

Н.В. Конанова

Институт геологии КомиНЦ УрО РАН, Сыктывкар
konanova@geo.komisc.ru

ГАЗОНОСНОСТЬ ТИМАНО-СЕВЕРОУРАЛЬСКОГО РЕГИОНА (глубинные критерии)

Результаты интерпретации поля силы тяжести Тимано-Печорской провинции (ТПП) по методике гравитационного зондирования с использованием аппарата численного дифференцирования позволили выработать глубинные критерии мантийной газоносности ТПП и выявить перспективные области, в которых в настоящее время может происходить процесс дегазации мантии и обеспечивается сохранность глубинных газовых потоков (возможно, мантийного гелия).

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТПП) – одна из крупных нефтегазодобывающих провинций России, на территории которой открыто более 200 месторождений углеводородного сырья. Расположение в пределах европейской части России, и, соответственно, близость к энергетическим потребителям и к системам нефте- и газопроводов обуславливают ее экономическую привлекательность для энергетических компаний и инвесторов.

Очевидно, что в перспективе участие Тимано-Печорской провинции в работе энергетического сектора экономики будет заключаться не в наращивании ресурсов, которые считаются в настоящее время исчерпанными, а в участии в процессах глубокой переработки углеводородного сырья. При этом необходимо активно использовать имеющиеся данные по глубинным критериям мантийной газоносности.

Известно, что в мантии, где активность кислорода мала, в первую очередь H и He, а также CH₄, F, CO, N₂ являются первыми компонентами флюидных систем, формирующихся в верхней мантии и мигрирующих в земную кору. Преимущественно «кислый» состав пород консолидированной земной коры на пути миграции флюидного потока определяет высокий уровень сохранности первичного состава, а безграничные участки земной коры способствуют вытеснению газовых составляющих водой и углекислотой (Летников и др., 1977).

Гелий отличается большой химической инертностью, легкостью, проникающей способностью, подвижностью, высокой удельной теплоемкостью и испытывает тенденцию к накоплению в высокотемпературной (проницаемой, разуплотненной) области. По проницаемым породам и разломам гелий и другие газы мигрируют к поверхности Земли. В результате тектонической активности недр залежи могут иметь сложный компонентный состав, включающий мантийную газовую составляющую с выровненными изотопными соотношениями газов. И, напротив, высокое содержание мантийного изотопа гелия свидетельствует о существенной дегазации и разогретости глубин.

В конце 80-х годов в отделе геологии горючих ископаемых Института геологии Коми научного центра УрО РАН были начаты исследования по изучению глубинного строения литосферы Печорской и Западно-Сибирской плит по методике гравитационного зондирования с использованием аппарата численного дифференцирования (Маловичко, Тарунина, 1981). В результате проведенных исследований построены первые плотностные модели строе-

ния литосферы и подлитосферной мантии данной территории, которые отражают реальную картину распределения физических параметров (плотности) в литосфере исследуемой территории, ошибка полученных данных для глубоких слоев литосферы не превышает 10 – 15%.

Результаты изучения глубинного строения Тимано-Североуральского региона по методике гравитационного зондирования легче вписываются в модель абиогенного генезиса углеводородов. Однако, автор придерживается концепции Б.А. Соколова по данному вопросу, в соответствии с которой процесс образования нефти и газа происходит при взаимодействии двух разнонаправленных потоков. Один из них связан с погружением и катагенетическим преобразованием пород и содержащегося в них рассеянного органического вещества, а другой - с подъемом конвективного теплового потока, осуществляющего тепломассоперенос из нижних частей бассейна к его поверхности (Соколов, 2001). Автор считает, что неорганическая составляющая нефтегазоносности (в виде дополнительно-

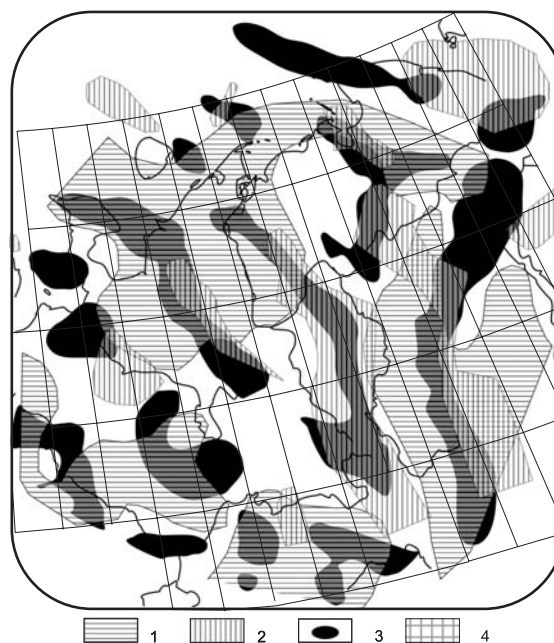


Рис. 1. Критерии мантийной газоносности Тимано-Североуральского региона (часть 1).

1 – верхняя кора (гранитный слой) повышенной мощности по данным ГСЗ, 2 – верхняя мантия повышенной проницаемости (пониженной плотности), 3 – непроницаемые породы консолидированной части земной коры, 4 – перспективные участки по глубинным признакам.

го прогрева осадочных бассейнов, возникновении проницаемых зон, существовании областей дегазации и дефлюидизации мантии) весьма значительная и достойна пристального внимания нефтяников.

В результате проведенных исследований выявлено блоковое строение литосферы и подлитосферной мантии приблизительно до глубины 600 – 1000 км. Учитывая, что плотные (холодные) блоки литосферы являются условно менее «проницаемыми» для глубинных флюидов (в плотных блоках существуют локальные линейные участки проницаемых пород, связанные с зонами глубинных «незалеченных» разломов), а разуплотненные (горячие) блоки являются флюидо- и газонасыщенными, и, следовательно, условно «проницаемыми», стало возможным изучение «проницаемости» литосферы и подлитосферной мантии исследуемой территории.

Особое внимание на схематических картах строения литосферы, полученных в результате гравитационного зондирования Тимано-Североуральского региона, следует уделять зонам с абсолютно «проницаемыми» породами на всех интерпретационных уровнях, которые характеризуются пониженными значениями плотности вещества. Такие зоны можно трактовать как области восходящих конвективных потоков, несущих разогретый материал из глубин литосферы и подлитосферной мантии.

При сопоставлении месторождений нефти и газа на Печорской и севере Западно-Сибирской плит и зон «проницаемости» литосферы и подлитосферной мантии, наблюдается приуроченность крупных месторождений нефти и газа к зонам контакта плотных (холодных) и разуплотненных (горячих) блоков. Видимо, роль температурного барьера, возникающего при столкновении горячих конвективных потоков с холодными блоками, при генерации углеводородов оказывается весьма значительной. При этом наиболее четкая приуроченность крупных месторождений нефти и газа к границам блоков характерна для Западно-Сибирской плиты, в пределах Печорской плиты наблюдается более сложная картина, но основная тенденция сохраняется.

Очевидно, что абсолютное большинство высокодебитных месторождений нефти и газа Тимано-Печорской провинции расположено над зонами контакта разнородных блоков. Этот факт может свидетельствовать о значительном влиянии плотностных неоднородностей литосферы на нефтегазоносность территории ТПП. По-видимому, особенности глубинного строения литосферы следует учитывать при определении источника дополнительной дефлюидизации и дегазации в зонах разгрузки температур, давлений и напряжений в литосфере (Конанова, 1997).

Данные о приуроченности месторождений углеводородного сырья для Тимано-Печорской провинции к различным ветвям термодинамических режимов консолидированной части земной коры, осадочного чехла и верхней мантии сведены в таблицу «Размещение месторождений природных углеводородов ТПП по типу термодинамического режима» (Табл.).

В результате проведенных исследований выявлено, что значительное количество месторождений Тимано-Североуральского региона фиксируется над зонами повышенной проницаемости консолидированной коры и верхней мантии. Этот факт свидетельствует о том, что мы можем

констатировать значительную степень прогретости и проницаемости недр, процессы дегазации и дефлюидизации литосферы ТПП, и как следствие, предполагать дополнительную генерацию углеводородов в пределах этих месторождений.

Также мы должны учитывать при определении перспектив нефтегазоносности территорий (особенно газоносности) релаксацию давлений, напряжений и температур в зонах контакта плотных (холодных) и разуплотненных (горячих) блоков литосферы Тимано-Печорской нефтегазональной провинции, поскольку в таких зонах идут процессы глубинной разгрузки теплового потока, давлений и напряжений. В этих областях наблюдается наложение исключительно благоприятных глубинных условий для формирования и сохранности мантийных гелиевых потоков – наличие восходящей ветви мантийной конвекции (проницаемых пород мантии), увеличение мощности гранито-гнейсового подкомплекса (верхней коры), сокращение мощности гранулитобазитового комплекса (нижней коры), наличие горных пород повышенной проницаемос-

Направление термодинамического режима	МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТПП
↑ (восходящая ветвь, проницаемые породы)	Нямедьское (Г), Леккемское(НГП), Кушкоджское (Г), Розьдинское (Г), Северо-Сельдьское (Г), Сельдьское (Г), Западно-Изкоьгоринское(Г), Изкоьгоринское (НГП), Войвожское (ГН), Чернореченское (ГП), Зеленецкое (Г), Айювинское (НП), Кыкельское (НП), Западно-Тэбукское (Н), Ваньское (НП), Южно-Тэбукское (Н), Вельское (Н), Дзьерское (Н), Нибельское (ГН), Верхнеомринское (ГН), Нижне-Омринское (ГН), Джебольское (Г), Южно-Джебольское (Г), Прилуцкое (Г), Восточно-Пальюское (НГП), Северо-Кожвинское (Н), Каменское (НП), Кыртаельское (КГН), Южно-Кыртаельское (Н), Югидское (ГН), Западно-Соплесское (КНГ), Худоельское (Г), Южно-Лиственичное (НП), Печоро-Кожвинское (КГ), Печорогородское (КГ), Аранешко (НГП), Войское (НП), Василковское (КГ), Ванейвиское (КНГ), Шапкинское (Г), Южно-Шапкинское (КГН), Среднесерчейское (НГ), Пашшорское (Н), Верхнегубешорское (Н), Лявовожское (КНГ), Командиришорское (НГП), Мишваньское (НП), Северо-Харьягинское (Н), Харьягинское (Н), Возейское, Сандивейское (Н), Салокинское (Н), Усино-Кушшорское (НП), Кочмесское (НГП), Лемвинское (ГП), Сынинское (НП), Курьинское (Г), Вуктыльское (НКГ), Козлаюское (Г), Кырташорское (Г), Патраковское (ГП), Рассохинское (Г), Пачгинское (ГП), Югид-Вуктыльское (ГП)
↓ (нисходящая ветвь, непроницаемые породы)	Верхнечутинское (НГП), Нижнечутинское (Н), Водный промысел (НГП), Ярегское (Н), Чибьюское (Н) Лузское (Н), Ленавожское (НП), Мичаюское (Н), Северо-Савиноборское (Н), Восточно-Савиноборское (Н), Пашнинское (КГН), Покчинское (НП), Троицко-Печорское (НГ), Ягтыдинское (Н), Северо-Мылвинское (Н) Коровинское (КГ), Белузейское (ГНП), Хыльчююское (ГН), Южно-Хыльчююское (Н), Варандейское (Н), Торавейское (Н), Южно-Торавейское (Н), Наульское (Н), Лобаганское (Н), Седьягинское (Н), Нядейское (НП), Падимейское (ГН), Кожимское (Г), Интинское (Г), Пыжьельское (Н)
↑↓ (зона контакта)	Восточно-Чаркаюское(НП), Сотчемьюское (НП), Исаковское (Н) Иральское (НП), Лемьюское (Н), Кумжинское (КГ), Ярейюское (КГН), Усинское (Н), Среднемакарихинское (Н), Баганское (НП), Восточно-Хорейверское (НП), Сарембойское (Н), Северо-Сарембойское (Н), Леккейягинское (НП), Тобойское (НП), Талотинское (НП)
Сокращения: месторождения: Н – нефтяные, Г – газовые, ГН – газонефтяные, НГ – нефтегазовые, КГ – конденсатно-газовые, НКГ – нефте-конденсатно-газовые, КНГ – конденсатно – нефтегазовые, КГН – конденсатно-газонефтяные, проявления: НП – нефтяные, ГП – газовые, НГП – нефтегазовые, ГНП – газонефтяные.	

Табл. Размещение месторождений природных углеводородов тпп по типу термодинамического режима.

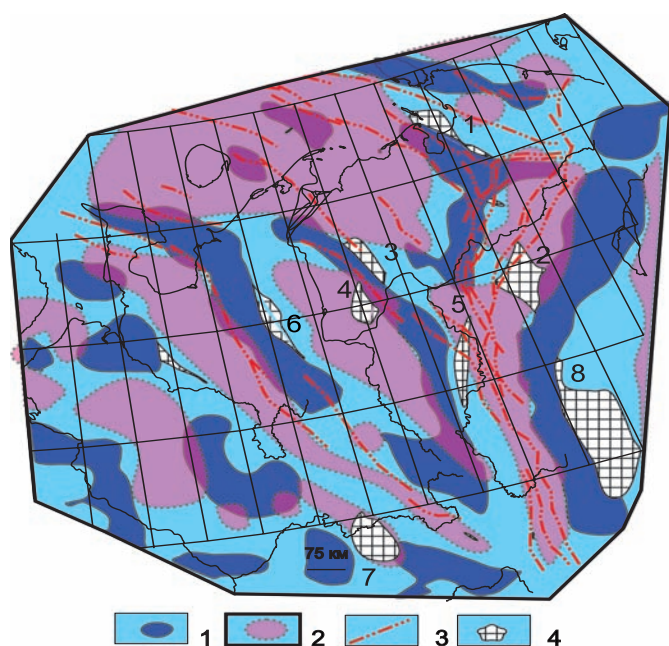


Рис. 2. Критерии мантийной газоносности Тимано-Североуральского региона (часть 2).

1 – породы нижней коры повышенной плотности (пониженной проницаемости), 2 – породы верхней коры пониженной плотности (повышенной проницаемости), 3 – основные глубинные разломы, 4 – перспективные участки: 1 – Кортаихинский, 2 – Косью-Роговский, 3 – Печоро-Колвинский, 4 – Ижемский, 5 – Печорогородский, 6 – Притиманский, 7 – Кировско-Кажимский, 8 – Зауральский.

ти (пониженной плотности) консолидированной части разреза земной коры. Все эти глубинные признаки отражены на рисунках 1, 2. На них вынесены области, объединяющие следующие глубинные геологические признаки:

- плотные («непроницаемые») породы нижней коры,
- разуплотненные («проницаемые») породы верхней коры,
- разуплотненные («проницаемые») породы нижней коры,
- верхнемантийные «проницаемые» породы,
- гранито-гнейсовый слой повышенной мощности (Краснопевцева, Щукин, 2000).

В результате проведенных исследований выявлены перспективные участки на обнаружение мантийного гелия. В этих областях соотношение He^3/He^4 должно быть повышенным. С позиций глубинного строения ТПП можно предположить повышенную концентрацию мантийного гелия и газов мантийного генезиса в нефтегазовых месторождениях ТПП в районе Косью-Роговской впадины и в прилегающих к ней поднадвиговых участках Западно-Уральской структурно-формационной зоны Урала, в акваториальной части Кортаихинской впадины, в восточной части Ижемской впадины.

В пределах северной части Волго-Уральской антеклизы также отмечается перспективная область для обнаружения глубинных газовых составляющих, приуроченная к северной оконечности Кировско-Кажимского прогиба. При наличии поверхностных условий – разломов в земной коре, высокоемких резервуаров, покрышек, структурных и прочих ловушек, - здесь можно ожидать наличие залежей нефти и газа с самым высоким в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции процентным содержанием мантийных газов, в том числе и гелия.

В настоящее время запасы нефтегазового потенциала в Республике Коми считаются исчерпанными (Кочетков, Гайдек и др., 2000). В свете наших проведенных исследований по изучению глубинного строения Тимано-Североуральского региона следует, что вопрос об исчерпаемости месторождений углеводородного сырья необходимо изменить на вопрос о приуроченности месторождений нефти и газа к восходящей ветви углеводородного (?) потока, а точнее, проницаемым блокам земной коры и верхней мантии. Пристальное внимание следует уделять зонам сквозной проницаемости недр, заполненным разуплотненными породами на всех уровнях литосферы, отслеживая их с глубоких горизонтов до поверхности. Естественно, если месторождение находится в области интенсивной разгрузки температур, давлений и напряжений или восходящей ветви УВ-потока (?) из глубоких недр Земли, то следует ожидать дополнительной ресурсной составляющей.

Выводы

Крупные месторождения нефти и газа Печорской и Западно-Сибирской плит расположены над зонами контакта плотных (холодных) и разуплотненных (горячих) блоков. Видимо, роль температурного барьера, возникающего при столкновении горячих конвективных потоков с холодными блоками, при генерации углеводородов оказывается весьма значительной.

Абсолютное большинство высокодебитных месторождений нефти и газа Тимано-Печорской провинции расположено над областями повышенной проницаемости литосферы или над зонами контакта разнородных блоков. Выявлены перспективные участки, в которых содержание мантийных газовых составляющих должно быть максимальным на территории Тимано-Печорской провинции.

Литература

Актуальные научно-технические проблемы развития геолого-геофизических, промысловых и поисково-разведочных работ в Республике Коми. (колл. авт.: О.С. Кочетков, В.И. Гайдек, Л.Н. Алисинович, К.В. Лебедева, Е.В. Колониченко, Н.В. Конанова, А.П. Абрамичев и др.). Ухта: КРО РАЕН, 2001.

Конанова Н.В. Глубинное строение Пай-Хоя и сопредельных территорий. Сыктывкар. 1997.

Краснопевцева Г.В., Щукин Ю.К. Объемная глубинная модель земной коры Восточно-Европейской платформы по данным региональных сейсмических исследований. Глубинное строение литосферы по результатам сейсмических исследований. Региональная геология и металлогения. №10. Санкт-Петербург. ВСЕГЕИ. 2000. 75-85.

Летников Ф.А. и др. Флюидный режим земной коры и мантии. М., Наука. 1977.

Маловичко А.К., Тарунина О.Л. Использование высших производных при обработке и интерпретации результатов геофизических наблюдений. М.:Недра. 1981.

Соколов Б.А. К созданию общей теории нефтегазоносности. Фундаментальные проблемы нефтегазогеологической науки: Сб. науч. трудов. №26. М., 1991. 62-68.

**Надежда Витальевна
Конанова**

кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Института геологии КомиНЦ УрО РАН. Область научных интересов: глубинное строение Тимано-Североуральского региона и сопредельных территорий.

