

**РОЛЬ ГАЗОМЕТРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ПРИ ПРОГНОЗЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

© 2012 г. Е.К. Толмачёва
Саратовский госуниверситет

Основным методом изучения структурного плана горизонтов осадочного чехла, а также подготовки локальных объектов для поиска углеводородного сырья является сейсморазведка. В настоящее время поиск УВ осуществляется во все более сложных геоструктурных условиях. Это и блоковая тектоника, и присутствие в разрезе мощных соленосных толщ, и несовпадение структурных планов по разрезу осадочной толщи. В таких условиях достоверность сейсморазведки существенно снижается. В этом случае целесообразно использование, наряду с сейсморазведкой, прямых геохимических методов, к числу которых относится газовая съемка по верхнему опорному горизонту, основанная на изучении рассеянных в приповерхностных отложениях осадочной толщи газообразных и парообразных углеводородов. При этом на сейсморазведку возлагается подготовка объекта к бурению и его структурная детализация, а предварительный прогноз осуществляется по данным газометрии.

Проведение газометрических исследований в различных регионах показало, что практически все месторождения нефти и газа в той или иной степени отражаются в газовом поле приповерхностных отложений в виде аномальных концентраций углеводородных компонентов. Важным моментом при интерпретации газометрических данных является тот факт, что формирование углеводородных аномалий неотделимо от углеводородного насыщения всего геопространства, т.е. "фона". Это следует из того, что сами углеводороды являются неотъем-

лемой частью осадочных горных пород, с которыми они связаны генетически, и распределение их в осадочном чехле контролируется многими факторами, в числе которых генерирующие способности нефтематеринских пород, литологические особенности разреза, форма миграции, тектоническая активность региона и др. Таким образом, неравномерность насыщения "фона" напрямую связана как с различной интенсивностью генерации УВ материнскими свитами в пределах отдельных блоков, так и с особенностями строения самих нефтематеринских и перекрывающих их пород. Отсюда следует, что углеводородное поле приповерхностных отложений несет информацию не только о наличии или отсутствии залежей в разрезе, но и об особенностях строения основного для данного региона нефтегазосодержащего комплекса, являющегося главным поставщиком углеводородов в перекрывающую толщу.

При прогнозе нефтегазоносности на основе результатов газометрических исследований необходимо учитывать структурные неоднородности, обусловленные блоковым строением, во многом определяющим условия осадконакопления, термодинамические условия генерации углеводородов и их распределение в осадочных породах. То есть можно предположить, что блоки, развивавшиеся дифференцированно, должны иметь своеобразное отражение в газовом поле осадочной толщи, вплоть до поверхности.

Интересным объектом с этой точки зрения является саратовская часть Бузулукской

впадины. Здесь в различное время было открыто несколько месторождений, таких как Западно-Вишневокское, Разумовское, Таловское и др. Анализ эффективности геологоразведочных работ свидетельствует о значительной трудности в освоении этого региона, что связано как с объективными, так и субъективными причинами. К объективным причинам следует отнести блоковую тектонику, наличие дизъюнктивных нарушений, мощных соленосных толщ в разрезе, несоответствие структурных планов разновозрастных толщ. Субъективные причины связаны с недостаточной эффективностью сейсморазведки. Например, на Перелюбском участке кровлю верхнеэйфельских карбонатов при бурении вскрыли на 150-300 м ниже, чем это предполагалось по данным сейсморазведки. Такая ситуация требует использования новых подходов к поисковым работам и, как пример, включение в комплекс поисково-разведочных работ газометрических исследований. О высокой информативной эффективности результатов газометрии можно судить по результатам проведения этих работ в пределах саратовской части Бузулукской впадины.

На исследуемой территории фундамент архейского возраста залегает на глубинах 4500-5000 м. Он отличается значительной дислоцированностью: разбит дизъюнктивными нарушениями субширотного простирания на ряд блоков, которые ступенчато погружаются на юг в сторону Прикаспийской впадины. Эти ступени имеют, как правило, крутые южные склоны, несколько приподнятые относительно северных. Разрез осадочного чехла, перекрывающего фундамент, начинается с образований девонского возраста. По литологическим особенностям и стратиграфическому положению в разрезе осадочного чехла можно выделить четыре крупных комплекса (снизу-вверх): карбонатно-терригенный, в объеме нижнего, среднего девона и нижнефранского подъя-

руса верхнего девона; терригенно-карбонатную, включающую образования средне- и верхнефранского, фаменского, каменноугольного и нижнепермского возрастов; сульфатно-галогенную, объединяющую породы кунгурского, уфимского и казанского ярусов пермской системы и надсолевою терригенную, сложенную породами татарского отдела перми, мезозойскими и кайнозойскими образованиями.

Девонские отложения залегают унаследовано по отношению к блокам фундамента, и в нижнем карбонатно-терригенном комплексе осадочного чехла им соответствуют субширотные ступени: с севера на юг – Северо-Гаршинская, Иванихинско-Росташинская, Перелюбско-Зайкинская, Натальинско-Мирошкинская, Денисовская и Западно-Щучкинская. Наиболее изученной оказалась Натальинско-Мирошкинская ступень. Данные сейсморазведки и бурения, проведенных в пределах Натальинско-Мирошкинской ступени, показали, что она, в свою очередь, разбита субмеридиональными нарушениями на самостоятельные блоки: Западно-Вишневоцкий, Разумовский и Таловский.

Вверх по разрезу структурный план меняется: по кровле девона и вышележащим горизонтам палеозоя фиксируется моноклинал с региональным падением на юго-восток и восток. Надсолевые образования залегают практически горизонтально.

Основные перспективы нефтегазоносности связаны с подсолевыми отложениями. Анализируя распределение залежей углеводородов по разрезу, можно отметить, что в эйфельских и живетских отложениях преобладают газовые и газоконденсатные залежи, а в нижнефранском подъярусе шире распространены залежи нефти. Все данные о нефтегазоносности региона свидетельствуют о том, что основным углеводородсодержащим комплексом здесь является эйфельско-нижнефранский.

В пределах исследуемой территории были проведены газометрические исследования по верхнему опорному горизонту, заключающиеся в бурении специальных скважин, глубиной 100 м, в которых в процессе бурения отбирались пробы промывочной жидкости через 5 м (в интервале 0-50 м) и 2,5 м (в интервале 50-100 м) проходки. Отобранные при бурении скважин пробы дегазировались в лаборатории на установке ГБЭ-1 по общепринятой методике. Выделенный в процессе дегазации газ анализировался на хроматографах. Всего определялось 11 углеводородных компонентов: от метана до гексана включительно, а также этилен, пропилен и бутилен. В результате последующей обработки полученных данных по всем пробам подсчитывались концентрации каждого компонента в $\text{см}^3/\text{л}$, а также сумма всех углеводородных соединений, сумма тяжелых углеводородов (от этана до гексана включительно), определялось процентное содержание компонентов в газовой смеси. В качестве опорной газометрической толщи были приняты песчано-глинистые образования мезозойско-неогенового возраста. В основном опорная толща сложена глинами светло-серыми, серыми, алевритистыми, местами переходящими в алеврит с прослоями песков и песчаников серых, зеленовато-серых, кварцевых, разномерных. В верхней части волжского яруса верхней юры встречаются прослой мергелей плотных, местами трещиноватых.

Анализ распределения углеводородных газов по разрезам геохимических скважин мезозойско-неогенового возраста свидетельствует о том, что до глубин 15-25 м отмечаются невысокие значения концентраций УВ. Вниз по разрезу значения возрастают и резко увеличиваются с глубин 45-55 м. Учитывая вышеизложенное, а также опираясь на опыт проведения газометрических исследований в регионе, за опор-

ную газометрическую толщу принят интервал пород, залегающий на глубинах 50-100 м.

Анализ распределения углеводородных параметров по площади проводился по средним значениям исследуемых параметров в опорной газометрической толще. С этой целью был построен геолого-газометрический профиль, который протягивается с севера на юг и пересекает три структурные ступени: Перелюбско-Зайкинскую, Натальинско-Мирошкинскую и Денисовскую, проходя через ряд локальных поднятий (рис.). Анализируя характер газонасыщенности опорной толщи по профилю, можно с уверенностью выделить три участка, которые в плане соответствуют выделенным здесь тектоническим ступеням по фундаменту и отложениям терригенного девона. Северная зона, в плане соответствующая Перелюбско-Зайкинской ступени, характеризуется высокими концентрациями метана (до $0,121 \text{ см}^3/\text{л}$), содержание которого в смеси углеводородных газов не снижается ниже 95 %. Центральный участок, совпадающий в плане с Натальинско-Зайкинской ступенью, отличается значительным снижением концентраций метана в опорной толще до $0,005-0,028 \text{ см}^3/\text{л}$, снижается и его доля в смеси углеводородных газов до 72-90 %, что, соответственно, влечет увеличение доли тяжелых углеводородов. В пределах южного участка профиля, соответствующего Денисовской ступени, распределение углеводородных параметров в общих чертах аналогично таковому на северной его части: содержание метана существенно увеличивается (до $0,157 \text{ см}^3/\text{л}$), а доля метана в смеси углеводородных газов колеблется в пределах 96-99 %. Аналогичная картина прослеживается и при анализе газосодержания по всему исследуемому участку.

Рассматривая вышеприведенные материалы с точки зрения прогноза нефтегазности, следует заключить, что для повы-

ГЕОЛОГИЯ

шения достоверности прогноза необходимо учитывать геоструктурные неоднородности при интерпретации особенностей распределения газового поля в приповерхностных отложениях.

Проведенный анализ позволил выделить в пределах всего исследуемого региона две аномальные зоны: северную и южную, тогда как центральная характеризуется относительно низкими концентрациями исследуемых параметров. Однако именно в

пределах средней, Натальинско-Мирошкинской ступени выявлены три месторождения углеводородов: Западно-Вишневское, Разумовское и Таловское. Все это свидетельствует о том, что каждая из выделенных зон характеризуется своим уровнем концентраций углеводородных газов в приповерхностных отложениях, т.е. различными показателями "фона" и аномалий.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

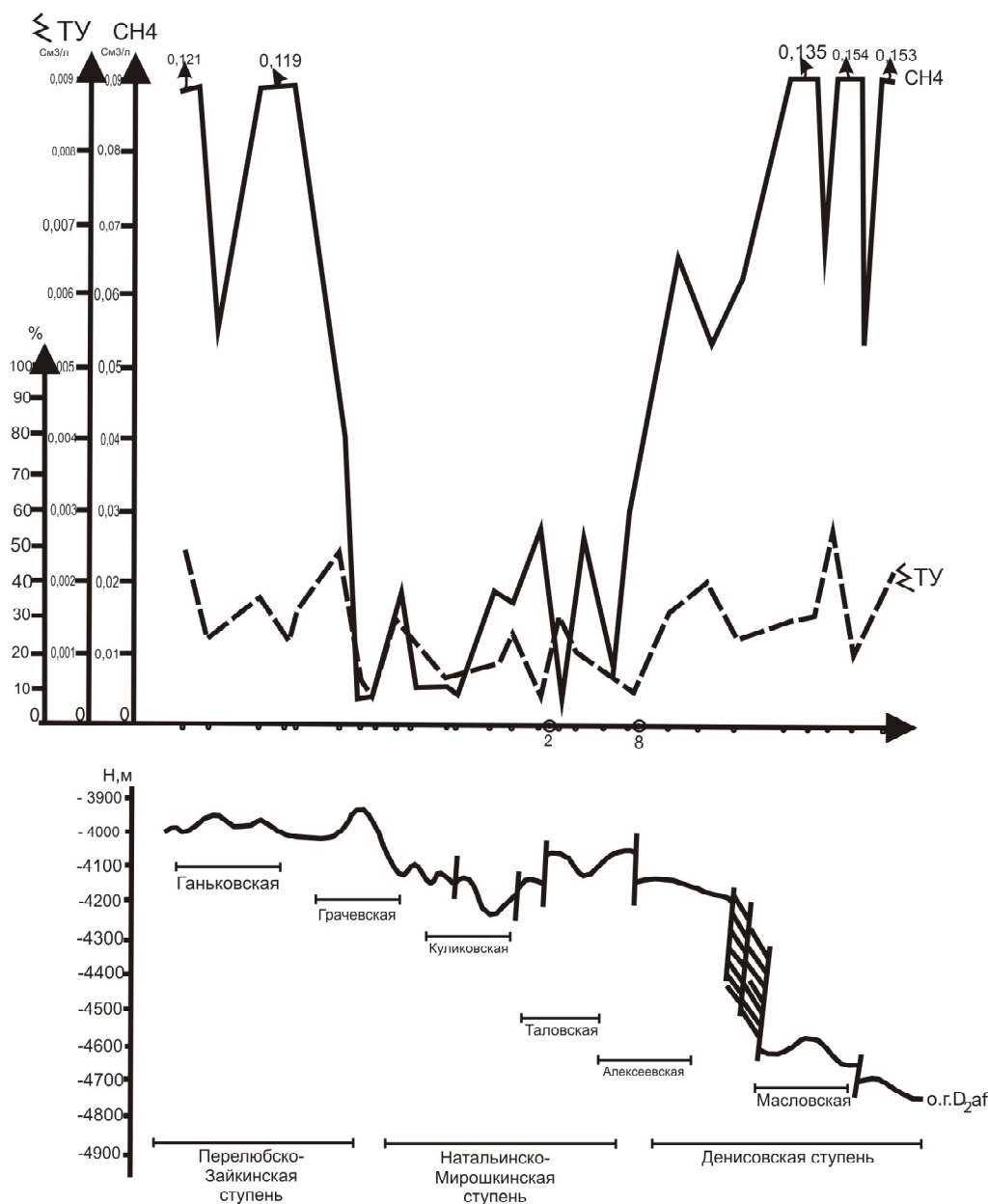


Рис. Геолого-газометрический профиль восточной части Бузулукской впадины

ГЕОЛОГИЯ

1. Каждый из выделенных в пределах исследуемой территории структурных элементов отражается в газовом поле приповерхностных отложений различным уровнем концентраций углеводородных параметров. Это может свидетельствовать о дифференцированном их развитии в геологической истории.

2. При локальном прогнозе нефтегазонасыщенности по данным газометрии необходи-

мо учитывать индивидуальные особенности развития каждого блока (структурного элемента) и определять для каждого из них значения фоновых и аномальных концентраций.

3. Целесообразно использовать газометрические исследования при интерпретации сейсморазведки при выделении отдельных блоков, дифференцированно развивавшихся в геологическое время.

