

Расчетное значение плотности воздуха при нормальных условиях определяли по формуле:

$$\rho_{\text{в}} = 1,2928 - \alpha_t \cdot (t - 0); \quad \alpha_t = 0,006 \text{ кг/м}^3 \cdot \text{°C} - \text{для воздуха,}$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха при температуре t (°C), кг/м³;

1,2928 – плотность воздуха при 0 °C, кг/м³;

α_t – поправочный коэффициент для плотности воздуха при изменении температуры на 1 °C, кг/м³ · °C;

t – температура воздуха, °C.

Исходя из средних значений плотности, измеренных ИПГ-1, и расчетных, можно определить относительную погрешность измерения:

$$\delta = \frac{\Delta \rho_{\text{ср}}}{\Delta \rho_{\text{ср. расч}}} \cdot 100 \% ; \quad \delta = \frac{0,008 \cdot 100}{1,185} = 0,7 \% .$$

Таким образом, использование гидростатического метода измерения плотности газа на основе отечественных датчиков Метран-22ДД (класс точности 0,15) позволяет фиксировать измерение плотности газовых сред с относительной погрешностью не бо-

лее 1,0 %. Соответственно, при известной плотности сухого газа возможно получение оперативного заключения о влагосодержании продукции скважин, если оно превышает 1,0 % по массе, что соответствует 5-6 г/м³.

Это довольно высокий показатель. Приемлемое значение составляет 2-3 г/м³. После проведения промысловых испытаний ИПГ-1 принято решение о его модернизации путем применения датчиков с более высоким классом точности, снижения влияния температурных колебаний на точность замеров, оперативной компьютерной статистической обработки получаемых результатов (непосредственно в процессе исследований) в целях повышения точности замеров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Метран-22. Датчик давления // Руководство по эксплуатации СПГК.1529.000РЭ.
2. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, В. В. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995.
3. Контроль состава и качества природного газа / В.М. Плотников, В.А. Подрешетников, В.В. Радкевич и др. – М.: Недра, 1983.

УДК 550.832.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ГИС ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Н. В. Демушкина, Л. А. Ильченко
(ОАО «СевКавНИПИГаз»)

Изучение геологической неоднородности коллекторов является одной из важнейших задач в промысловой геологии. Литологическая невыдержанность пластов, изменчивость их фильтрационно-емкостных свойств, замещение глинистыми породами создают значительные трудности при их разработке.

К таким коллекторам относятся меотические коллекторы Западно-Красноармейского месторождения, расположенного в Красноармейском районе Краснодарского края. В геоморфологическом отношении месторождение расположено на западе Прикубанской низменности, представляющей собой слабо расчлененную равнину с небольшим уклоном в сторону Азовского моря.

Газовая залежь приурочена к кровельной части мощной (110...120 м) песчано-алевролитовой пачки меотиса. Продуктивные отложения меотического яруса Западно-Красноармейского месторождения – пласты IVa, IV – вскрыты на глубинах 1500...1700 м.

Рассмотрены вопросы использования данных ГИС для изучения количественных характеристик геологической неоднородности терригенных коллекторов.

There are considered the questions of GIS data use for study of quantitative characteristics of geological heterogeneity in terrigenous reservoirs.

Модель коллектора – песчано-алевролитовый коллектор порового типа с дисперсным распределением глинистого материала – служила основой при разработке методики выделе-

ния и изучения продуктивных коллекторов меотического яруса.

В условиях сильной литологической изменчивости терригенных пород выделить коллекторы можно лишь на основе комплексного изучения геологического и промыслово-геофизического материала. Обоснование количественных критериев изучаемых коллекторов выполнено с использованием результатов обработки промыслово-геофизических материалов, исследования скважин и опробования пластов. Привлечь количественные критерии петрофизических параметров, обоснованных по данным анализа кернa, невозможно из-за его отсутствия.

Установлено, что терригенные коллекторы меотического яруса характеризуются большим диапазоном изменения коллекторских свойств и имеют

$$K_{п\text{крГИС}} \geq 0,21; \alpha_{пс} \geq 0,33; \Delta J_{\gamma} \leq 0,33 \div 0,5.$$

Осуществить оценку геологической неоднородности можно по любому геофизическому параметру, характеризующему коллекторские или физические свойства пород-коллекторов.

В качестве такого параметра, позволяющего оценить геологическую неоднородность коллекторов мезотического яруса, рекомендована относительная амплитуда аномалии ПС ($\alpha_{пс}$), отражающая степень заполнения порового пространства пород глинистым материалом.

Для учета геологической неоднородности по параметру $\alpha_{пс}$ использовали коэффициенты средней вертикальной расчлененности (Р) и средней вертикальной относительной изменчивости (И), предложенные Г. М. Золоевой*. Коэффициент средней вертикальной расчлененности (Р) по параметру $\alpha_{пс}$ определяли по формуле

$$P = n/H,$$

где n – число экстремумов на диаграмме ПС;

H – интервал глубин, на котором это число подсчитано.

Коэффициент средней вертикальной относительной изменчивости (И) рассчитывали по формуле

$$И = \sum_{i=1}^n |\alpha_{пс_{i+1}} - \alpha_{пс_i}| / H.$$

Он представляет собой сумму модулей относительных изменений параметра $\alpha_{пс}$, приходящихся на единицу мощности.

Золоевой Г.М. показано, что наиболее эффективно при изучении неоднородности коллекторов различного литологического состава пользоваться комплексным параметром, представляющим собой произведение Р·И и учитывающим как частоту чередования по глубине слоев с различными значениями $\alpha_{пс}$, так и интенсивность изменения этого параметра с глубиной.

Для всех скважин Западно-Красноармейского месторождения были определены коэффициенты Р и И и их произведение.

На рис. 1 приведена карта изменения коэффициента неоднородности $\alpha_{пс}$ (Р·И) пластов IV и IVa по площади. Видно, что коэффициент неоднородности коллекторов по параметру $\alpha_{пс}$ уменьшается к центру структуры и в юго-западном направлении. Самые низкие его значения наблюдаются в районе скв. 2, 7, 8, 14. В этом направлении улучшаются и коллекторские свойства: увеличиваются эффективные и эффективные газонасыщенные толщины (рис. 2, 3), коэффициенты пористости и газонасыщенности и, как следствие, плотность запасов газа ($h_{зф} \cdot \gamma \cdot K_{п} \cdot K_{г}$) (рис. 4).

* Золоева Г.М. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС. – М.: Недра, 1995.

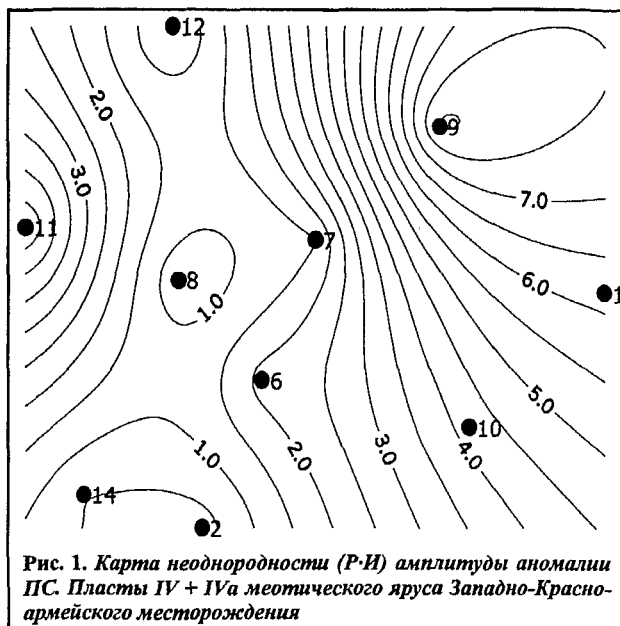


Рис. 1. Карта неоднородности (Р·И) амплитуды аномалии ПС. Пласты IV + IVa мезотического яруса Западно-Красноармейского месторождения

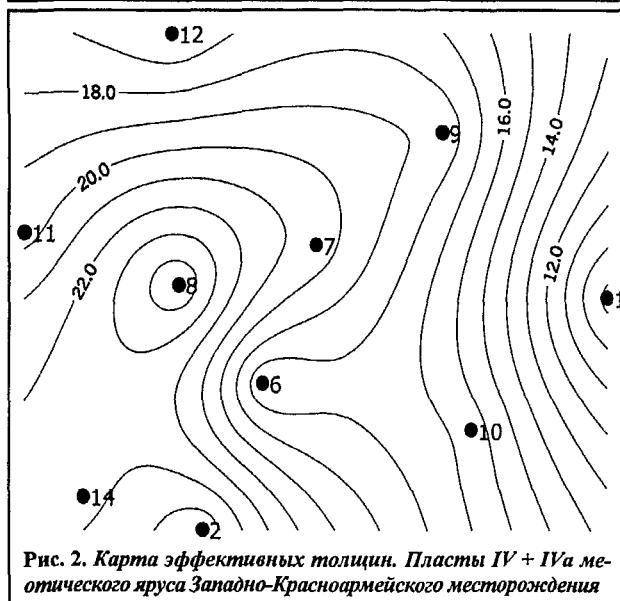


Рис. 2. Карта эффективных толщин. Пласты IV + IVa мезотического яруса Западно-Красноармейского месторождения

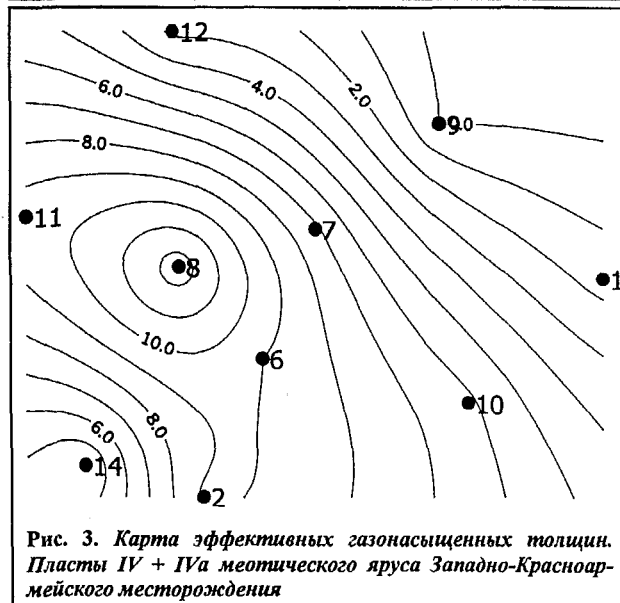
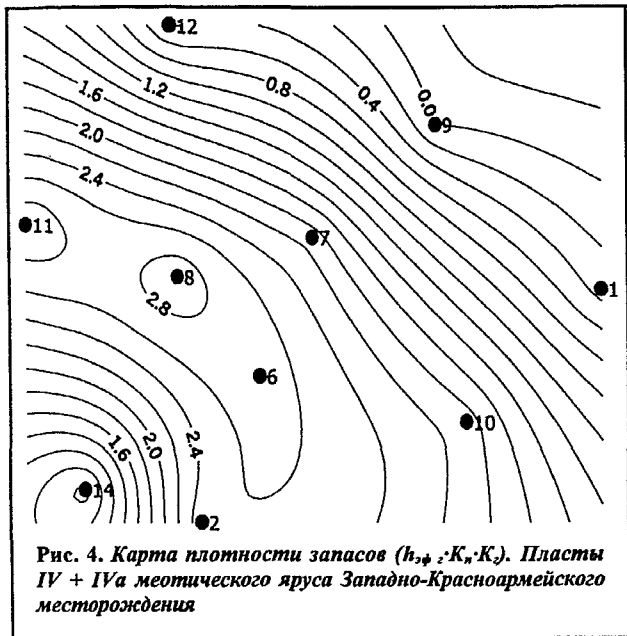


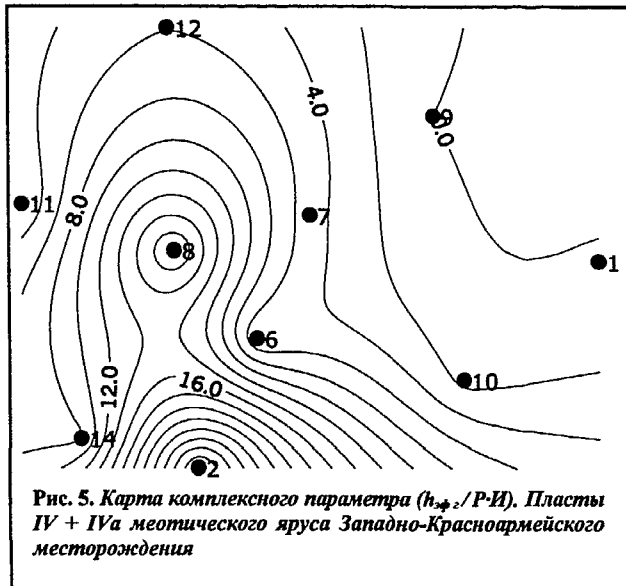
Рис. 3. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Пласты IV + IVa мезотического яруса Западно-Красноармейского месторождения



Карта изменения параметра неоднородности (Р-И) по площади хорошо согласуется с результатами эксплуатации и последовательностью обводнения скважин.

В первую очередь вода появилась в скважинах, пробуренных в зонах распространения однородных коллекторов и пластов с лучшими коллекторскими свойствами (скв. 2, 6, 8.) Следовательно, изучая изменение геологической неоднородности по любому геофизическому параметру, можно прогнозировать направление движения законтурных вод, выделять участки первоочередного обводнения.

Кроме того, информацию о неоднородности и газонасыщенных толщинах изучаемых коллекторов можно использовать для изучения распределения извлеченных запасов газа по разрезам скважин (Золоева Г.М., Алтухов Е.Е., 2001).



С этой целью более эффективно применение комплексного параметра $h_{эф} r / P-I$, учитывающего одновременно фильтрационно-емкостные свойства и неоднородность разреза.

На рис. 5 приведена карта изменения комплексного параметра $h_{эф} r / P-I$ пластов IV+IVa мезотического яруса. Самые высокие его значения наблюдаются в районе скв № 2, 8, к которым приурочены и самые значительные извлеченные запасы газа.

Таким образом, выполненные исследования позволили осуществить оценку геологической неоднородности изучаемых коллекторов, выявить зоны, обладающие лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, т. е. зоны, вырабатывающиеся значительно быстрее, чем зоны с ухудшенными коллекторскими свойствами, в которых процесс выработки газа замедлен или не происходит вообще.