

## **АЛЬТЕРНАТИВНАЯ МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУДИНОВСКО-РОМАНОВСКОЙ ЗОНЫ**

© 2010 г. Г.А. Фадеева, Ю.А. Меняйленко, Е.Ю. Лим  
ООО "ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть"

В волгоградской части Нижневолжской нефтегазоносной области в толще осадочных образований выделяются шесть крупных нефтегазоносных комплексов: доэйфельский, эйфельско-нижнефранский, среднефранско-турнейский, ниже-верхневизейский, верхневизейско-нижнебашкирский, верхнебашкирско-нижнемосковский.

Нефтегазоносность Кудиновско-Романовской тектонической зоны приурочена в основном к среднефранско-турнейскому карбонатно-терригенному комплексу пород. К нему относятся семилукско-рудкинские, петинские, воронежские, евлановско-ливенские отложения, продуктивные на Восточно-Кудиновском и соседних с ним Николинском, Антоновском, Западно-Кочетковском, Ковалевском месторождениях, которые рассматриваются как небольшие по размерам (0,5 x 1 км) антиклинальные поднятия, однако это могут быть только "верхушки айсберга". Судя по фактическому материалу, все выявленные месторождения многопластовые.

Залежи нефти, приуроченные к семилукским отложениям, находятся в биогермных известняках со сложной структурой пустотного пространства. Они испытаны в процессе бурения (ИПТ) в открытом стволе и путем перфорации в эксплуатационной колонне. Из семилукско-рудкинских отложений получены притоки нефти дебитом до 238 м<sup>3</sup>/сут (скв.17 Чернушенская). Вскрытые мощности известняков изменяются от 20 до

102 м. Полная их мощность 180-172 м вскрыта соответственно в скв.7 и 15 Чернушенских. Из семилукских отложений получены притоки воды с нефтью и притоки чистой воды до 58 м<sup>3</sup>/сут (скв.18 Чернушенская). Залежи нефти в семилукских известняках массивного типа подстилаются водой.

Залежи нефти петинского горизонта пластовые сводовые приурочены к терригенным породам, коллекторами являются пласты песчаников кварцевых, мелкозернистых. Общая мощность петинских отложений 94-110 м. При испытании их (в основном ИПТ) получены притоки нефти дебитом от 13 до 300 м<sup>3</sup>/сут (скв.18 Чернушенская). Притоков воды из петинских отложений не наблюдалось.

Залежи нефти воронежского горизонта пластовые приурочены к известнякам массивным, пористо-кавернозным, трещиноватым общей мощностью 48-58 м. Дебиты нефти, полученные из этих отложений при ИПТ, составляют 0,2-136 м<sup>3</sup>/сут. Слабый приток воды дебитом 2,5-6,2 м<sup>3</sup>/сут наблюдался при опробовании в скв.18, 7 Чернушенских.

Залежи нефти в евлановско-ливенских отложениях пластового типа находятся в органогенно-детритовых известняках общей мощностью 61-78 м. Породы опробованы и исследованы в процессе бурения скважин (ИПТ) и путем перфорации в эксплуатационной колонне. Евлановско-ливенские известняки наиболее высокодебитные, из

них получены притоки нефти дебитом 142-560 м<sup>3</sup>/сут и притоки воды дебитом до 52 м<sup>3</sup>/сут (скв.101 Восточно-Кудиновская).

Существуют две альтернативные точки зрения на природу этих месторождений. Согласно одной (официально принятой) – это мелкие месторождения, приуроченные к небольшим антиклинальным поднятиям. Согласно второй – это единое месторождение с залежами неструктурного типа. На наш взгляд, обе точки зрения имеют право на существование, так как бесспорных доказательств в пользу той или иной нет.

Однако существуют некоторые геологические признаки, такие как:

- крупные разновозрастные (от семилукских до ливенских) стратиграфические несогласия, выявленные почти во всех скважинах одной и той же Кудиновско-Романовской тектонической зоны;

- антиклинальные структуры и месторождения, вытянутые в цепочку с юго-запада на северо-восток по направлению к крупной депрессионной зоне (Умётовско-Линевская депрессия);

- многопластовые близко расположенные друг к другу месторождения с залежами в одних и тех же семилукских, петинских, воронежских, евлановско-ливенских отложениях;

- закономерное увеличение толщин продуктивных отложений в сторону их погружения, выявленное по ряду скважин;

- единство гидродинамической системы и близость некоторых параметров (дебиты флюидов, пластовые давления, градиенты пластовых давлений, проницаемость и пористость одновозрастных пород и др.), имеющих тенденцию увеличения в сторону погружения пород с юго-запада на северо-восток и т. д.

Согласно этим признакам можно предположить, что Восточно-Кудиновское и рядом с ним расположенные Николинское, Антоновское, Западно-Кочетковское, Ковалевское месторождения могут быть объединены в одно. Они генетически едины и мо-

гут не иметь между собой границ, поскольку глубоких перегибов и тектонических нарушений между ними нет. Литологического замещения пород между каждой парой скважин на соседних месторождениях в каждом пласте, по-видимому, тоже нет, так как пласты хорошо коррелируются по скважинам.

Территория считается достаточно хорошо изученной в общем геологическом плане [1], но для того, чтобы объединить выявленные поднятия в одно геологическое тело, информации не хватает, однако такие попытки уже предпринимались ранее (отчет УБР за 1997 г.). Поэтому на данном этапе изученности можно только это предполагать, исходя из общих геологических закономерностей и логических заключений.

Основным камнем преткновения при изучении этой проблемы являются границы залежей или водонефтяные контакты (ВНК), изредка выявленные или чаще условные, потому что они не вскрыты скважинами. По одной, двум скважинам на структуре это сделать весьма трудно. И вторым моментом, не разрешенным на данном этапе, является противоречивый полученный за разные годы сейсмический материал, вероятно, недостаточный для детального изучения описываемой территории.

Однако, если будут предусмотрены соответствующие геологоразведочные работы на данной территории с целью выявления нефтеносности и границ распространения залежей нефти, то подсчитанные в пределах этих небольших структур геологические запасы нефти могут возрасти в десятки раз, так как объем нефтенасыщенных пород может быть гораздо больше вследствие того, что углеводородами заполнены не только верхние части антиклиналей ("верхушки айсберга"), но и нижележащий коллектор.

В подтверждение вышесказанному можно привести геологический разрез через скв.18, 8, 14, 7, 17, 15 Чернушенские, расположенные от 1 до 3 км друг от друга в основном в сводовых частях небольших антиклинальных поднятий, осложняющих моно-

клиналь, которые и принято считать отдельными месторождениями (рис.1). На геологическом разрезе (рис.2) можно отчетливо проследить некоторые выявленные закономерности (на расстоянии около 15 км), например, такие как общее погружение пород с юго-запада на северо-восток, в сторону крупной депрессии. В этом же направлении происходит как общее увеличение мощностей от задонских до кыновских отложений (от 400 до 440 м), так и отдельных горизонтов: семилукского от 100 м (20-45 м вскрытых) до 174-180 м (скв.17, 5 Чернушенские), петинского от 94 м (скв.18 Чернушенская) до 111 м (скв.15 Чернушенская), воронежского от 47 до 58 м, ливенского от 71 до 78 м. Это может быть подтверждением того, что накопление осадков происходило согласно существовавшему рельефу в нормальных, спокойных условиях.

Гидродинамические исследования, проведенные в каждой из перечисленных выше скважин, свидетельствуют о единстве гидродинамической системы продуктивных отложений, вскрытых скважинами. Это видно на графике изменения пластового давления с глубиной, построенному по замерам пластовых давлений, полученных по каждой скважине в процессе испытаний (рис.3). Все точки на нем (начальные пластовые давления по скважинам) ложатся на одну прямую при несущественном их разбросе.

Вернемся вновь к геологическому разрезу и обратимся к рассмотрению ВНК, принятого по каждой скважине. Если в каждой из выявленных залежей он горизонтальный (как принято считать), как показано на рисунке, то можно заметить очень нелогичное переслаивание (или "втыкание") нефтенасыщенных и водонасыщенных слоев друг в друга, так как они ничем не разделены, даже перегибами между мелкими антиклиналями (см. рис.2).

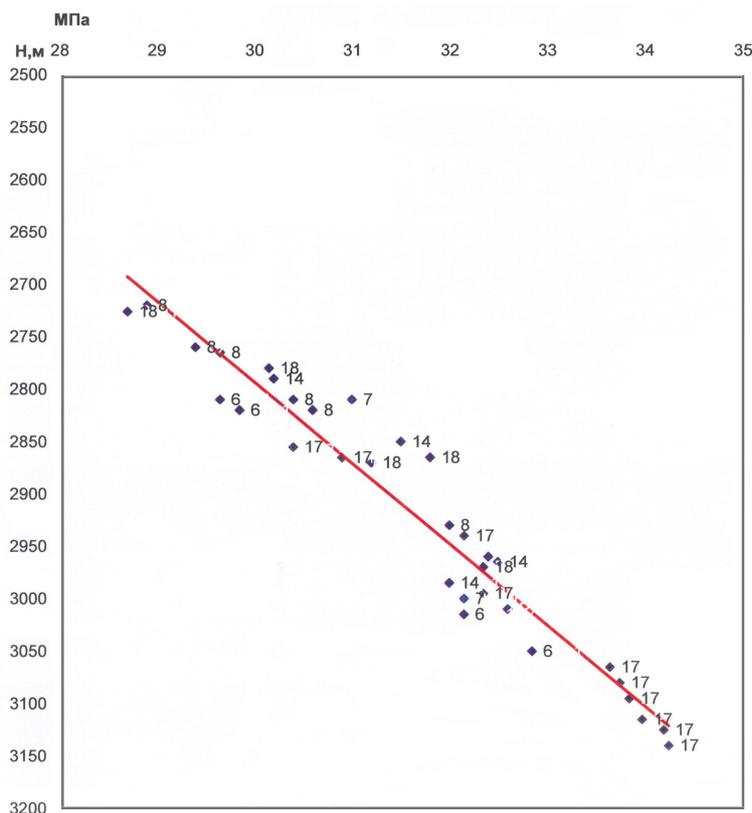
Таким образом фактический материал, несколько противоречивый на первый взгляд, не дает оснований принимать изобретенную на сегодня модель геологического

строения (отдельные небольшие залежи), поскольку она не укладывается в общие геологические закономерности.

Эту проблему легко решить, если ВНК по скважинам просто соединить, тогда мы увидим то единство, о котором выше уже шла речь, и ту признанную всеми систему заполнения ловушек вверх по восстанию пластов (стрелки на разрезе). Только ВНК в этом случае будет не горизонтальным, а наклонным, что вполне логично в данной ситуации (склон моноклинали). Подтверждается этот факт даже на отдельно взятой небольшой структуре из этой серии (Антоновское месторождение). Так, например, на одной и той же структуре в скв.14, 7 Чернушенских ВНК в семилукских отложениях отличается на 10 м: в скв.14 его принимают на отметке минус 2845 м, а в скв.7 – на отметке минус 2855 м, т. е. ВНК "опускается" в сторону погружения пластов (см. рис.2), что хорошо прослеживается по всем продуктивным отложениям в этих скважинах.

В таком случае площадь распространения нефтяных залежей в данном районе не ограничивается теми "пятачками", которые сегодня "украшают" наши карты, а являются довольно существенными ловушками неструктурного типа, которые обнаружить и доказать площадь их распространения весьма трудно.

С использованием структурной основы и методики З.Г. Борисенко [2] построены карты поверхности контактов для семилукских и ливенских отложений, на которых (см. рис.1) показаны приблизительные контуры возможных залежей. На этих картах видно, во сколько раз увеличилась площадь нефтеносности вокруг выявленных "пятачков", следовательно, в десятки раз, а то и в сотни возрастут запасы нефти на этой территории, если изменить только традиционный подход к ныне существующим представлениям. Если к этим данным прибавить обширный, многомерный литологический материал, содержащий данные о генезисе и закономерностях осадконакопления на этих месторож-



**Рис.3. График зависимости пластового давления от глубины (группа месторождений Кудиновско-Романовской зоны)**

дениях, как, например, в работе [1], то с большей уверенностью можно будет осваивать недра на нашей территории, кото-

рые таят в себе несметные богатства.

Таким образом, предлагается новая альтернативная модель геологического строения группы месторождений: Николинское, Восточно-Кудиновское, Антоновское, Западно-Кочетковское, Ковалевское, которые рассматриваются как единое месторождение в виде залежей неструктурного типа. Это только отдельно взятый пример, такую аналогию можно перенести и на другие месторождения не только Кудиновско-Романовской зоны, но и всей Волгоградской области. В более ранних работах уже предлагалась подобная модель для Малышевско-Петровской зоны поднятий [3].

Обоснованность обеих моделей равнозначима, поэтому необходимо бурение оценочных скважин между выделенными структурами с целью обоснования истинного положения скопления углеводородов.

Л и т е р а т у р а

1. Анисимов Л.А., Медведев П.В., Гудков А.П. и др. Нефтегазоносность Кудиновско-Романовской зоны //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2003. – Вып.34. – С.25-29.
2. Борисенко З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1980.
3. Фадеева Г.А., Степанов И.С., Багова Н.Л. Малышевско-Петровская зона поднятий – единое месторождение нефти в Западном Прикаспии //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 7. – С.8-18.

