

**МНОГОЗАБОЙНЫЕ СКВАЖИНЫ КАК СРЕДСТВО
ВЫЯВЛЕНИЯ ГЛУБИННЫХ СТРУКТУР**

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлено кафедрой геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений)

**Важность знания тектоники при поисках нефти и газа,
необходимость усовершенствования методов ее изучения**

Нефтяные залежи, как правило, приурочены к верхним частям антиклиналей, моноклиналей и куполов, поэтому для обоснования заложения поисковых скважин всегда в какой-то мере изучается глубинное строение данного участка — выявляется структура, благоприятная для накопления нефти или газа. С этой целью, как правило, сначала проводятся геологические съемки, затем структурное бурение и сейсморазведка. Однако все эти методы не всегда оказываются эффективными, и в процессе поискового бурения всегда приходится уточнять структуры.

Дело в том, что структурное бурение проводится обычно на глубинах 400—500 метров, а поиски нефтяных и газовых залежей в горизонтах, удаленных от дневной поверхности, — на 2000—2500 и более метров. При этом предполагается, что структуры по нижележащим горизонтам должны соответствовать структурам по вышележащим. Фактически же соответствие это почти всегда оказывается весьма и весьма относительным. Эти структуры, как правило, смещены друг относительно друга. При этом в областях с более или менее сложным тектоническим строением еще можно установить те или иные закономерности такого смещения. Что касается равнинных областей, где углы падения крыльев структур не превышают одного-двух градусов, например в Поволжье, то установить какие бы то ни было закономерности в смещениях структур очень трудно и даже невозможно. В итоге для окончательного заключения по той или иной площади необходимо заложение на ней не менее пяти скважин, ибо только при наличии пяти скважин можно составить некоторое представление о глубинном строении участка.

В связи с изложенным для уточнения представлений о глубинном строении того или иного участка нефтяники широко применяют метод схождения [2, 3]. Однако и этот метод требует заложения значительного количества поисковых скважин. Известны попытки использовать для этой же цели ориентированный керн [4]. Однако трудности при его обработке и особенно недостаточная точность этого метода не позволяют нефтяникам широко внедрить его в производство.

В настоящей статье для построения структурных карт по глубоко залегающим горизонтам предлагается использовать многозабойные скважины, которые уже получили широкое применение при разведке твердых полезных ископаемых.

Существо методики

Если в распоряжении геолога имеется две обычных скважины, то при построении профиля он может построить сколько угодно антиклиналей и синклиналей, ни одна из которых однако не будет достоверной (рис. 1, а). Таким образом, его представления о глубинном строении данного участка будут весьма приблизительными.

Каждая из многозабойных скважин представляет собой как бы серию трех незначительно удаленных друг от друга скважин, заложенных на данный горизонт. На основании данных каждой из них можно определить уже не только абсолютные отметки, но и элементы залегания интересующего геолога пласта (поверхности). Отсюда построение этого пласта будет более однозначным, а потому и более достоверным (рис. 1, б, в, г, д). Работая с картой, геолог по тем же данным сможет определить и направление (азимут) падения пласта, и при удачном расположении двух первых скважин (рис. 1, б, 2, а) определить по ним вероятное положение купола структуры, так что уже третья (обычная) скважина позволит сделать окончательно заключение о продуктивности площади.

При «неудачном» расположении первых двух скважин (рис. 1 в, 2 б) к каждой из них придется добавить еще по одной многозабойной и по одной обычной скважине — только после этого можно будет сделать окончательный вывод о перспективности или бесперспективности данной площади и о возможности или невозможности продолжения на ней разведочных работ. Здесь, однако, следует добавить, что «неудачное» заложение первых двух скважин будет означать лишь то, что на исследуемой площади обнаружены склоны двух структур, благоприятных для накопления нефти и газа (антиклиналей или куполов), и потому в дальнейшем число скважин на разведку каждой из этих структур снова уменьшится до трех. При сложных структурах число скважин, разумеется, будет несколько большим.

Эффективность новой методики

Для определения элементов залегания пласта с точностью до 1° необходимо удаление точек встречи различных стволов данной скважины с данным пластом до 10 м, поэтому длина ответвлений от основного ствола должна достигать 200—300 м. Таким образом, общий объем бурения по каждой скважине должен увеличиваться на 500—600 м, что при глубине основного ствола в 2 км составит 25—30%. Расчеты показывают, что время бурения многозабойной скважины по сравнению с обычной должно возрасти на 40%, а стоимость строительства — на 50%. Таким образом, заложение двух многозабойных и одной обычной скважины (достаточных для вывода о перспективности структуры) будет равноценно заложению четырех обычных скважин. Четырех же обычных скважин даже при наличии структурной карты по вышележащему горизонту недостаточно для заключения о бесперспективности той или иной площади.

Этим, однако, не исчерпывается значение многозабойных скважин. При разбуривании какой-то площади исключительно однозабойными скважинами тектоника фундамента всегда остается совершенно неисследованной (а иногда она представляет исключительный интерес), в то же время только одна многозабойная скважина уже позволит что-то сказать о ней. Но и это не все; на основании обычных скважин мы ничего не можем сказать о дизъюнктивных нарушениях даже в исследуемом пласте, а между тем в этом иногда бывает острая необходимость. Заложенные по разные стороны возможного дизъюнктива две

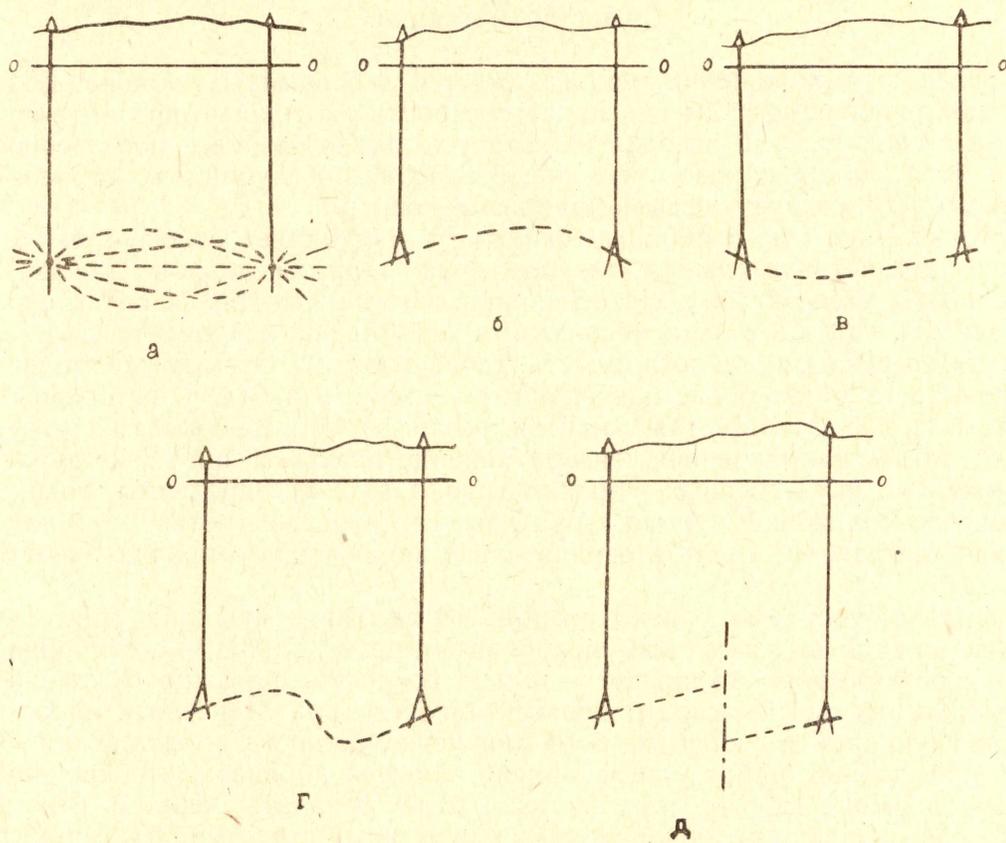


Рис. 1. Интерпретация данных обычного и многозабойного бурения на профилях.

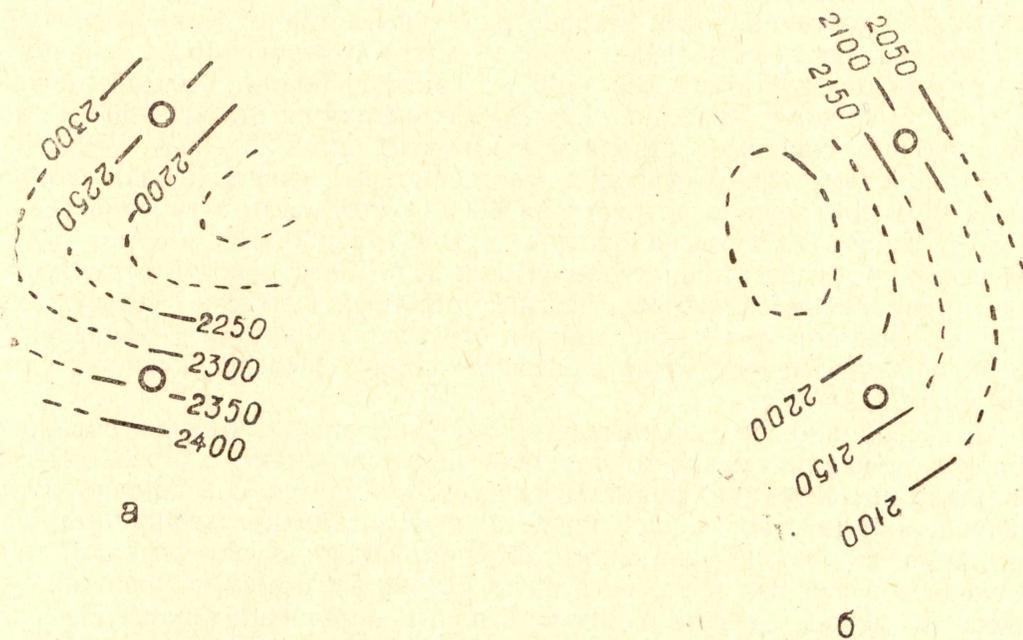


Рис. 2. Примеры интерпретации данных по двум многозабойным скважинам на карте.

многозабойные скважины дадут по данному вопросу совершенно точный ответ (рис. 1, д).

Проводка многозабойных скважин

Проводка многозабойных скважин не требует никакого специального оборудования и потому может быть осуществлена в любой организации, занимающейся разведкой нефти и газа. Выполнять ее рекомендуется в следующем порядке. После проходки основного ствола последний исследуется всеми доступными методами, не требующими крепления его обсадной колонной. Особое внимание уделяется отбивкам поверхностей раздела различных горизонтов и измерениям элементов кривизны скважины. Затем в этом стволе ставится цементный мост на высоте 150—200 м от забоя и бурится второй ствол.

Второй ствол бурится на глубину 150—200 м и исследуется теми же способами, что и первый, после чего в нем также устанавливается цементный мост. При этом его устанавливать необходимо с таким расчетом, чтобы начало третьего ствола оказалось выше начала второго.

Третий ствол бурится на ту же глубину и исследуется сначала теми же методами, что и два первых, но затем он крепится обсадной колонной и испытывается на приток жидкости.

При бурении наклонно направленных скважин обычно очень много времени занимает ориентировка инструмента. В данном случае в этом нет необходимости, так как определить элементы залегания пласта можно при любом направлении трех стволов. Исключение составляет случай, когда все три ствола окажутся в одной плоскости. Однако вероятность такого совпадения мала, и в случае необходимости можно пробурить четвертое ответвление.

Обработка данных о кривизне скважин

Предлагаемая методика предусматривает обработку данных о кривизне скважин в прямоугольных координатах. Расчет сводится в таблицу (приложение 1).

В качестве расчетных точек в этой таблице берутся не точки замера, как очень часто делается в некоторых конторах бурения, а, как рекомендует А. Л. Вычегжанин [1], точки, расположенные между ними. Благодаря этому точки замера оказываются на серединах интервалов расчета, и отпадает необходимость отыскивать средние значения зенитных углов и азимутов наклона скважин. Таким образом, расчет начинается с определения расчетных точек — нижних границ интервала расчета (гр. 1). Графа 2 (верхняя граница интервала расчета) содержит в себе те же цифры, что и графа 1, только опущенные на строку ниже. Величины граф 3, 4 и 5 просто переписываются из таблиц замера элементов кривизны скважин. Топографический азимут определяется по магнитному путем прибавления к нему величины магнитного склонения. Длина интервала расчета устанавливается такой, чтобы точки замера соответствовали его середине.

Собственно расчет начинается с определения горизонтального проложения данного интервала расчета (гр. 8). Величины этой графы рассчитываются по формуле

$$r = \Delta L \cdot \sin \Theta, \quad (1)$$

где

r — длина интервала расчета (берется из соответствующей строки графы 7);

Θ — зенитный угол в данной точке (берется из графы 4). Величины приращения координат ΔX и ΔY по данным интервалам расчета (графы

Таблица координат расчетных точек скважины 114

L_p	$L_{\text{верх}}$	$L_{\text{зам}}$	θ	A_m	A_T	ΔL	r	ΔX	$\Sigma \Delta X$	ΔY	$\Sigma \Delta Y$	$\theta/2$	$\Delta Z'$	$\Sigma \Delta Z'$	Z_0
Расчетная точка (нижняя граница инт. расчета)	Верхняя граница интервала рас- чета	Глубина точки замера	Зенитный угол в точке замера	Магнитный ази- мут скважины в точке замера	Топографический азимут скважины в точке замера	Длина интервала расчета	Горизонтальное проложение ин- тервала расчета	Приращение ко- ординаты X ин- тервала расчета	Координата X расчетной точки	Приращение ко- ординаты Y ин- тервала расчета	Координата Y расчетной точки	Половина зенит- ного угла	Приращение по- правки глубины за кривизну	Поправка глу- бины за кривизну расчетной точки	Абсолютная от- метка расчетной точки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
20	0	10	0°45'	318°	319°	20	0,26	+0,20	+0,20	-0,17	-0,17	0°22'	0,00	0,00	139,4
40	20	30	1°30'	321°	322°	—	0,52	+0,41	+0,61	-0,32	-0,49	0°45'	0,01	0,01	119,5
60	40	50	2°15'	322°	323°	—	0,79	+0,62	+1,23	-0,47	-0,96	1°07'	0,01	0,02	99,7
2480	2460	2470	15°30'	346°	347°	20	5,34	+5,21	+89,32	-1,02	-64,18	7°45'	0,73	16,74	-2303,9
2500	2480	2490	16°45'	349°	350°	—	2,76	+5,68	+95,00	-1,00	-65,18	8°22'	0,85	17,59	-2323,0

Приложение 1
Абсолютная отметка устья скважины
 $H=159,1$ м, магн. склонение $\alpha=+1^\circ$

9 и 11) рассчитываются по формулам

$$\Delta X = r \cdot \cos A_{\text{ск}}, \quad (2)$$

$$\Delta Y = r \cdot \sin A_{\text{ск}}, \quad (3)$$

а соответствующие координаты тех или иных расчетных точек — путем сложения всех приращений координат соответствующих интервалов

$$\sum \Delta X = \Delta X_1 + \Delta X_2 + \dots + \Delta X_n, \quad (4-a)$$

$$\sum \Delta Y = \Delta Y_1 + \Delta Y_2 + \dots + \Delta Y_n. \quad (4-b)$$

Что касается вертикальных составляющих соответствующих интервалов расчета, то предлагаемая методика не предусматривает вычисления их по обычной формуле

$$\Delta Z = \Delta L \cdot \cos \theta. \quad (5)$$

Это связано с тем, что при расчетах большие затруднения вызывает нахождение суммы этих приращений. Методика предусматривает вычисление недостатков этих приращений до полных длин интервалов расчета, или приращений поправок глубин за кривизну. Расчет ведется по формуле

$$\Delta Z' = \Delta L (1 - \cos \theta), \quad (6-a)$$

которая приводится к виду

$$\Delta Z' = 2\Delta L \cdot \sin^2 \left(\frac{\theta}{2} \right). \quad (6-b)$$

В связи с тем, что в формулу (6-б) входит половина зенитного угла $\frac{\theta}{2}$

величина эта определяется и заносится в графу 13. Сама величина приращения поправки глубины за кривизну ($\Delta Z'$), определяемая по формуле (6-б), заносится в графу 14. Полный недостаток всех приращений вертикальной составляющей, или общая величина поправки глубины за кривизну, для различных расчетных точек определяется по формуле, аналогичной формуле (4-а)

$$\sum \Delta Z'_n = \Delta Z'_1 + \Delta Z'_2 + \dots + \Delta Z'_n, \quad (4-b)$$

или точнее по формуле

$$\sum \Delta Z'_n = \sum \Delta Z'_{n-1} + \Delta Z'_n. \quad (7)$$

При этом для вычисления данных величин по первым интервалам, второго и третьего стволов в качестве исходных $\sum \Delta Z'_{n-1}$ следует брать $\sum \Delta Z'$ самой нижней расчетной точки неразветвленной части ствола. Величина эта заносится в графу 15.

Наконец, абсолютные отметки расчетных точек (графа 16) определяются по формуле

$$Z = H - (L_p - \sum \Delta Z'), \quad (8)$$

где H — абсолютная отметка устья скважины и L_p — номинальная глубина данной расчетной точки (глубина замера по стволу) — берется из графы 1 рассматриваемой таблицы.

Использование логарифмической линейки при расчетах по формулам (1, 2, 3 и 6-б)

При расчетах по формулам (1, 2, 3 и 6-б) рекомендуется пользоваться логарифмической линейкой, а именно: при расчетах по первым

трем из них поступать следующим образом. Конец (или начало) шкалы синусов совмещается с таким делением основной шкалы линейки, которое соответствует длине интервала расчета при расчете по формуле (1) или величине горизонтального проложения (r) при расчетах по формулам (2 и 3). Затем риска бегунка линейки совмещается с таким делением шкалы синусов, которое соответствует величине зенитного угла (Θ) при расчете по формуле (1), величине азимута наклона скважины (A_T) при расчете по формуле (3) или величине разности этого азимута с прямым углом ($90^\circ - A_T$) при расчете по формуле (2). Ответ читается по основной шкале линейки против риски бегунка.

При расчете по формуле (6-б) конец (начало) шкалы синусов совмещается с таким делением шкалы квадратов линейки, которое соответствует удвоенной длине интервала расчета ($2\Delta L$). Затем риска бегунка совмещается с таким делением шкалы синусов, которое соответствует половине зенитного угла ($\Theta/2$). Ответ читается по шкале квадратов линейки против риски бегунка.

При определении положения запятой в полученном результате удобно пользоваться следующим правилом: если половина зенитного угла близка к $40'$, то полученный результат будет примерно в 10000 раз меньше удвоенной длины интервала расчета; если половина зенитного угла будет близка к 2° , интересующая нас величина будет уже в 1000 раз меньше удвоенной длины интервала расчета; если она близка к $5^\circ 30'$, то интересующая величина будет в 100 раз меньше удвоенной длины интервала расчета и т. д. В остальных случаях этот результат будет иметь промежуточное значение.

Определение элементов залегания пласта по отдельным скважинам

Прежде чем определять элементы залегания пласта по данной скважине, необходимо построить горизонтальную проекцию разветвленной части этой скважины в крупном масштабе, например $1 : 100$, $1 : 200$, $1 : 500$ или в крайнем случае $1 : 1000$. Затем на эту проекцию необходимо нанести точки встречи различных стволов этой скважины с данным пластом. Они должны располагаться между соответствующими расчетными точками, по которым производилось построение отдельных стволов, на расстояниях, соответствующих превышениям их друг над другом (рис. 3).

Затем около этих точек подписываются их абсолютные отметки. Они должны быть тщательно вычислены и потому их расчет сводится в таблицу (приложение 2). В первой графе этой таблицы указываются номер скважины (арабская цифра), номер ствола (римская цифра) и название картируемого горизонта (поверхности). В графе 2 указывается номинальная глубина (глубина замера по стволу) точки встречи данного ствола с данным горизонтом ($L_{вст}$); в графе 3 — номинальная глубина ближайшей сверху расчетной точки (L_p); в графе 4 — превышение номинальной глубины данной точки встречи над номинальной глубиной ближайшей к ней сверху расчетной точки ($\Delta L''$); в графе 5 — общая величина поправки глубины за кривизну ближайшей сверху расчетной точки ($\Sigma \Delta Z'$) — берется из соответствующей строки графы 15 таблицы координат расчетных точек (приложение 1); в графе 6 — приращение поправки глубины за кривизну за счет интервала, содержащего точку встречи ($\Delta Z'$) — берется из соответствующей строки графы 14 таблицы координат расчетных точек (приложение 1).

Собственно расчет начинается с определения приращения поправки глубины за кривизну за счет превышения глубины точки встречи над

глубиной расчетной точки ($\Delta Z''$), которая рассчитывается по формуле

$$\Delta Z'' = \Delta Z' \cdot \frac{\Delta L''}{\Delta L}. \quad (9)$$

В рассматриваемом нами случае (приложение 2) этот расчет примет вид

$$\Delta Z'' = 0,85 \frac{13,1}{20} = 0,56. \quad (9-a)$$

После этого определяется общая величина поправки глубины за кри-

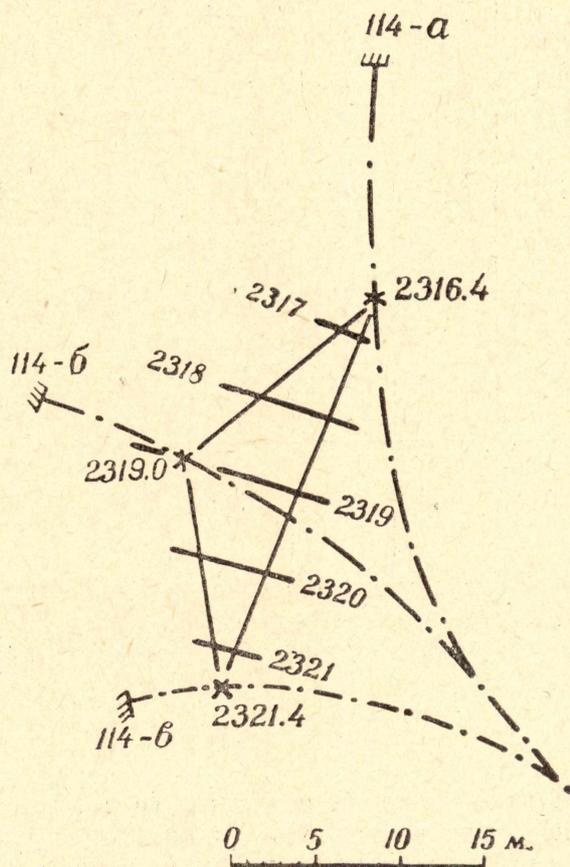


Рис. 3. Горизонтальная проекция разветвленной части многозабойной скважины и определение по ней элементов залегания пласта.

визну для данной точки встречи, для чего используется формула, аналогичная формуле (7)

$$\sum \Delta Z'' = \sum \Delta Z' + \Delta Z''. \quad (7-a)$$

В рассматриваемом случае (приложение 2) этот расчет примет вид

$$\sum \Delta Z'' = 16,74 + 0,56 = 17,30.$$

Наконец, по формуле, аналогичной формуле (8),

$$Z_{\text{вс}} = H - (L_{\text{вс}} - \sum \Delta Z'') \quad (8-a)$$

определяется абсолютная отметка точки встречи. В рассматриваемом случае (приложение 2) этот расчет примет вид

$$Z_{\text{вс}} = 159,4 - (2493,1 - 17,3) = -2316,4.$$

Таким образом, на выполненной проекции будет три точно привязанных друг к другу в пространстве точки. Определение элементов залегания по ним можно выполнить обычным способом, а именно: соединить эти точки прямыми, разбить прямые на отрезки, соответствующие превышениям на определенное количество метров, и через концы полученных отрезков провести изогипсы данного пласта (рис. 3). Пер-

Приложение 2

Таблица расчета абсолютных отметок точек встречи отдельных стволов скважин с отдельными горизонтами

№ скважин и стволов, наименование горизонтов	Номинальная глубина точки встречи данного ствола с данным пластом	Номинальная глубина ближайшей сверху расчетной точки	Превышение глубины точки встречи над глубиной ближайшей сверху расчетной точки	Поправка глубины за кривизну ближайшей сверху расчетной точки	Приращение поправки глубины за кривизну для интервала, содержащего точку встречи	Приращение поправки глубины за кривизну за счет превышения глубины точки встречи	Поправка глубины за кривизну для точки встречи скважины с пластом	Абсолютная отметка устья скважины	Абсолютная отметка точки встречи скважины с пластом
	$L_{вст}$	L_p	$\Delta L''$	$\Sigma \Delta Z'$	$\Delta Z'$	$\Delta Z''$	$\Sigma \Delta Z''$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
114—1 кровля доманика	2493,1	2480	13,1	16,74	0,85	0,56	17,30	159,4	2316,4

пендикуляр к полученным изогипсам укажет нам направление (азимут) падения пласта — в рассматриваемом случае (рис. 3) он равен примерно 201°. Что касается угла падения, то его можно определить по обычной формуле

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{h}{a}, \quad (10)$$

где h — высота сечения между изогипсами (в данном случае 1 м);
 a — расстояние между изогипсами (в данном случае ~5 м),
откуда угол падения должен быть равен примерно 11°.

**Определение вероятного положения купола
глубинной структуры на данном участке**

Полученные по отдельным скважинам элементы залегания пласта наносятся на рабочую (масштаба 1 : 500000 или 1 : 100000) карту вместе с абсолютными отметками данного пласта. По ним строится несколько изогипс в районе каждой из скважин (рис. 2), соединяя которые друг с другом мы и получим очертания подземных структур на данном участке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вычегжанин А. Л. Таблицы для рационализации камеральных геологических работ и подсчета запасов полезных ископаемых. Геолтехиздат, 1957.
2. Мошковиц К. А. Открытие нефтяной залежи по карте схождения. Нефтяное хозяйство, № 1, 1956.
3. Форш Н. Н. К методике структурного анализа платформенных тектонических структур. Гостоптехиздат, 1953.
4. Фролов Н. Ф., Фролов Е. Ф. Геологические наблюдения и построения при бурении искривленных скважин. Гостоптехиздат, 1957.