

	A	B	C	D	E	F
1	Скважина	Развед. линия.	X	Y	Z	Глубина забоя
2	GL04	5	24969.872	15870.4	1563.503	105
3	GL05	5	24941.52	15870.4	1562.198	231.65
4	GL06	7	24953.538	15921.367	1567.583	128.8
5	GL07	7	24936.186	15921.367	1569.435	184.2
6	GL08	9	24956.242	15976.325	1578.285	143.2
7	GL09	9	24939.893	15976.325	1579.493	170
8	GL10	8	24989.655	15950.719	1576.227	115.05
9	GL12	8	24976.305	15950.718	1575.466	134.65
10	GL16	6	24960.152	15902.145	1564.059	141.1
11	GL18	6	24931.803	15902.145	1567.523	145.45
12	GL24	4	24983.867	15843.72	1566.428	94.05
13	GL27	4	24951.518	15843.72	1562	111.25
14	GL29	5	24960.287	15866.424	1562.193	144.3
15	GL32	10	24958.605	16005.771	1581.674	156.45
16	GL50	10	24942.3	16005.771	1583.797	207.25
17	GL52	8	24929.285	15951.107	1577.196	199.85
18	GL55	7	25029.453	15924.862	1573.603	65.45
19	GL57	7	25019.777	15924.876	1571.502	106.8
20	GL59	6	25020.7	15895.21	1575.228	57.75
21	GL60	5	25011.97	15870.18	1574.308	78.45
22	GL61	4	25007.897	15840.418	1573.468	90.35
23	GL62	3	24984.305	15817.053	1567.467	125.05
24	GL63	3	25007.205	15814.301	1573.711	78.8
25	GL64	2	24948.375	15786.024	1557.196	105.7
26	GL70	3	24944.305	15817.053	1558.088	130.05

Рис. 3 Таблица устьев

После создания Проекта мы должны загрузить в него данные из наших электронных таблиц. Загрузка данных в программу выполняется с помощью функции импорта; по смыслу – это загрузка данных и создание в программе Майкромайн новых файлов со своими именами. С этими файлами, созданными в ходе импорта, программа уже сможет работать, и мы увидим результат нашей работы. После того как все имеющиеся данные будут загружены они будут проверены и объединены в общий набор и такой набор называется База данных. Используя созданную Базу данных, мы сможем увидеть скважины как картинку, при этом в программе Майкромайн скважины можно покрутить в пространстве как в компьютерной игре.

Вот так выглядит результат загрузки и отображения геологических скважин в программе Майкромайн (рис. 4 и 5).

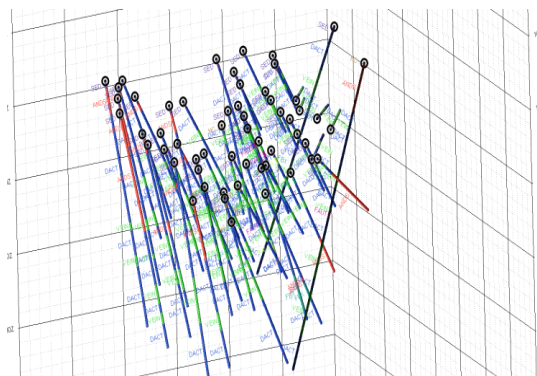


Рис. 4 Визуализация данных

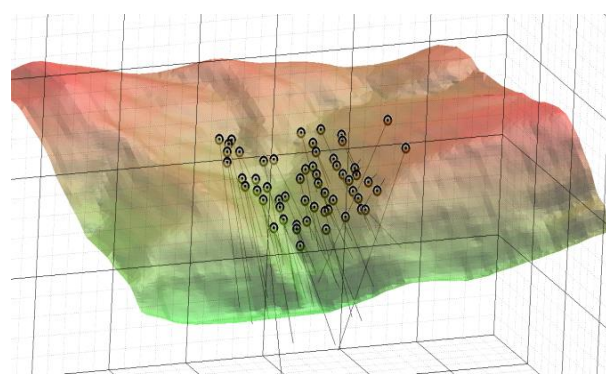


Рис. 5 Визуализация данных с рельефом

На рисунке 5 показано как выглядят данные загрузки скважин с созданной поверхностью – рельефом.

Это оказалось очень интересно и это только начало большого интересного пути работы с геологическими данными в программе Майкромайн!

В заключение можно сказать, что работать с информацией для геологической программы Micromine было очень интересно. Мы можем себе представить использование такого умения работы с данными и в других направлениях, и будет интересно продолжить работу в этом направлении.

Литература

1. Басаргин А.А. Моделирование месторождений рудных полезных ископаемых с использованием геоинформационной системы micromine. Сибирский государственный университет геосистем и технологий, г. Новосибирск, 2015. – 20 с.
2. Micromine 2016 версия 16 Интуитивно-понятное горно-геологическое решение Знакомство Micromine 2016 версия 16.
3. Электронная база обучения программ Micromine.

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ИЗУЧЕНИЮ ГАЗОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ УЧАСТКА ТАЛДЫКУДУКСКИЙ КАРАГАНДИНСКОГО УГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

С.В. Кабирова, Г.М. Балниязова

Научный руководитель профессор В.Г. Ворошилов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основным компонентом природных газов угольных пластов на участке Талдыкудукский является метан. Его концентрации в смеси природных газов угольных пластов составляют 70...91,4 %. В виде примесей (от 0,1 до

**СЕКЦИЯ 3. МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МПИ.
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ**

2,6 %) присутствуют (с неравномерным распределением) гомологи метана – этан и пропан (тяжелые углеводородные газы).

Частота встречи тяжелых углеводородов (ТУ) в составе газов углей в разрезе скважины Т-3 составляет 64 % от общего количества углегазовых проб. Они отмечаются на глубинах 238...506 метров. Частота встречи тяжелых углеводородов в разрезе скважин Т-5 и Т-5-4 составляет 90 % от общего количества углегазовых проб.

Удельное содержание ТУ в угольных пластах изменяется от 0,003 до 0,12 кубометров на тонну сухой беззольной массы ($\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$), в том числе этана от 0,01 до 0,05 $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$, пропана от 0,002 до 0,05 $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$ и бутана от 0,002 до 0,01 $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$

В скважине Т-3 в 3 пробах (27 % от общего числа углегазовых проб) на глубине 191,3...239,2 м отмечен водород в концентрациях от 0,002 до 0,005 $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$

Результаты исследования газоносности угольных пластов по методике десорбционных тестов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты исследования газоносности угольных пластов на участке Талдыкудукский

№ п/п.	Номер скважины	Номер пробы	Название пласта	Интервал отбора, м	Абс. отметка отбора пробы, м	Газоносность, $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$
1	Т-3	К 285	к ₁₅	190,9...191,3	+339,1	5,78
2	Т-3	К 286	к ₁₅	191,3...191,7	+338,7	7,16*
3	Т-3	К 287	к ₁₅	193,1...193,5	+336,9	5,28
4	Т-3	К 288	к ₁₄	238,4...238,8	+291,6	8,37
5	Т-3	К 289	к ₁₄	238,8...239,2	+291,2	8,16
6	Т-3	К 290	к _{13в}	305,6...305,8	+224,6	10,6
7	Т-3	К 291	к _{13в}	306,2...306,6	+223,8	9,93
8	Т-3	К 292	к _{13в}	306,6...307,0	+223,4	10,5
9	Т-3	К 323	к ₁₂	501,55...502,0	+28,45	15,0
10	Т-3	К 324	к ₁₂	502,4...502,85	+27,6	15,1
11	Т-3	К 325	к ₁₂	506,25...506,7	+23,75	15,3
12	Т-5	К 185	к ₁₂	279,9...280,4	+240,10	10,94
13	Т-5	К 186	к ₁₂	282,0...282,5	+238,00	12,39
14	Т-5	К 187	к ₁₂	284,6...285,1	+235,40	12,66
15	Т-5	К 188	к ₁₀	426,0...426,4	+94,00	15,80
16	Т-5	К 189	к ₁₀	427,5...427,9	+92,50	15,48
17	Т-5	К 190	к ₁₀	427,9...428,3	+92,10	8,08*
18	Т-5-4	К 191	к ₁₂	224,8...225,3	+292,20	10,36
19	Т-5-4	К 192	к ₁₂	227,2...227,7	+292,80	10,40
20	Т-5-4	К 193	к ₁₂	228,2...228,7	+291,80	10,41
21	Т-5-4	К 194	к ₁₁	351,5...352,0	+168,50	14,06
22	Т-5-4	К 195	к ₁₁	352,0...352,5	+168,00	13,78

Метаноносность совокупности угольных пластов по данным десорбционных тестов в зоне метановых газов возрастает с увеличением глубины залегания угольных пластов по криволинейному закону затухающими темпами от 3...3,5 $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$:

– в скважине Т-3 на отметке от +380 м до 11,4 $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$ на горизонте +200 и достигает 15,7 $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$ на горизонте +/- 0 м.

– в скважинах Т-5, Т-5-4 на отметке от +440 м (абс.) до 19,2 $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$ на горизонте +200 и достигает 23,0 $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$ на горизонте +/- 0 м.

Из графика изменения метаноносности угольных пластов марки К получены эмпирические уравнения нарастания с глубиной (Н, м) природной метаноносности ($M_{\text{пр}}$, $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$ угля) угольных пластов (уравнения Ленгмюра):

по скважине Т-3: $M_{\text{пр}} = 26,178 - 7302,94 / (695,075 - Н)$;

по скважине Т-5: $M_{\text{пр}} = 30,83 - 4792,81 / (613,24 - Н)$;

по скважине Т-5-4: $M_{\text{пр}} = 30,83 - 4792,81 / (613,24 - Н)$.

Прогноз природной метаноносности угольных пластов по гипсометрическим горизонтам в разрезе скважины Т-3, Т-5, Т-5-4 представлен в таблицах 3-4.

Количественные характеристики метаноносности угольных пластов представлены в таблицах 2-4.

Таблица 2

Прогноз изменения с глубиной природной метаноносности угольных пластов по скважине Т-3

Скважина	Прогнозные значения метаноносности, м ³ /т с.б. м.							
	+350	+300	+250	+200	+150	+100	+50	+/-0
Т-3	5,0	7,7	9,8	11,4	12,8	13,9	14,9	15,7
Градиент нарастания метаноносности		2,7	2,1	1,7	1,4	1,1	0,9	0,8

Таблица 3

Прогноз изменения с глубиной природной метаноносности угольных пластов по скважинам Т-5 и Т-5-4

Скважины	Прогнозные значения метаноносности, м ³ /т с.б. м.								
	+400 м	+350 м	+300 м	+250 м	+200 м	+150 м	+100 м	+50 м	+/-0 м
Т-5 и Т-5-4	8,3	12,6	15,5	17,6	19,2	20,5	21,5	22,3	23,0
Градиент нарастания метаноносности		4,3	2,9	2,1	1,6	1,3	1,0	0,8	0,7

В таблице 4 представлен предварительный прогноз гипсометрического положения линий равной метаноносности (изогазы) в разрезе скважин Т-3, Т-5 и Т-5-4.

Таблица 4

Предварительный прогноз гипсометрического положения изогаз 5, 10, 13, 15, 20 м³/т с.б.м.

Скважина	Гипсометрическая глубина залегания изогаз				
	5	10	13	15	20
Т-3	+350	+244	+142	+43	-
Т-5, Т-5-4	+428	+383	+344	+310	+169

Далее дана прогнозная оценка газоносности пластов, залегающих на различных гипсометрических уровнях.

Пласт к₁₅ – 6,86...7,51 м³/т с.б.м.;

Пласт к₁₄ – 10,61...10,88 м³/т с.б.м.;

Пласт к_{13в} – 12,91...13,74 м³/т с.б.м.;

Пласт к₁₂ – 19,46...19,86 м³/т с.б.м.

Полученные данные позволяют осуществлять прогноз изменения с глубиной газоносности угольных пластов на участке Талдыкудукский.

ВЫДЕЛЕНИЕ ТИПОВЫХ РАЗРЕЗОВ КАРНАЛЛИТОВОГО ПЛАСТА ГОРИЗОНТА 0-7 ЛЮБАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНО-МАГНИЕВЫХ СОЛЕЙ (БЕЛАРУСЬ) НА ОСНОВЕ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА

А.В. Кирикович

Научный руководитель доцент Н.С. Петрова

Белорусский государственный университет, г. Минск, Беларусь

Любанское месторождение расположено в северо-западной части Припятского прогиба, тектоника которого определяется наличием продольных по отношению к прогибу структур второго порядка – ступеней и разделяющих их региональных разломов, амплитуда которых по поверхности фундамента составляет 1...3 км [1].