

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ И НЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Е. К. Толмачева, А. Т. Колотухин, Е. Н. Волкова, М. П. Логинова

Саратовский государственный университет

Рассматриваются примеры использования данных геохимических исследований совместно с анализом неотектонической активности для прогноза нефтегазоносности сложнопостроенных территорий.

Соединения углеводородов (УВ) являются неотъемлемой частью осадочных горных пород, с которыми они связаны генетически. Распределение УВ в осадочном чехле контролируется многими факторами, в числе которых генерирующие способности нефтематеринских пород, литологические особенности разреза, форма миграции, тектоническая активность и др. Оценка значимости этих факторов в конкретных геоструктурных условиях позволит с большей достоверностью проводить прогноз нефтегазоносности. В настоящее время поиски углеводородного сырья проводится во все более сложных геологических условиях, обусловленных, в большинстве случаев, блоковым строением фундамента и осадочного чехла. С зонами разломов, контролирующими разнопорядковые блоки связаны многие полезные ископаемые, в том числе и углеводородные. Особый интерес с этой точки зрения вызывают разломы, активные в новейшее время. В зонах сочленения отдельных блоков, особенно испытывающих различные по интенсивности и направленности движения, формируется повышенная трещиноватость, существенно увеличивающая масштабы миграции УВ. Месторождения, выявленные в таких зонах, отличаются большим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности и значительной сложностью строения, обусловленной разнообразием типов ловушек и коллекторов.

По сложившейся практике нефтегазопоисковых работ, основным методом изучения структурного плана горизонтов осадочного чехла, а также подготовки локальных объектов для поискового бурения, является сейсморазведка. Однако, недостаточная параметризация разреза, особенно в условиях блоковой тектоники, присутствие в раз-

резе мощных соленосных толщ, несовпадение структурных планов по разрезу, существенно снижают достоверность сейсморазведочных работ. Использование, наряду с сейсморазведкой, прямых геохимических методов, основанных на изучении рассеянных в осадочной толще углеводородов, мигрирующих от залежей, может существенно повысить достоверность прогноза. При этом на сейсморазведку возлагается подготовка объекта к бурению, его структурная детализация, а предварительный прогноз нефтегазоносности осуществляется, так называемыми, «легкими» методами, к числу которых относятся прямые геохимические методы. Среди них особое внимание заслуживает газовая съемка по верхнему опорному горизонту, разработанная в шестидесятых годах XX века Д. С. Коробовым [1], и заключающаяся в изучении газообразных и парообразных углеводородов в опорной толще, которая залегает относительно неглубоко от поверхности, ниже зоны свободного газообмена.

Многолетние исследования показали, что практически над всеми месторождениями нефти и газа, особенно крупными, существуют аномальные поля концентраций различных геохимических показателей, как углеводородных, так и неуглеводородных, являющихся продуктами взаимодействия углеводородов с вмещающими породами. Выявлена пространственная связь аномалий геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочной толще над нефтегазовыми месторождениями, основанная на генетическом родстве с единым источником возмущений, каковым является залежь УВ [2]. Вместе с тем, следует отметить, что формирование углеводородных аномалий неотделимо от углеводородного насыщения всего геопространства, т.е. «фона». Неравномерность его насыщения обусловлена различной интенсивностью генерации УВ материнскими свитами [3]

© Толмачева Е. К., Колотухин А. Т., Волкова Е. Н., Логинова М. П., 2006

с одной стороны, и особенностями строения нефтематеринских и перекрывающих их пород — с другой. Все это свидетельствует о том, что фиксируемое при геохимических поисках углеводородное поле верхнего опорного горизонта несет информацию не только о наличии или отсутствии залежей, но и об особенностях строения основного для данного региона нефтегазосодержащего комплекса, являющегося главным поставщиком углеводородов в перекрывающую толщу. Принимая же во внимание блоковое строение исследуемого региона, можно предположить, что блоки, развивающиеся дифференцированно, должны иметь своеобразное отражение в газовом поле осадочной толщи, вплоть до поверхности. Так, например, повышенная трещиноватость, формирующаяся в пределах участков, активного в современный и новейший тектонический этапы, сочленения разнорядковых блоков, должны отразиться в газовом поле своеобразными аномалиями повышенных концентраций различных углеводородных компонентов. Таким образом, выявление закономерностей распределения современных углеводородных полей неглубоко залегающих горизонтов, связи их со строением основного углеводородсодержащего комплекса, особенностями нефтегазоносности и интенсивностью проявлений тектонической активности в неотектонический этап в регионах с блоковым строением позволит разработать критерии прогноза нефтегазоносности и существенно повысить эффективность нефтегазопоисковых работ. Наиболее интересным и перспективным объектом с этой точки зрения является зона сочленения Жигулевско-Пугачевского свода и Бузулукской впадины, где открыты ряд месторождений нефти, газа и конденсата, выявлен и подготовлен к поисковому бурению значительный фонд структур и проведены газометрические исследования.

Жигулевско-Пугачевский свод и Бузулукская впадина в региональном плане находятся на юго-востоке Русской плиты.

Жигулевско-Пугачевский свод по поверхности фундамента представляет собой сложно построенную структуру с двумя вершинами: Жигулевской на севере и Пугачевской — на юге, разделенных Иргизским погребенным прогибом. В свою очередь, восточная часть Пугачевской вершины осложнена Клинецовским выступом. Последний представляет собой крупноамплитудную, слегка вытянутую с северо-востока на юго-восток структуру, осложненную разрывными нарушениями преимущественно северо-западного простирания.

Вершине Клинецовского выступа соответствуют: зона резкого выклинивания отложений до полного выклинивания из разреза его верхней карбонатной части, слабовыраженный «структурный нос» по горизонтам карбона и моноклиналь по отложениям перми. Северный склон Клинецовского выступа осложнен рядом приподнятых зон. Характерным для рассматриваемого участка является унаследованность структурных планов по всем каменноугольным горизонтам при незначительных изменениях амплитуд локальных объектов с тенденцией выволаживания вверх по разрезу. Залежей углеводородов в этой части исследуемой территории выявлено не было.

К востоку от Клинецовской вершины по поверхности фундамента отмечается общее моноклинальное погружение на юго-восток и юг, а сам фундамент разбит дизъюнктивными нарушениями северо-западного простирания на протяженные ступени, осложненные поперечными разломами. Горизонты терригенного девона наследуют структуру поверхности фундамента — на фоне общего погружения на юг и юго-восток, вдоль нарушений, ограничивающих ступени, здесь выделяются системы линейных дислокаций: Кузьябаевская, Первомайско-Октябрьская, Степная и Черемушкинско-Даниловская, которые представляют собой комбинацию валообразных поднятий и разделяющих их линейных прогибов, разбитых секущими разломами на самостоятельные блоки, к которым приурочены локальные структуры. Следует отметить, что тектонические нарушения, выявленные в пределах Клинецовского выступа, являются северо-западным продолжением Первомайско-Октябрьской, Степной и Кузьябаевской линейных дислокаций. В этой части исследуемой территории отмечается совпадение структурных планов внутривалеозойских отложений. Здесь же выявлены залежи нефти, газа и конденсата на Западно-Степной, Южно-Первомайской, Даниловской и Тепловской площадях.

Восточнее, в саратовской части Бузулукской впадины кристаллический фундамент разбит дизъюнктивными нарушениями субширотного направления и ступенчато погружается в южном направлении в сторону Прикаспийской впадины. Вышележащие горизонты среднего девона наследуют структуру фундамента. Ступеням фундамента в нижнем интервале осадочного чехла в пределах исследуемой территории соответствуют субширотные дислокации (с севера на юг): Перелюбско-Зайкинская, Натальинско-Мирошкинская и Денисовская. Результаты бурения в пределах Ната-

льинско-Мирошкинской ступени показали, что она, в свою очередь, разбита субмеридиональными нарушениями на самостоятельные блоки: Западно-Вишнево-Восточный, Разумовский и Таловской, в пределах которых выявлены месторождения газа и конденсата. В единичных скважинах получены непромышленные притоки нефти на Разумовской и Западно-Вишнево-Восточной и других площадях. Не исключено, что и другие ступени имеют также более сложное строение, чем известно на сегодняшний день.

Вверх по разрезу структурный план меняется и по кровле девона и вышележащим горизонтам палеозоя фиксируется моноклиналь с региональным падением на юго-восток и восток.

Анализируя распределение залежей УВ по разрезу, можно отметить, что в эйфельских и живецких отложениях преобладают залежи газа и конденсата, а в нижнефранском подъярусе шире распространены залежи нефти, нефтегазоносны и другие отложения, но основным углеводородсодержащим комплексом в пределах рассматриваемой территории является эйфельско-нижнефранский.

Резюмируя вышесказанное, можно констатировать следующее: исследуемую территорию по особенностям геологического строения можно разделить на три участка: западный, центральный и восточный. Восточный участок соответствует саратовской части Бузулукской впадины, для него характерно развитие субширотных дизъюнктивных нарушений и несовпадение структурных планов внутрипалеозойских горизонтов. Западный участок, соответствующий Клинецкой вершине, характеризуется отсутствием соленосных отложений кунгура, а также сокращением мощностей, вплоть до полного выклинивания ряда горизонтов девона, а также совпадением структурных планов горизонтов осадочного чехла. Центральный участок характеризуется развитием протяженных линейных дислокаций, ориентированных с северо-запада на юго-восток и в плане соответствует восточному склону Клинецкого выступа и западному борту Бузулукской впадины, т.е. непосредственно области сочленения рассматриваемых структур.

Анализ результатов газометрических работ позволил сделать выводы о том, что наиболее информативными показателями, отражающими особенности газового поля приповерхностных отложения являются метан и сумма тяжелых углеводородов (от этана до гексана включительно) [4].

Характер пространственного размещения углеводородных компонентов на рассматриваемой территории показал, что в газовом поле отразились

все характерные черты структурного плана эйфельско-нижнефранского карбонатно-терригенного комплекса, т.е. основного углеводородсодержащего для исследуемого региона. Так, в пределах восточного участка в газовом поле четко выделились три зоны, соответствующие в плане Перелюбско-Зайкинской, Натальинско-Мирошкинской и Денисовской ступеням. Для каждой из них отмечается свой уровень газонасыщенности (как фона, так и аномалий). Перелюбско-Зайкинская ступень отличается низкими концентрациями метана (менее $0,001 \text{ см}^3/\text{л}$) и суммы тяжелых углеводородов (ТУ) ($0,0010\text{—}0,0002 \text{ см}^3/\text{л}$), а также высокой долей метана в смеси углеводородных газов (УВГ) — до 90 %. Натальинско-Мирошкинская ступень характеризуется более высоким уровнем концентраций метана ($0,010\text{—}0,025 \text{ см}^3/\text{л}$), дифференцированным содержанием суммы ТУ ($0,0002\text{—}0,0025 \text{ см}^3/\text{л}$) и, соответственно, существенными колебаниями процентного содержания метана в смеси УВГ (от 72 до 99 %), причем, увеличение концентраций тяжелых УВ снижает долю метана в смеси УВГ характерно для Западно-Вишнево-Восточного блока рассматриваемой ступени. Самая южная, Денисовская ступень, выделяется максимальными концентрациями метана (до $2,239\text{—}0,410 \text{ см}^3/\text{л}$), достаточно высокими содержаниями суммы ТУ ($0,0025\text{—}0,0010 \text{ см}^3/\text{л}$) и подавляющим преобладанием метана в смеси УВГ (98—99 %).

Анализ углеводородных параметров в пределах центрального участка позволил выделить здесь три крупных аномалии, в плане соответствующих Черемушкинско-Даниловской, Первомайско-Октябрьско-Степной и Кузьябаевской линейными дислокациями. Причем, Черемушкинско-Даниловская зона выделяется только по сумме ТУ и проценту метана в смеси УВГ. Содержание тяжелых УВ здесь достигает значений более $0,050 \text{ см}^3/\text{л}$, что сопоставимо, а в ряде случаев и существенно превышает содержание метана. Соответственно, здесь отмечается и резкое сокращение доли метана в смеси УВГ, которая в некоторых случаях достигает значений 0,2-8,0 %. Локальные аномалии внутри этой зоны отличаются высокой контрастностью, а высокие концентрации тяжелых УВ обусловлены повышенными содержаниями пареообразной составляющей ТУ — пентана и гексана. Для Первомайско-Октябрьской и Степной аномалии характерны высокие концентрации как метана, так и суммы ТУ, причем, уровень содержания ТУ существенно выше в пределах Первомайско-Октябрьской дислокации по сравнению со Степной. Кузьябаев-

ская дислокация отражается в газовом поле высокими концентрациями метана, но более низкими, по сравнению с Первомайско-Октябрьско-Степной аномалией, содержанием ТУ. И, как следствие, более высоким содержанием процента метана.

Западный участкок, соответствующий Клинецовскому выступу Пугачевской вершины Жигулевско-Пугачевского свода, отмечается относительно невысокими содержаниями рассматриваемых параметров, на фоне которых выделяются слабо контрастные аномалии метана и суммы ТУ. Восточный склон Клинецовского выступа характеризуется более сложным распределением геохимических параметров: здесь зафиксированы аномалии по УВ газам, имеющие сложное дифференцированное строение (участки повышенных концентраций чередуются с участками низких газосодержаний, а ориентировка этих участков самая различная — от субширотной до субмеридиональной).

Таким образом, изучение распределения концентраций УВГ в приповерхностных отложениях показало, что оно контролируется в значительной степени строением основного углеводородсодержащего комплекса, каковым является эйфельско-нижнефранский.

Для выяснения роли новейшей тектоники в распределении углеводородных параметров было проведено сопоставление данных газометрии с картой амплитуд новейших тектонических движений. Прежде чем провести это сопоставление была проведена статистическая обработка используемых геолого-геохимических материалов с использованием тренд-анализа — нахождения полинома седьмой степени. В результате применения вышеупомянутой обработки были построены электронные версии схем распределения метана, суммы тяжелых УВ и распределения амплитуды неотектонических движений. Сформированные при этом банк данных был использован для выявления общих пространственных закономерностей распределения вышеупомянутых параметров: были построены схемы региональных и локальных аномалий. Последние были получены путем вычитания региональной составляющей из наблюдаемого поля исследуемого параметра.

Анализ электронных версий схем распределения углеводородных параметров показал, что выявленные при «ручном» построении особенности строения газового поля сохраняются, отмечается лишь изменение морфологии выявленных аномалий и исчезновение нескольких мало контрастных

аномалий, выделенных при «ручном» построения.

Данные, полученные в результате построения схем региональных аномалий исследуемых параметров, позволили выявить следующее.

На схеме региональных аномалий метана (рис. 1А), выделяется крупная единая аномальная зона, которая имеет общее северо-западное простирание и в плане соответствующая Кузьябаевской, Первомайско-Октябрьской и Степной линейным дислокациям, имеющим, скорее всего, продолжение в пределах Клинецовского выступа. На юго-востоке исследуемой территории эта аномальная зона приобретает субширотную ориентировку и в плане соответствует Денисовской ступени. На схеме региональных аномалий суммы ТУ (рис. 1Б) выделяется субширотная аномалия в центральной части территории, причем, участок максимальных концентраций соответствует в плане Западно-Вишневному блоку Натальинско-Мирошкинской ступени.

На схеме региональных аномалий амплитуды неотектонических движений (рис. 1В) положительные аномалии зафиксированы в восточной, юго-восточной, южной, западной и северо-западной частях территории исследования, центральная же ее часть отразилась минимальными значениями параметра.

Сопоставление вышеприведенных материалов с особенностями глубинного строения территории показывает, что наиболее тектонически активными являются Кузьябаевская, Первомайско-Октябрьская и Степная линейные дислокации, Западно-Вишневский блок Натальинско-Мирошкинской ступени и Денисовская ступень.

Сопоставление схем распределения углеводородных параметров, схем региональных аномалий этих же параметров, данных неотектонической активности и структурных особенностей основного углеводородсодержащего комплекса региона позволяет сделать следующие выводы.

Региональная аномалийная зона повышенных концентраций метана в плане соответствует юго-западной системе линейных дислокаций, включающих Кузьябаевскую, Первомайско-Октябрьскую и Степную. Кроме того, эта зона совпадает с северо-восточной градиентной зоной участка максимальных значений амплитуды неотектонических движений. Из сопоставления схемы распределения метана в приповерхностных отложениях со схемой региональной составляющей амплитуды неотектонических движений следует, что практически все

более или менее значимые аномалии метана в плане соответствуют градиентным зонам неотектонической активности, в основном приходящимся на участки со значением от 35 до 250 мм (рис. 2)

Вышеизложенное может свидетельствовать также о том, что рассматриваемый участок отличается и современной тектонической активностью, т.к. метан в силу своей природы наиболее подвижный компонент углеводородной смеси и его повышенные концентрации в большинстве случаев отражают пути современной миграции УВ, а именно эти участки можно считать наиболее перспективными в плане поисков скоплений нефти и газа.

Региональные закономерности распределения суммы тяжелых углеводородов не коррелируются с неотектонической активностью региона, за исключением Западно-Вишневого блока, где отмечается высококонтрастная аномалия суммы ТУ и максимальные значения амплитуды неотектонических движений. Это может свидетельствовать о том, что распределение тяжелых УВ в пределах всей территории контролируется иными причинами, скорее всего связанными с генерирующими возможностями нефтематеринских толщ.

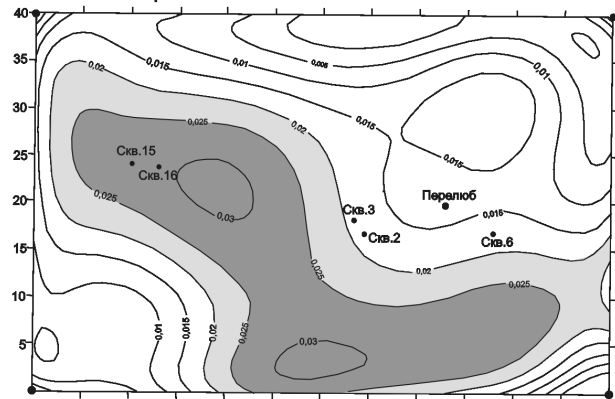
Анализ схем локальных аномалий метана и суммы ТУ показывает, что практически все более или менее четко выделившиеся локальные аномалии в той или иной степени пространственно совпадают с положительными локальными структурами, выявленными в терригенном девоне, среди которых и те, в пределах которых выявлены скопления нефти, газа и конденсата. Это и Южно-Первомайская, Западно-Степная, Перелюбская, Западно-Вишневская и другие.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

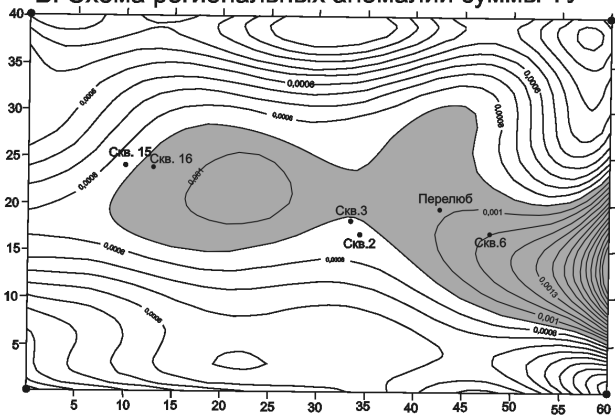
Распределение углеводородных параметров в приповерхностных отложениях в основном контролируется строением и генерирующими возможностями основного углеводородсодержащего комплекса региона, являющегося главным поставщиком УВ в перекрывающую толщу.

Современная и новейшая тектоническая активность оказывает существенное влияние на формирование углеводородного поля приповерхностных отложений: максимальные концентрации метана в плане соответствуют градиентным зонам неотектонической активности и совпадают с линейными системами дислокаций, т.е. с зонами интенсивной тектонической нарушенности, являющимися высокоперспективными в нефтегазоносном отношении.

А. Схема региональных аномалий метана



Б. Схема региональных аномалий суммы ТУ



В. Схема региональных аномалий амплитуды неотектонических движений.

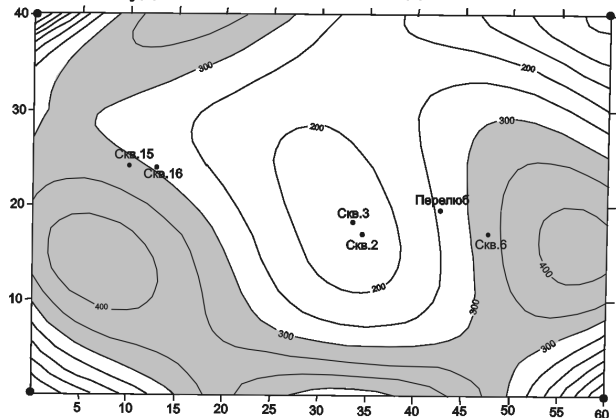


Рис. 1

Распределение тяжелых углеводородов в меньшей степени зависит от тектонической активности и контролируется, в большей степени, генерирующими способностями нефтематеринских толщ и положением скоплений углеводородов.

С учетом вышесказанного следует отметить, что использование данных геохимических исследований совместно с анализом неотектонической

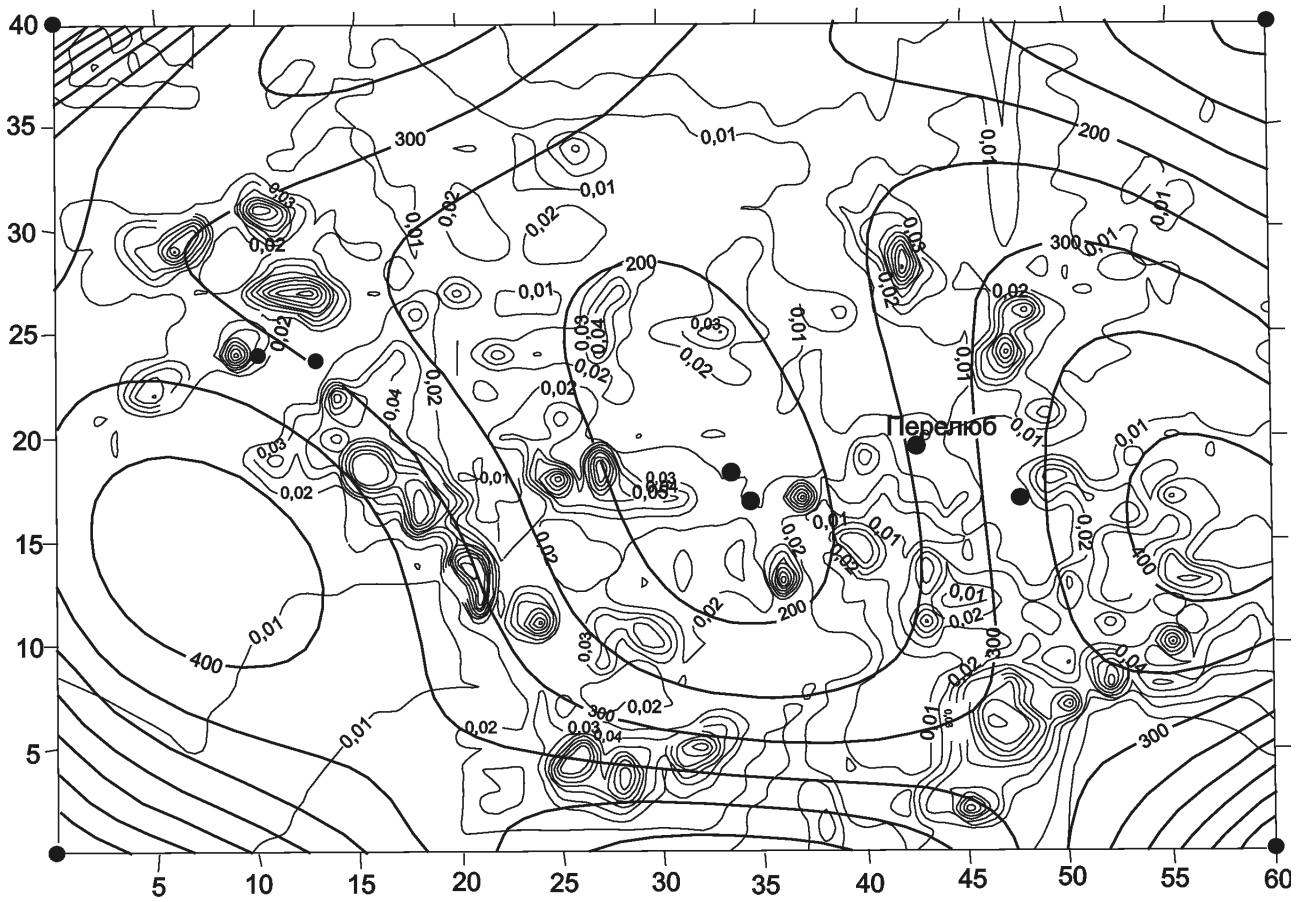


Рис. 2. Результаты сопоставления распределения метана и региональной составляющей амплитуды неотектонических движений

активности можно использовать для более обоснованного прогноза нефтегазоносности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коробов Д.С. Газометрическая съемка по верхнему опорному горизонту с целью поисков месторождений нефти и газа. // Труды НВНИИГТ, вып. 14. Саратов, 1969. — С. 185

2. Явления парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и био-геохимических полей в осадочном чехле земной коры.

— В кн.: Открытия в СССР, 1980. М., изд. ВНИИПИ, 1981, С. 34—37.

3. Боровиков В.Н., Стадник Е.В. Интегральный анализ информации в комплексе прямых геохимических методов оценки нефтегазоносности // Геология нефти и газа. — 1996, № 1, — С. 30—35.

4. Толмачева Е.К., Колотухин А.Т. Зональный прогноз нефтегазоносности зоны сочленения Жигулевско-Пугачевского свода и Бузулукской впадины по геолого-геохимическим данным // Геологические науки-99: Избранные труды межведомственной научной конференции. — Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 1999. — С. 75—78.