

3. Кочерга В. Н. Пути повышения эффективности дегазации и объемов извлечения метана на действующих и закрытых шахтах Донбасса / В. Н. Кочерга // Материалы международного инвестиционного форума "Шахтный метан: Финансирование проектов в Украине".: Донецк, 2010. – 15 с.

4. Жикаляк Н. В. Промыленно-геологические факторы комплексной дегазации шахтных полей Донбасса / Н. В. Жикаляк, В. В. Кирюков, О. А. Куц // Сборник научных трудов УкрНИИМИ НАН Украины. Выпуск 5 (часть II): –Донецк, УкрНИИМИ НАН Украины, 2009. – С. 371 – 385.

**УДК 553.98.061.4:553.94(477.63)**

Инж. И. М. Шайдорова,  
инж. А. В. Афанасьев  
(ГРГП «Донецкгеология»)

## **ОПЫТ ВЫДЕЛЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ГАЗА-МЕТАНА И ПРИМЕНЕНИЯ КАЧЕСТВЕННОГО ПОКАЗАТЕЛЯ ГАЗОНОСНОСТИ НА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОГО ДОНБАССА**

Показано, що з'явилася можливість порівнювати газонасність нетрадиційних колекторів вуглеводневих газів на різних площах. Застосування нормованого відносного коефіцієнта дозволяє виділяти ділянки з підвищеною газонасністю і давати якісну характеристику величини газонасності.

## **EXPERIENCE OF CHOOSING OF NONCONVENTIONAL COLLECTORS OF GAS-METHANE AND USING OF QUALITATIVE FACTOR OF GAS CONTENT ON COAL DEPOSITS OF WESTERN DONBASS**

It is shown, that the opportunity to compare gas content of nonconventional collectors of hydrocarbonic gases on the different areas has appeared. Application of the normalized relative factor allows to choose sites with increased gas content and to give the qualitative characteristic of size of gas content.

В современных экономических условиях актуальной задачей является поиск дополнительных энергоресурсов в связи с повышением цены на импортный природный газ. Одним из решений данной задачи является выявление перспективных объектов для извлечения газа-метана из угленосных толщ Западного Донбасса.

Для выявления объектов, перспективных для добычи метана из угленосных толщ Западного Донбасса, специалистами Западно-Донбасской комплексной геологоразведочной партии Государственного регионального геологического предприятия «Донецкгеология» проводился детальный анализ и сопоставление всех имеющихся геологических, геолого-промысловых (КИИ-65) материалов, данных геофизических исследований (ГИС) и газового каротажа. В результате было установлено, что в подошве практически каждого угольного пласта на глубине 1-2 м находится интервал (зона) пород с низкой плотностью и относительно высокой пористостью. Мощность этих зон колеблется от 1-2 до 8-10 м. По макроскопическому описанию породы зоны представлены аргиллитами и алевролитами с обязательным присутствием в разрезе песчаника незначительной мощности (0,5–2,0 м) (возможно их тонкое переслаивание). По данным газового каротажа отмечается повышенное содержание метана.

Мы назвали эти зоны *нетрадиционными коллекторами* [1]. Условия образования нетрадиционных коллекторов и их газодинамические параметры требуют дальнейших исследований. На наш взгляд – это зоны выветрелых пород. Условия, которые способствовали процессу выветривания указанной толщи – это значительный период регрессии палеоморя и накопления органических веществ, из которых формировался угольный пласт в будущем. Минералогический состав этих пород практически не отличается от пород вмещающей угленосной толщи, но его физико-химический состав может быть другим вследствие процессов выветривания и циркуляции внутрислоевых растворов [1].

На геофизических диаграммах в интервалах зон нетрадиционных коллекторов наблюдается противоречие в отношении определения литотипов пород. Благодаря этому противоречию, указанные зоны однозначно выделяются в разрезах углеразведочных скважин по следующим показателям ГИС (рис. 1):

- кажущееся сопротивление по градиент-зонду значительно возрастает (достигая 20-70 Ом м);
- по потенциал-зонду наблюдается повышенное проникновение;
- по ПС наблюдается отрицательная аномалия 5-10 мВ, которая возрастает в кровле коллектора до 15-20 мВ и выше;
- по гамма-каротажу (ГК) наблюдается понижение значений до 8-10 мкР/ч (фоновое значение в аргиллитах достигает 15-20 мкР/ч);
- по ГГК-п наблюдается понижение плотности по сравнению с фоновыми значениями;
- в интервале нетрадиционных коллекторов наблюдается увеличение диаметра скважин по данным кавернометрии.

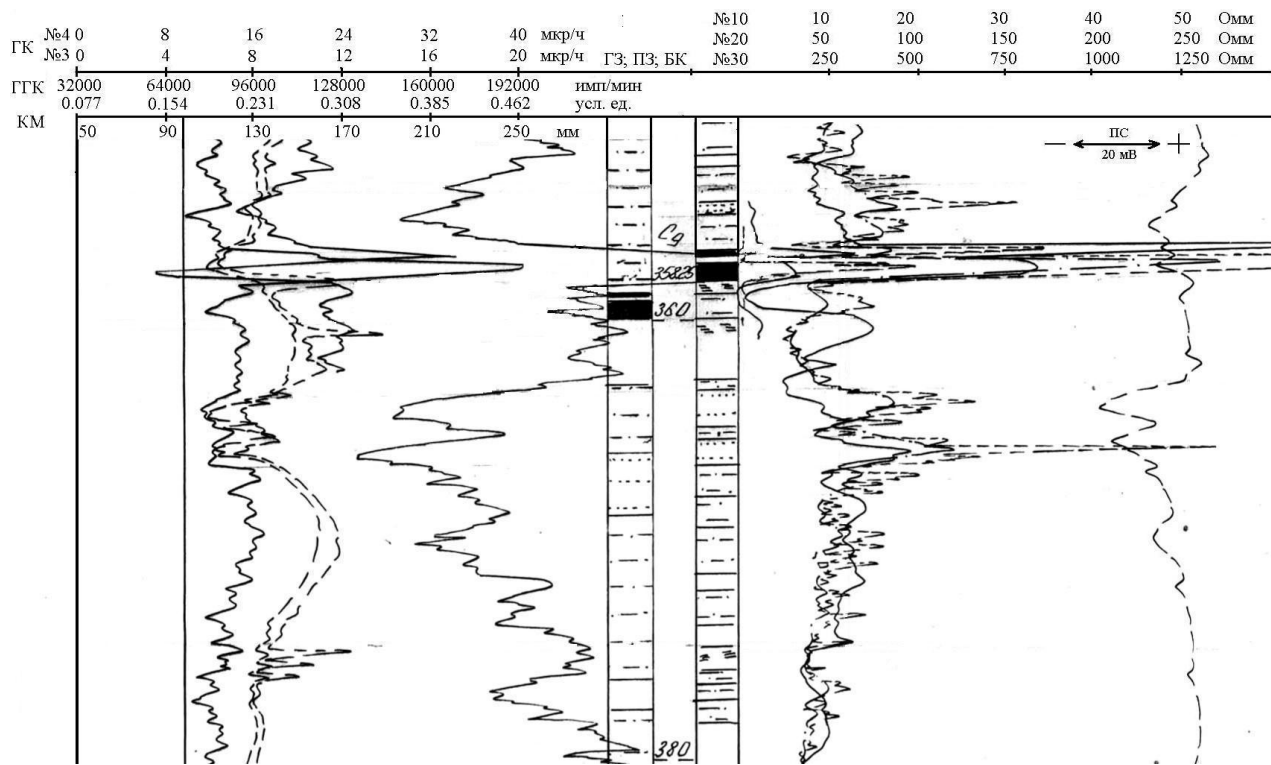


Рис. 1 – Нетрадиционный коллектор, приуроченный к угольному пласту  $C_9$  в скважине №1380 П

Сопоставление геофизических исследований в скважинах с данными газового каротажа показывает, что газ-метан накапливается в угольных пластах, песчаниках и впервые выделенных нами зонах – нетрадиционных коллекторах.

Известно, что газ является диэлектриком, поэтому удельное электрическое сопротивление газонасыщенной породы в среднем выше, чем водонасыщенной, что может служить идентифицирующим признаком [2]. Установлен *показатель относительной газоносности*

$$\varphi = \frac{\rho_k^{23} \cdot m_k}{\rho_\phi \cdot m_\phi}, \quad (1)$$

где  $\rho_k^{23}$  - кажущееся сопротивление нетрадиционного коллектора по данным градиент-зонда, Ом м;  $m_k$  - мощность нетрадиционного коллектора, м;  $\rho_\phi$  - среднее фоновое значение кажущегося сопротивления над плотными аргиллитами по данным градиент-зонда и потенциал-зонда, Ом м;  $m_\phi = 1$  м – условная мощность плотных аргиллитов, м.

Показатель имеет безразмерную величину и является *качественной* характеристикой газоносности нетрадиционного коллектора.

Фактически, формула (1) показывает, насколько породы в нетрадиционном коллекторе более проницаемы относительно плотных аргиллитов, проницаемость которых принята за фоновую (минимальную) в каждой конкретной скважине. На рисунке 2 - сопоставление кривых ГИС с кривой газового каротажа в скважине № 672П участка «Свидовской». Угольный пласт  $c_{10}^6$  участка в настоящее время обрабатывается шахтой «Западно-Донбасская». Повышенные значения газонасыщенности бурового раствора по данным газового каротажа соответствует повышенному кажущемуся сопротивлению по ГИС.

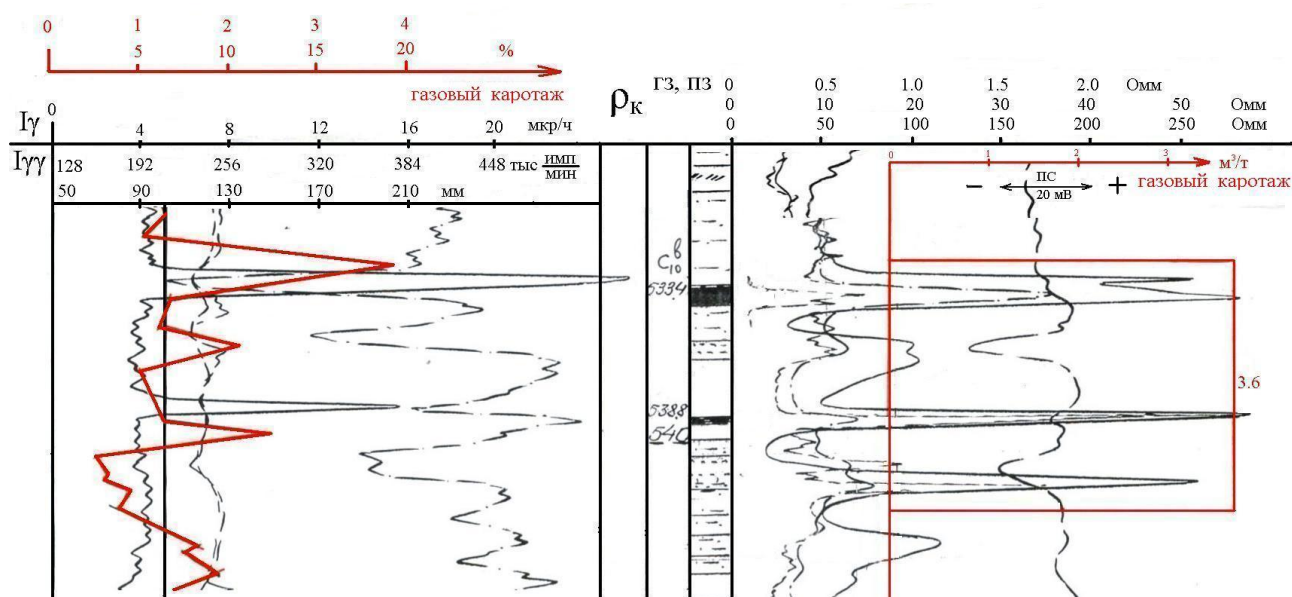


Рис. 2 – Сопоставление кривых ГИС с кривой газового каротажа в скважине № 672П участка «Свидовской»

В настоящее время, вынесенные на планы горных работ показатели нормированной относительной газоносности (1) позволяют шахтным геологам выделять (оконтуривать) участки с повышенными значениями и давать качественную оценку ее величины.

При дальнейшем изучении условий применения коэффициента (1) и использования его для прогноза газоносности геологического разреза в целом по месторождению, возник вопрос о введении *единой шкалы* для коэффициента.

При расчете коэффициента по конкретной площади исследований, определяется его максимальное значение, на которое делится каждое расчетное значение показателя относительной газоносности (1) и умножается на 100:

$$\varphi_{ni} = \frac{\varphi_i}{\varphi_{\max}} \cdot 100, i = \overline{1, n}, \quad (\text{от } 1 \text{ до } n) \quad (2)$$

где  $\varphi_i$  - измеренный относительный коэффициент газоносности по формуле (1);

$\varphi_{\max}$  - максимальный относительный коэффициент газоносности;

$n$  - количество измерений на площади исследований,

$i$  – порядковый номер измерения;

В результате мы получили *нормированный* относительный коэффициент газоносности с пределами измерения от 1 до 100. Принимаем условную разбивку шкалы: 1-30 – пониженные значения газоносности; 30-60 – переходная зона (возможно средние по величине скопления метана); 60-100 – повышенные значения газоносности (возможно крупные скопления метана, потенциально взрывоопасные зоны при отработке соответствующего угольного пласта).

По формуле (2) был рассчитан *нормированный* относительный коэффициент газоносности нетрадиционных коллекторов, приуроченных к подошве угольных пластов  $h_1, g_1^3, g_1^2, f_0^7$  на участке «Успеновский № 1-1». На рисунке 3 приведена карта нормированного относительного коэффициента газоносности нетрадиционного коллектора в подошве угольного пласта  $h_1$ .

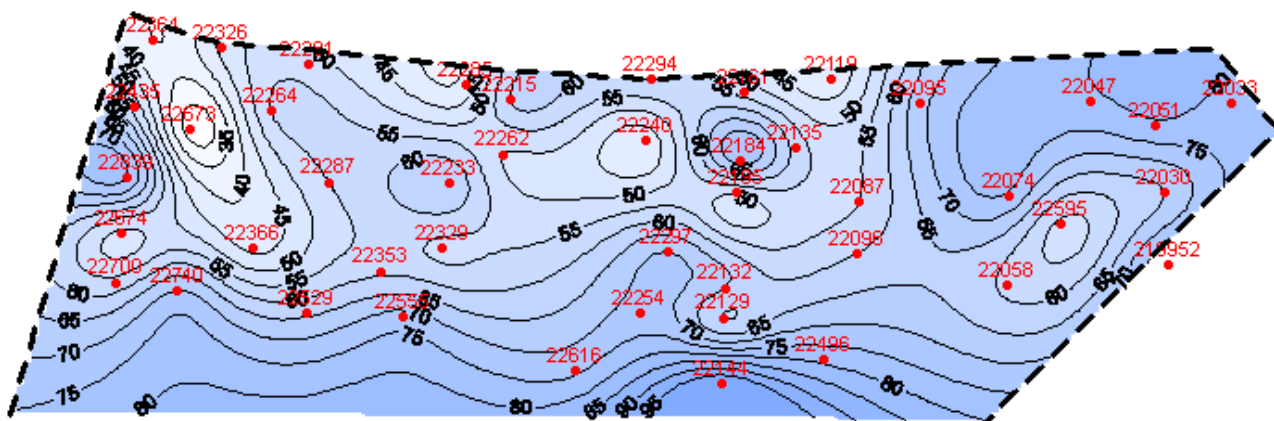


Рис. 3 – Карта нормированного относительного коэффициента газоносности нетрадиционного коллектора в подошве угольного пласта  $h_1$

Теперь, после приведения величин газоносности к одному знаменателю, появилась возможность сравнивать газоносность нетрадиционных коллекторов на различных площадях.

### Выводы

1. Применение *нормированного* относительного коэффициента газоносности позволяет выделять участки повышенной газоносности на исследуемой площади и давать *качественную* характеристику величины газоносности.

2. Использование минимума геолого-геофизической информации определяет возможность применения данного подхода, как экспресс-метода для качественной оценки газоносности, а также для прогноза опасных по выделению газа-метана участков при отработке угольных пластов горно-добычными предприятиями.

3. Положительные результаты применения *нормированного* относительного коэффициента газоносности для выявления нетрадиционных коллекторов газа-метана на полях действующих шахт создают предпосылки для дальнейшего усовершенствования метода.

4. Необходимо проведение дальнейших региональных исследований закономерностей распространения, условий формирования, а также фильтрационно-емкостных и петрофизических свойств нетрадиционных коллекторов для возможности количественной оценки их газоносности.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жикаляк Н. В. Нетрадиционные газовые коллекторы угольных месторождений Западного Донбасса / Н. В. Жикаляк, В. П. Лишин, И. М. Шайдорова // Геолог Украины. – 2009. – № 3. – С. 38 – 40.
2. Горбачев Ю. И. Геофизические исследования скважин / Ю. И. Горбачев, под. ред. Е. В. Каруса. – М. : Недра, 1990. – 398 с.