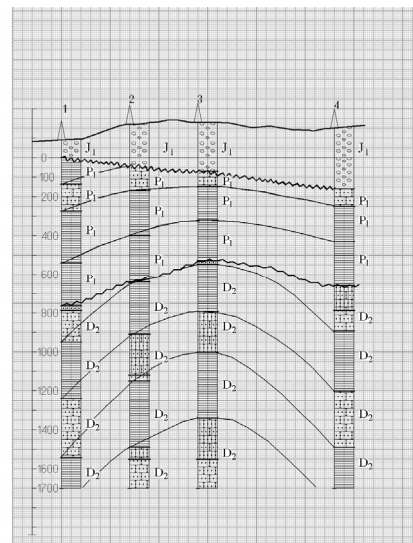
a



б



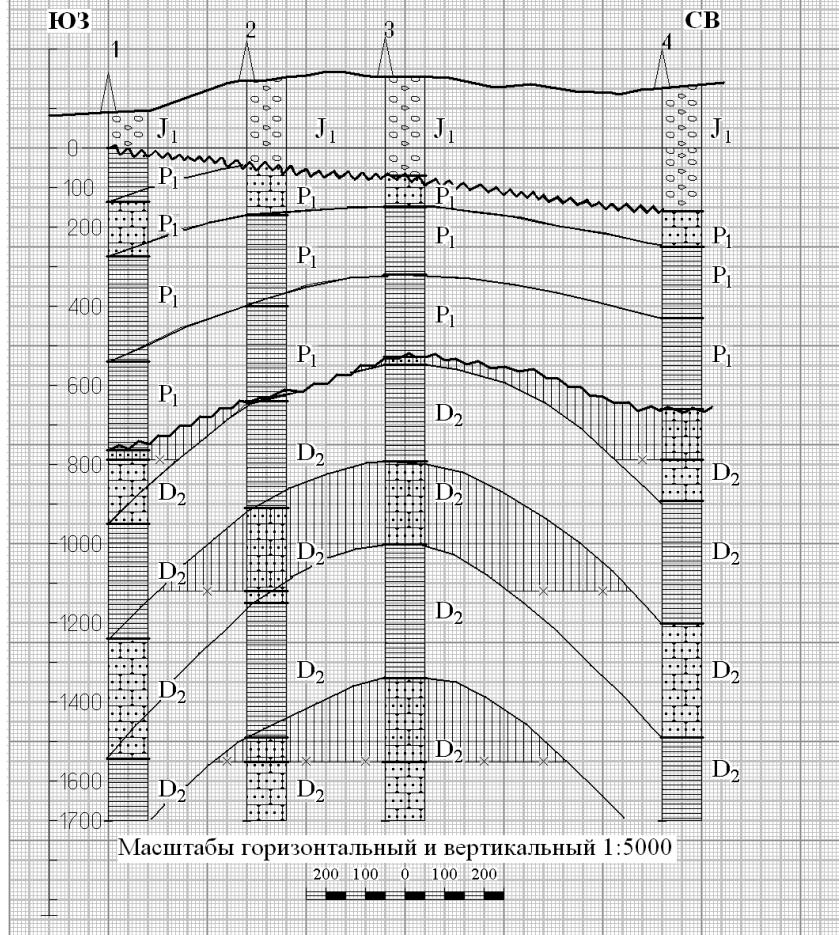
в



г

**Рис. 1.4. Отображение последовательности
выполнения варианта задания**

Лабораторная работа № 1
Задание № 3
Геологический профильный разрез по линии скважин 1-2-3-4
Составил: Патиньо Фавиан
2011



**Рис. 1.5. Образец окончательного вида
выполненного задания**

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ СПОСОБОМ ПРЯМОЙ ИНТЕРПОЛЯЦИИ И МЕТОДОМ СХОЖДЕНИЯ

Структурная карта представляет собой карту, на которой с помощью *изогипс* (линий одинаковых высот или глубин) изображается пространственное положение *геологических поверхностей* (кровля или подошва выделяемых в разрезе стратиграфических горизонтов, кровля или подошва продуктивного пласта, поверхность несогласия, поверхность рифового массива и т.д.) относительно *опорной поверхности* (уровень поверхности мирового океана).

Для решения геолого-промысловых задач используют различные методы построения структурных карт, из которых наиболее широкое применение получили способ прямой интерполяции, способ профилей и способ схождения.

В лабораторной работе получение наиболее правильных результатов при построении структурных карт достигается по следующему плану:

1. Определение масштаба структурной карты и нанесение скважин на план.
2. Определение абсолютных отметок кровли пласта «А» и построение структурной карты по способу прямой интерполяции.
3. Построение структурной карты кровли пласта «Б» методом схождения.

Определение масштаба структурной карты и нанесение скважин на план

В целом масштаб карты определяется исходя из тех задач, для решения которых она создаётся. Чаще всего применяются стандартные масштабы – 1:5000, 1:10 000, 1:25 000, 1:50 000, 1:100 000.

При выборе масштаба структурной карты необходимо воспользоваться величинами прямоугольных координат устьев скважин (X , Y) из таблицы. В этой таблице величины прямоугольных координат для устьев скважин приведены в метрах в системе Гаусса–Крюгера. Сначала выявляются минимальные и максимальные величины X и Y (X_{min} , X_{max} , Y_{min} , Y_{max}). Затем определяются разности между этими величинами по оси X (ΔX) и по оси Y (ΔY):

$$\Delta X = X_{max} - X_{min}; \Delta Y = Y_{max} - Y_{min}. \quad (2.1)$$

Эти разности определяют в метрах длину и ширину площади участка, на котором располагаются скважины.

Предположим, что из таблицы мы получим следующие величины:

<i>по оси X</i>	<i>по оси Y</i>
$X_{min} = 4322540$	$Y_{min} = 39442530$
$X_{max} = 4310300$	$Y_{max} = 39435400$
$\Delta X = 12240$	$\Delta Y = 7130$

Таким образом, исходя из размеров стандартного листа миллиметровой бумаги формата А3 (30×40 см), на котором выполняются структурные построения, очевидно, наиболее удобными масштабами являются 1:50 000 (в 1 см 500 м) или 1:25 000 (в 1 см 250 м).

Нанесение скважин на план осуществляется с помощью системы плоских прямоугольных координат (система Гаусса–Крюгера), согласно которой вся земная поверхность проекти-

руется на плоскость по зонам, ограниченным определёнными меридианами.

Перед нанесением скважин на план необходимо осуществить разбивку километровой сетки по выбранному ранее масштабу (например, 1:50 000). Согласно варианту задания, приводимого здесь как пример, линии километровой сетки должны быть проведены по соответствующим осям на расстоянии 2 см друг от друга. По оси X для данного примера они должны начинаться значением 4310 000 (4310 км), тогда через каждые 2 см вправо от этого значения последовательно должны быть проведены линии 4311 км, 4312 км и далее до 4323 км (значение 4323 000). По оси Y они должны начинаться минимальным значением 39435 000 (39435 км), от которого через каждые 2 см вверх должны быть проведены линии 39436 км, 39437 км и далее до 39443 км (значение 39443 000).

Полученная координатная сетка служит основой для нанесения устьев скважин на план, что осуществляется по координатам (X, Y).

Допустим, что скважина имеет координаты $X = 4320820$, $Y = 39441255$. Километровый квадрат, в котором она находится, ограничен значениями 4320 км – 4321 км по оси X и 441 км – 442 км по оси Y, а точка, фиксирующая положение устья скважины на земной поверхности, располагается в 820 м (16,2 мм) правее линии 4320 км по оси X и в 225 м (5,1 мм) выше линии 441 км по оси Y.

Определение абсолютных отметок кровли пласта «А» и построение структурной карты по способу прямой интерполяции

Абсолютная отметка кровли пласта в каждой скважине составляет разность между общей глубиной залегания кровли пласта и альтитудой (высотой над уровнем Мирового океана) скважины.

Вычисление абсолютных отметок производится следующим образом. По данным в задании буровым скважинам (см. таблицу) берётся высота устья скважины (альтитуда) и глубина залегания кровли (или подошвы) пласта. На рис. 2.1 для пласта А вычитаем из первой величины (+240 м) вторую (640 м), получаем абсолютную высоту кровли -400 м пласта А. Для определения абсолютной отметки кровли пласта «Б» из величины альтитуды (+240 м) вычитаем 940.

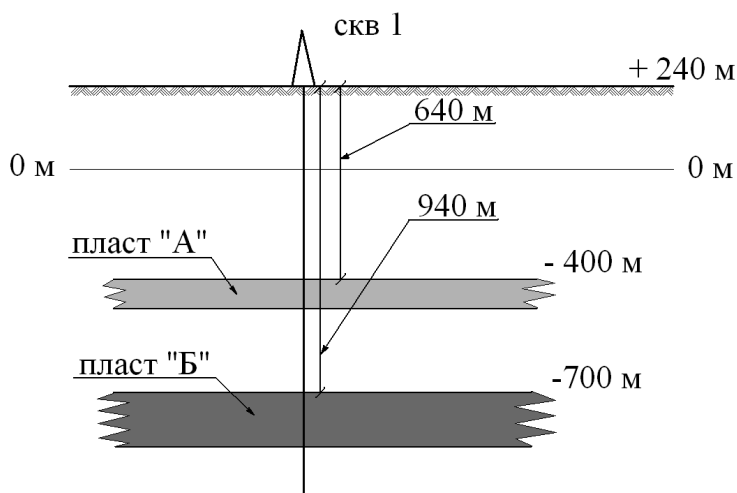


Рис. 2.1. Геометрическая иллюстрация определения абсолютных отметок кровли пластов «А» и «Б»

Для построения структурной карты кровли пласта «А» вычисленные абсолютные отметки целесообразно надписывать около соответствующих скважин на плане (например так, как показано на рис. 2.2, где в числителе номер скважины, а в знаменателе – абсолютная отметка кровли пласта).

$$\bigcirc \frac{\text{СКВ 1} + 240 \text{ м}}{- 400 \text{ м} \quad - 700 \text{ м}}$$

Рис. 2.2. Образец подписи величин отметок кровли (подошвы) пластов на плане:

слева – отметки пласта «А»,

справа – отметки пласта «Б»

Далее все скважины соединяются прямыми линиями, из которых составляется сеть треугольников. Перед интерполяцией абсолютных отметок по скважинам определяется сечение стратоизогипс (стратоизогипсами называются линии, соединяющие точки с одинаковыми абсолютными высотами кровли или подошвы слоя). Выбор сечения стратогипс зависит от масштаба карты и особенностей строения геологической поверхности. Обычно сечение изогипс для пологих структур принимается 1, 2, 5 м, а для крутопадающих пластов – 10, 25, 50 м, а иногда и 100 м. После выбора сечения изогипс производится *интерполяция*, т. е. нахождение положения нужных промежуточных значений, кратных выбранному сечению величин абсолютных отметок между соседними скважинами.

Заключительным этапом построения структурной карты кровли пласта «А» является проведение стратоизогипс, т. е. линий, соединяющих точки с одинаковыми абсолютными отметками кровли пласта.

Далее приводится пример построения структурной карты кровли пласта.

1. *Построение сети треугольников.* На бланковую карту наносят положения скважин с абсолютными отметками кровли пласта в виде дроби ($\frac{1}{108}$, где в числителе – номер сква-

жины, а в знаменателе – вычисленное значение абсолютной высоты кровли). Затем все имеющиеся на карте точки с высотными отметками соединяют прямыми линиями, которые образуют сеть треугольников. При этом стараются, чтобы треугольники были преимущественно равносторонними, чтобы избежать появления на карте отсутствующих в действительности изгибов поверхности (кровли) продуктивного пласта (рис. 2.3).

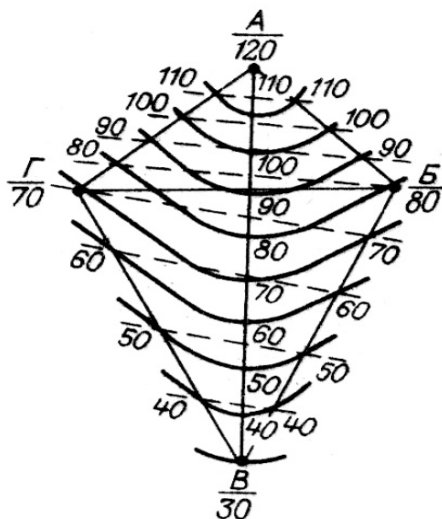


Рис. 2.3. Варианты построения структурной карты

В первом варианте (сплошными линиями) построены стратоизогипсы по сторонам треугольников ABG и ABG , а во втором (штриховыми линиями) – по треугольникам ABG и BVG . Во втором варианте отсутствует поднятие, которое хорошо выражено на первом варианте, получившееся за счет *неверной* интерпретации высотных отметок по линии AB . Цифры – абсолютные высоты (м)

2. *Построение стратоизогипс.* Проинтерполировав стороны треугольников, одинаковые отметки соединяют плавными линиями – стратоизогипсами (работа, аналогичная построе-

нию рельефа с помощью горизонталей во время геодезической практики). Стратоизогипсы в данном примере проводят через 10 м.

Однако нужно следить, чтобы между вершинами треугольника не оказались участки с резким перегибом картируемой поверхности, иначе могут быть пропущены более мелкие структуры, расположенные между двумя соединяемыми точками (рис. 2.4).

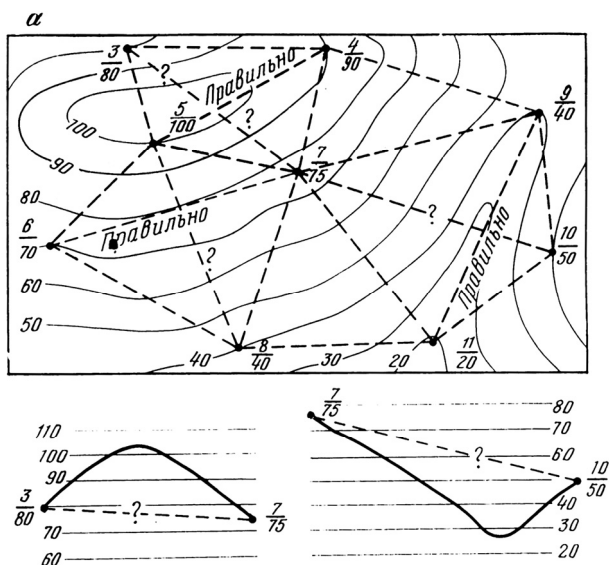


Рис. 2.4. Выбор правильного соединения точек высотных отметок на поверхности слоя для построения структурной карты в стратоизогипсах:

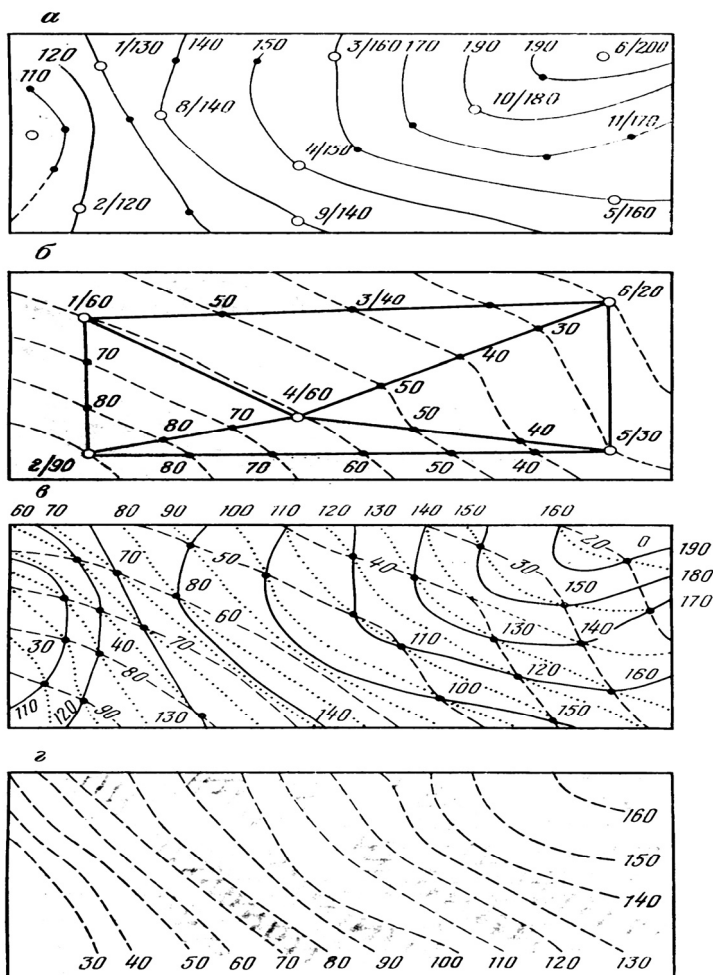
a – карта, *б* и *в* – разрезы;

тонкие сплошные линии на карте и разрезах – стратоизогипсы;

толстые линии на разрезах – правильная линия рельефа

картируемой поверхности; штриховая линия на разрезах –

неверно построенная линия рельефа



**Рис. 2.5. Последовательность построения
структурной карты схождения в изолиниях:**

а – карта стратоизогипс кровли продуктивного горизонта;

б – карта изохор мощности продуктивного горизонта;

в – совмещенные карты «а» и «б»;

сплошные линии – стратоизогипсы, штриховые линии – изохоры,

пунктирные линии – стратоизогипсы подошвы

продуктивного горизонта, *г* – карта стратоизогипс подошвы

продуктивного горизонта, вынесенная с карты «в»

По рис. 2.5 разберем пример построения структурной карты **методом схождения**. Карты, построенные методом схождения по небольшому числу точек, обычно довольно точно отражают изменение мощности слоя. Естественно, чем больше будет точек с данными о мощности, тем точнее будет карта схождения.

По данным бурения составлена структурная карта кровли продуктивного горизонта (рис. 2.5, *а*), образующего пологую антиклинальную складку. При дальнейшем бурении одной из скважин (*№ 1*) на глубине 80 м вскрыта еще одна поверхность напластования (подошва) продуктивного горизонта.

Для построения структурной карты по подошве горизонта следует, прежде всего, установить мощность картируемого продуктивного горизонта. Для этого необходимо иметь данные как минимум по трем скважинам. После вскрытия нижней поверхности наслоения интересующего нас горизонта еще четырьмя скважинами (2–90, 3–40, 4–60, 5–30) вычисляем по каждой из них мощность картируемой толщи.

В скважине *№ 1* она оказалась равна 60 м, в скважине *№ 2* – 90; *№ 3* – 40, *№ 4* – 60 и *№ 5* – 30 м. Для определения мощности картируемой толщи пород необходимо из значения глубины залегания подошвы горизонта вычесть значение глубины залегания поверхности кровли продуктивного горизонта.

Как видно из приведенных цифр, мощность картируемой толщи непостоянна. Для выяснения направления изменения мощности строим карту равных мощностей картируемой толщи пород (рис. 2.5, *б*). Линии равных истинных мощностей называются **изопахитами**, а линии равных вертикальных мощностей – **изохорами**. Вертикальная мощность всегда больше истинной. Однако при незначительных углах наклона пород, не превышающих 10° , разница между этими мощ-

ностями невелика, поэтому без существенных ошибок вместо истинных мощностей можно пользоваться вертикальными.

Для построения изохор соединяем пункты расположения скважин на карте прямыми линиями. На сторонах образованного треугольника находим значения мощности продуктивного горизонта через интервалы, соответствующие интервалам между стратоизогипсами кровли горизонта. Например, если стратоизогипсы проведены через 10 м, интервалы между изохорами также должны быть равны 10 м. Точки с одинаковыми значениями мощности на сторонах треугольника соединяем прямыми линиями, которые будут представлять собой изохоры горизонта. Если количество скважин более трех, необходимо строить серию треугольников, на сторонах которых даны значения мощности для построения изохор (рис. 2.5, б).

Построив карту мощностей и нанеся на структурную карту изохоры (линии вертикальной мощности) картируемого горизонта, находим точки пересечения стратоизогипс и изохор (рис. 2.5, в). В каждой такой точке вычисляем отметку поверхности подошвы горизонта, для чего из значения высотной отметки стратоизогипсы вычитаем значение изохоры. Например, если отметка стратоизогипсы в скв. 1 составляет 130 м, а значение изохоры 60 м, то абсолютная отметка кровли нижнего продуктивного горизонта будет равна: $130 - 60 = 60$ (м).

Вычислив высотные отметки для каждой точки, соединяем одинаковые значения плавными кривыми, которые и будут представлять собой стратоизогипсы подошвы интересующего нас горизонта (рис. 2.5, в, г).

Точки, необходимые для составления структурной карты, можно также получить путем построения серии разрезов с изображением опорного горизонта. Таких разрезов должно быть достаточное количество, чтобы они показывали положение продуктивного горизонта на всей площади карты. Высотные отметки для каждой из точек вычисляются по разре-

зам и затем наносятся по линиям разреза на карту. Точность построенной таким способом структурной карты зависит от правильности построенных разрезов.

ОБРАЗЕЦ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАДАНИЯ

Лабораторная работа №

Построение структурных карт кровли и подошвы понтического яруса ($N_2 p$) района купола Акжар.

На рис. 2.6 приведена топографическая карта масштаба 1:10 000. Рельеф на карте показан с помощью горизонталей с сечением 10 м. На площади пробурено 30 скважин, вскрывших по данным бурового журнала (табл. 2.1) на различных глубинах кровлю понтического яруса ($N_2 p$). Четыре скважины углублены до кровли нижележащего мзотического яруса ($N_2 m$) и вскрыли её на различных глубинах.

Таблица 2.1

Буровой журнал к заданию №

№ буровых скважин	Абс. отметка устья скважин, м	Глубина до кровли понтического яруса ($N_2 p$)	Абс. отметка кровли ($N_2 p$)	Глубина до кровли мзотического яруса ($N_2 m$)	Абс. отметка кровли ($N_2 m$)	Мощность понтического яруса ($N_2 p$), м
1	95	63		263		
2	96	110				
3	113	130				
4	82	42				
5	86	58				
6	128	97				
7	105	69				
8	84	39				
9	67	6				

№ буровых скважин	Абс. отметка устья скважин, м	Глубина до кровли понтического яруса ($N_2 p$)	Абс. отметка кровли ($N_2 p$)	Глубина до кровли мэотического яруса ($N_2 m$)	Абс. отметка кровли ($N_2 m$)	Мощность понтического яруса ($N_2 p$), м
10	92	66		216		
11	64	10				
12	61	16				
13	57	34				
14	5	57				
15	76	85		175		
16	73	55				
17	67	96				
18	95	103				
19	77	106				
20	96	152				
21	108	129				
22	118	150				
23	75	80				
24	99	149				
25	83	75		275		
26	107	173				
27	69	27				
28	74	115				
29	90	162				
30	132	220				

Методика выполнения задания

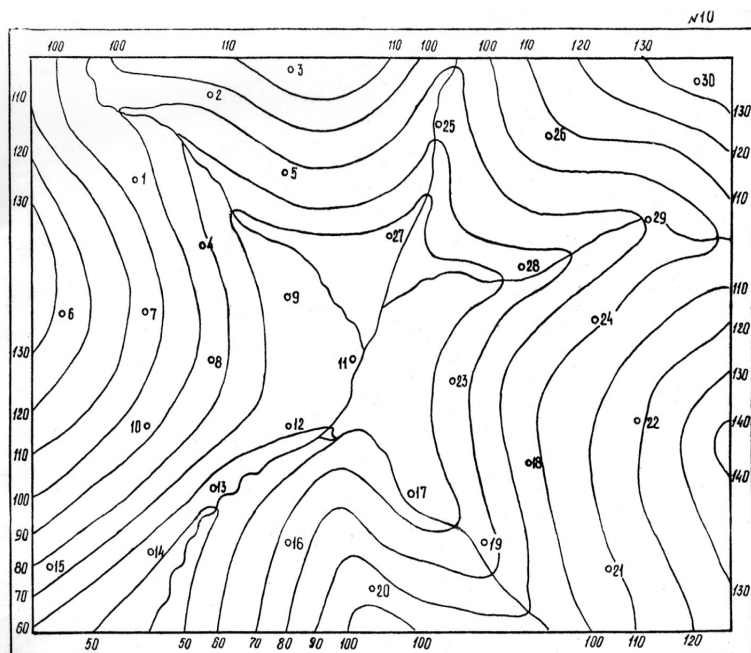
1. По данным бурового журнала рассчитать:
 - а) абсолютные высотные отметки кровли $N_2 p$;
 - б) абсолютные высотные отметки кровли $N_2 m$ (одновременно являющиеся подошвой $N_2 p$);
 - в) вертикальную мощность $N_2 p$ в четырех скважинах.

2. Построить стратоизогипсы кровли N_2 р, предварительно построив сеть треугольников, на сторонах которых проинтерполированы высотные отметки этой кровли. Построения выполняются на бланке-карте (см. рис 2.5, а).

3. Рассчитать вертикальную мощность N_2 р по данным бурового журнала, вынести на первую кальку-накладку скважины с этими данными и построить карту изопакит.

4. На второй кальке методом схождения (наложив кальку с изопакитами понтического яруса на бланковку со стратоизогипсами кровли N_2 р) отстроить кровлю N_2 m (подшву N_2 р).

5. Построить разрез через скважины, указанные преподавателем.



**Рис. 2.6. Топографическая карта района купола Акжар.
Масштаб 1:1000. Сечение горизонталей через 10 м**

Далее в качестве примера разберем построение структурной карты кровли глубоко залегающего пласта «Б» методом схождения, с помощью структурной карты верхнего пласта «А» (см. рис. 2.6).

В нефтепромысловой практике, как правило, глубокозалегающие продуктивные пласты вскрываются единичными глубокими (параметрическими) скважинами. Общее количество и расположение таких скважин не даёт возможность построить структурные карты по этим продуктивным пластам. При этом в пределах исследуемой территории неглубокозалегающие горизонты хорошо разведаны структурным бурением или геофизическими методами разведки (в частности, сейсморазведкой) (рис. 2.7). В таком случае для построения структурной карты по более глубокозалегающим продуктивным пластам применяется метод схождения.

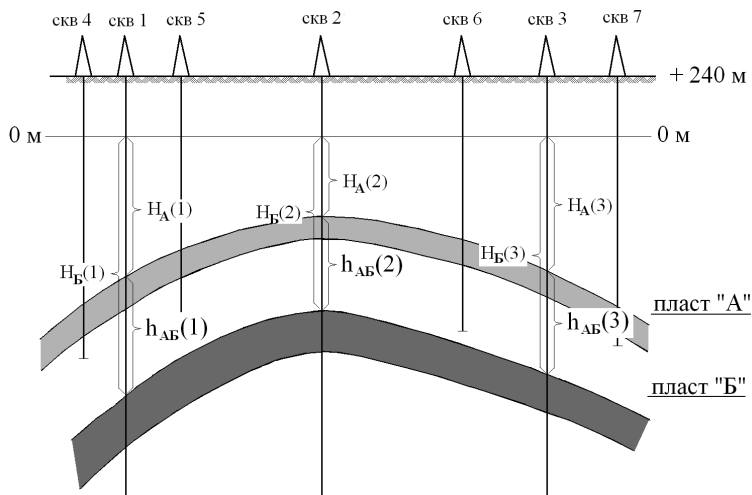


Рис. 2.7. Геолого-геофизический разрез залегания продуктивных пластов «А» и «Б» по данным сейсморазведки и заверочного бурения

Структурную карту кровли нижнего пласта «Б» строят, как и в предыдущем задании, методом схождений, используя структурную карту пласта «А». В процессе работы сопоставляют по плоскости и в разрезах вертикальные толщины (мощности) слоёв пород, отделяющих кровлю пласта «А» от кровли пласта «Б». Вертикальные толщины (мощности) пород, отделяющие кровлю пласта «А» от кровли пласта «Б», определяются по глубоким скважинам, которые вскрывают оба пласта. Как минимум они должны быть определены в трёх скважинах. Вскрытые вертикальные толщины (мощности) пород между двумя пластами надписывают около каждой скважины, по которой они определены, на плане их расположения.

Как и в предыдущем примере, для выявления закономерностей изменения вертикальных толщин (мощностей) на исследуемой площади строится карта *изохор* с помощью того же способа прямой интерполяции. Сечение изохор выбирается равным сечению изогипс, в этом случае изогипсы структурной карты кровли пласта «А» и изохоры пересекутся. В каждой точке их пересечения рассчитываются абсолютные отметки кровли пласта «Б». Расчёт производится вычитанием из абсолютной отметки кровли пласта «А» в этой точке величины изохоры, полученной при интерполяции и графическом построении.

В общем случае значение абсолютной отметки кровли пласта «Б» в точке пересечения изогипс и изохор определяется уравнением:

$$H_B = H_A - h_{AB}, \quad (2.2)$$

где H_A – абсолютная отметка кровли пласта «А» в точке пересечения изогипсы и изохоры; h_{AB} – расстояние от кровли

пласта «А» до кровли пласта «Б» в точке пересечения изогипсы и изохоры (как вертикальная мощность пород от кровли пласта «А» до кровли пласта «Б» в этой точке); H_B – абсолютная отметка кровли пласта «Б» в точке пересечения изогипсы и изохоры.

Вычислив, согласно уравнению, абсолютные отметки кровли пласта «Б» для каждой точки пересечения изогипсы пласта «А» и изохор, соединяем одинаковые значения плавными кривыми, которые и будут представлять собой изогипсы кровли более глубокозалегающего пласта «Б», т. е. структурную карту кровли пласта «Б» (рис. 2.8; 2.9).

Основой для проверки правильности произведённых построений является тот факт, что свод антиклинального поднятия, полученный при построении структурной карты кровли пласта «Б», будет смещён в сторону уменьшения расстояний между пластами «А» и «Б», т. е. в сторону уменьшения значений изохор.

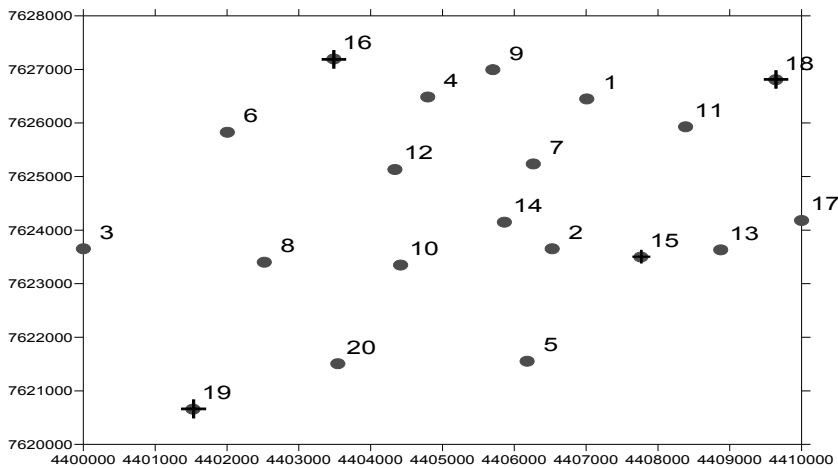
По окончании построения структурной карты кровли пласта «Б» изогипсы кровли пласта «А», изогипсы пласта «Б» и изохоры обозначаются различными условными знаками (или цветами).

Исходные данные

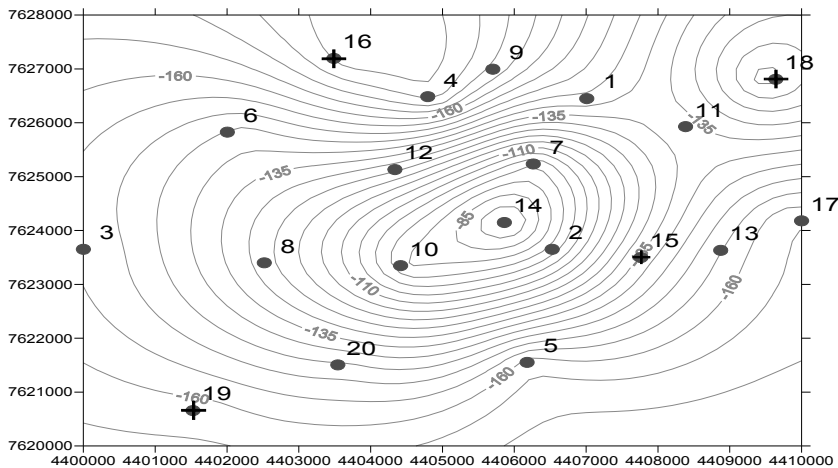
Вариант №...

Таблица 2.2

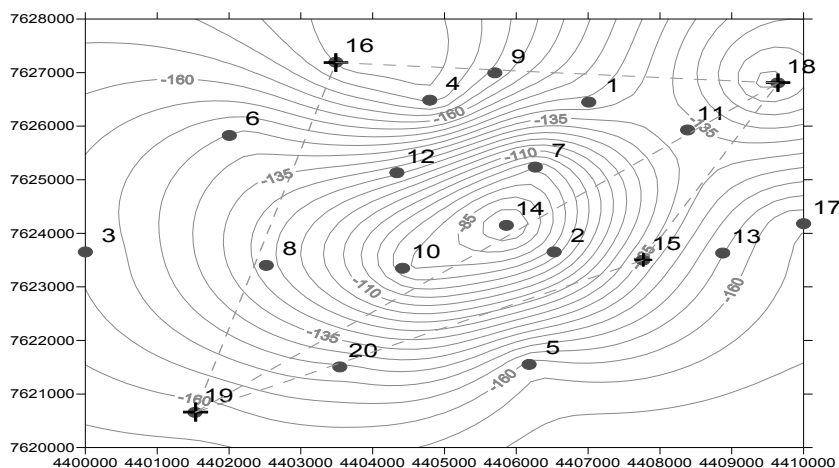
№ скв.	Координаты устья скважины		Альтитуда устья, м	Глубина залегания кровли пласта, м	
	X	Y		«А»	«Б»
1	2	3	4	5	6
1	4406986	7626453	41	185	—
2	4406530	7623652	43	140	—
3	4400350	7623652	48	200	—
4	4404890	7626490	42	220	—
5	4406200	7621550	47	210	—
6	4402248	7625830	45	188	—
7	4406281	7625238	43	138	—
8	4402735	7623401	48	172	—
9	4405748	7627000	45	213	—
10	4404532	7623348	52	141	
11	4408289	7625932	43	181	—
12	4404457	7625134	48	173	—
13	4408752	7623632	45	198	—
14	4405900	7624150	43	116	—
15	4407700	7623498	48	183	652
16	4403652	7627200	45	228	684
17	4409818	7624181	49	214	—
18	4409478	7626812	51	163	578
19	4401795	7620653	48	210	718
20	4403704	7621503	44	190	—
21					



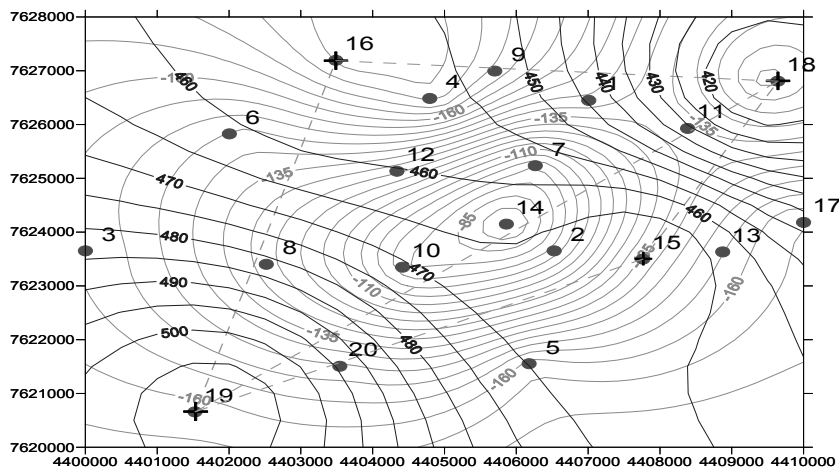
a



b



а



б

Рис. 2.8. Последовательность выполнения задания:

- а* – вынесение устьев скважин на план;
- б* – интерполяция и построение поверхности кровли пласта «А»;
- в* – соединение устьев скважин, подсекающих кровлю пласта «Б»;
- г* – интерполяция и построение изохор

Структурная карта кровли продуктивных отложений, построенная по методу схождения

Составил: Ибрагим Мааша, группа ИГБ-402-2011

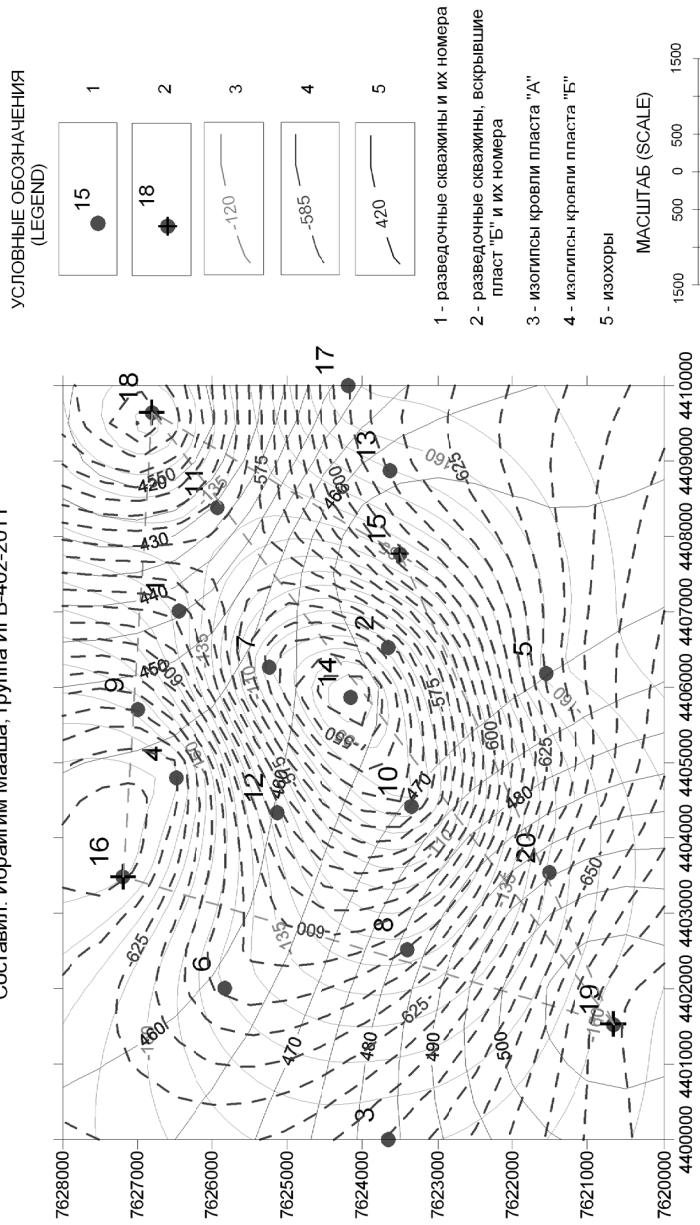


Рис. 2.9. Образец выполненного задания по приведённому варианту

ПОСТРОЕНИЕ КАРТ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА, ИЗОПАХИТ И ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН

Необходимость построения карт водонефтяного контакта (ВНК), изопакит и эффективных нефтенасыщенных толщин возникает при решении вопросов, связанных с определением объема залежи, подсчетом запасов нефти и контролем за разработкой залежи или месторождения.

Выполнение лабораторной работы начинается с выбора масштаба, нанесения скважин на план по координатам X и Y и построения структурных карт кровли и подошвы продуктивного пласта. Структурные карты строятся по способу прямой интерполяции на отдельных листах миллиметровой бумаги формата A4 или A3. Методика построения изложена в указаниях к лабораторной работе №2.

Далее производится построение карт ВНК, изопакит и эффективных нефтенасыщенных толщин и определение положения контуров нефтеносности на плане.

Карта водонефтяного контакта (ВНК) отражает в изогипсах положение поверхности раздела нефть–вода в залежах. Она помогает наиболее точно и объективно определять границы залежей, достоверно изучать характер поверхности их ВНК и широко используется при построении карт нефтенасыщенных толщин.

В геолого-промысловой практике с целью определения положения поверхности ВНК проводится следующий комплекс исследований:

- промысловые испытания скважин способом прострела (перфорации) обсадной колонны скважины, в результате чего ВНК определяется между самым низким положением интервала прострела дыр в обсадной трубе, давшим при испытании 100% нефти, и высшим интервалом прострела дыр, давшим 100% воды;

- геолого-промысловое изучение кернов, когда определяется наличие нефти и воды и их взаимное положение;

- геофизические исследования скважин (электрокаротаж методами КС и ПС и гаммакаротаж ГК и ГГК [Нестеров, Васильев, Волков, 1985]), позволяющие определить положение контактов нефть–вода и газ–вода.

Наиболее тщательно должны быть построены карты ВНК для пологих структур с небольшой высотой залежи, так как погрешности (даже очень небольшие) сильно сказываются на точности подсчёта запасов.

Для построения карты ВНК необходимо знать абсолютные отметки поверхности раздела нефть–вода в тех скважинах, которые пробурены в водонефтяной зоне продуктивного пласта (рис. 3.1). Выделить скважины, которые вскрывают ВНК, можно из анализа соотношения эффективной нефтенасыщенной толщины (h_n) и эффективной толщины (h) продуктивного пласта. Для скважин, вскрывающих ВНК, h_n имеет меньшее значение, чем h , но не равна нулю. Расчёт абсолютных отметок поверхности ВНК в этих скважинах производится путём добавления к абсолютным отметкам кровли пласта (h_k) значений эффективных нефтенасыщенных толщин (h_n) (табл. 3.1). Далее полученные значения абсолютных отметок поверхности ВНК надписываются у соответствующих скважин, проводится их интерполяция и строится карта изогипс поверхности ВНК (рис. 3.2 и 3.3). Во избежание ошибок сечения изогипс карты

ВНК рекомендуется выбирать такими же, как и для структурных карт кровли и подошвы пласта.

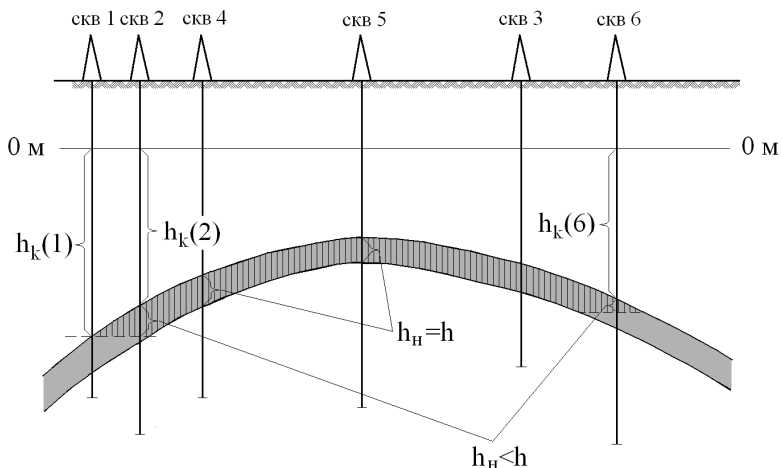


Рис. 3.1. Модель разреза соотношения эффективной нефтенасыщенной толщины (h_n) и эффективной толщины (h) продуктивного пласта

Карта изопахит (карта эффективных толщин) строится для наглядного представления об изменчивости эффективной толщины продуктивного пласта по площади. Так как пласт в данном случае однороден, значения эффективных толщин (суммарных толщин проницаемых прослоев) по скважинам вычисляют как разность между глубинами залегания подошвы и кровли пласта (см. табл. 3.1). Вычисленные значения эффективных толщин надписываются у скважин на плане их расположения, а затем, в соответствии с выбранным интервалом сечения, проводится интерполяция и строится карта изопахит в изолиниях. Построение карты изопахит производится способом треугольников, который использовался при построении структурных карт в лабораторной работе № 2.

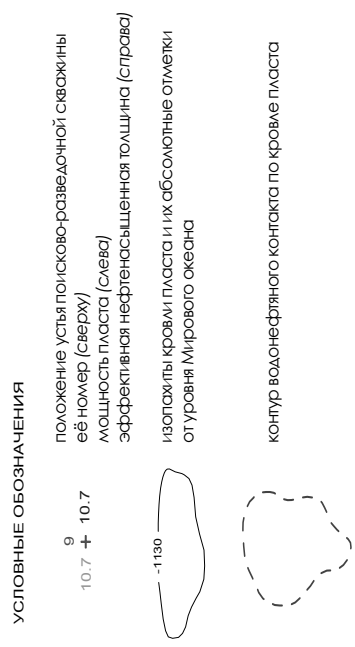
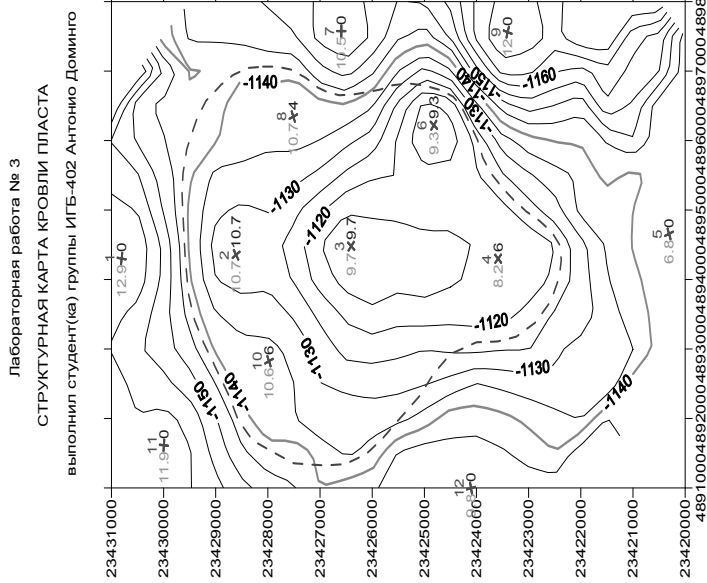
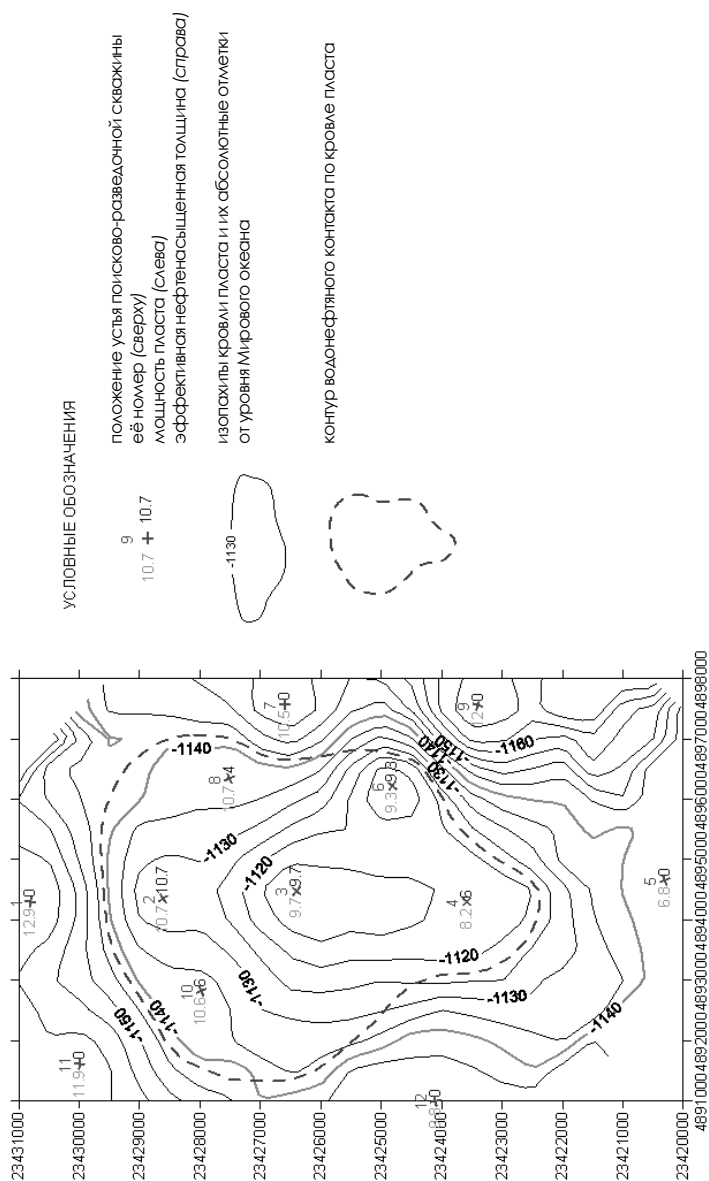


Рис. 3.2. Структурная карта кровли продуктивного пласта
и карта водонефтяного контакта (ВНК)



**Рис. 3.3. Структурная карта подошвы продуктивного пласта
и карта водонефтяного контакта (ВНК)**

ваем однородный пласт, эффективные нефтенасыщенные толщины в пределах внутреннего контура нефтеносности будут соответствовать общим толщинам пласта. В пределах водо-нефтяной зоны (в части площади, ограниченной внутренним и внешним контуром нефтеносности) нефтенасыщенной является лишь часть эффективной толщины.

Исходными данными для построения карты эффективной нефтенасыщенной толщины является карта изопахит и положение внутреннего и внешнего контуров нефтеносности на плане. При этом для оценки положения контуров нефтеносности используется структурная карта кровли и подошвы пласта и карта ВНК. Карта ВНК совмещается поочерёдно со структурными картами кровли и подошвы пласта. Точки пересечения изогипс ВНК с одноимёнными изогипсами кровли пласта определяют на плане положение внешнего контура нефтеносности, а точки пересечения изолиний ВНК с одноимёнными изогипсами подошвы пласта – внутренний контур нефтеносности (см. рис. 3.2 и 3.3). Но следует отметить, что наличие внешнего и внутреннего контуров нефтеносности характерно лишь для залежей нефти с краевой водой, а если залежь имеет подошвенную воду – внутреннего контура не будет. Далее контуры нефтеносности наносятся на карту эффективных толщин пласта.

Как видно из рис. 3.3, эффективная нефтенасыщенная толщина в границах залежи меняется от 0 м на внешнем контуре нефтеносности до максимального значения на внутреннем контуре, т. е. до 11, 2 м. В залежах внешний контур нефтеносности характеризуется содержанием нефти 0% и содержанием воды 100%. Внутренний контур нефтеносности, наоборот, характеризуется содержанием нефти 100% и содержанием воды – 0%. Значения эффективных нефтенасыщенных толщин в пределах внутреннего контура нефтеносности соответствуют значениям эффективных толщин. Линии равных эффективных нефтенасыщенных толщин представляют собой границы полей нефтеносности с различными значе-

ниями в соответствии с выбранным сечением. Например: 0–5 м, 5–10 м, 10–11,2 м (рис. 3.4).

Выделенные поля нефтеносности положены в основу вычисления средневзвешенной по площади эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта. Эта величина является важной для определения объема залежи при подсчете запасов нефти и газа.

ОБРАЗЕЦ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАДАНИЯ

Исходные данные

Вариант №...

Таблица

№ скв.	Координаты устья скважины		Альтитуда устья, м	Глубина залегания пласта (кровля-подошва), м	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
	X	Y			
1	4894275	23430808	28	1193–1205,9	0
2	4894328	23428615	23	1149–1159,7	10,7
3	4894451	23426408	27	1137–1146,7	9,7
4	4894273	23423592	24	1140–1148,2	6,0
5	4894627	23420317	23	1165–1171,8	0
6	4896172	23424825	27	1136–1145,3	9,3
7	4897512	23426598	21	1181–1191,5	0
8	4896295	23427518	24	1161–1171,7	4,0
9	4897497	23423410	25	1200–1212,0	0
10	4892815	23427985	23	1159–1169,6	6,0
11	4891618	23429999	27	1190–1201,9	0
12	4891008	23424112	24	1172–1181,8	0

Результаты построения приведены выше на рис. 3.2; 3.3 и 3.4.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

ПОДСЧЁТ ЗАПАСОВ НЕФТИ ОБЪЁМНЫМ МЕТОДОМ

Объёмный метод подсчёта запасов основан на знании геологического строения продуктивных пластов, условий залегания нефти в пластах и может быть использован на любой стадии их изученности, а также при любом режиме залежей.

Комплексная лабораторная работа выполняется по следующему плану.

1. Составление карт, характеризующих геологическое строение продуктивных пластов, их фильтрационно-ёмкостные свойства и степень нефтенасыщенности, в том числе:

1.1. Структурной карты кровли продуктивного пласта (рис. 4.1, А).

1.2. Структурной карты подошвы продуктивного пласта (рис. 4.1, Б).

1.3. Подсчётного плана (рис. 4.2).

1.4. Карты абсолютной пористости (рис. 4.3).

1.5. Карты эффективной пористости (рис. 4.3).

1.6. Карты эффективных толщин пласта (рис. 4.2).

1.7. Карты эффективных нефтенасыщенных толщин пласта (рис. 4.2).

2. Расчёт параметров, входящих в формулу для подсчёта запасов нефти:

2.1. площади нефтеносности;

- 2.2. средневзвешенной по площади нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта;
- 2.3. коэффициента эффективной пористости;
- 2.4. коэффициента нефтенасыщенности;
- 2.5. пересчётного коэффициента (объёмного коэффициента пластовой нефти);
- 2.6. коэффициента нефтеотдачи;
- 2.7. извлекаемых запасов нефти.

Методика построения карт освещена в предыдущих лабораторных работах, поэтому здесь основное внимание уделяется расчёту параметров, входящих в формулу для подсчёта извлекаемых запасов нефти.

Исходные данные

Вариант №...

Таблица 4.1

№ скв.	Альтитуда, м	Интервал залегания пласта, м	Общая толщина, м	Эффективная толщина, м
1	125	1100–1125	25	20
2	50	1250–1280	30	24
3	125	1311–1337	26	20
4	100	1300–1326,1	26,1	20,9
5	100	1262–1288,8	26,8	21,4
6	125	1287–1312,6	25,6	20,5
7	60	1235–1265	30	24
8	75	1175–1205	30	24
9	100	1143–1168,4	25,4	20,3
10	125	1200–1225,4	25,4	20,3

Таблица 4.2

№ скв.	Интервал отбора керна, м	Проницаемость, 10^{-15} м^3	Пористость, %		Фракционный состав, %						
			абсолютная	эффективная	+ 0,5 мм	-0,5+0,25 мм	-0,25+0,1 мм	-0,1+0,05 мм	-0,05+0,01 мм	-0,01 мм	Всего
1	1115–1125	1050	26	24	19	56	15	6	3	1	100
2	1250–1260	950	24	22	17	58	16	5	2	2	100
3	1325–1337	1000	25	23	18	57	14	7	4	0	100
4	1305–1315	1075	27	25	20	55	15	6	3	1	100
5	1265–1275	1000	25	23	15	60	13	8	2	2	100
6	1290–1300	1025	26	24	17	58	17	4	3	1	100
7	1240–1250	925	23	21	19	56	16	5	4	0	100
8	1190–1205	975	24	22	18	57	14	7	2	2	100
9	1150–1165	980	24	22	19	56	16	5	4	0	100
10	1210–1220	1020	26	24	18	57	14	7	3	1	100

Таблица 4.3

№ скв.	Среднесуточный дебит на дату расчёта, т		Плотность нефти, т/м ³	Примечания
	нефть	вода		
1	94	—	0,848	
2	—	—		Незначительное количество воды
3	—	50		Полностью обводнена
4	—	47		Полностью обводнена
5	—	43		Полностью обводнена
6	—	60		Полностью обводнена
7	—	—		Переведена в пьезометрическую
8	100	—		
9	96	—		
10	98	—		

Таблица 4.4

Удель- ный вес газа по воздуху	Фракционный состав к объёму, %						Пласто- вая темпера- тура, °С
	метан	этан	пропан	бутан	пентан	гексан+ высшие	
0,693	80	10	5	3	1	1	55

Дополнительные условия:

$P_{пл}$ – пластовое давление – 12,2 мПа;

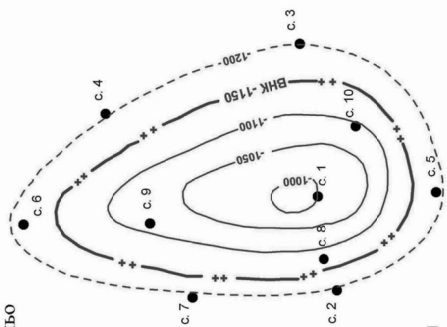
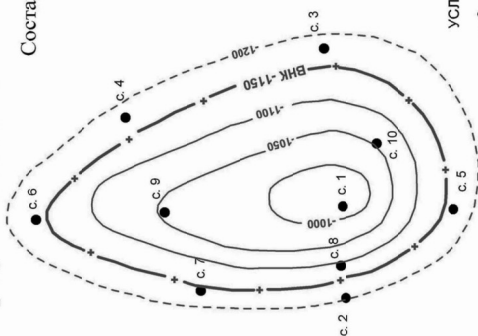
O – газовый фактор – 105 м³/т;

Режим залежи – водонапорный.

Структурная карта кровли продуктивного пласта

Структурная карта подошвы продуктивного пласта

Составил Фаиан Патино
ИГБ - 402



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

с 3 скважины и их номера

изогипсы кровли (подошвы) пласта

внешний контур нефтеносности (ВНК по кровле) пласта

внутренний контур нефтеносности (ВНК по подошве) пласта

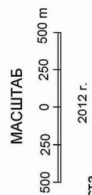


Рис. 4.1. Структурные карты продуктивного пласта

Расчёт параметров, входящих в формулу для подсчёта извлекаемых запасов нефти

Подсчёт запасов нефти объёмным методом производится по следующей формуле:

$$Q = F * h * m * \beta * \rho * \theta * \eta ,$$

где Q – извлекаемые запасы нефти (т); F – площадь нефтеносности (м^2); h – средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта (м); m – коэффициент эффективной пористости; β – коэффициент нефтенасыщенности; ρ – плотность нефти на поверхности (т/м^3); θ – пересчётный коэффициент, учитывающий усадку нефти; η – коэффициент нефтеотдачи.

При подсчёте запасов этим методом должны быть представлены:

а) обоснование выделенных категорий запасов с указанием их границ на подсчётном плане – структурной карте по кровле горизонта – с обозначением результатов опробования или пробной эксплуатации скважин условными знаками;

б) фактические данные по скважинам об эффективной толщине горизонта или пласта и его пористости, а также о методике получения и обоснования принятых исходных и средних величин для подсчёта;

в) данные об анализах нефти и усадке нефти при извлечении её на поверхность и о газовом факторе;

г) фактические данные о пластовом давлении, давлении насыщения и температуре горизонта месторождения;

д) данные о режиме горизонта, типе коллектора и его свойствах.

Методика определения параметров, входящих в формулу для подсчёта извлекаемых запасов нефти

Площадь нефтеносности (F) определяется границами распространения нефти в пределах продуктивного пласта. Она измеряется планиметром или другими способами на подсчётном плане по линии, проведённой между внешним и внутренним контурами нефтеносности и с учётом масштаба подсчётного плана (рис. 4.2).

$$F = n_F * N,$$

где n_F – число делений планиметра вдоль линии, проведённой между внешним и внутренним контуром нефтеносности; N – цена деления планиметра с учётом масштаба подсчётного плана ($\text{м}^2/\text{дел.}$).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (h) определяется как средняя арифметическая величина, взвешенная по площади с помощью карты эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 4.2) по формуле:

$$h = (h_1 * f_1 + h_2 * f_2 + h_3 * f_3 + \dots + h_n * f_n) / (f_1 + f_2 + f_3 + \dots + f_n),$$

где $h_1 ; h_2 ; h_3 ; \dots h_n$ – средние эффективные нефтенасыщенные толщины пласта между смежными изопакитами, соответствующие участкам от 1 до n (м); $f_1 + f_2 + f_3 + \dots f_n$ – площади каждого отдельного участка, ограниченные соседними изопакитами (м^2).

Сами величины эффективных нефтенасыщенных толщин берутся из табл. 4.1 исходных данных соответствующего варианта (см. выше).

Расчёт величин эффективных нефтенасыщенных толщин

Например:

Площадь участка f_1 между изопахитами 0 – 5 м:

$$h_1 = N (n_0 - n_5) ,$$

где N – цена деления планиметра с учётом масштаба структурной карты; n_0 – число делений планиметра вдоль внешнего контура нефтеносности (изопахита с величиной, равной 0 м); n_5 – число делений планиметра вдоль внутреннего контура нефтеносности (изопахита с величиной, равной 5 м); h_1 – средняя взвешенная величина изопахиты 2,5 м (от 0 до 5 м).

Площадь участка f_2 между изопахитами 5 – 10 м:

$$f_2 = N (n_5 - n_{10}) ,$$

n_{10} – число делений планиметра вдоль внутреннего контура нефтеносности (изопахита с величиной, равной 10 м); h_2 – средняя взвешенная величина изопахиты 7,5 м (от 5 до 10 м).

Площадь участка f_3 между изопахитами 10 – 11,2 м:

$$f_3 = N n_{10} ,$$

n_{10} – число делений планиметра вдоль внутреннего контура нефтеносности (изопахита с величиной, равной 10 м); h_3 – средняя взвешенная величина изопахиты 10,6 м (от 0 до 5 м).

Подсчётный план Карта эффективных нефтенасыщенных толщин

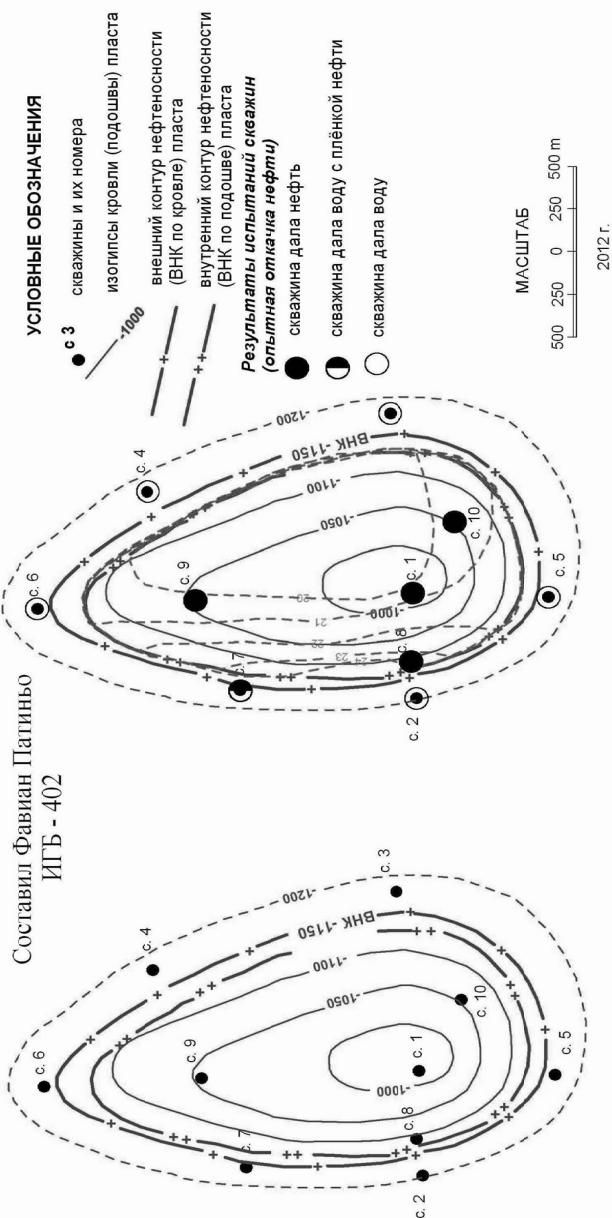
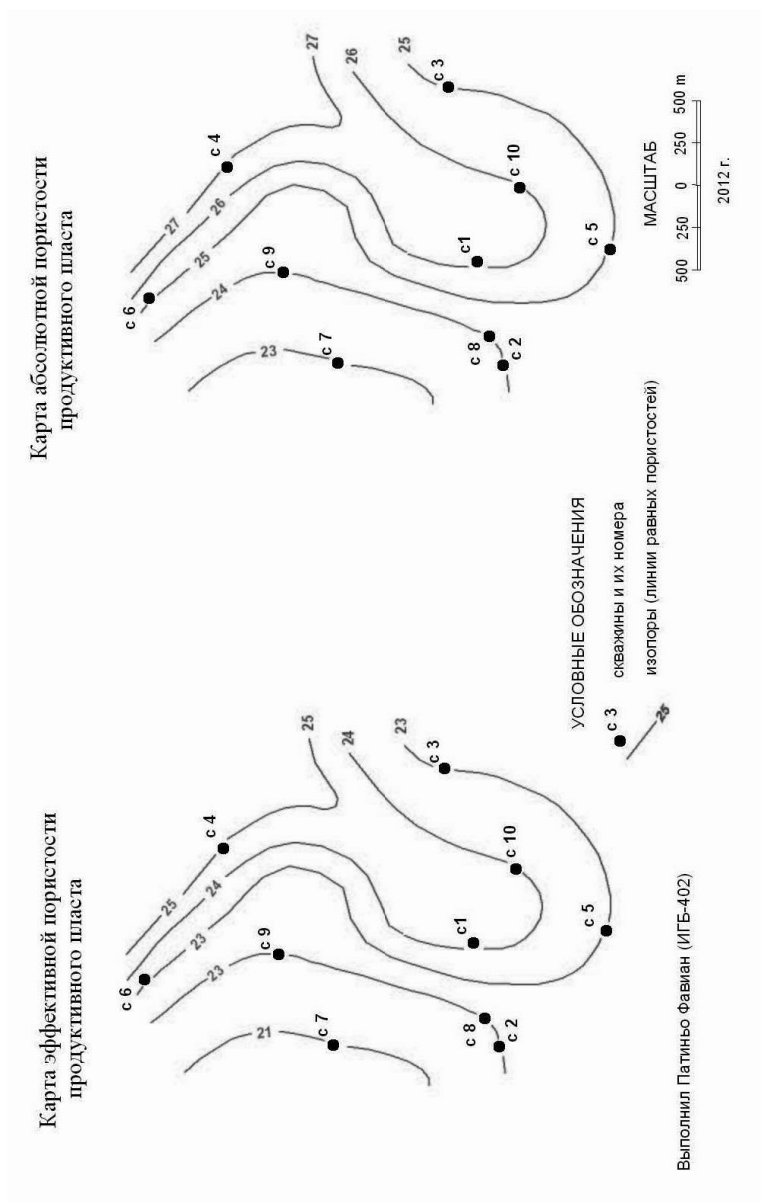


Рис. 4.2. Подсчётный план пласта
и карта его эффективных нефтенасыщенных толщин



**Рис. 4.3. Карты эффективной
и абсолютной пористости продуктивного пласта**

Коэффициент эффективной (открытой) пористости (m) характеризуется отношением объема сообщающихся пор в породе к объёму породы.

При подсчёте запасов нефти используется средняя величина открытой пористости, которая рассчитывается как средняя арифметическая взвешенная по площади величина на карте эффективной открытой пористости (рис. 4.3) по формуле:

$$m' = (m_1 * f_1 + m_2 * f_2 + m_3 * f_3 + \dots + m_n * f_n) / (f_1 + f_2 + f_3 + \dots + f_n),$$

где $m_1 ; m_2 ; m_3 ; \dots ; m_n$ – пористость на каждом отдельном участке; $f_1 + f_2 + f_3 + \dots + f_n$ – площади каждого отдельного участка с одинаковой пористостью (m^2).

При малом количестве фактических данных об открытой пористости продуктивного пласта величина пористости определяется по формуле:

$$m' = (m_1 + m_2 + m_3 + \dots + m_n) / (n).$$

Коэффициент эффективной (открытой) пористости

$$m = m' / 100.$$

Коэффициент нефтенасыщенности пород (β) выражает отношение объема содержащейся в породе нефти к суммарному объёму пор.

Этот коэффициент определяется через процентное содержание связанной воды в породах (K_v), т. е.

$$\beta = 1 - K_v / 100,$$

где β – коэффициент нефтенасыщенности; $K_v / 100$ – коэффициент водонасыщенности.

Коэффициент водонасыщенности ($K_v / 100$) зависит от типа пород-коллекторов и их проницаемости и рассчиты-

вается по кривым зависимости содержания связанной воды от проницаемости породы для каждого типа коллекторов (рис. 4.4).

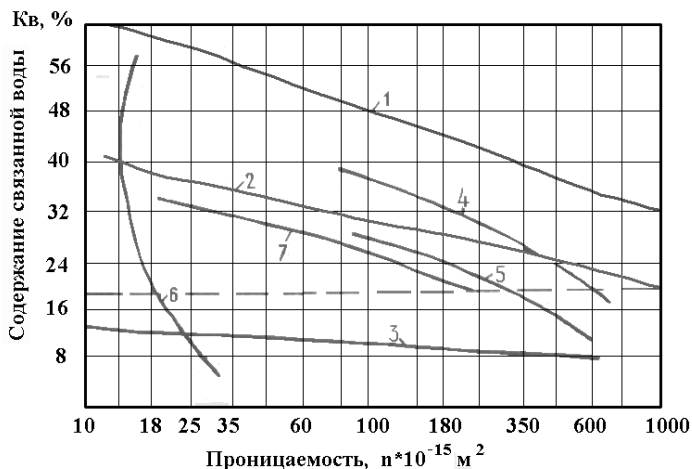


Рис. 4.4. Зависимость содержания связанной воды от проницаемости горных пород:

- 1 – мелкозернистые пески; 2 – среднезернистые пески;
 - 3 – крупнозернистые пески, известняки и доломиты;
 - 4, 5 – песчаники различных участков месторождения Туймазы;
 - 6 – известняки месторождения Ново-Степановка;
 - 7 – известняки месторождения Карташёво
- (кривые 1, 2, 3 даны по П. Джонсу [1947],
а кривые 4, 5, 6, 7 – по С. Заксу [1947])

В свою очередь, как известно, тип пород–коллекторов характеризуется геометрией порового пространства, смачиваемостью пористой среды и т.д. и определяется по максимальному содержанию отдельных фракций в породе (см. табл. 4.2 в исходных данных – см. выше).

Зная тип коллекторских пород и характерную для них среднюю арифметическую величину проницаемости, находим количество связанной воды (рис. 4.4). После определения со-

держания связанной воды рассчитывается коэффициент нефтенасыщенности по формуле:

$$\beta = 1 - K_e/100,$$

где K_e – количество связанной воды (%).

Прежде чем приступить к расчёту плотности нефти (ρ) и пересчётного коэффициента (θ), необходимо рассчитать объёмный коэффициент пластовой нефти (b).

Объёмный коэффициент пластовой нефти (b или β) учитывает различие свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях, которое обусловлено наличием в пластовой нефти растворённого газа $C_n H_{2n+2}$. Он показывает, какой объём в пластовых условиях занимает 1 кубический метр сепарированной нефти, взятый при стандартных условиях.

Объёмный коэффициент пластовой нефти вычисляется расчётным путём двумя алгоритмами:

- 1) по фракционному составу попутного нефтяного газа;
- 2) по данным о плотности газа.

Исходные данные для определения объёмного коэффициента пластовой нефти сведены в табл. 4.4 варианта задания (см. выше).

*1. Расчёт объёмного коэффициента
пластовой нефти
по данным фракционного состава газа*

Исходные данные: ρ – плотность нефти на поверхности (T/m^3);

$b(\beta)$ – газовый фактор (объёмный коэффициент пластовой нефти) (m^3 / T);

P – пластовое давление (МПа);

T_0 – температура пласта ($^{\circ}C$).

Содержание газа по данным анализов (доли единицы):

П метана ($C H_4$) = P_{CH_4} ;

П этана ($C_2 H_6$) = $P_{C_2H_6}$;

П пропана ($C_3 H_8$) = $P_{C_3H_8}$;

П бутана ($C_4 H_{10}$) = $P_{C_4H_{10}}$.

При расчёте определяются:

1.1. Содержание отдельных компонентов нефти при указанном газовом факторе (m^3 / T):

$$Q_k = P_k + b,$$

где P_k – содержание отдельных газов.

Например:

$$Q_{CH_4} = P_{CH_4} + b ,$$

$$Q_{C_2H_6} = P_{C_2H_6} + b ,$$

и так далее.

$$\text{Итого } Q_{CH_4} + Q_{C_2H_6} + \dots = Q .$$

1.2. Объёмное содержание компонентов нефти на $1 m^3$ нефти (m^3/T):

$$V_k = Q_k + \rho,$$

где V_k – объём отдельных газов.

Например:

$$V_{CH_4} = Q_{CH_4} + \rho,$$

$$V_{C_2H_6} = Q_{C_2H_6} + \rho,$$

и так далее.

$$\text{Итого } V_{CH_4} + V_{C_2H_6} + \dots = V .$$

Зная физические свойства углеводородных газов (табл. 4.5) при нормальных условиях (0,1 МПа и 15,5 °С) и при условии, что весь газ растворён в нефти, подсчитываем:

а) массы компонентов газа $m_k = V_k * (M_k / 22,4)$;

б) объём компонентов газа в жидкой фазе:

$$V_k^* = V_k * ((0,042 * M_k) / \rho_k),$$

где M_k – молекулярный вес отдельных компонентов; ρ_k – плотность по воде (масса газа в жидкой фазе), кг/л.

Таблица 4.5

Физические свойства углеводородных газов
(все свойства приведены для давления 0,1 МПа
и температуры 15,5° С)

№ п.п.	Показатели	Метан СН ₄	Этан С ₂ Н ₆	Пропан С ₃ Н ₈	Изобутан С ₄ Н ₁₀	Нормаль- ный бутан С ₄ Н ₁₀
1	Относительная молекулярная масса, М	0,01604	0,03007	0,04410	0,5812	0,05812
2	Величина, обратная молекулярной массе	0,0623	0,0333	0,0227	0,0172	0,0172
3	Плотность газа в жидкой фазе по воде	0,3	0,378	0,509	0,564	0,564
4	Плотность по воздуху	0,554	1,038	1,522	2,006	2,006
5	Молярный объём, м ³ /моль	1,4	0,74	0,508	0,385	0,385
6	Молярная масса, кг/моль	0,714	1,35	1,97	2,85	2,85
7	Удельный объём: газа в жидкой фазе, м/кг; жидкого газа в газовой фазе, м ³ /л	0,442 2,26	0,29 3,36	0,272 3,66	0,23 4,36	0,236 4,2
8	Критическая температура, °С	-82,5	+32,28	+96,78	+134	+152
9	Критическое давление, МПа	4,58	4,82	4,2	3,64	3,75
10	Удельная газовая постоянная, Дж/(кг * °С)	51,94	27,70	18,84	14,3	14,3

При этом надо иметь в виду, что величины
 $M_k / 22,4$ – масса 1 м³ газа (кг),
 $(0,042 * M_k) / \rho_k$ – объём 1 м³ газа в жидкой фазе (л)
являются величинами постоянными для отдельных компонентов газа (см. табл. 4.5).

Расчётные данные сводятся в табл. 4.6.

Продолжение табл. 4.5

№ п.п.	Показатели	Изопентан C ₅ H ₁₂	Нормальный пентан C ₅ H ₁₂	Гексан C ₆ H ₁₄	Гептан C ₇ H ₁₆	Азот N ₂	Углекислый газ CO ₂
1	Относительная молекулярная масса, М	0,07515	0,07515	0,08617	0,1002	0,02802	0,04401
2	Величина, обратная молекулярной массе	0,0139	0,0139	0,0116	0,00998	–	–
3	Плотность газа в жидкой фазе по воде	0,624	0,631	0,664	0,688	0,808	1,56
4	Плотность по воздуху	2,49	2,49	2,974	3,459	0,967	1,514
5	Молярный объём, м ³ /моль	0,31	0,31	0,262	0,223	0,799	0,509
6	Молярная масса, кг/моль	3,22	3,22	3,81	4,48	1,25	1,964

№ п/п	Показатели	Изопентан $C_5 H_{12}$	Нормальный пентан $C_5 H_{12}$	Гексан $C_6 H_{14}$	Гептан $C_7 H_{16}$	Азот N_2	Углекислый газ CO_2
7	Удельный объём: газа в жидкой фазе, м/кг; жидкого газа в газовой фазе, м ³ /л	0,205 4,9	0,207 4,85	0,182 5,49	0,1625 6,15	— —	— 1,19
8	Критическая температура, °С	+187,78	+197,2	+234,78	+267	—	–31,1
9	Критическое давление, МПа	3,29	3,30	2,994	2,70	3,349	7,29
10	Удельная газовая постоянная, Дж/(кг * °С)	11,65	11,65	9,65	8,31	29,67	18,88

Однако пластовая температура для этана и метана (см. табл. 4.5) выше критической, следовательно, эти газы находятся в пластовой нефти не в жидком, а в растворённом состоянии, поэтому далее определяются:

1) масса компонентов от пропана и выше, кг

$$M(C_3H_8) = M - [m(C_2H_6) + m(C_2H_4)];$$

2) объём компонентов от пропана и выше, л

$$V''(C_3H_8) = V'' - [V(C_2H_6) + V(C_2H_4)];$$

3) плотность смеси компонентов от пропана и выше, кг/л

$$\rho(C_3H_8) = M(C_3H_8) / V''(C_3H_8);$$

4) процентное содержание этана в смеси углеводородов (этан + высшие), %

$$P_{C_2H_6} = 100 * M(C_2H_6) / \{M - [m(CH_4) + m(C_2H_6)]\}.$$

Таблица 4.6

**Результаты расчётов массы и объёма
отдельных компонентов газа в нефти**

Углеводороды	Масса отдельных компонентов газа на 1 м ³ нефти (кг)	Объём компонентов в жидкой фазе на 1 м ³ нефти (л)
Метан CH ₄	$m(CH_4) = V(CH_4) = M(CH_4) / 22,4$	$V''(CH_4) = [V(CH_4) * 0,0422 * M(CH_4)] / \rho(CH_4)$
Этан C ₂ H ₆	$m(C_2H_6) = V(C_2H_6) = M(C_2H_6) / 22,4$	$V''(C_2H_6) = [V(C_2H_6) * 0,0422 * M(C_2H_6)] / \rho(C_2H_6)$
и т.д.	и т.д.	и т.д.
Нефть	$m_H = V_H * \rho$	$V'' = 1000$ литров
Итого	$M = m(CH_4) + m(C_2H_6) + \dots + m_H$	$V'' = V''(CH_4) + V''(C_2H_6) + \dots + V_H$

Из рис. 4.5 по вычисленным значениям (плотность смеси пропан + высшие, при содержании этан + $P_{C_2H_6}$) находим плотность смеси этан + высшие ($\rho(C_2H_6)$).

Для определения плотности нефти вычисляем процентное содержание метана в смеси углеводородов (метан + высшие):

$$P_{CH_4} = 100 * M(CH_4) / M.$$



Рис. 4.5. Определение плотности смеси этан+высшие при различном содержании этана в смеси

Из диаграмм на рис. 4.6 по вычисленным значениям (плотность смеси этан и высшие (нижняя ось) и процентному содержанию метана (Π_{CH_4})) находим в проекции на вертикальную ось плотность пластовой нефти (ρ_n).

В полученное значение вводим поправки:

- на сжимаемость жидкости (δ_1);
- тепловое расширение жидкости (δ_2).

Поправка на сжимаемость жидкости (при давлениях (P) от 0,35 до 40 МПа) определяется из рис. 4.7.

Плотность нефти в пласте с учётом поправки на сжимаемость жидкости (δ_1) в кг/л:

$$\rho_n^{\delta_1} = \rho_n + \delta_1.$$

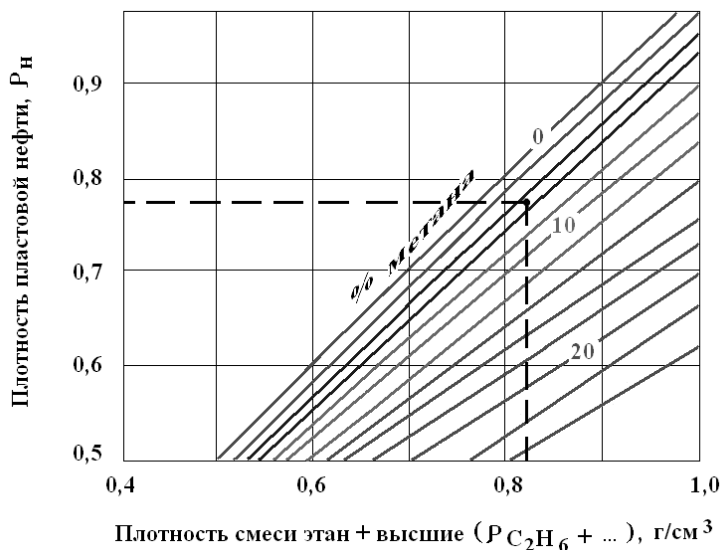


Рис. 4.6. Определение плотности пластовой нефти по данным о плотности смеси этан+высшие по количеству растворённого в нефти метана

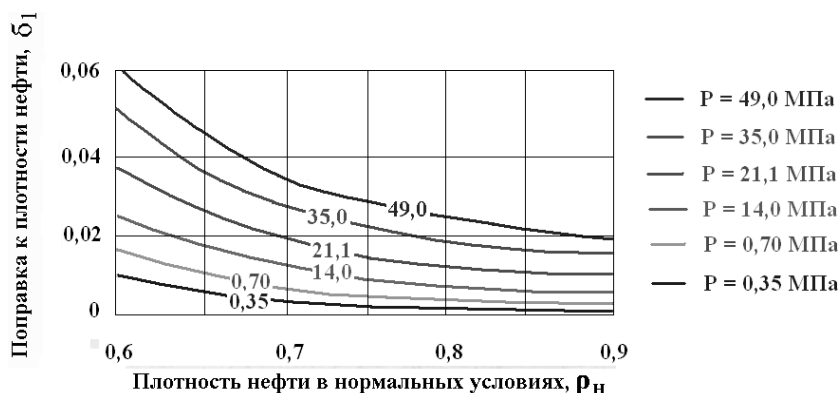


Рис. 4.7. Сжимаемость пластовых нефтей
Величины поправок, приведённые на вертикальной оси диаграммы, прибавляют к плотности нефти при атмосферном давлении и температуре +15,5°C

Поправка на тепловое расширение пластовой нефти определяется на рис. 4.8.

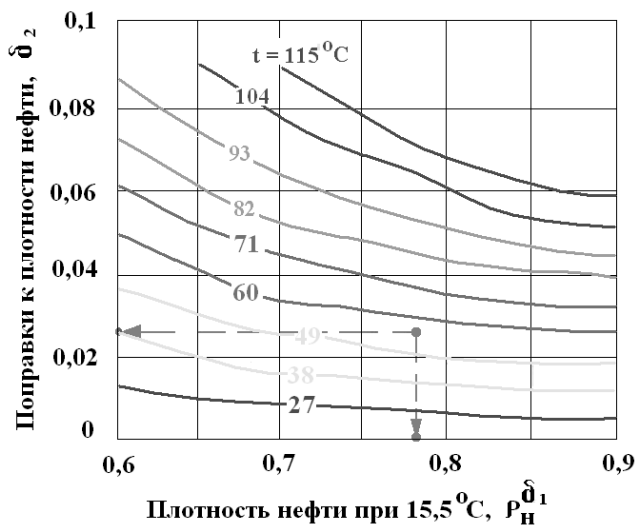


Рис. 4.8. Диаграммы величин теплового расширения нефти

Величины поправок, приведённые на вертикальной оси диаграмм, вычитают из плотности нефти рассчитываемой при атмосферном давлении и температуре 15,5 °C

Плотность нефти в пласте с учётом поправки на тепловое расширение жидкости за счёт температуры, кг/л:

$$\rho_n^{\delta^2} = \rho_n^{\delta^1} + \delta_2.$$

Объём нефти в пластовых условиях, л

$$V = M / \rho_n^{\delta^2}.$$

Коэффициент объёмного расширения нефти

$$b = V / V_{\text{н}}^*$$

Коэффициент усадки нефти, показывающий уменьшение объёма нефти при её извлечении из пластовых условий на поверхность:

$$\varepsilon = (b - 1) / b.$$

Пересчётный коэффициент

$$\theta = 1 / b.$$

2. Расчёт объёмного коэффициента пластовой нефти по данным о плотности газа

Определение объёмного коэффициента пластовой нефти по данным о плотности газа производится, если точный состав попутного нефтяного газа неизвестен.

Исходные данные:

$\rho_{\text{г}}^{\text{г}}$ – плотность газа (по воздуху),

ρ – плотность нефти, т/м^3 ,

G – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$,

P – пластовое давление, мПа ,

T – пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$,

γ – плотность воздуха при нормальных условиях,

$T = 15,5^{\circ}\text{C}$, $P = 0,1 \text{ мПа}$.

При расчёте определяются:

1. Кажущаяся плотность газа в жидкой фазе – $\rho_{\text{г}}^{\text{ж}}$ (как отношение приращения массы нефти к приращению её объёма в результате растворения газа в нефти).

Кажущаяся плотность газа в жидкой фазе определяется по исходным данным (плотность газа по воздуху – $\rho_{\text{г}}^{\text{г}}$ и плотность нефти – ρ) из рис. 4.9.

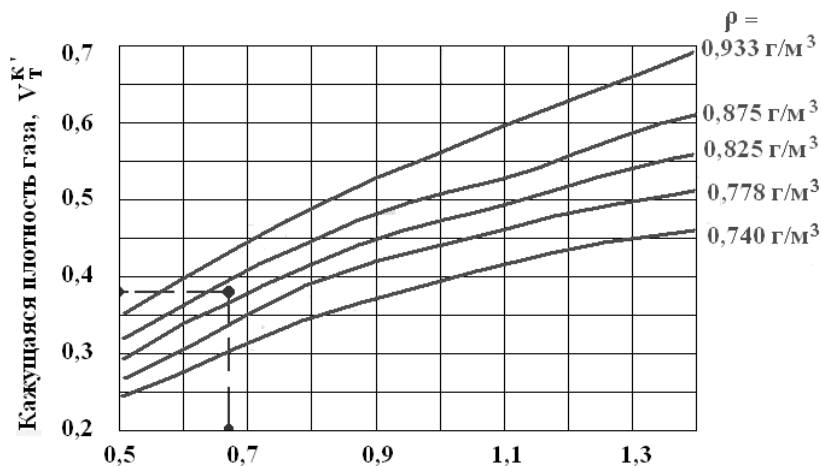


Рис. 4.9. Определение кажущейся плотности газа в жидкой фазе

2. Масса газа, растворённого в 1 м³ нефти, кг:

$$M_{\Gamma} = \Gamma * \rho_{\Gamma}^{\epsilon} * \gamma.$$

3. Объём гага в жидкой фазе, л:

$$V_{\Gamma} = M_{\Gamma} / \rho_{\Gamma}^{\kappa}.$$

4. Плотность нефти в пластовых условиях, кг/л:

$$\rho_n = (\rho * 1000 + M_{\Gamma}) / (1000 + V_{\Gamma}).$$

В полученное значение плотности пластовой нефти вводим поправки:

- а) на сжимаемость жидкости (δ_1);
- б) тепловое расширение жидкости (δ_2) .

Поправки на сжимаемость жидкости (при Р) определяются из рис. 4.7.

5. Плотность нефти в пласте с учётом поправки на сжимаемость жидкости (δ_1), кг/л:

$$\rho_n^{\delta_1} = \rho_n + \delta_1.$$

Поправки на тепловое расширение (при Т) определяются из рис. 4.8.

6. Плотность нефти в пласте с учётом поправки на тепловое расширение за счёт температуры, кг/л:

$$\rho_n^{\delta_2} = \rho_n^{\delta_1} + \delta_2.$$

7. Объём нефти в пластовых условиях, л:

$$V = (\rho * 1000 + M_r) / (\rho_n^{\delta_2}).$$

8. Коэффициент объёмного расширения нефти:

$$b = V / V_n^*,$$

где V_n^* – объём нефти на поверхности земли, м³.

9. Коэффициент усадки нефти:

$$E = (b - 1) / b.$$

10. Пересчётный коэффициент:

$$\Theta_2 = 1 / b, \text{ или } \Theta_2 = 1 - E.$$

В формулу для подсчёта запасов нефти подставляется средняя арифметическая величина пересчётного коэффициента, определённого по двум методикам:

$$\Theta = (\Theta_1 + \Theta_2) / 2.$$

Коэффициент нефтеотдачи (η) продуктивного пласта определяется отношением суммарной массы извлечённой нефти к начальному содержанию её в пласте по массе.

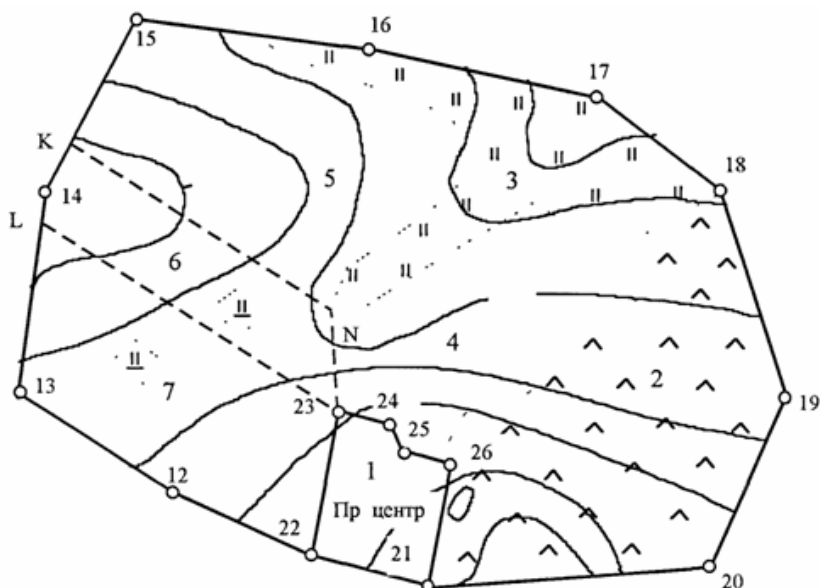
3. Пример расчёта параметров для подсчёта запасов нефти объёмным методом

Площадь нефтеносности определяется на подсчётном плане (см. рис. 4.2) по формуле планиметра:

$$S=1/2\sum x_i(y_{i+1}-y_{i-1}); S=1/2\sum y_i(x_{i-1}-x_{i+1}),$$

где x, y – прямоугольные координаты каждого узла (вершины) многоугольника, описывающего контур пласта, $i = 1, 2, 3 \dots$ – номер вершин полигона (рис. 4.10).

Или в программах SURFER (v.11), PETREL, ArcView построением полигонов по контуру внешнего водонефтяного контакта.



**Рис. 4.10. Пример построенного полигона
для определения его площади по формуле планиметра**

Площадь нефтеносности определяется границами пространства нефти в пределах продуктивного пласта. Площадь ограничена линией, проведенной между внутренним и внешним контурами ВНК, и просчитана (с учетом масштаба 1:25000) с помощью программы Surfer 11:

$$F = 480,62 * 62500 = 30038750 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (h) определяется как средняя арифметическая величина, взвешенная по площади с помощью карты эффективных нефтенасыщенных толщин по формуле:

$$h = (h_1 * f_1 + h_2 * f_2 + h_3 * f_3 + \dots + h_n * f_n) / (f_1 + f_2 + f_3 + \dots + f_n),$$

где $h_1 ; h_2 ; h_3 ; \dots h_n$ – средние эффективные нефтенасыщенные толщины пласта между смежными изопакитами, соответствующие участкам от 1 до n (м); $f_1 + f_2 + f_3 + \dots f_n$ – площади каждого отдельного участка, ограниченные соседними изопакитами (м²). Определены с помощью Surfer 11.

$$h = \frac{156250 * 20 + 5180625 * 15 + 14976250 * 10 + 29601250 * 5}{32775625} = 7,61$$

Коэффициент эффективной (открытой) пористости (m) характеризуется отношением объема сообщающихся пор в породе к объёму породы.

При подсчёте запасов нефти используется средняя величина открытой пористости, которая рассчитывается как средняя арифметическая взвешенная по площади величина на карте эффективной открытой пористости по формуле:

$$m' = (m_1 * f_1 + m_2 * f_2 + m_3 * f_3 + \dots + m_n * f_n) / (f_1 + f_2 + f_3 + \dots + f_n),$$

где $m_1; m_2; m_3; \dots; m_n$ – пористость на каждом отдельном участке; $f_1 + f_2 + f_3 \dots f_n$ – площади каждого отдельного участка с одинаковой пористостью (m^2).

$$m' = [21 * 541875 + 20 * (2806250 - 541875) + 19 * (9785626 - 2806250) + 18 * (19329375 - 9785625) + 17 * (31573125 - 19329375)] / 32775625 = 17,37.$$

Коэффициент эффективной (открытой) пористости:

$$m = m' / 100 = 17,37 / 100 = 0,17.$$

Коэффициент нефтенасыщенности пород (β) выражает отношение объема содержащейся в породе нефти к суммарному объёму пор.

Этот коэффициент определяется через процентное содержание связанной воды в породах (K_v), т. е.

$$\beta = 1 - K_v / 100,$$

где β – коэффициент нефтенасыщенности; $K_v / 100$ – коэффициент водонасыщенности.

Коэффициент водонасыщенности ($K_v / 100$) зависит от типа пород-коллекторов и их проницаемости и рассчитывается по кривым зависимости содержания связанной воды от проницаемости породы для каждого типа коллекторов. В данном случае преобладают среднезернистые пески с размером частиц 0,25–0,1 мм. Средняя проницаемость $638 * 10^{-15} \text{ м}^3$. $K_v = 23\%$. $\beta = 1 - 23 / 100 = 0,77$.

Плотность нефти на поверхности задана изначально и равна $0,860 \text{ т/м}^3$.

Прежде чем определять пересчётный коэффициент, необходимо рассчитать объёмный коэффициент пластовой нефти, который учитывает различие свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях, обусловленное наличием в пла-

стовой нефти растворенного газа. Объемный коэффициент рассчитывался по данным фракционного состава газа. Исходными данными являлись плотность нефти на поверхности, газовый фактор, пластовое давление, температура пласта, содержание газа по данным анализа в долях единиц. При расчете определялись содержания отдельных компонентов нефти при указанном газовом факторе, объемное содержание компонентов нефти на 1 м³ нефти, массы компонентов газа, объем компонентов газа в жидкой фазе, масса компонентов от пропана и выше, объем компонентов от пропана и выше, плотность смеси от пропана и выше, процентное содержание этана в смеси УВ этан+высшие, плотность смеси этан+высшие, процентное содержание метана в смеси метан+высшие. Была определена плотность пластовой нефти с поправками на сжимаемость жидкости и тепловое расширение пластовой нефти, затем ее объем. Используя полученные значения, был вычислен коэффициент объемного расширения нефти и коэффициент усадки нефти. После этого был определен пересчетный коэффициент.

Коэффициент нефтеотдачи определяется с учетом режима залежи. В данном случае режим упруговодонапорный, соответственно, коэффициент нефтеотдачи равен 0,6.

С учетом полученных значений извлекаемые запасы нефти составляют:

$$Q = 30038750 * 7,61 * 0,17 * 0,77 * 0,86 * 0,88 * 0,6 = 13960749 \text{ т.}$$

ЛИТЕРАТУРА

1. *Джонс П. Д.* Механика нефтяного пласта. – М.: Гос-топтехиздат, 1947.
2. *Закс С. Л.* Отбор и исследование кернов на водо- и нефтенасыщенность // Нефтяное хозяйство. – 1947. – № 6. – С. 24–30.
3. *Жданов М.А.* Нефтегазопромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1981.
4. *Мотузов И.С., Абрамов В.Ю., Ромеро Моисес.* Методические рекомендации к дипломному проекту. III. Подсчёт запасов нефти и газа. – М.: РУДН, 2014.
5. *Нестеров И.И., Васильев В.Б., Волков А.М.* и др. Теория и практика разведки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985.
6. *Хакимов М.Ю., Рыжков А.П.* Методические указания к лабораторным работам по курсу «Нефтепромысловая геология, подсчёт запасов и геологические основы разработки месторождений нефти и газа». – М.: Изд-во УДН, 1988.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ОСАДОЧНЫЕ ПОРОДЫ

2.1 Обломочные и глинистые породы разного состава

Рыхлые		Сцементированные	
	Глыбы		Глыбовые брекчии
	Валуны (а), неокатанные валуны (б)		Валунный конгломерат (а), валунные брекчии (б)
	Гальки (а), щебень (б)		Галечниковый конгломерат (а), щебеночные брекчии (б)
	Гравий (а), древесная брекчия (б)		Гравийный конгломерат (а), гравийная брекчия (б)
	Пески		Песчаники
	Алевриты		Алевриты
	Глины		Аргиллиты

П р и м е ч а н и е. Состав пород обозначается в тексте при помощи прилагательных. Например, песчаники кварцевые, аркозовые, гранатые, цирконовые и т. п.

2.2 Карбонатные

	Известняки		Доломиты
--	------------	--	----------

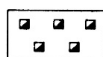
2.3 Бокситы и бокситовые породы

	Бокситы		Аллиты
--	---------	--	--------

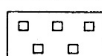
2.4 Кремнистые

	Трепелы, диатомиты		Опоки, спонголиты		Радиоляриты, яшмы
--	--------------------	--	-------------------	--	-------------------

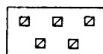
2.5 Сульфатно-галогенные



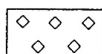
Гипс



Каменная соль

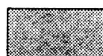


Ангидрит



Калийно-магниевые соли

2.6 Каустобиолиты



Каменный уголь, бурый уголь, горючие сланцы

П р и м е ч а н и е . Особенности состава, структуры и текстуры пород могут отображаться путем усложнения или дополнения опорных знаков.

СОДЕРЖАНИЕ

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1. Построение профильного геологического разреза по материалам документации буровых скважин.....	3
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2. Построение структурных карт способом прямой интерполяции и методом схождения.....	16
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3. Построение карт водонефтяного контакта, изопакит и эффективных нефтенасыщенных толщин.....	36
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4. Подсчёт запасов нефти объёмным методом.....	44
ЛИТЕРАТУРА.....	72
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	73

Учебное издание

**Владимир Юрьевич Абрамов
Наталья Валентиновна Павлинова**

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ПОДСЧЁТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Тематический план изданий
учебной и научной литературы 2016 г., № 7

Редактор *Ж.В. Медведева*
Технический редактор *Н.А. Ясько*
Компьютерная верстка *Ю.А. Заикина*
Дизайн обложки *Ю.Н. Ефремова*

Подписано в печать 15.02.2017 г. Формат 60×84/16. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 4,75. Тираж 100 экз. Заказ 928

Российский университет дружбы народов
115419, ГСП-1, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 3

Типография РУДН
115419, ГСП-1, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 3, тел. +7 (495) 952-04-41