© В.М. Коробейник, Д.С. Сластунов, 2005

УДК 622.381/550.3

В.М. Коробейник, Д.С. Сластунов

ПРОГНОЗНАЯ ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПОРОДНОГО МАССИВА НОВОМОСКОВСКОГО РАССОЛОПРОМЫСЛА С ПОМОЩЬЮ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ (ПЕРВЫЙ ЭТАП – РЕКОГНОСЦИРОВКА)

Семинар № 15

Данные исследования проводятся на предмет строительства в солях Новомосковского ПХГ. На данном участке геодинамический фактор по объективным причинам до настоящего времени не рассматривался. Исследования геодинамики породного массива необходимы в связи с тем, что надежность строительства и эксплуатации ПХГ в каменной соли зависят от проявлений неотектонических процессов, определяемых положением структурных блоков, тектонической активностью межблоковых зон (разломов), от оценки устойчивости и проницаемости вмещающих пород на участке расположения хранилища газа.

Для оценки геодинамической активности соленосной структуры используются геофизические и газогеохимические научно-исследовательские комплексы. Нашей перспективной задачей являются газогеохимические исследования геодинамических параметров изучаемого объекта.

Технологически газогеохимические исследования разделяются на 5 этапов.

1. Рекогносцировочные исследования, в результате которых определяются: приемы опробования (методики отбора проб, исходя из ландшафтных и геолого-геофизичес-ких условий), оптимальные аналитические комплексы на основе новейших приборных разработок и предлагается сеть базовой газогеохимической съемки.

2. Базовые газогеохимические исследования, обеспечивающие необходимую сеть точечных измерений, на основе которых строят карты полей газовых компонентов; определяют и уточняют нормативные характеристики газогеохимических съемок, плотность сети опробования, необходимое количество параллельных проб в пунктах отбора, исходя из среднеквадратичной ошибки опробования, ожидаемой точности и надежности опробования; определения соответствия метрологических характеристик методик анализов параметрам газогеохимических полей.

3. Создание объемной прогностической модели. На основе проведенных исследований создается объемная газогеохимическая модель породного массива, изучаются объемные параметры геохимических полей, их структура и пространственная локализация.

4. Выявление и утверждение точек спорадических и постоянных режимных наблюдений на данной модели.

5. Определение, на основе трехмерной модели и метрологических режимных наблюдений, предвестников, позволяющих установить диапазон проявлений горного давления; оценить вероятность активизации геодинамических процессов и тем самым обеспечить стабильную и безаварийную эксплуатацию этого важного горно-техни-ческого сооружения.

В соответствии с экономическими, а также проектными условиями нами проведен первый этап исследований на Новомосковском полигоне – рекогносцировка.

Новомосковский рассолопромысел находится на территории одноименного месторождения каменной соли в юго-восточной части Подмосковного соленосного бассейна (ПСБ) в 5 км юго-западнее г.Новомосковска, где также располагается Новомосковская акционерная компания «АЗОТ», являющаяся основным потребителем рассола. Площадь горного отвода составляет 113,5 га, на которой пробурено 25 скважин и планируется пробурить еще 7 скважин.

Месторождение каменной соли представляет собой пластовую залежь, состоящую из одного пласта каменной соли, характеризующегося выдержанностью как по мощности, так и по простиранию и залегающего, практически, горизонтально на глубине 870-890 м.

Мощность каменной соли на участке расположения скважин изменяется от 30 м до 44,7 м.

Стратиграфический разрез участка месторождения представлен девонскими, каменноугольными, меловыми и четвертичными отложениями.

Отработанные камеры Новомосковского рассолопромысла представляют особый интерес в плане дальнейшего их использования в качестве подземных хранилищ газа, что особенно актуально в связи с тем, что по территории рассолопромысла проходит магистральный газопровод ∅400 мм с максимальным давлением 55 кгс/см^2.

Соляной пласт, перспективы которого оцениваются для создания резервуаров подземного хранилища газа, надежно изолирован от потери герметичности и проникновению пластовых вод в подземные выработки пласта как снизу, так и сверху.

Снизу соляной пласт залегает на плотных, крепких доломитах и глинах нижней пачки морсовского горизонта, подстилаемой песчано-глинистой пачкой ряжского горизонта не являющейся коллектором.

Сверху соляной пласт также отделен от возможных водоносных горизонтов водоупорной пачкой переслаивающихся ангидритов и доломитов мощностью не менее 16 м.

По аналогии с проведенными ранее эталонными газогеохимическими исследованиями выбран комплекс газометрического и гелиеметрического опробования. Газометрическое опробование состояло из исследований углеводородных (УВ) и неуглеводородных компонентов газов почвенных отложений и растворенных газов поверхностных водотоков и обратных рассолов.

Отбор проб почвы проводился с глубины 0,25 м. Каждая проба почвы помещалась в специальный бокс, который герметично закрывался крышкой с целью предотвращения самопроизвольной дегазации до анализа.

Пробы растворов отбирались в стеклянные емкости плотно закрытые резиновыми пробками.

Для определения газов использовался получивший общее признание вариант статического порофазного хромотографического анализа. Аналитическая процедура включала извлечение газов из проб почвы и воды по методу установления фазового равновесия и последующее определение состава и содержания отдельных компонентов на газовом хроматографе «Цвет-500», по метрологически аттестованным методикам. Методика измерения углеводородных газов позволяла определять углеводороды ряда $C_1 – C_5$ предельного, непредельного и изомерного строения с помощью высокочувствительного для органических соединений пламенно-ионизационного детектора. Постоянные газы и двуокись углерода разделялись и измерялись на хроматографе с детектором по теплопроводности. Чувствительность определения по углеводородным газам – $1 \cdot 10^{-6}$ % об., по неуглеводородным – $1 \cdot 10^{-3}$ % об. Результаты анализа почвенных газов и газов растворенных в жидкостях, представлены в табл. 1 и 2.

В десорбированных газах почвенного слоя (табл. 1) содержание двуокиси углерода изменяется от 0,15 до 1,33 % об. (что больше воздушного). Во всех пробах отмечается присутствие водорода – 0,001 – 0,008 % об. В составе углеводородных газов метан и его ближайшие гомологи присутствуют во всех пробах. Также в ряде проб зафиксированы и более высокомолекулярные гомологи – газо – и Н-бутан, пентан. Доля метана среди гомологов преобладает, содержание метана изменяется от $8{,}59 \cdot 10^{-4}$ до $119{,}35 \cdot 10^{-4}$ % об. Суммарная концентрация его гомологов С2 – С5 лежит в пределах 0,43·10-4 – 6,54·10-4 % об. Во всех пробах почвенных газов присутствуют непредельные углеводороды ряда этилена. Отношение концентраций соответствующих предельных и непредельных углеводородов <1.

В растворенных газах (табл. 2) содержание двуокиси углерода колеблется в пределах значений 1,76-5,10 % об. В единичных случаях отмечается присутствие водорода-0,009 % об. (скв. 22) и 0,03 % об. (скв. 18).

Концентрация метана изменяется от $34{,}3 \times 10^{-4}$ % об. в речной воде до 552×10^{-4} % об. в обратном рассоле скв.18.

Таблица 2

Результаты анализа растворенных газов

№№ п/п	Место отбора	Интервалы отбора, м	Концентрации газа (% об$\times 10^{-4}$)									Концентрации газа (% об)	
			CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	$i\text{-}C_4H_{10}$	$n\text{-}C_4H_{10}$	C_4H_8	ΣC_5H_{12}	ΣГ.У.	H_2	CO_2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	17
1	Речка	0	34,3	0,7	0,8	0,25	0	0,04	0,11	0	0	1,05	0	2,38
2	Техническая вода	–	70,2	3,83	0,43	18,84	0,12	19,4	12,0	0,67	55,3	110,6	0	4,06
3	Скв. 15-бис	899,5 – 924,5	46,8	1,78	0,16	0,22	0	0,09	0,19	0	0	2,28	0	2,89
4	Скв. 17	887,5 – 920	29,8	0,87	0,3	0,22	0,17	0,2	0,33	0,72	1,06	3,4	0	1,76
5	Скв. 18	886,4 – 907,8	552	34,0	0	1,5	0	0,51	0,49	0	0	35,5	0,3	5,10
6	Скв. 19	875 – 903	136	5,96	0	0,7	0	0,35	0	0	0	7,3	0	4,36
7	Скв. 22	885 – 913,5	123	6,87	0	0,48	0	0,16	0	0	0	7,88	0,009	4,92

Для большинства проанализированных газов доля метана резко преобладает среди углеводородных компонентов. Гомологи метана представлены УВ C_2-C_4, концентрация которых уменьшается с увеличением молекулярного веса.

Содержание непредельных УВ невелико, в ряде проб непредельные УВ не обнаружены вообще. Отношение концентраций предельных к непредельным УВ ≥1.

Иной состав и характер распределения углеводородных компонентов имеет техническая вода. Углеводородная составляющая газа значительно обогащена (относительно других компонентов) пентаном. Если в других пробах пентан не обнаружен, то в технической воде его концентрация имеет значение $55{,}27 \times 10^{-4}$% об., что составляет 50 % от суммы всех гомологов метана.

Наличие в составе газа, растворенного в технической воде, повышенного содержания ТУ (бутанов, пентанов), по которым наблюдается положительная корреляция между ростом молекулярного веса и увеличением концентраций, может свидетельствовать о контакте водотока с источниками этих УВ, например, техногенных нефтепродуктов.

Такие же закономерности в составе и распределении УВ компонентов, но в более слабовыраженной форме, характерны для газа обратного рассола скв.17.

Следующим методом, рассматриваемым нами при рекогносцировочных работах, является гелиеметрия. Способ гелиеметрических исследований позволяет изучить распределение концентраций свободного подвижного гелия естественного происхождения в различных слоях гидросферы [2].

На первом (рекогносцировочном) этапе гелий необходимо рассматривать как природный газогеохимический индикатор, присутствие которого в испытуемом объеме необходимо установить и зафиксировать в исследуемом породном массиве.

Рекогносцировочное гелиевое опробование проводилось точечным (дискретным) методом по поверхностным водотокам и обратным рассолам из полостей-выработок. Отбор проб осуществляется наливным способом. Герметизация наполненных поверх горлышек бутылок (емкостью 0,25 л) проводилась резиновыми пробками при вставленной внутрь капроновой нити (0,5-1,0 мм) путем сильного нажатия на пробку. В целом, этот способ герметизации яв-

Таблица 3

Пункты отбора проб	скв. 18	скв.19	скв.22	Техни-ческая вода	скв.17	скв.15	речная вода
Содержание Не, $n \cdot 10^{-4}$ % об	38	27	24	2	2	11	0

ляется несколько усовершенствованным аналогом известного "бескислородного" способа отбора гидрогеохимических проб.

Содержание гелия анализировалось на усовершенствованном приборе ИНГЕМ-1. Чувствительность определения гелия на данном приборе примерно в 3 раза выше, чем на приборах используемых ранее и стабильно имеет значение $0{,}8 \times 10^{-5}$% об. Погрешность анализа составляет величину ±3%. Эталонировка приборов проводилась сравнительным методом с использованием балонного стандарта гелий- воздушной смеси и нормализованной воды.

Результаты гелиеметрических измерений представлены в табл. 3.

Содержание гелия в анализируемых пробах имеет небольшой размах концентраций от 0 до $38 \cdot 10^{-4}$% об., что хорошо согласуется с ранее проведенными исследованиями поля гелия в Европейской части РФ [3]. Наиболее высокие содержания Не среди зарегистрированных значений метологически приурочены к солевым отложениям, находящимся на глубине ~ 900 м. Для сравнения, концентрации гелия, характеризующие обратные рассолы из полостей выемки Мозырской структуры (ПХ «Неман») имеют значения ~$160\text{-}170 \cdot 10^{-4}$ % об.

Проведенные рекогносцировочные газоисследования по компонентам: CH_4, ΣТУ, CO_2, H_2 показали, что состав и распределение компонентов почвенных газов характерен для суглинистых почвенных отложений. Необходимо отметить, что по всем данным компонентам в процессе следующего этапа – «базовых геохимических исследований»- мы столкнемся со слабыми геохимическим полями. Это требует повышенной точности пробоотбора и анализа. При этом надо учитывать, что объектами прогнозного слежения будут хранилища УВ с иным, чем почвенные газы составом.

Газовый компонент гелий- является основным параметром используемым в нашем комплексе для структурно-геологических прогнозов. Учитывая, что хранимые природные газы содержат от 0,1 до 0,001 % об. гелия, то при его диффузионно-миграционной способности, он будет являться в процессе эксплуатации ПХГ главным диагностическим признаком герметич-ности хранилища.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Смирнов В.И.* Строительство подземных газонефтехранилищ: Учебное пособие для вузов. – М.: Газоил пресс, 2000. – 250 с.: ил.

2. *Коробейник В.М., Яницкий И.Н.* О транскоровом газовом потоке. – ДАН СССР, т. 221, 1975, №2,с. 339-342.

3. Поле гелия Европейской части СССР (пояснительная записка к карте приповерхностного поля гелия масштаба 1:2 500 000). Под редакцией А.Н. Еремеева. ВИМС, М., 1992, 62 с.

Коротко об авторах

Коробейник В.М. – научный сотрудник,
Сластунов Д.С. – кандидат технических наук,
ООО «Подземгазпром»