

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

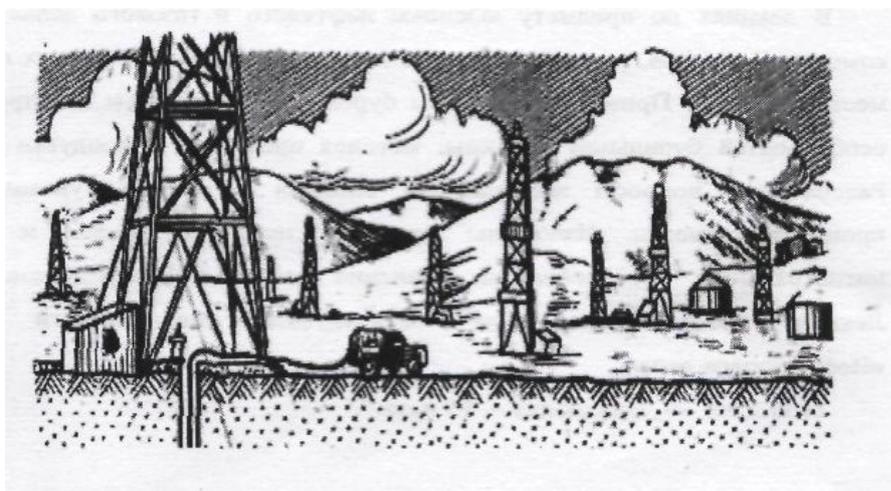


**БУХАРСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ПИЩЕВОЙ И ЛЕГКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**КАФЕДРА «ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к выполнению практических занятий по предмету «Промысловая
геология»**

**(для студентов бакалавриата специальностей 5542000- «Разработка и
эксплуатация нефтегазовых месторождений» и 5140900 –
Профобразование (по специальности 5542000- «Разработка и
эксплуатация нефтегазовых месторождений»)**



Бухара- 2010 г.

Составители:

доц. Жумаев К.К.
асс. Гайбуллаев С.А..
асс. Сафаров Ш. И.

Рецензенты: нач.цех КРС УДП “Газлинефтьгаздобыча” Ашуров С.
зам. директор по учебно- практических работ
Бухарского нефтегазового колледжа к.т.н. Муродов М. Н.

Рассмотрено: На заседании кафедры «Техника и технология нефтегазовой промышленности» Протокол № _____ от « ____ » _____ 2010 г.

Утверждено: Учебно-методическим советом Бух.ТИП и ЛП.
Протокол № _____ от « ____ » _____ 2010 г.

А Н Н О Т А Ц И Я

В практических занятиях по предмету «Промысловая геология» изложены комплекс подсчетов связанных с разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений и разные методы для подсчетов запасов нефти и газа. Рассмотрены составления геологических профилей по бурению скважин, изучения разрезов продуктивного горизонта и химических характеристик вод и повторная обработка их результатов.

Практические занятия предназначены для студентов бакалавриата специальностей 5542000- «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений» и 5140900 – Профобразование (по специальности 5542000- «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений»)

ОГЛАВЛЕНИЕ

1.Подсчет по информации разработки запасов нефти.....	4
2.Подсчет запасов свободного газа.....	9
3.Объемный метод подсчета запасов газа в газовой залежи.....	12
4. Метод подсчета запасов свободного газа по падению давления.....	13
5. Объемно-статистический метод.....	16
6.Основной коэффициент нефтеотдачи по информации бурения скважин.....	20
7.Составление геологических профилей по информации бурения скважин.....	28
8.Изучения разрезов продуктивного горизонта.....	38
9.Химическая характеристика вод и повторная обработка их результатов.....	45

1. Подсчет по информации разработки запасов нефти

Учитывая, что основной объем залежи находится в *XU-HP* горизонте, запасы нефти и газа подсчитаны совместно для *XU-HP* и *XU-P* горизонтов.

Промышленные притоки нефти получены в скважине №2 Шимолий Испанлы ($Q_n^2 = 4 \text{ м}^3/\text{сут}$ интервал 2378—2382 м с водой $Q_b^2 = 3,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_n = 4,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ интервал 2368-2370 с водой ($Q_b = 6,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_d = 1385 \text{ м}$).

Опытно-промышленная эксплуатация на месторождении не проводилась, потому единственно возможным, обеспеченным подсчетными параметрами, является объемный метод.

По величине запасов нефти и газа рассматриваемое месторождение является мелким, по сложности геологического строения месторождение относится к сложным.

Категоричность запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов определена в соответствии со степенью изученности оцениваемых объектов.

Вследствие корректировок модели месторождения в процессе проведения поисковых работ из-за неоднозначности интерпретации материалов ОГТ поисковые скважины были неудачно расположены вдоль длинной оси структуры на юго-восточном крыле. В результате сводовая часть и северо-западное крыло оказались неизученными глубоким бурением.

Поэтому в пределах контура нефтеносности выделено два подсчетных поля: поле I категории C_1 , и поле II категории C_2 . Поле I категории C_1 , выделено в пределах юго-восточного крыла структуры, изученного глубоким бурением, и в пределах которого контуры структуры и содержащегося в ней рифового тела подтверждены данными ОГТ.

В пределах поля категории C_1 пробурено три скважины (№1 Сев. Испанлы, №№1, 2 Сев. Испанлы), вскрывших весь продуктивный разрез, и в которых были испытаны продуктивные отложения и выполнен комплекс геолого-геофизических исследований достаточный для обоснования подсчетных параметров.

В пределах поля II категории C_2 глубокие скважины отсутствуют, а контуры структуры и содержащегося в ней рифового тела подтверждены данными ОГТ.

Поле I категории C_1 , принято в пределах контуров ГНК и ВНК в восточной, юго-восточной и северо-восточной частях залежи и по линии 1-1, проведенной на расстоянии 500 м к западу и северо-западу от скважин № 1 Сев. Испанлы, №№ 1, 2 Сев. Испанлы, что соответствует двойному расстоянию между эксплуатационными нефтяными скважинами.

Поле II категории C_2 принято в пределах контуров ГНК и ВНК в западной, юго-западной и северо-западной частях залежи и по линии 1-1, отделяющей это поле от поля категории C_2

Подсчет геологических запасов нефти

В соответствии с принятым методом, подсчет запасов нефти произведен по формуле:

$$Q_n = V \cdot K_n \cdot K_k \cdot \rho \cdot \Theta \cdot \eta$$

Q_u — извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн;
 $V = F \cdot h$ — нефтенасыщенный объем, тыс. м³;
 F — площадь нефтеносности, тыс. м²;
 h — эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 K_n — коэффициент пористости, доли единицы;
 K_k — коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы;
 ρ — плотность нефти на поверхности, кг/м³;
 Θ — коэффициент нефтеотдачи, доли единицы;
 η — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли единицы.

Площадь нефтеносности. Положение ГНК и ВНК определено по данным ГИС и испытания на абсолютных отметках:

- ГНК минус 2100 м;
- ВНК минус 2120 м.

Контур ГНК и ВНК нанесены на структурную карту по кровле ХУ-НР горизонта (подсчетный план).

Площади нефтеносности полей категорий С₁ и С₂ определены в соответствии с принятыми контурами, нанесенными на подсчетный план. Результаты замеров площадей представлены в табл. 1.

Результаты замеров площадей нефтеносности полей категорий С₁ и С₂ Планиметр 11035. Цена деления масштаба 1:10000 1053 тыс. м²

Контур промера площадей	Отсчет по планиметру	Средний отсчет	Площадь, тыс. м ²
Контур ВНК	7801	7804	8218
	7805		
	7803		
Поле категории С ₁ ,			
Контур ВН линия 1-1	4862	4865	5123
	4865		
	4870		
Поле категории С ₂			
Линия 1-1 контур ВН	2937	2939	3095
	2939		
	2938		

Эффективные нефтенасыщенные толщины. Выделение эффективных нефтенасыщенных толщин осуществлялось по комплексу ГИС,

выполненному во всех скважинах, с использованием качественных признаков и количественных критериев.

Учитывая массивный тип оцениваемой залежи, к подсчету запасов приняты средневзвешенные величины $h_{эф}$ по карте эффективных нефтенасыщенных толщин. Результаты расчета средневзвешенных нефтенасыщенных толщин по картам эффективных толщин и результаты расчета эффективных нефтенасыщенных объемов приведены в табл. 2.

Результаты замеров площадей планиметром по карте эффективных нефтенасыщенных толщин

Планиметр 11035. Цена деления масштаба 1:10000 1053 тыс.м²

Изопахиты, м	Отсчет по планиметру	Средний отсчет	Площадь, тыс.м ²
Поле категории С ₁			
Контур линии 1-1	4862	4865	5123
	4865		
	4870		
5	4397	4397	
	4396		
	4398		
10	3871	3871	
	3870		
	3872		
Поле категории С ₂			
Линия 1-1 контур	2937	2939	3095
	2939		
	2938		
5	2530	2530	
	2529		
	2521		
10	2134	2135	
	2136		
	2135		

Коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности.

По данным определения пористости по 12 образцам, отобранным в нефтяной залежи на месторождении Шим. Испанлы в скв. №2, $K_n^{керн}$ в нефтенасыщенной части разреза составляет 11,6%. По данным определения K_n по ГИС $K_n^{ГИС}=12,4\%$. В принципе расхождения $K_n^{керн}$ и $K_n^{ГИС}$ находятся в пределах точности определения K_n (0,8%_{абс} или 6,5%), однако учитывая, что

определения K_n по ГИС имеют более представительный характер для подсчета запасов нефти принимается $K_n^{ГИС c} = 12,4\%$.

По данным определения коэффициента нефтенасыщенности на 8 образцах керна, отобранного из скважины №2 Сев. Испанлы, $K_n^{кern}$, определенный методом центрифугирования, составил 0,64.

Результаты расчета средневзвешенных значений эффективных нефтенасыщенных толщин

Пределы изопахит, м	Среднее значение эффектив- ных нефтенасыщен- ных толщин, м	Площадь, тыс.м ²	Объем, тыс. м ³
Поле категории С ₁			
0-5	2,5	493	1233
5-10	7,5	554	4155
10-11,2	10,6	4076	43206
Итого		5123	48594
$H_{эф. неф. ср. изв} = 48594 / 5123 = 9,49$ м			
Поле категории С ₂			
0-5	2,5	431	1076
5-10	7,5	416	3120
10	10	2248	22480
Итого		3095	26676
$H_{эф. неф. ср. изв} = 26676 / 3095 = 8,62$ м			

По данным ГИС $K_n^{БК} = 0,72$. Эти определения являются более представительными и принимаются для подсчета запасов нефти.

Плотность нефти пересчетный коэффициент. Плотность дегазированной нефти определена по результатам определения поверхностных проб, отобранных в скважинах №№ 1, 2 Сев. Испанлы. Средняя величина плотности дегазированной нефти составила 0,915 кг/м³, что очень близко к определениям, выполненным в результате ступенчатого дегазирования глубинных проб нефти, отобранных на месторождении Сарыкум (0,917 кг/м³).

Поэтому величина 0,915 кг/м³ принята для подсчета запасов.

Так как на месторождении Сев. Испанлы глубинные пробы нефти не отбирались, то пересчетный коэффициент принят по данным изучения глубинных проб нефти, отобранных из скважины № 5 Сарыкум 0,758.

Подсчет геологических запасов нефти. Подставив все приведенные выше данные в формулу (200), получим:

— для поля запасов категории C_1 :

$$O_{\text{геол}}^{\text{нефти}} = 5123 \cdot 9,49 \cdot 0,124 \cdot 0,72 \cdot 0,915 \cdot 0,758 = 3010 \text{ тыс.т.};$$

— для поля запасов категории C_2 :

$O_{\text{геол}}^{\text{нсфш}} = 3095 \cdot 8,62 \cdot 0,124 \cdot 0,72 \cdot 0,758 \cdot 0,915 = 1652 \text{ тыс.т.}$ Обоснование коэффициента нефтеотдачи мы подробно рассмотрим в следующей части.

Подсчет извлекаемых запасов нефти

На основании выполненного определения коэффициента извлечения произведен подсчет извлекаемых запасов нефти по формуле:

$$Q_{\text{н}}^{\text{извл}} = Q_{\text{н}}^{\text{геол}} \times \eta,$$

где

$Q_{\text{н}}^{\text{геол}}$ — геологические запасы нефти, тыс.т;

η — коэффициент извлечения в долях единицы;

$Q_{\text{н}}^{\text{извл}}$ — извлекаемые запасы нефти, тыс.т.

Для поля категории C_1 , извлекаемые запасы нефти составили:

$$Q_{\text{н}}^{\text{извл}} = 3010 \cdot 0,233 = 701 \text{ тыс.т.}$$

Для поля категории C_2 извлекаемые запасы нефти составили:

$$Q_{\text{н}}^{\text{извл}} = 1652 \cdot 0,233 = 385 \text{ тыс.т.}$$

Всего по категории $C_1 + C_2$ извлекаемые запасы нефти составили 1086 тыс.т.

Сведения о подсчетных параметрах, геологических и извлекаемых запасах нефти приведены в табл.3.

2. Подсчет запасов свободного газа

Промышленные притоки газа получены в скважинах № 1, 2 Сев. Испанлы.

Подсчет запасов свободного газа

Подсчет запасов свободного газа выполнен объемным методом по формуле:

$$Q_{\text{н}}^{\text{сухого}} = FhK_{\text{п}}K_{\text{г}}(P_{\text{пл}}\alpha_{\text{пл}} - P_0\alpha_0) f \eta$$

где F- площадь газоносности тыс м²;

h-средневзвешенная толщина, м;

$K_{\text{п}}, K_{\text{г}}$ — коэффициенты пористости и газонасыщенности;

$P_{\text{пл}}$ — пластовое давление на средину залежи, кг/см²;

$P_{\text{н}}$ — конечное давление разработки, $P_0=1$ кг/см²;

$\alpha_{\text{пл}}, \alpha_0$ — поправка на отклонение реальных газов от закона Болля-Мариотта, $\alpha_0=1$;

f — температурная поправка,

η — пересчетный коэффициент на сухой газ.

Площадь газоносности. Определялась замером планиметром в пределах выделенных подсчетных полей I и II и контура газоносности, нанесенных на структурную карту по кровле ХУ-НР горизонта (подсчетный план).

Сведения о промерах площадей представлены в табл.4

Площадь газоносности в пределах поля категории С₁, составила 2965 тыс. м², а в пределах поля категории С₂ — 1910 тыс. м².

Результаты замеров площадей нефтеносности полей категории С₁ и С₂.

Планиметр 11035 Цена деления масштаба 1:10000 1053тыс.м²

Контур	Отсчет по планимет	Средний отсчет	Площадь тыс. м ²
Поле запасов по категории С ₁ , (I)			
Контур линии	2,824	2964,7	2823
	2,8235		
Поле запасов категории С ₂ (II)			
Контур линии	1,821	1909,95	1,819
	1,820		

Эффективные газонасыщенные толщины

Выделение эффективных газонасыщенных толщин осуществляюсь по комплексу ГИС, выполненному во всех скважинах, с использованием методических приемов и способов, разработанных для поровых коллекторов.

Учитывая массивный тип оцениваемой залежи к подсчету запасов приняты средневзвешенные величины по карте эффективных нефтенасыщенных толщин. Результаты расчета средневзвешенных величин $h_{эф}^{газ}$ приведены в таблицах 5 и 6.

Результаты замеров площадей планиметром по карте эффективных газонасыщенных толщин

Цена деления масштаба 1:10000 1053 тыс. м³

Наименование изопахит	Отсчет по планиметру	Средний отсчет	Площадь тыс.м ²
1	2	3	4
<i>XU-HP</i> горизонт, поровый коллектор, поле I категории C,			
Контур линии 1-1 1	2,82 4	2,8235	2964,7 4
	2,82 3 2	3	
5	1,74 0	1,739	—
10	1,03 3	1,034	—
<i>XU-HP</i> горизонт, поровый коллектор, поле II категории C,			
Контур 1-1- линии	1,82 1	1,820	1909,95
5	1,20 5	1,206	—
10	0,70 1	0,7015	—

Коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности

Определены по данным ГИС, как наиболее полно характеризующим изменения этого параметра по площади и разрезу.

Для подсчета запасов газа приняты величины $K_n^{БК}=10,6\%$ и $K_n^{БК}=0,75$ взвешенные по мощности пластов — коллекторов.

Поправка на отклонение реальных газов от закона Бойля-Мариотта принята по аналогии с месторождением Сарыкум, т.к. на месторождении Сев. Испанлы пластовой газ не изучался. Результаты расчета средневзвешенных значений эффективных газонасыщенных толщин

Предел изопахит	Средняя эффективная газонасыщенная толщина,	Площадь, заключенная между соседними	Газонасыщенный объем, тыс.м ³
Категория С,			
0-5	2,5	1138,75	2846,83
5-10	7,5	740,25	5551,88
10	10,8	1085,7	1125,56
	итого:	=2964,7	=9524,27 hэф=3,21 м.
Категория С,			
0-5	2,5	644,5	1610
5-10	7,5	529,0	3968
10	10,8	736,0	7949
	Итого:	= 1910,0	= 13527,0 hэф=7,08 м.

Величина поправки составила 1093.

Температурная поправка определена по уравнению

$$f = (T_0^{\circ}\text{C} + T_{\text{ст}}^{\circ}\text{C}) / (T_{\text{пл}}^{\circ}\text{C} + 273^{\circ}\text{C}) = 293 / (98 + 273) = 0.736$$

Пластовое давление в продуктивной части замерено только в скважине №1 Сев. Испанлы и на абс.отм. -2108 м составило 249 ата

Абсолютная отметка точки замера близка к а.о. ГНК (-2100 м), поэтому эта величина P_m может быть принята для подсчета запасов.

Пересчетный коэффициент на сухой газ принят по месторождению Сарыкум 0,9947, т.к. на месторождении Сев. Испанлы состав пластового газа не изучался.

Подставив полученные значения в формулу получим следующие величины запасов газа:

— для поля категории C_1 , запасы газа сырого

$$Q_{\text{Г}}^{\text{сыр}} = 2965 \cdot 3,21 \cdot 0,106 \cdot 0,75 \cdot (249 \cdot 0,93 \cdot 1,093 - 1) \cdot 0,736 = 140 \text{ млн м}^3;$$

газа сухого $140 - 0,9947 = 139 \text{ млн м}^3$;

- для поля категории c_2 запасы газа сырого

$$Q_{\text{Г}}^{\text{сыр}} = 1910 \cdot 7,08 \cdot 0,106 \cdot 0,75 \cdot (249 \cdot 0,93 \cdot 1,093 - 1) \cdot 0,736 = 199 \text{ млн м}^3;$$

газа сухого $199 - 0,9947 = 198 \text{ млн м}^3$.

3. Объемный метод подсчета запасов газа в газовой залежи.

Объемный метод подсчета запасов газа широко применяется вследствие своей простоты, а также потому, что необходимые для него параметры можно получить в процессе разведки при пробной эксплуатации залежи газа.

Объемная формула для подсчета запасов газа имеет следующий вид:

$$V = Fhmf (p - p_k) \alpha_k \beta_r \eta_r$$

где V — извлекаемые (промышленные) запасы газа на дату расчета, м^3 ; F — площадь в пределах продуктивного контура газоносности, м^2 ; h — мощность пористой части газоносного пласта, м ; m — коэффициент пористости; p — среднее абсолютное давление в залежи газа на дату расчета, кГ/см^2 ; p_k — конечное, среднее, остаточное абсолютное давление, кГ/см^2 в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины абсолютного давления, равного 1 кГ/см^2 ,

$$p_k = p_{\text{атм}} e^{1293 \times 10^{-6} p}$$

где α и α_k — поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта соответственно для давлений p и p_k , равные $\alpha = 1/2$,

где $Z = [PV/RT]$ — коэффициент сжимаемости газа;

f — поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре, тогда

$$f = (T + t_{\text{с}}) / (T + t_{\text{н}})$$

4. МЕТОД ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА ПО ПАДЕНИЮ ДАВЛЕНИЯ.

Метод подсчета запасов по падению давления применяют для пластов, в которых первоначальный объем пор, занятый газом, не изменяется по величине в процессе эксплуатации. Следовательно, в случае водонапорного режима указанный метод неприменим, хотя при неэффективном водонапорном режиме (при небольшом поступлении воды в пласт) его все же можно использовать.

Формула подсчета запасов свободного газа по падению давления основана на предположении о постоянстве количества газа, извлекаемого при падении давления на 0,1 МПа, во все периоды разработки газовой залежи.

Таким образом, если на первую дату (с начала разработки) из газовой залежи было добыто Q_1 , объемов газа и давление в залежи составляло p_1 , а на вторую дату (с начала разработки) было добыто Q_2 объемов газа и давление в залежи равнялось p_2 , то за период разработки от первой до второй даты на 0,1 МПа падения давления добыча газа составила:

$$Q = Q_2 - Q_1 / p_1 - p_2$$

Полагая, что и в дальнейшем при падении давления до некоторой конечной величины p_k будет добываться то же количество газа на 0,1 МПа снижения давления, получим следующую формулу для подсчета остаточных извлекаемых запасов газа на вторую дату по методу падения давления с учетом поправок на отклонение от законов состояния идеальных газов α_1 , и α_2 (соответственно для давлений p_1 и p_2):

$$V = (Q_2 - Q_1) (p_2 \alpha_2 - p_k \alpha_k) / p_1 \alpha_1 - p_2 \alpha_2$$

где V — остаточные извлекаемые (промышленные) запасы газа, m^3 .

При расчете начальных запасов газа в числителе вместо $(p_2 \alpha_2 - p_k \alpha_k)$ следует поставить $(p_{нач} \alpha_{нач} - p_k \alpha_k)$.

Метод подсчета по падению давления не требует знания площади, мощности и пористости газоносного пласта, однако неучет мощности и вообще объемной характеристики пласта (при вычислении средневзвешенного пластового давления) приводит иногда к большим погрешностям, особенно если давление по пласту значительно меняется. Совершенно очевидно, что рассмотренный метод пригоден для единой залежи газа, не разбитой на отдельные самостоятельные участки.

При наличии напора воды в формулу следует ввести поправку на количество газа, вытесненное за данный интервал времени напором воды.

Количество газа Q , вытесненное под напором воды при падении давлений от p_1 , до p_2 , нужно определять путем тщательного наблюдения за давлением и установления периода, в течение которого оно было постоянным. За это время и следует определить количество газа, вытесненное под напором воды Q .

В этом случае формула примет следующий вид (для водонапорного режима остаточное давление учитывать нет необходимости):

$$V=(Q_2-Q_1-Q) p_2\alpha_2/p_1\alpha_1-p_2\alpha_2$$

Если количество газа, вытесненное напором воды, определить не удастся, то для подсчета запасов следует применить объемный метод. Метод расчета по падению давления требует систематического изучения давлений на устье скважин (при их закрытии хотя бы на короткий срок) и лабораторных исследований с целью установления отклонений углеводородного газа от закона Бойля — Мариотта.

Подсчет запасов газа методом падения давления допускается по залежам, в которых доказано отсутствие промышленных запасов нефти.

При проведении пробной эксплуатации скважин в целях подсчета запасов газа методом падения давления необходимо вести особо тщательные наблюдения за поведением рабочего и статического давлений газа в работающих скважинах, статического давления в наблюдательных и статических уровнях воды в пьезометрических скважинах. Давление газа следует замерять высокоточными контрольными или грузовыми манометрами с погрешностью не больше 0,05—0,03%, с помощью которых можно было бы уверенно отметить падение давления на 0,2 — 0,3 МПа, а, следовательно, в ряде случаев достаточно достоверно определить запасы газа небольших и средних по запасам месторождений (залежей). При наличии в газовых скважинах жидкости необходимо производить замеры забойных давлений глубинными манометрами, а также определять количества воды и породы, выносимые газом при различных режимах работы скважин.

При подсчете запасов свободного газа особенно важно точное определение среднего пластового давления. В процессе опытно-промышленной эксплуатации среднее пластовое давление можно определить как средневзвешенную по объему перового пространства величину по картам изобар:

$$p_{cp} = \sum (phmS) / \sum (hmS)$$

где p_{cp} — давление в скважине, соответствующее середине мощности газоносного интервала, МПа; h — эффективная мощность газоносного пласта, м; m — коэффициент открытой пористости; S — элементарные площади между изолиниями.

Для такого расчета строятся карта пластовых давлений (карта изобар); карта произведения hm , наложенная на карту изобар; по точкам пересечения указанных карт; карта phm , по которой и определяется среднее пластовое давление p_{cp}

Расчет среднего штастового давления по указанной формуле дает достаточно надежные результаты при сравнительно небольших этажах газоносности (до 200 м) и невысоких давлениях (около 10 МПа).

Если этаж газоносности велик — 500 м и более (особенно при изменчивости мощности пласта) при определении p_{cp} следует учитывать изменение температуры $t_{пл}$ и коэффициента сжимаемости газа z по объему залежи. В таких случаях картами изобар пользоваться нельзя, и для расчета p_{cp} следует весь объем продуктивного пласта разделить параллельными плоскостями на ряд элементарных объемов, для каждого такого объема определить величины $t_{пл}$, p/z и V_p

$$p_{cp} = \frac{\sum (p/z V_p)}{\sum V_p}$$

В этом случае запасы газа подсчитываются для каждого элементарного объема пласта с учетом коллекторских свойств в каждом объеме, а сумма запасов по элементарным объемам составит в целом запасы газа по всему продуктивному пласту.

5. Объемно-статистический метод

Рассматриваемый метод основан на применении обычной, несколько видоизмененной, объемной формулы, в которой отдельные параметры представляют собой значения, взятые либо по аналогии с изученной территорией, либо непосредственно по прогнозной территории (при наличии соответствующих данных) на основании геолого-статистической обработки соответствующих исходных данных.

При применении указанного метода важнейшим является определение закономерностей распределения локальных поднятий, поскольку свыше 80% всех запасов нефти и газа, выявленных в нефтегазоносных областях, приурочены к поднятиям в целях использования полученных закономерностей при подсчете запасов на прогнозной территории. В качестве локального поднятия можно принять любую положительную структуру, ограниченную замкнутой изогипсой, осложняющую более крупное тектоническое сооружение, но в то же время являющуюся независимым и обособленным элементом.

Известно, что локальные поднятия внутри любой территории распределяются неравномерно, в связи с чем для выяснения этой неравномерности будет эффективным вычисление плотности локальных поднятий, которую удобно определять с помощью, так называемого, статистического окна. При проведенных исследованиях в пределах Русской платформы оказалось наиболее рациональным для статистического окна принять квадрат площадью в 1000 км^2 , последовательно сдвигаемый в процессе изучения распределения локальных структур на половину своего сечения. При этом отсчитывают суммарную площадь всех поднятий внутри статистического окна и эту сумму делят на площадь окна. Таким образом, под плотностью локальных поднятий понимается частное от деления суммарной площади, занятой локальными поднятиями внутри статистического окна, на площадь всего окна. Ее удобно выражать в процентах.

По значениям вычисленной плотности локальных поднятий в пределах каждого статистического окна строят карту плотности поднятий в изолиниях, представляющую собой поверхность топографического порядка. В итоге получают возможность вычислять плотность поднятий в процентах от всей исследуемой территории и не прибегать к весьма субъективному расчету по данным «осредненной структуры», что, к сожалению, нередко делается.

Следует, однако, иметь в виду, что вероятность обнаружения поднятий, площадь которых меньше размера разведочной сети, уменьшается с уменьшением размера поднятий. Естественно, что при уменьшении размера разведочной сети число мелких поднятий, выявленных новой сетью, будет увеличиваться. Однако принятая в том или другом регионе сетка размещения разведочных скважин обычно учитывает характерные размеры поднятий для данного региона, и более мелкие поднятия играют обычно ничтожную роль.

Обычно крупные поднятия, а также сближенные средние и крупные поднятия образуют на карте максимумы плотности. По карте плотности локальных поднятий с помощью интерполяции можно определить величину этого параметра на промежуточных участках, по которым нет соответствующих данных.

Карта плотности поднятий является также основой для вычисления среднего значения плотности поднятий на каждом тектоническом сооружении. Средние значения плотности по крупным тектоническим сооружениям северо-восточной части Русской платформы колеблются в пределах 11,7—22,1%.

При выделении локальных поднятий на карте для построения в изолиниях карты плотности локальных поднятий обычно выбирают опорный горизонт, который позволяет минимальными средствами получить о нем максимум информации.

В силу частого наличия не соответствия в структурных планах отложений разного возраста возникает важный вопрос о степени соответствия карты распределения локальных поднятий по опорному горизонту структурному плану продуктивной свиты. Если известна степень соответствия, то плотность поднятий по продуктивной свите может быть получена по карте плотности поднятий, построенной по опорному горизонту с учетом коэффициента степени соответствия структурных планов опорного горизонта z продуктивной свиты.

Этот коэффициент z , вычисленный по отдельным структурным элементам, принимается равным отношению суммы площадей локальных поднятий, выявленных в продуктивной свите $\sum f_n$, к сумме площадей всех соответствующих поднятий по опорному горизонту $\sum f_0$

$$r = \sum f_n / \sum f_0$$

После определения указанных выше важных показателей общая формула для оценки прогнозных запасов нефти для каждой продуктивной свиты получит следующее выражение

$$Q = Fnr d H k w q m$$

где: F — площадь прогнозной территории в км²; n — коэффициент плотности поднятий; r — коэффициент степени соответствия структур опорного (маркирующего) горизонта и продуктивной свиты; d — коэффициент полной площади поднятий по продуктивной свите, учитывающий только ту часть площади, которая занята коллекторами; H — общая мощность продуктивной свиты в км; k — коэффициент структуры разреза, учитывающий долю коллекторов ^B общей мощности продуктивной свиты; w — комплексный коэффициент аналогии, учитывающий степень сходства (по параметрам n, r, d, H и k) прогнозной и эталонной территории. При сопоставлении прогнозной территории с тщательно подобранной по сходству геологического строения эталонной (разведанной и изученной) нефтегазоносной областью, величину коэффициента аналогии можно принять равной единице: q — удельный запас нефти (или газа для чисто газоносных

свит или углеводородов, приведенных условно к нефти при наличии нефти и газа) в единице объема коллекторов продуктивной свиты в пределах выявленных ловушек в т/ км³; т — коэффициент изменения удельных запасов на прогнозной территории по сравнению с эталонной в связи с соответствующим изменением пористости пород.

Методика определения указанных выше коэффициентов следующая. Коэффициент соответствия структур г удобнее всего определять путем составления двух карт плотности поднятия по эталонной территории — по опорному горизонту и по изучаемой продуктивной свите. Затем обе карты совмещают и производят расчет коэффициента г по отдельным тектоническим элементам согласно выражению. Коэффициент d определяют по соотношению

$$D = \sum f_k / \sum f_n$$

$\sum f_k$ — сумма площадей всех локальных поднятий (в пределах последней замкнутой изогипсы) продуктивной свиты, взятых в границах распространения коллекторов, в км²; в случае, если локальное поднятие имеет ряд продуктивных горизонтов, то берется средняя площадь из указанных горизонтов; $\sum f_n$ — сумма полных площадей всех поднятий продуктивной свиты в пределах последней изогипсы в км².

При отсутствии выклинивания коллекторов в пределах структур (в границах последней замкнутой изогипсы) равен единице.

Общую мощность продуктивной свиты H вычисляют по карте изопахит, как средневзвешенную величину по площади. Указанную мощность определяют, как полную мощность продуктивной свиты от кровли до подошвы. Коэффициент структуры разреза K определяют по соотношению

$$K = h_k / H$$

где h_k — средняя суммарная мощность коллекторов (пустых и занятых углеводородами) продуктивной свиты в метрах, вычисляемая по карте изопахит (составленной по данным о суммарной мощности коллекторов) как средневзвешенная величина по площади.

Удельный запас нефти (газа или углеводородов) d определяют, как среднюю величину для всей продуктивной свиты эталонной территории по соотношению

$$Q = \sum Q / \sum V$$

где $\sum Q$ — суммарные запасы нефти (газа или углеводородов) в пределах всех поднятий продуктивной свиты на эталонной территории в т; $\sum V$ — суммарный объем коллекторов (содержащих и не содержащих углеводороды)

продуктивной свиты в пределах выявленных ловушек (пустых и продуктивных) в км³.

Величину $\sum V$ определяют по карте изопахит суммарной мощности коллекторов (составленной для данной продуктивной свиты эталонной территории), на которой нанесены локальные поднятия (ловушки) в пределах последней замкнутой изогипсы и границ площадного распространения коллекторов. Совершенно очевидно, что в случае необходимости и возможности можно вычислить отдельно для отдельных крупных тектонических элементов (и для отдельных стратиграфических комплексов).

Коэффициент изменения удельных запасов m определяется в тех случаях, когда известна величина среднего коэффициента пористости на прогнозной территории m_n и на эталонной m_z

$$m = m_n / m_z$$

Значение m_z определяют по эталонной территории, как средневзвешенную величину коэффициента пористости (по локальным поднятиям всей продуктивной свиты) по площадям поднятий, по карте изолиний коэффициента пористости.

В заключение следует сказать, что в связи с тем, что еще не установлены диагностические признаки закономерностей распределения в земной коре крупных залежей нефти и газа, равно как и месторождений среднего и малого размера, в работе даны лишь основные положения, которыми следует руководствоваться при оценке перспектив нефтегазоносности территории.

Совершенно очевидно, что по отдельным газонефтеносным областям при оценке перспектив газонефтеносности могут получить преимущественное значение те или иные критерии газонефтеносности, а возможно, отдельными исследователями будут привлечены некоторые дополнительные факторы.

По мере усовершенствования наших знаний в области генезиса нефти — изучения условий формирования и закономерностей распространения залежей нефти и газа — указанные выше критерии газонефтеносности можно будет уточнить и тем самым повысить точность определения перспектив газонефтеносности. Тогда возможно будет уточнить предлагаемую в работе методику количественной оценки прогнозных запасов нефти и газа.

6. Основанной коэффициент нефтеотдачи по информации бурения скважин.

Объемный метод подсчета запасов нефти широко распространен и может быть использован при любом режиме работы нефтяного пласта и на любой стадии его разведанности.

Помимо основного объемного метода существуют различные его варианты, которые на практике в настоящее время применяются очень редко. К их числу относятся объемно-статистический вариант, объемно-весовой, площадной и вариант изолиний.

Объемно-статистический вариант основан на использовании по истощенному (выработанному) пласту произведения коэффициента нефтеотдачи на коэффициент нефтенасыщения. Это произведение называется коэффициентом использования объема пор и может быть принято для подсчета запасов нефти объемным методом на новых аналогичных по геологическому строению месторождениях, для которых раздельное определение коэффициентов нефтенасыщения и нефтеотдачи затруднительно.

Объемно-весовой вариант применяют для пластов с гравитационным режимом, добыча нефти из которых ведется шахтным способом, а также для нефтеносных пластов, разрабатываемых открытым способом. В этих случаях, зная объем пласта, содержащего нефть, и содержание нефти в единице объема пласта, можно определить запас нефти.

Площадной вариант заключается в определении по истощенной (выработанной) площади полученных запасов на единицу продуктивной площади и на 1 м нефтенасыщенной мощности, и в последующей экстраполяции полученной величины на аналогичную в геологическом отношении площадь. Этот вариант расчета применяют для прогнозных запасов (т. е. для внекатегорийных запасов).

Вариант изолиний состоит в использовании основных показателей формулы объемного метода. При этом показатели используются либо раздельно, либо в виде произведения некоторых из них и изображаются графически на плане расположения скважин изолиниями, характеризующими содержание полезного ископаемого.

Например, из формулы объемного метода берут следующие группы показателей: произведения величин для данной скважины $hm\beta = \alpha$ и $n\rho\theta = q$, причем q обычно является постоянной величиной для всего продуктивного пласта. Затем строят изолинии величин и Умножают средние значения между изолиниями на соответствующую площадь и величину q . В итоге получают запасы

$$Q=q\sum (f \alpha)$$

Вариант изолиний в практике работ по подсчету запасов нефти не получил распространения.

При использовании объемного метода исходят из того, что нефть залегает в порах пласта, объем которых можно определить, зная геометрические размеры нефтеносного пласта и пористость слагающих его пород.

Для подсчета запасов нефти применяют следующую формулу:

$$Q = Fhm \beta \eta \rho \Theta$$

где Q — извлекаемые (промышленные) запасы нефти, т; F — площадь нефтеносности, m^2 ; h — нефтенасыщенная мощность пласта, м; m — коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород; β — коэффициент насыщения пласта нефтью (коэффициент нефтенасыщения); η — коэффициент нефтеотдачи; ρ — плотность нефти на поверхности, t/m^3 ; Θ — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти: $\Theta = 1/b$ (b — объемный коэффициент пластовой нефти).

При подсчете запасов нефти объемным методом должны быть представлены:

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

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

в) данные об анализах нефти и усадке нефти при извлечении ее на поверхность, а также данные 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.

Площадь нефтеносности (F) — устанавливают на основе данных пробуренных скважин и их испытания. При подсчете запасов нефти продуктивная площадь измеряется на подсчетных планах.

Подсчетный план представляет собой структурную карту по кровле продуктивного горизонта, составленную в зависимости от размеров месторождения в масштабах от 1:5000 до 1:50 000, на которой показывают условными знаками результаты опробования всех пробуренных скважин на дату подсчета. На плане отмечают скважины:

а) давшие безводную нефть или газ, около которых в числитель дроби показывают начальный среднесуточный дебит нефти или газа, в случае появления воды — дату ее появления и содержание в процентах на эту дату; в знаменателе — текущий среднесуточный дебит и содержание воды в процентах на дату подсчета;

б) давшие нефть или газ с водой, около которых в числителе дроби указывают начальный среднесуточный дебит нефти или газа и процентное содержание воды, в знаменателе — текущий среднесуточный дебит и процентное содержание воды на дату подсчета;

в) давшие воду или газ;

- г) давшие при испытании воду с пленками нефти;
- д) встретившие притоки нефти или газа в процессе бурения;
- е) показавшие благоприятные признаки газонефтеносности по каротажу, но неиспытанные.

Для определения размера продуктивной площади необходимо тщательно проанализировать данные испытания скважин, сопоставив полученные результаты с интервалами прострела колонны, данными изучения кернов и материалами промыслово-геофизических исследований скважины (электро- и радиоактивный каротаж, боковое электрическое зондирование и др.), технической характеристикой конструкции скважины и т. п.

При определении контуров нефтеносности и продуктивной площади следует использовать карту водонефтяного контакта.

Нефтенасыщенная мощность пласта h — обычно определяют вертикальную (видимую) мощность пласта без поправки на угол его падения (так как при расчете объема пласта обычно берут произведение проекции площади на горизонтальную плоскость на вертикальную мощность).

Точное определение нефтенасыщенной мощности является важной задачей. Для этого используют данные анализа кернов, электрического и радиоактивного каротажа, а также материалы опробования скважин, позволяющие установить водонефтяной контакт и границы эффективной нефтенасыщенной мощности. Особенно сложно определение нефтенасыщенной мощности для карбонатных пород. В данном случае большое значение имеют комплексные определения этой величины (изучение кернов, электро- и радиокаротаж, механический каротаж). Положение нижней границы нефтенасыщенной мощности усложняется наличием переходной зоны, которая в проницаемых коллекторах составляет до 0,3 м, а в плохо проницаемых — достигает 8 м и более.

Для более точного определения нефтенасыщенной мощности пласта по отдельным скважинам следует использовать данные бокового электрического зондирования. По имеющемуся керновому материалу трудно определить действительную мощность пласта, особенно если коллектор представлен толщей чередующихся тонких прослоев песчаников, песков, глин и т. п., так как вынос керна сильно колеблется и обычно не превышает 50—60 %.

Наиболее точные определения нефтенасыщенной мощности получаются при использовании комплексных наблюдений (изучение керна, данные испытания скважин, электро и радиоактивный каротаж) в совокупности с техническими данными по скважине (состояние забоя, интервал прострела дыр и др.).

Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пласта может быть вычислена различными способами — как среднеарифметическая величина или как средневзвешенная по площади.

Среднеарифметическую величину обычно вычисляют в случаях, когда число пробуренных скважин крайне невелико и значения мощности по этим скважинам сильно различаются. Если скважин пробурено достаточно много

и мощность пласта в них меняется более или менее плавно, то среднюю мощность вычисляют путем составления карты изопахит и подсчета по ней средневзвешенной мощности на единицу площади по соотношению

$$h = h_1 f_1 + h_2 f_2 + \dots + h_n f_n / f_1 + f_2 + \dots + f_n$$

где f_1, f_2, \dots, f_n — площади отдельных участков пласта, ограниченные соседними изопахитами, m^2 ; h_1, h_2, \dots, h_n — средние изопахиты, соответствующие указанным участкам и определяемые как средние величины между двумя соседними изопахитами, m .

Коэффициент открытой пористости m обычно определяется по результатам изучения образцов пород, отобранных в интервале разреза продуктивного пласта. Для полной характеристики пористости пласта в этом случае необходимо наличие данных и по площади распространения пласта, и по его мощности. Как правило, в достаточном количестве таких данных не бывает, поэтому для определения пористости используют промыслово-геофизические методы исследования. При этом предварительно необходимо провести тщательное сопоставление данных изучения кернов с результатами геофизических методов (по одному и тому же интервалу разреза), выявить расхождения, установить их причины и возможности уверенного использования геофизических данных.

В тех случаях, когда скважины пробурены в водонефтяной зоне и по геофизическим данным пористость определена в нефтяной и в водной частях пласта, более надежными следует считать определения в водной части пласта. Эти значения пористости могут быть перенесены и на нефтенасыщенную часть пласта при условии идентичности литолого-геофизических свойств нефтяной и водной частей разреза.

При вычислениях средних значений пористости по залежи могут применяться различные варианты, а именно: определение средних значений по объему пласта, числу образцов, имеющихся по всем скважинам, определение среднего значения пористости по данным отдельных скважин и по залежи путем взвешивания пористости по площади.

Выбор того или иного варианта зависит от динамики изменения пористости по площади и разрезу, от числа и расположения скважин, от количества определений по каждой скважине.

Если коллекторские свойства пласта выдержаны по площади и разрезу, то число определяемых образцов может быть резко снижено, особенно при наличии увязки между данными лабораторных определений и промыслово-геофизическими данными. В случае невыдержанности коллекторских свойств пласта желательно получение не менее трех определений пористости на 1 м эффективной мощности.

Следует отметить, что первый из перечисленных вариантов применяют при очень незначительном наборе данных по пористости на вновь открытых залежах. Определение расчетного значения пористости в этом случае

ведется путем деления суммарной пористости всех образцов на их число (n), т.е. получается среднеарифметическая величина:

$$m_{\text{ср.ар}} = m_1 + m_2 + \dots + m_n / n$$

При неоднородной и резко изменчивой пористости коллектора лучше определить среднегеометрическое значение пористости

$$m_{\text{ср.ар}} = (m_1 m_2 \dots m_n)^n$$

или среднегармоническое

$$m_{\text{ср.ар}} = 1 / (1/n) (1/m_1 + 1/m_2 + \dots + 1/m_n)$$

При таком вычислении несколько сглаживаются отдельные резкие отклонения пористости от средней, поскольку среднеарифметическая величина больше среднегеометрической, а последняя больше среднегармонической ($m_{\text{ср.ар}} > m_{\text{ср.гм}} > m_{\text{ср.аргм}}$)

Определение среднего значения пористости по второму методу — по скважинам — производится следующим образом. Вначале находится средняя пористость по каждой скважине отдельно путем взвешивания имеющихся данных по мощности интервалов:

$$m_{\text{ср}(h)} = m_1 h_1 + m_2 h_2 + \dots + m_n h_n / h_1 + h_2 + \dots + h_n$$

”

где m_1, m_2, \dots, m_n — пористости по интервалам мощности; h_1, h_2, \dots, h_n — мощности интервалов по скважине, для которых определена пористость, m .

По этим средним значениям пористости по скважинам вычисляется среднеарифметическая величина пористости ($M_{\text{ср}}$) по пласту:

$$M_{\text{ср}} = m_{1\text{ср}(h)} + m_{2\text{ср}(h)} + \dots + m_{n\text{ср}(h)} / n$$

где: $m_{1\text{ср}(h)}, m_{2\text{ср}(h)}, m_{n\text{ср}(h)}$ - средние значения пористости по скважинам.

Наконец, среднюю величину пористости по пласту можно определить путем взвешивания данных по скважинам по площади (S) с помощью построения карты равной пористости:

$$M_{\text{ср}(S)} = M_{1\text{ср}} S_1 + M_{2\text{ср}} S_2 + \dots + M_{n\text{ср}} S_n / S_1 + S_2 + \dots + S_n$$

где $M_{1\text{ср}}, M_{2\text{ср}}, \dots, M_{n\text{ср}}$ — средние значения пористости между соседними изопахитами.

Расчетное значение средней пористости по залежи путем взвешивания данных по площади определяют тогда, когда осредненные или взвешенные по

мощности значения пористости в скважинах в целом по пласту изменяются более или менее равномерно.

Нередки случаи, когда в разрезе продуктивного горизонта выделяют несколько продуктивных прослоев различной мощности. В этом случае пористость прослоев малой мощности, для которых нет возможности определить ее среднее значение, следует считать равной среднеарифметическому из значений открытой пористости для прослоев аналогичной мощности (от 1 до 2 м), по которым эти значения удалось определить.

Коэффициент нефтенасыщенности — определение коэффициента нефтенасыщения производят по данным изучения образцов пород, взятых в специальных скважинах, вскрывающих пласт с применением раствора на нефтяной основе, либо при помощи косвенных методов. Для определения нефтенасыщенности пород используют, кроме того, данные геофизики, так как между удельным сопротивлением и нефтенасыщенностью породы существует связь, выражающаяся в том, что для одного и того же коллектора при прочих равных условиях с увеличением нефтенасыщенности пласта повышается удельное сопротивление. Однако для более точного определения коэффициента нефтенасыщения следует проводить его комплексные определения, сопоставляя результаты определения по данным геофизики с данными, полученными в специальных скважинах.

Комплексные исследования по месторождениям Волго-Уральской нефтегазаносной провинции показывают колебания начальной нефтенасыщенности в отдельных залежах нефти от 88% (песчаники) до 60,4% (алевролиты). Таким образом, с ухудшением коллекторских свойств водонасыщенность продуктивных пород возрастает.

Коэффициент нефтеотдачи — зависит от литолого-физических свойств коллектора, свойств нефти, насыщающей пласт, темпа и системы разработки, метода эксплуатации и т. п. Его величина в значительной степени определяется режимом пласта и свойствами агента, вытесняющего нефть.

Вследствие фазовой проницаемости 20 % нефти от объема пор в пластах, вообще говоря, являются не извлекаемыми даже при применении методов интенсификации и вторичных методов эксплуатации. Это подтверждается данными лабораторных исследований.

Величину коэффициента нефтеотдачи обычно принимают в зависимости от режима пласта:

для эффективного водонапорного режима	0,65—0,8
для упруго-водонапорного режима	0,5—0,7
для эффективного режима газовой шапки	0,4—0,6
для неэффективного режима газовой шапки	до 0,4
для режима растворенного газа	0,2—0,4
для гравитационного режима	0,1—0,2

Для ряда формаций США, в зависимости от однородности строения коллекторов, наблюдаются следующие значения коэффициента нефтеотдачи: для режима растворенного газа — 0,14—0,32; для газонапорного — 0,18—0,40 и для водонапорного — 0,30—0,66.

Коэффициенты нефтеотдачи, как правило, для песчаных однородных по составу коллекторов выше, чем для трещинных и литологически невыдержанных коллекторов.

По данным о применении мероприятий по воздействию на пласт на месторождениях США конечная нефтеотдача при закачке воды увеличивается в среднем на 20 % от начальных балансовых запасов, а при закачке газа — на 10 %.

По восточной группе месторождений Кубани средний коэффициент нефтеотдачи составлял 0,41 в основном при режиме растворенного газа с неэффективным проявлением водонапорного режима. В результате воздействия на пласт путем закачки воздуха коэффициент нефтеотдачи удалось повысить до 0,5, т. е. увеличить почти на 22%.

Следует иметь в виду, что величина коэффициента нефтеотдачи зависит от плотности сетки размещения скважин на структуре. Как правило, при уменьшении плотности сетки скважин (особенно для неоднородных коллекторов) при прочих равных условиях она уменьшается.

Коэффициенты нефтеотдачи при проведении мероприятий по воздействию на пласт значительно выше, чем в тех случаях, когда залежи разрабатываются при естественных режимах работы пластов.

Таким образом, при выборе значения коэффициента нефтеотдачи следует учитывать: опыт разработки аналогичных истощенных залежей нефти, режим работы пласта, метод воздействия на пласт (если он применяется), плотность размещения скважин, литолого-физическую характеристику пласта и свойства нефти и газа в пластовых условиях.

Для контроля выработки пластов и полученной величины коэффициента нефтеотдачи необходимы отбор кернов в истощенной части пласта и их анализ.

Плотность нефти ρ — при подсчете запасов обычно принимают плотность нефти, определенную при стандартных условиях (при 20 °С) в лаборатории. Для расчета берут среднюю величину по пласту на основании данных анализа проб нефти, взятых по ряду скважин. Если имеются данные определения глубинных проб нефти, вместо плотности при стандартных условиях (ρ) может быть взята плотность при пластовых условиях ($\rho_{пл}$). В этом случае при подсчете запасов нефти объемным методом пересчетный коэффициент θ в формулу вводить не следует. Вместо ρ θ подставляется выражение $\rho_{пл}/1 + r_p$

$$\rho \theta = \rho_{пл}/1 + r_p$$

Здесь

$$r_p = r_{p\beta} \rho_r / 100$$

где r_p — газовый фактор, м³/т; r — количество газа, растворенного в нефти при данном пластовом давлении, м³/т; ρ_β — плотность воздуха, равная 1,293 кг/м³; ρ_z — плотность газа, кг/м³.

Пересчетный коэффициент v , или величину, обратную объемному коэффициенту пластовой нефти b , вводят для приведения подсчитанных запасов нефти в недрах к стандартным условиям на поверхности.

Как уже указывалось, объемный коэффициент пластовой нефти определяют по результатам лабораторного анализа глубинной пробы пластовой нефти либо по специальным графикам.

7. Составление геологических профилей по информации бурения скважин.

Геологическим профилем называют графическое изображение строения недр в каком-либо выбранном сечении. Геологический профиль нефтяного или газового месторождения составляется по разрезам скважины. Он оказывает большую помощь геологу в работе, так как дает наглядное представление о строении месторождения, положении в разрезе продуктивных горизонтов и условиях их насыщения нефтью, газом и водой (рис. 1).

В зависимости от поставленных геологических задач строят либо общий геологический профиль, на котором показывают весь вскрытый скважинами разрез пород, либо детальный геологический профиль, где подробно изображают строение лишь части разреза, включающего продуктивные пласты.

Для изучения особенностей тектонического строения месторождения прибегают к построению ряда поперечных профилей (в крест простирания или по падению пластов), а также продольного (по простиранию пластов) профиля, который по существу вытекает из сопоставления ряда поперечных профилей, связывает и дополняет их. Профили других направлений строятся обычно для изучения разрывных нарушений и фациальной изменчивости отложений.

Геологический профиль по скважинам строят, как правило, в масштабе геологической или структурной карты, по которой его составляют. Если масштаб карты очень мелкий, а на профиле необходимо показать различные детали, то профиль выполняют в более крупном масштабе.

При построении общего геологического профиля горизонтальный и вертикальный масштабы берут одинаковыми во избежание искажения углов падения пластов.

При вычерчивании профиля необходимо придерживаться принятых правил его ориентировки по странам света. Так, в зависимости от азимута профиля с левой стороны должны быть юг, юго-запад, запад, северо-запад, а с правой стороны соответственно север, северо-восток, восток, юго-восток.

Построение общего геологического профиля начинается с вычерчивания прямой горизонтальной линии, изображающей уровень моря. С левой стороны чертежа, перпендикулярно к уровню моря, изображается линейка вертикального масштаба, причём его «нуль» совмещают с линией уровня моря.

Несколько отступая направо от масштабной линейки, на линии уровня моря точкой отмечают положение самой западной (или южной) скважины. От этой точки вправо, в принятом горизонтальном масштабе, откладывают расстояния до остальных скважин. Через полученные точки проводят вертикальные линии, изображающие стволы скважин. На этих линиях выше линии уровня моря откладываются в принятом вертикальном масштабе соответствующие значения альтитуды устьев скважин. Соединение пластовых

линий отметок альтитуды даёт рельеф дневной поверхности в сечении составляемого профиля. На глубине, соответствующей положению забоя скважины, линия, изображающая её ствол, ограничивается коротким штрихом, около которого надписывается значение глубины забоя от дневной поверхности.

Справа, на расстоянии 5—10 мм от стволов, параллельно им, проводятся более тонкие линии. В полученных таким образом колонках, пользуясь ранее вычисленными значениями абсолютных отметок кровли и подошвы каждого выделенного подразделения разреза, с помощью условных знаков вычерчивают разрезы скважин.

Следующим этапом построения геологического профиля является прослеживание границ всех выделенных стратиграфических и

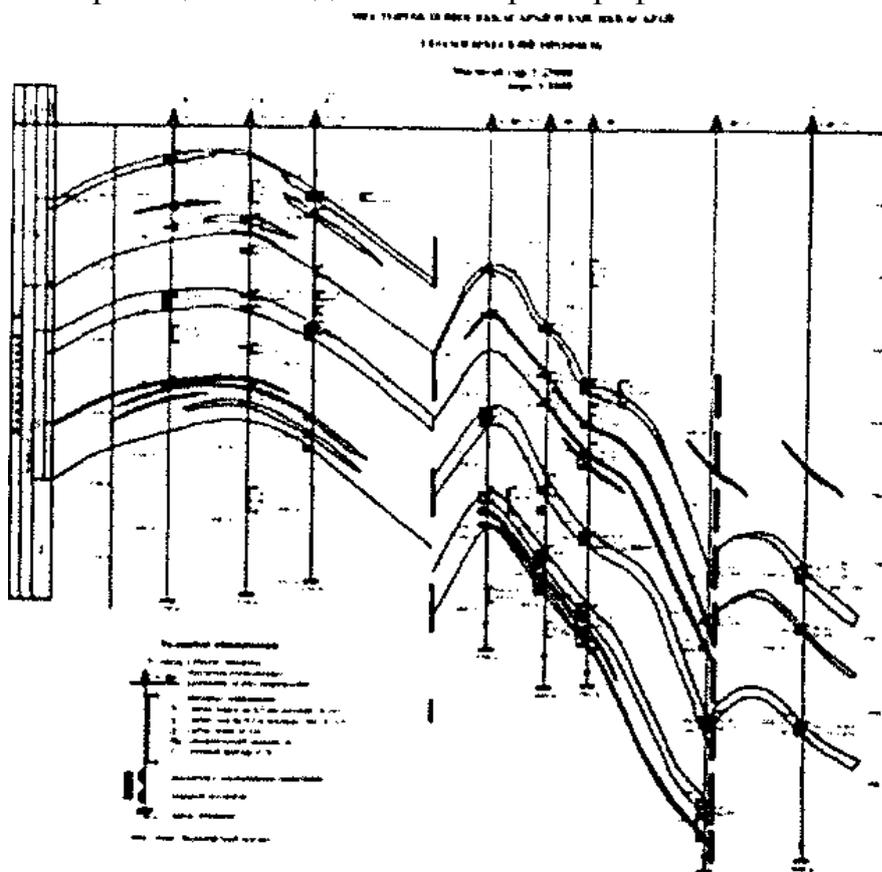


Рис.1. Геологический профиль месторождения Яккасарай и Зап. Яккасарай

литологических комплексов от скважины к скважине. Обычно это делается сверху вниз, от одной из крайних скважин. Если первый сверху пласт, подошва которого отмечена в крайней скважине профиля, отсутствует в соседней (например, из-за размыва или наличия сброса), то берут какую-либо нижележащую границу, прослеживающуюся и в соседней скважине.

Окончательное вычерчивание профиля осуществляется путём соединения плавными линиями отметок кровли и подошвы одноименных пластов в различных скважинах.

С правой стороны геологический профиль снабжается стратиграфической колонкой, на которой указывается стратиграфическая принадлежность вскрытых отложений. Границы стратиграфических единиц на колонке указываются на тех же глубинах, на которых они встречены в крайней справа скважине.

При сопоставлении разрезов скважин особое внимание должно быть уделено анализу последовательности залегания напластований во всех скважинах и характеру изменения мощности каждого горизонта (пласта) разреза. Когда в разрезах скважин наблюдаются изменения последовательности залегания пластов или резкое изменение их мощности, это является свидетельством наличия здесь дизъюнктивных нарушений или размывов (перерывов).

Размыв (перерыв) характеризуется отсутствием комплекса отложений, регистрируемого в разрезах всех или большинства скважин данного месторождения.

Характерным признаком размыва является то, что в скважинах под одной и той же стратиграфической границей встречаются различные отложения. Обнаружение аномалий, встречающихся в скважинах на различных стратиграфических уровнях, указывает на наличие здесь разрывного нарушения типа сброса. Линия, соединяющая найденные аномальные точки, является следом пересечения поверхности сброса плоскостью профиля.

При взбросе или надвиге в разрезе отдельных скважин наблюдается повторение или резкое увеличение мощности пластов на различных стратиграфических уровнях. Разрезы скважин, где отмечены нарушения порядка напластования, являются следствием пересечения поверхности взброса плоскостью профиля.

Цитологическое замещение обнаруживается по изменению литологии пластов на расстояниях, соизмеримых с расстояниями между скважинами. Мощность отложений, вмещающих эти пласты в интервалах между принятыми реперами, при этом практически изменяется.

Для изучения особенностей геологического строения при построении детальных геологических профилей вертикальный масштаб выбирают таким, чтобы можно было показать расчленение продуктивных пластов на отдельные пропластки, характер их фациального замещения по направлению профиля и особенности их нефтегазонасыщения. Основным материалом для построения детальных профилей являются результаты зональной корреляции, вертикальный масштаб обычно принимается равным масштабу записи кривых промыслово-геофизических исследований — 1:500 или 1:200.

Чтобы избежать возможных искажений при использовании данных по снесенным скважинам, а также скважинам, у которых ствол искривлен, необходимо вводить в эти данные соответствующие поправки.

Снесение точек скважин на направление профиля. Во избежание искажения профиля точки скважин сносят на него, как правило, по простиранию пластов (рис. 2, а). В тех случаях, когда точку скважины снести на профиль по простиранию пластов нельзя (рис. 2, б) или же такое

сносение, например из точки T в точку U (рис. 2, *в*), нецелесообразно (так как характер фаций в точках T и U различен), скважину сносят на направление профиля по перпендикуляру к нему (из точки K в точку L , из точки M в точку N (рис. 2, *б*), из точки T в точку Y (рис. 2). При таком сношении скважин на профиль вводят поправки.

Для сносения скважины M по линии падения (рис. 3 а, б) поправка будет

$$X = MN \operatorname{tg} \beta$$

Вычисленную по выражению (4) поправку при сношении скважины вниз по падению вычитают из превышения скважины и последнюю показывают в профиле с новым превышением, равным $h_1 = h_2 - x_1$ (рис. 3, *а*). При сношении скважины вверх по восстанию вычисленную поправку прибавляют к превышению скважины и последнюю показывают в профиле с превышением, равным $h_1 = h + x$. В данном случае устье скважины располагается в точке L а в первом случае — в точке N_2 . При таком вычерчивании скважин сносение их на направление профиля не по простиранию не внесет никаких искажений в профиль.

Если скважина сносится на направление профиля, проведенного диагонально по отношению к простиранию и падению пласта (рис. 2, *г*), то скважина из точки O будет проектироваться по перпендикуляру к профилю в точку P , т. е. вниз по падению.

На рис. 2, *г* проведены вспомогательные линии OS и PR . Точки O , R , S лежат на линии простирания и находятся на одинаковой глубине по отношению к точке P . Точка P лежит по отношению к любой из них глубже на величину x . Следовательно,

$$x = RP \operatorname{tg} \beta.$$

Так как из треугольника OPK , KPO сока, то окончательная величина поправки

$$x = OP \cos \alpha \operatorname{tg} \beta$$

Вычисленную поправку в данном случае следует при сношении скважины в точку P вычесть из превышения скважины, так как последняя сносится вниз по падению пласта.

Следует иметь в виду, что профильный разрез, составленный с использованием скважин, не лежащих на линии профиля, не всегда позволяет установить закономерность изменения разреза в данном направлении.

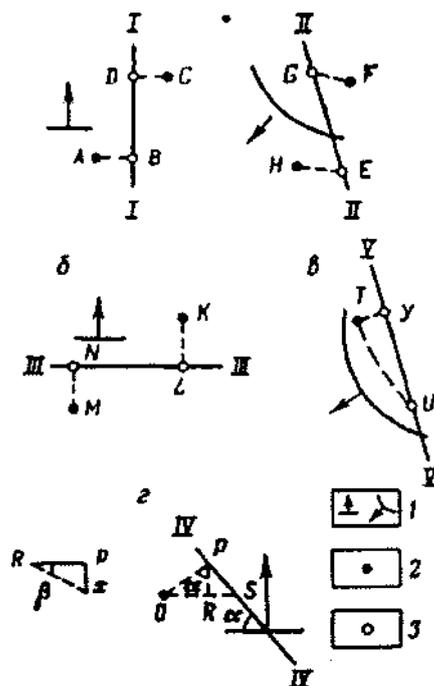


Рис. 2. Снесение точек скважин на профиль:

1— элементы залегания пластов; 2— точки положения скважин; 3— точки снесения скважин; ρ — угол падения пласта; α — угол между направлением профиля и линией простирания пласта; римскими цифрами обозначены направления профилей

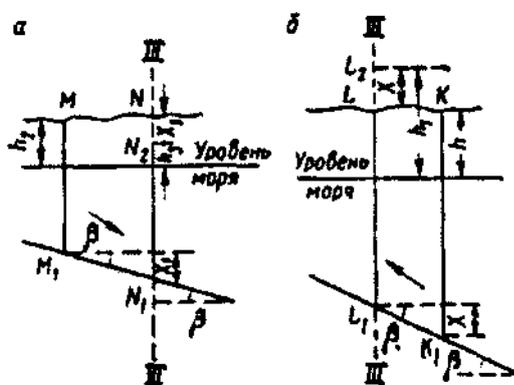


Рис.3. Схема ввода поправок в превышение скважины

Учет искривления скважин при составлении геологического профиля. При составлении геологического профиля использование искривленных скважин приводит к искажению профиля.

В самом деле, при искривлении вверх по восстанию пластов (рис. 4, а) скважина встретит кровлю пласта в точке D. Вследствие неучета искривления скважины точка D отвечающая меньшей глубине скважины, будет отнесена к точке D1, что приведет к искажению профиля в результате построения несуществующего структурного выступа. При искривлении скважины вниз по падению пласта (рис. 4, б) скважина встретит кровлю пласта на более низкой отметке, т.е. в точке E, которая будет отнесена к точке K, что приведет к построению несуществующей структурной мульды,

так как истинное положение кровли пласта (при вертикальной скважине) соответствует точке P .



Рис 4. Схема искажений в отметках кровли пласта при неучете искривления скважин

Рассмотрим метод учета искривления скважины при построении геологического профиля. Допустим, что скважина при искривлении имела в пространстве переменные величины угла отклонения и азимута кривизны. Для учета искривления скважины, прежде всего, нужно привести ее искривление к одной плоскости. На рис. 5, *а* показана инклинограмма, т.е. проекция оси скважины на горизонтальную плоскость.

Устье скважины находится в точке A , а конечное положение забоя — в точке B . Чтобы привести искривление скважины к одной плоскости (фиктивной) AB , производим развертку частных плоскостей ее искривления в одну плоскость (рис. 5, *б*). Из рис. 5, *б* видно, что вертикальная составляющая искривленного ствола скважины есть линия $B''B_1$, равная X . Величину X вычисляем аналитически:

$$X = X_1 + X_2 + X_3 = AK \operatorname{ctg} \alpha_1 + KL \operatorname{ctg} \alpha_2 + LB \operatorname{ctg} \alpha_3$$

Зная величину x , определяем угол искривления α в скважине, приведенной к одной плоскости искривления, по соотношению

$$\operatorname{tg} \alpha_n = ABx$$

Определив угол искривления в плоскости AB (фиктивной плоскости искривления), вычисляем в этой же плоскости длину скважины AB_1 (рис. 5, *в*):

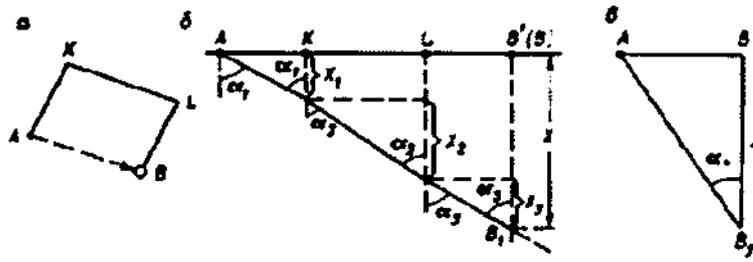


Рис. 5. Схема приведения искривленной скважины к искривлению в одной плоскости

$$AB_1 = x \cos \alpha_n$$

Таким образом, мы привели скважину к одной плоскости искривления и определили в этой плоскости ее длину и угол искривления.

Сносим горизонтальную проекцию ствола скважины AB параллельно простиранию на направление профиля так, чтобы устье A попало на линию профиля, и в этой точке A проводим линии простирания и падения, а также меридиану $N5$ (рис. 6, I). Далее проектируем точку B по линии параллельно простиранию до пересечения этой линии с направлением профиля в точке C ; получаем треугольник ABC , у которого: δ — угол между направлением искривления и направлением профиля; β — угол, равный разности азимута простирания 2 и азимута искривления φ , ($\beta = \varphi_2 - \varphi_1$); γ — угол, равный $180^\circ - (\beta + \delta)$.

На рис. 6, II показаны двугранный угол и положение в нем искривленной скважины в плоскости искривления M . Проводим через точку B_1 плоскость, перпендикулярную к линии AA_1 и получаем треугольник $A_1B_1C_1$; соединив точку C_1 с точкой A , определяем

угол α_n , под которым следует провести скважину в плоскости профиля, и длину скважины AC_1 . Из рис. 6, // имеем

$$B_1A_1 = AA_1 \operatorname{tg} \alpha_n \quad A_1C_1 = AA_1 \operatorname{tg} \alpha_n$$

$$\text{Так как } B_1A_1/A_1C_1 = \operatorname{tg} \alpha_H / \operatorname{tg} \alpha_n$$

$$B_1A_1/A_1C_1 = \sin \gamma / \sin \beta$$

$$\text{то получаем } \operatorname{tg} \alpha_H / \operatorname{tg} \alpha_n = \sin \gamma / \sin \beta$$

$$\operatorname{tg} \alpha_H = \operatorname{tg} \alpha_n \sin \gamma / \sin \beta$$

Величину AC_1 определяем из соотношений:

$$AA_1 = AB_1 \cos \alpha_n \quad (15) \quad AA_1 = AC_1 \cos \alpha_n$$

$$\text{или } AB_1 \cos \alpha_n = AC_1 \cos \alpha_n$$

$$\text{Откуда } AC_1 = AB_1 \cos \alpha_n / \cos \alpha_n$$

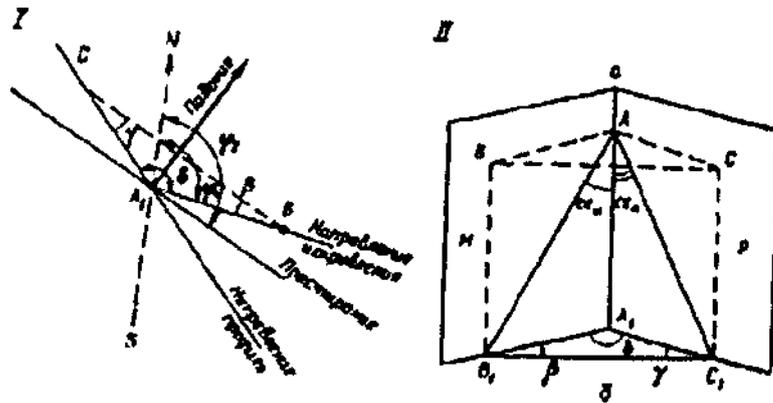


Рис.6. Схема соотношений положения искривленной скважины в плоскости искривления (I) и в плоскости профиля (II)

Зная отношение косинусов углов, можно определить мощности отдельных пластов.

Искомый угол падения пласта в плоскости профиля (п) и длину скважины в профиле ($A C_1$) можно определить также графически следующим образом (рис. 7).

Горизонтальную проекцию искривленного ствола скважины (приведенного к одной плоскости искривления) $A_1 B_1$ продолжаем за точку A_1 , а в точке A_1 восставляем к ней перпендикуляр. Далее в точке B_1 строим угол $90^\circ - \alpha_n$ продолжаем его сторону до пересечения с восставленным (из точки A_1) перпендикуляром в точке A ; при точке A получаем угол α_n' , соответствующий углу искривления в плоскости искривления. Затем в точке B_1 строим угол β (угол падения пласта) и сторону его продолжаем до пересечения с направлением профиля в точке C_1 . Образовавшийся отрезок $A_1 C_1$, откладываем от точки A_1 на продолжении направления искривления и получаем $A_1 C_1$. Соединяя точку C_1 с точкой A , определяем при точке a искомый угол α_n , под которым следует провести ствол скважины в плоскости профиля. Отрезок $A C_1$ дает искомую длину ствола скважины в плоскости профиля.

Метод составления профиля по геофизическим данным (электро и радиоактивного каротажа), а также по комплексным наблюдениям в принципе аналогичен методу составления его по геологическим данным. Производить пересчет геофизических данных указанным выше методом для учета искривления скважины нецелесообразно. Ствол скважины в профиле надо показывать в соответствии с его фактическим искривлением и к нему нужно приурочивать полученную каротажную диаграмму. Отдельные элементы искривления скважины, не совпадающие с плоскостью профиля, следует переносить (проектировать) на профиль параллельно простиранию. Однако при всяких такого рода переносах следует рационально сочетать сведения о геологическом строении района и данные по разрезам отдельных скважин с данными применяемых методов геометрического проектирования.

Следует иметь в виду, что в ряде случаев весьма полезно проводить скважины с направленным искривлением.

Проведение наклонно-направленных (направленно-искривленных) скважин обычно применяют:

1) при наличии на дневной поверхности намеченной к разработке продуктивной площади: больших водоемов, оврагов, заболоченных труднодоступных участков, капитальных сооружений и т. (например, на месторождении Денгизкуль в Республике Узбекистан, где значительную площадь месторождения занимает сбросовое озеро);

2) при разработке месторождений в акватории морей (например, при выявлении месторождений в (Аральском море);

3) при разработке крутопадающих поднадвиговых пластов (например, в Ферганской впадине или в Юго-Западных отрогах Гиссарского хребта и Сурхандарьинском нефтегазоносном регионе Р.Уз);

5) в особых случаях, например, для ликвидации мощных открытых фонтанов путем бурения из далека направленной скважины в зону ствола фонтанирующей скважины и для закачки в эту зону глинистого раствора и т.п.

Большие перспективы сулит широкое применение метода бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, которое ведется в настоящее время при разработке месторождения Кокдумалак.

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин ведут турбинным способом, применяя соответствующие отклонители, простейший из которых — труба, изогнутая под углом $2—5^\circ$, устанавливаемая над турбобуром.

При бурении направленно-искривленных и горизонтальных скважин также осуществляют геологическое наблюдение аналогично тому, как это делают при бурении вертикальных скважин. Здесь лишь возникает необходимость в дополнительном контроле искривления скважин, который проводится регулярно при помощи инклинометра, позволяющего одновременно контролировать не только угол искривления, но и азимут искривления.

Следует помнить, что выбор наиболее удобного с точки зрения эксплуатации и правильного по форме профиля ствола скважины является весьма важным фактором, от которого зависят не только успех проводки

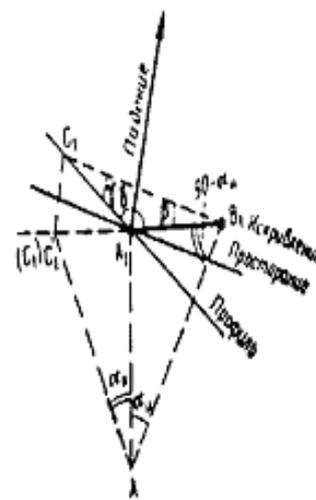


Рис. 7. Графический метод определения угла наклона и длины искривленной скважины в плоскости профиля

скважины, но и дальнейшая ее работа, особенно в условиях глубинно-насосной эксплуатации.

Очень часто геологические профили, построенные по продуктивной части месторождения, называют *геологическими разрезами*. Методика их построения аналогична методике построения геологических профилей, а первой прослеживаемой структурной поверхностью может быть поверхность непроницаемых пород, экранирующих залежь нефти или газа.

Горизонтальные масштабы геологических профилей, строящихся по всему вскрытому разрезу, выбирают в соответствии с масштабом структурной карты, а вертикальные — в соотношении 10:1 к горизонтальным.

Горизонтальные масштабы геологических разрезов выбирают таким образом, чтобы внутреннее строение продуктивной части имело наиболее наглядное изображение. Вертикальные масштабы выбирают в соотношении 10 : 1 к выбранным горизонтальным.

8. Изучения разрезов продуктивного горизонта.

Геологическая обработка материалов бурения скважин дает возможность построить профиль месторождения и структурные карты, позволяющие получить полное представление о строении месторождения, о структурных соотношениях отдельных комплексов пород и об условиях формирования структуры в целом.

Особое значение имеет изучение отдельных горизонтов в целях выяснения изменчивости их мощности и коллекторских свойств и характера распределения неоднородности горизонтов в пределах всего месторождения. Для детального изучения всех указанных вопросов необходимо провести тщательную корреляцию разрезов скважин, что является первоочередной и важной задачей геолога на промысле после составления разрезов по отдельным скважинам.

Геологический разрез скважины изучается по данным прямых и косвенных методов.

К прямым методам относятся:

—изучение образцов горных пород, отобранных в процессе бурения скважин;

—геохимические методы исследования бурового раствора и шлама;

—изучение образцов проб пластовых флюидов (нефть, газ, вода), отобранных при опробовании и испытании объектов в открытом и обсаженном стволе.

К косвенным методам относятся:

—геофизические исследования в скважинах;

—наблюдения за срабатыванием долот и проходкой.

Подробно эти методы уже были рассмотрены в главе 2.

В настоящей главе мы рассмотрим вопросы совмещения прямых и косвенных методов изучения разрезов скважин и составление геологической документации, отражающей геологическое строение месторождения нефти и газа.

Для получения максимального количества данных о геологическом разрезе скважины и ее нефтеносности необходимо комплексная обработка всего материала, полученного различными методами в процессе изучения скважин. Прежде всего, все каменные материалы тщательно исследуются, а геофизические данные интерпретируются.

Керн, шлам и образцы, отобранные боковым грунтоносом, должны быть за документированы непосредственно на буровой. Должно также быть составлено первичное геологическое описание и произведен отбор проб на различные виды исследований. Из продуктивных пластов образцы керна следует направлять в лаборатории для определения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. Также должны быть отобраны образцы керна для петрографических и фаунистических исследований. Пески и рыхлые песчаники и другие терригенные породы отбираются для

гранулометрического анализа. Следует также отбирать образцы для битуминологического исследования.

Направленные в лабораторию образцы горных пород подвергаются всестороннему изучению: исследуются под микроскопом, делается петрографическое описание, определяются фауна, коллекторские свойства, нефтенасыщенность и содержание битумов.

Такое всестороннее изучение горных пород дает очень ценный фактический материал для познания геологии и нефтеносности площади, находящейся в разведке или разработке.

Однако, к сожалению, керн дает представление о разрезе скважины в очень ограниченных интервалах, а низкий вынос его при бурении скважины еще более снижает возможности изучения геологии и нефтеносности непосредственно по образцам горных пород, извлекаемым из скважины. Поэтому о геологическом разрезе скважины наиболее полное представление можно получить при комплексной интерпретации данных изучения образцов горных пород и геофизических методов изучения скважины. Использование данных по керну, шламу и образцам горных пород, а также результатов наблюдения за процессом бурения скважины для интерпретации геофизических материалов в значительной степени повышает результативность геофизических методов.

В результате комплексной геолого-геофизической интерпретации разрез расчленяется по литологическому признаку на толщи и пласты, устанавливается их стратиграфическая принадлежность, выделяются проницаемые пласты-коллекторы и непроницаемые толщи-покрышки, а также должно быть установлено, чем насыщены пласты-коллекторы: нефтью, газом или водой.

СОСТАВЛЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Разрез скважины составляется по материалам комплексной интерпретации прямых и геофизических методов ее изучения. Его вычерчивают на миллиметровой или чертежной бумаге, последнее время его составляют на каротажной бумаге или непосредственно на диаграммах стандартного каротажа.

По всей скважине составляют разрез в масштабе 1:500, по продуктивной толще в масштабе 1:200. Это дает возможность использовать каротажные диаграммы того же масштаба без их уменьшения и тем самым избежать искажения при пантографировании. Для глубоких скважин разрез составляется в масштабе 1:1000 или 1:2000, при этом каротажные диаграммы приходится пантографировать (Пантографирование — это уменьшение чертежа вертикали и горизонтالي с помощью специального прибора, называемого пантографом). Разрез по мощным продуктивным толщам составляется в масштабе 1 : 500.

Порядок составления разреза скважины следующий. Прежде всего, с правой стороны листа бумаги наносят диаграмму электрического каротажа — кривые *КС* и *ПС*. Если имеют значения для интерпретации данного разреза другие виды каротажных исследований (радиоактивного каротажа, микрозондов или каверномера), следует их диаграммы также нанести на разрез. В левой части чертежа рисуют литологический разрез скважины, справа от него — интервалы отбора керна, а слева — шкалу глубин в метрах. Еще левее дается стратиграфическая шкала. Цитологическая колонка состоит из двух половин. Вначале отмечаются интервалы отбора керна. Затем на обе половины колонки в условных обозначениях наносится литологический состав пород по данным отобранного керна в объеме, соответствующем проценту выноса керна. При этом используются данные интерпретации геофизических исследований. Остальная часть правой половины колонки, не освещенная керном, заполняется по данным интерпретации геофизических исследований, выполненной с учетом данных по шламу и образцам бокового грунтоноса. Левая половинка колонки остается заполненной только там, где был поднят керн. Такой метод составления колонки скважины наглядно показывает степень освещенности разреза керном.

Следующая задача при составлении разреза скважины сводится к выделению стратиграфических подразделений. В основу возрастного расчленения разреза должны быть положены данные фаунистического определения горных пород. Так как из скважин керн отбирается в незначительном объеме, необходимо стратиграфическое расчленение производить на базе комплексной интерпретации всех данных исследования и сопоставления разреза изучаемой скважины с разрезами ранее пробуренных скважин. Стратиграфическую принадлежность пород удобнее показывать окраской, принятой для геологических карт. Наиболее важным этапом изучения разреза скважины является выделение нефтяных и газовых пластов. Прежде всего необходимо установить все проницаемые пласты и определить характер их насыщения. О характере насыщения пласта можно судить по образцам пород, поднятым из скважин, по нефтегазопроявлениям и промыслово-геофизическим данным. По керну также можно дать предварительное заключение о флюиде, насыщающем пласт. Светлая окраска нефтенасыщенного образца керна и резкий запах бензина говорят о наличии в пласте легкой нефти с большим содержанием газа. Темная окраска нефтенасыщенных образцов керна и слабый запах бензина свидетельствуют о наличии в пласте тяжелой окисленной нефти. Образцы пород из газовых пластов сухие, только что извлеченные из скважины или на свежем изломе имеют резкий запах бензина.

Большую помощь в определении характера насыщения пластов оказывают данные о проявлениях нефти и газа во время бурения. Необходимо при бурении скважины установить тщательное наблюдение за промывочной жидкостью и фиксировать малейшие признаки нефти и газа. Наличие нефти и газа в терригенных пластах успешно устанавливается

промыслово-геофизическими методами. Значительно труднее это сделать для пластов, сложенных карбонатными породами. Для установления нефтегазоносности разреза скважины следует также использовать газовый каротаж.

Более полные данные о нефтегазоносности во время бурения дают уверенный ответ о характере насыщения пластов при спуске испытателя сразу после вскрытия пласта долотом, пока в пласт еще не проник фильтрат глинистого раствора. Надо иметь в виду, что по отрицательным результатам испытания, когда получены фильтрат или пластовая вода, нельзя делать однозначное заключение об отсутствии нефти или газа от забоя скважины, так как пластовая вода может быть получена из выше- или нижележащих отложений, при недостаточно надежном разобщении их отдельными пакерами от испытываемого пласта.

При выделении объектов, подлежащих испытанию, необходимо учитывать весь комплекс данных геологических и геофизических исследований. Положение пластов, намеченных к испытанию, в разрезе скважины наиболее надежно определяется по комплексу геофизических исследований. По ним устанавливается интервал перфорации скважины.

Интервалы перфорации в обсаженном стволе, интервалы испытаний и опробования в открытом стволе и их результаты наносятся на разрез в отдельной колонке, которая располагается правее колонки с каротажными диаграммами.

КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Корреляция разрезов скважин заключается в выделении опорных пластов и в определении глубин их залегания в целях установления последовательности расположения пород, выделении одноименных пластов фациальной изменчивости в различных направлениях. Корреляция разрезов скважин позволяет более подробно изучить продуктивные горизонты. При сложном геологическом строении месторождения, когда наблюдаются дизъюнктивные нарушения или трансфессивные несогласия в залегании пород, правильное построение профилей и структурных карт без предварительной корреляции разрезов скважин практически невозможно.

В зависимости от поставленной геологической задачи проводят общую или зональную корреляцию разрезов скважин.

Общую корреляцию проводят с целью изучения характера изменения отложений в разрезах скважин в пределах всего месторождения.

При общей корреляции сопоставляют разрезы скважин в целом по одному или нескольким имеющимся разрезам горизонтам (или реперам). Для этого предварительно показаны такие горизонты (реперы), которые сохраняют свою характеристику в большинстве сопоставляемых разрезов (рис. 8).

Реперный пласт, как правило, должен иметь выдержанную по площади мощность. Проведенное сопоставление будет тем надежнее, чем больших

разрезов удастся выделить в изучаемом разрезе пород, пройденном скважинами.

Общую корреляцию можно проводить по стратиграфическому, электрическому или радиоактивному каротажу реперами, марки руюшему пласту и данным комплексных наблюдений. В промысловых условиях ее обычно ведут по данным электрического каротажа (см. рис 8).

При общей корреляции сопоставляются разрезы скважин по шламу от устьев до забоев с целью прослеживания одноименных стратиграфических свит литологических пачек. Она позволяет составить представление о строении разрезов скважин в пределах всего месторождения, о наличии (или отсутствии) разрывных нарушений, о поверхности размыва, об изменении мощности и литологических отдельных стратиграфических горизонтов и литологических пачек.

Зональную корреляцию проводят для детального изучения отдельных пластов и их пачек. Она используется особенно для пластов, характеризующихся фациальной изменчивостью, расслаивающихся на отдельные пропластки и выклинивающихся в различных направлениях. Прослеживание отдельных пропластков, их фациальной изменчивости, границ вклинивания, площадок распространения и т.д. имеет огромное значение при проектировании и анализе системы разработки пласта в целом.

Зональную корреляцию для изучения продуктивного пласта следует вести по его кровле, если она нормально перекрывается вышележащими породами; или по подошве, если кровля размывта, а подошва нормально подстилается нижележащими отложениями, и по маркирующему прослою внутри пласта, если кровля и подошва пласта размывты или недостаточно ясно выражены.

При зональной корреляции нужно прослеживать лишь также зональные интервалы разреза, которые, отличаясь по вертикали, характеризуются по горизонтали общими литолого-физическими свойствами, выдерживающимися на более или менее значительной площади. Отдельные локальные прослои, наблюдающиеся в скважинах (внутри зонального интервала) и ограниченно развитые, лучше включать в тот или иной интервал, так как в зональном интервале имеется своя локальная зональность, выделить которую невозможно.

Необходимо учитывать, что выделенные зональные интервалы имеют большое значение для детального изучения геологического строения продуктивного пласта, но они не всегда могут быть самостоятельными объектами разработки. Расчленение мощных продуктивных пластов на отдельные зоны и детальное геологическое изучение их на основе зональной корреляции особенно необходимы для проектирования и анализа системы разработки крупных нефтяных месторождений на платформе, продуктивные пласты в которых имеют значительную фациальную изменчивость.

В результате общей корреляции разрезов скважины по месторождению можно составить нормальный (или типовой) разрез.

На нормальном разрезе обычно указывают истинную мощность пород, а на типовом — вертикальную мощность. Эти разрезы отображают последовательности напластований по месторождению, их среднюю мощность и литологический состав. Наличие нормального (или типового) разреза по месторождению облегчает геологический контроль за процессом бурения.

Нормальный (или типовой) разрез должен отображать средний разрез месторождения. В связи с этим он должен представлять собой разрез, присущий большинству скважин данного месторождения. Для месторождений со спокойной тектоникой или постоянным литологическим составом пород можно ограничиться составлением одного нормального (или типового) разреза. На месторождениях с изменяющимся литологическим составом пород и различной тектоникой в разных участках может возникнуть необходимость в составлении нескольких нормальных (или типовых) разрезов, характеризующих каждый участок в отдельности. В зависимости от имеющихся данных строят нормальный (или типовой), фунтовый (по образцам пород), геофизический (с данными по электрометрии и радиометрии) или лучше всего геолого-геофизический типовой разрез, в котором одновременно показывают геологический и геофизический разрезы.

На промысловых площадях обычно составляют лишь типовой разрез по вертикальной мощности (для удобства пользования им), а на разведочных — нормальный разрез по истинной мощности.

Нормальный разрез с указанием истинной мощности составляют на промысловых площадях лишь в тех случаях, когда мощность пласта в разных участках значительно колеблется вследствие изменения углов падения пород.

Для составления нормального (или типового) разреза необходимо детально изучить разрезы всех пробуренных скважин, разбить их на горизонты и реперы, подразделить разрезы

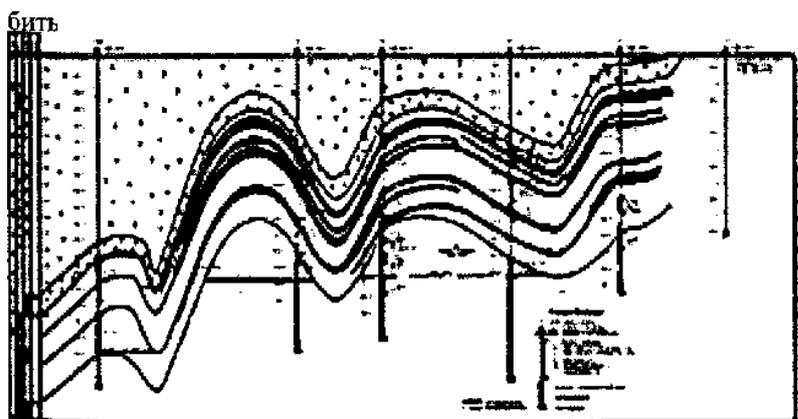


Рис. 8. Геологический профиль месторождения Чегара

нормальные, дефектные и нехарактерные разрезы, следует провести тщательную их корреляцию и составить средний типовой разрез. Отобранные

ненормальные, дефектные и нехарактерные разрезы следует проанализировать с целью установления возможности и целесообразности составления по ним (за исключением явно дефектных разрезов) дополнительных средних разрезов для отдельных участков месторождения.

При составлении типового разреза следует учитывать наличие аномальных разрезов скважин на отдельных участках, различающихся последовательностью отложений или фациальной характеристикой пород по сравнению с разрезом соседних скважин. В этом случае, если аномальная характеристика того или иного разреза наблюдается лишь в отдельных скважинах и проявляется незакономерно, ее не принимают во внимание; если же она повторяется и в некоторых других скважинах, сконцентрированных в пределах определенных участков, то для таких участков составляют самостоятельные нормальные (или типовые) разрезы.

При составлении нормального (или типового) разреза следует учитывать данные электрического и радиоактивного каротажа, а также все косвенные наблюдения, особенно в случае недостатка фактического геологического материала. Весьма полезно также составление нормального геофизического разреза месторождения, которое в принципе аналогично составлению нормального геологического разреза.

9. Химическая характеристика вод и повторная обработка их результатов.

Воды нефтяных месторождений характеризуются:

1. Повышенной минерализацией;
2. Присутствием в составе вод хлоридов кальция и натрия или гидрокарбонатов натрия;
3. Отсутствием сульфатов или весьма незначительным их содержанием;
4. Повышенным содержанием ионов J, Br, NH₄;
5. Часто присутствием H₂S;
6. Наличием в воде солей нафтеновых кислот;
7. Наличием в воде растворенных УВ газов.

Формирование подземных вод связано с проникновением воды в земную кору с поверхности в капельно-жидком виде или в виде водяного газа, затем конденсирующегося под землей в воду. В формировании подземных вод участвуют также и воды, захороненные в морских осадках, а затем преобразованные при диагенезе осадков.

Условия формирования различных типов вод весьма разнообразны и характеризуются:

1. Взаимодействием вод и горных пород;
2. Взаимодействием вод с нефтью и газами;
3. Воздействием на воды микробиологических процессов;
4. Различными геологическими факторами — литолого-физическим составом пород и их коллекторскими свойствами, тектоникой, температурными условиями и т.д.

Обычно в водах газонефтяных месторождений содержатся следующие компоненты:

1. Ионы растворимых солей: анионы: OH⁻, Cl⁻, SO₄⁻; CO₃⁻ HCO₃⁻,
2. Катионы: H⁺, R⁺, Na⁺, NH₄⁺, Mg⁺⁺, Ca⁺⁺, Fe⁺⁺, Mn⁺⁺
3. Растворимые ионы микроэлементов: Br, J, B⁺⁺⁺, Sr⁺⁺.
4. Коллоиды: SiO₂, Fe₂O₃, Al₂O₃
5. Газообразные вещества: CO₂, H₂S, CH₄, H₂, K₂
6. Органические вещества — нафтеновые кислоты и их соли.

Существует три основные формы выражения химического анализа воды.

1. Ионная форма, при которой химический анализ воды выражается в виде весовых количеств отдельных ионов (обычно в миллиграммах или граммах на 1 л воды), образующихся вследствие диссоциации растворенных в воде солей. Соединения, недиссоциирующие в воде (кремний, железо, алюминий), присутствуют в ней в виде коллоидов и выражаются отфильтрованными. Ионная форма выражения анализа широко распространена и является исходной для получения других форм.

2. Эквивалентная форма изображения состава вод основана на том, что ионы реагируют между собой не в равных весовых количествах, а в определенных соотношениях, зависящих от их атомного (или молекулярного) веса и

валентности. Таким образом, различные ионы соединяются один с другим в строго определенных весовых соотношениях, определяемыми их эквивалентными весами. Эквивалентным весом называется отношение атомного или молекулярного веса иона к его валентности. Например, для иона Na^+ эквивалентный вес составит $23/1=23$, для Ca^{++} — $40/2=20$ и т.д. Тогда на каждые 23 весовые единицы иона Na^+ требуется 35,5 весовых единиц иона Cl^- , и т. д.

Для перехода от весовой ионной формы анализа к эквивалентной форме необходимо содержание иона, выраженное в миллиграммах или граммах на 1 л воды, разделить на величину эквивалента иона, или вычислив предварительно величину, обратную эквивалентному весу и называемую переводным коэффициентом, умножить весовое значение иона на этот коэффициент.

В результате такого перехода от ионной формы к эквивалентной получают содержание ионов в мг-экв. (миллиграмм — эквивалентах) или в мг-экв на то же количество воды. Например, содержание иона Na^+ , равное 46 мг/л воды, в эквивалентной форме будет равно $46/23=2$ мг-экв. и т.д.

Если содержание какого-либо иона выражают в эквивалентной форме, то перед символом иона ставят знак r (реагирующая величина), например, $r\text{Cl}^-$, $r\text{Ca}^{++}$ и т.д.

Сумма катионов, выраженная в эквивалентной форме (обозначаемая $\sum r_k$), равна соответственно выраженной сумме анионов (обозначаемой $\sum r_a$), т.е.

$$\sum r_k = \sum r_a$$

Используя это равенство и имея данные о содержании в воде пяти главных ионов (Cl^- , SO_4^{--} , HCO_3^- , Ca^{++} , Mg^{++}), обычно устанавливают содержание в воде шестого из главных ионов природных вод — иона Na^+ , пренебрегая остальными ионами, содержание которых почти всегда незначительно. Содержание иона натрия определяют по формуле:

$$R \text{Na}^{+} = \sum r_a - (r\text{Ca}^{++} + r\text{Mg})$$

Для определения содержания натрия в весовой ионной форме полученную величину $r\text{Na}$ умножают на эквивалент иона.

В табл. 7 приведены величины эквивалентных ионов, наиболее часто встречающихся в водах нефтяных месторождений.

3. Процент — эквивалентная форма изображения состава вод показывает относительную долю (в процентах), занимаемую разными ионами во всей ионно-солевой массе, содержащейся в воде.

ИОН	ЭКВИВАЛЕНТ	ИОН	ЭКВИВАЛЕНТ
Na+	23,0	Cl-	35,5
Mg ⁺⁺	12,2	SO ₄ ²⁻	48,0
Ca ⁺⁺	20,0	HCO ₃ ⁻	61,0
K+	39,1	Br-	79,9
MN ⁴⁺	18,0	J-	126,9
H+	1,0	HS-	33,0
Fe ⁺⁺⁺	18,6	CO ₃ ²⁻	30,5
Fe ⁺⁺	27,9	Нафтенатионы	150-200

При пересчете анализов в процент-эквивалентную форму сумма всех ионов, взятых в эквивалентной форме, принимается за 100%:

$$\sum r_a + \sum r_k = \sum r = 100\% \text{ - экв.}$$

Следовательно, сумма анионов и сумма катионов каждая порознь, составляет 50%-экв.

Содержание каждого иона в процентах вычисляют от общей суммы мг-экв ($\sum r$) следующим образом. Например,

$$rCa = rCa / \sum r \cdot 100\%.$$

ИОН	Ионная форма, мг/л	Эквивалентный вес	Переводной коэффициент	Эквивалентная форма, мг-экв	Процент - эквивалентной формы
Cl	63,26	35,5	0,0282	1,78	7,03
SO	236,3	48,0	0,0208	4,92	19,45
HCO	363,2	61,0	0,0164	5,95	23,52
Ca	6,70	20,0	0,05	0,33	1,31
Mg	2,31	12,2	0,0822	0,19	0,76
Na	277	23,0	0,0435	12,08	47,73
Fe	1,40	27,9	0,0358	0,05	0,20
Общ. минерализация	-	-	-	25,30	100

Процент - эквивалентная форма выражения анализа получила большое распространение, так как она наглядно представляет ионно-солевой состав воды, соотношения между ионами и позволяет устанавливать черты сходства вод, различающихся по величине минерализации. Однако для полного представления о химическом составе воды необходимо знать также и абсолютное содержание ионов в воде, поэтому процент-эквивалентная форма выражения состава воды должна сопровождаться данными об общей минерализации воды в эквивалентной форме.

