

ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ,
МЕТОДИКА ИХ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ

УДК 551:553.98

Ю.С. КОНОНОВ

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

Рассмотрена специфика нефтегазгеологического районирования как важной части нефтегазовой геологии, тесно связанной с ее другими отраслями. Оно имеет единую систему критериев с прогнозом нефтегазоносности и осуществляется на разных уровнях: от глобального до локального. На локальном уровне значение имеет соотношение залежи и месторождения, а на региональном — взаимосвязь нефтегазоносных бассейнов и провинций. Особенность нефтегазгеологического районирования — выделение нетегазоносных комплексов.

Нефтегазгеологическое районирование в теории и практике отечественной геологии нефти и газа получило широкое разностороннее развитие и в значительной мере обусловило высокие темпы наращивания нефтегазодобычи в стране до 1990 г. Основой крупнейших открытий стала базирующаяся на комплексе критериев сравнительная оценка ресурсов углеводородного (УВ) сырья по отдельным регионам и внутри них. Это — несомненное достижение отечественной нефтегазовой геологии. Выдающийся вклад в него был внесен прежде всего И.М. Губкиным и его учениками. В свете развиваемого в последние десятилетия системного подхода в геологии нефтегазовую геологию следует оценивать как многоуровневую систему научно-производственной деятельности. Нефтегазгеологическое районирование, с одной стороны, может рассматриваться в качестве одного из подуровней этой системы. В свою очередь оно представляет собой самостоятельную подсистему с собственными уровнями организации. Наиболее тесно нефтегазгеологическое районирование связано с прогнозом нефтегазоносности. В частности, в рамках играющей в современной нефтегазовой геологии решающую роль осадочно-миграционной теории для прогноза и районирования характерна единая система критериев нефтегазоносности. Типы связей между ними меняются от прямых до опосредованных (косвенных).

Если исходить из того, что непререкаемым условием выделения объекта нефтегазгеологического районирования служит наличие в его пределах осадочного чехла некой предельной толщины, ее принято выделять в качестве так называемого наислабейшего звена. В таком случае на первое место среди критериев нефтегазоносности должен быть

поставлен литолого-стратиграфический критерий, который оказывается наиболее приближенным к внешнему или эмерджентному свойству системы критериев. Кроме того, в нее входят фациально- (формационно-) палеогеографический, в зависимости от масштабов объектов прогнозирования и районирования, структурно-тектонический, гидрогеохимический, термобарический, емкостно-фильтрационный и собственно нефтегазоносный критерии (рис.1).

Одним из выражений системного подхода к изучению осадочной оболочки Земли, множества выделяемых в ней осадочных бассейнов и протекающих в них процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, обуславливающих нефтегазгеологическое районирование, стало рассмотрение синергетической системы нафтидогенеза, обладающей следующими свойствами: 1) открытость; 2) диссипативность; 3) неравновесность; 4) стохастичность; 5) неустойчивость; 6) асимметричность; 7) нелинейность [7]. В общем плане это позволило дать оценку детерминированности процесса нефтегазообразования в истории Земли и его количественных характеристик на уровне мегарайонирования. В частности, на уровне осадочной оболочки в целом предложено выделять увосферу как высший ранг нефтегазгеологического районирования [11].

Низшим элементом локального прогноза и нефтегазгеологического районирования считается единичное скопление УВ с разными флюидальными характеристиками (нефть, газ, смешанные системы). Вместе с тем иногда речь идет также о месторождении («местоскоплении»), которое вообще может быть однозалежным, но зачастую оказывается многозалежным. Поэтому

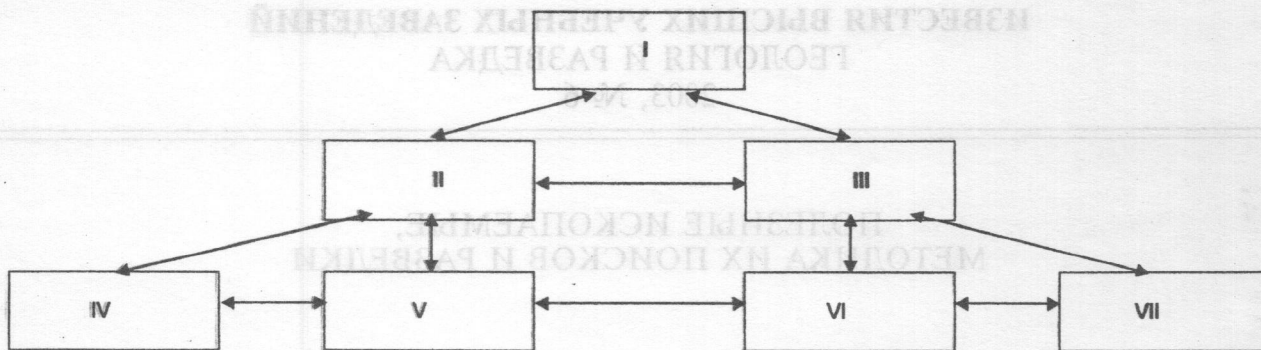


Рис. 1. Примерная схема взаимосвязей критериев нефтегазоносности: I — литолого-стратиграфического, II — структурно-тектонического, III — фашиально- (формационно-) палеогеографического, IV — емкостно-фильтрационного, V — собственно нефтегазоносного, VI — термобарического, VII — гидрогеохимического

для того, чтобы различие между залежью и месторождением было достаточно четким, залежь УВ следует определять как единичное скопление, а месторождение — как совокупность единичных скоплений на разных уровнях, но близких в плане или одноплановых. Иначе говоря, в отличие от залежей месторождения предлагается считать только многозалежными, причем в них флюидальный состав залежей может меняться. Такое уточнение будет способствовать упорядочению нефтегазогеологического районирования, внесению однозначности в его понятия, но в то же время чревато некоторыми неудобствами. Например, принято говорить об одном из крупнейших Оренбургском месторождении. Применительно к нефтегазогеологическому районированию фактически правильнее вести речь о единой гигантской пластово-массивной нефтегазоконденсатной залежи. По масштабам она оказывается гораздо больше многих месторождений или многозалежных скоплений, хотя на самом месторождении соотношение с образующими его залежами, естественно, отражает уже их суммирование.

Если говорить о нефтегазогеологическом районировании на глобальном уровне, то резко выделяется Ближневосточная аномалия с максимальной концентрацией ресурсов УВ. При этом супергигантские месторождения, открытые здесь, многозалежны в широком стратиграфическом диапазоне. Развитие в разрезе соленосной толщи с сопутствующей соляной тектоникой способствует выделению над- и подсолевого этажей продуктивности, которые в свою очередь подразделяются на нефтегазоносные комплексы, горизонты, пласты, содержащие отдельные залежи.

В какой-то мере подобная картина свойственна Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НГП), где также обособляются над- и подсолевой этажи продуктивности. К настоящему времени наиболее широкий диапазон продуктивности установлен на месторождении Кенкияк в казахстанской части НГП (Актюбинская область). По совокупности выявленных запасов это нефтяное месторождение относится к крупным, а его залежи в надсолевом этапе приурочены к комплексам нижнемеловых, среднеюрских, триасовых и верхнепермских отложений. В подсолевом этапе продуктивны нижнепермские и башкирские отложения. С другой стороны, например, до последнего

времени так называемое серогазоконденсатное или газоконденсатное Астраханское месторождение было представлено единой пластово-массивной залежью в подсолевых башкирских отложениях при непромышленной продуктивности (нефтеносности) филипповских. Сейчас появляются предпосылки выявления новых промышленно значимых залежей ниже по разрезу, примерно на уровне верхнего девона. Тогда применительно к нефтегазогеологическому районированию о месторождении можно будет говорить уверенно, как о совокупности залежей, даже если остальные совершенно не сопоставимы по масштабам с главной или основной залежью.

В настоящее время нефтегазогеологическое районирование в основном осуществляется в двух вариантах, один из которых может быть условно назван «официальным», а другой — «неофициальным». В первом в качестве наиболее крупного элемента нефтегазогеологического районирования принимается провинция (НГП), хотя вместе с тем предлагалось также выделять мегапровинции [8] или суперпровинции [10]. При этом выделение мегапровинций предполагалось на основе объединенного рассмотрения двух и более провинций в обычном понимании. Термин «суперпровинция» предложен для элемента нефтегазогеологического районирования, официально именуемого Западно-Сибирской нефтегазоносной провинцией. Неофициальный подход основан главным образом на выделении нефтегазоносных бассейнов. Наиболее существенное различие между провинцией (НГП) и бассейном (НГБ), пожалуй, заключается в том, что границы НГП очерчиваются, пусть несколько условно, но все же как единые, а у НГБ они меняются во времени. Следует отметить также, что в соответствии с моделью многоярусной тектоники плит предложено выделение генетических типов НГБ [2] в виде их следующей градации: 1) внутриконтинентальных рифтов; 2) окраинно-континентальных рифтов; 3) пассивных континентальных палеоокраин, трансформированных последующим столкновением плит; 4) пассивных континентальных палеоокраин; 5) субдукционных (тыльнодуговых, преддуговых, междуговых); 6) коллизионных (орогенов столкновения малых плит); 7) сдвиговых.

В какой-то мере оба подхода (с обособлением НГБ и НГП) сближает выделение в разрезе НГП

нефтегазоносных комплексов (НГК). В этом плане несомненный интерес представляет также оценка связи НГБ и НГП с использованием ретроспективного анализа эволюции осадочно-породных бассейнов [1]. Предложенная система может быть принята за основу с некоторыми уточнениями (табл. 1). Они касаются в основном однотипности выделяемых характеристик и дополнения соотношений НГБ и НГП в области сочленения древней и молодой плит. В частности, это относится к области сочленения Русской и Скифско-Туранской плит.

Таблица 1

Оценка соотношений НГП и НГБ с использованием ретроспективного анализа их эволюции (по [1] с уточнениями и дополнениями)

Варианты эволюции НГБ во время формирования в них основных НГК	Характер соотношения НГБ с выделением НГП
Сохранение целостности и границ НГБ со времени формирования основного (основных) НГК	НГБ соответствует НГП, его наиболее крупные элементы — нефтегазоносной области (НГО)
Расчленение крупнейшего НГБ на отдельные более мелкие после формирования основных НГК	Древний НГБ отвечает НГП, более мелкие НГБ выделяются в качестве НГО
Расчленение единого крупнейшего НГБ с древними НГК на этапе образования более молодых НГК на два и более мелких НГБ	Древний НГБ соответствует НГП, более мелкие НГБ выделяются как НГО с молодыми НГК
Разрушение основных НГК после их возникновения на большей части крупнейшего НГБ (в результате размыва, коллизии, регионального метаморфизма и др.)	Оставшаяся от разрушения часть НГБ выделяется в качестве самостоятельной НГО
Сочленение двух (или более) крупных НГБ после формирования в их составе всех основных НГК	Каждому НГБ отвечает НГП, а их совокупность может быть выделена как мегапровинция
Сочленение двух (или более) НГБ с древними основными НГК на этапе образования более молодых основных НГК	Каждому древнему НГБ в зависимости от размеров соответствует либо НГО, (единому — НГП), либо НГП и мегапровинция
Сочленение пограничных НГБ древней и молодой плит с разными объемами чехла и выделяемых НГК в составе	Каждому НГБ отвечает НГП, даже если НГК в мезокайнозойе одинаковы

Нефтегазогеологическое районирование с выделением НГП наиболее близко к металлогеническому районированию и совместно с ним служит основой повышения эффективности прогнозно-поисковых работ на все виды полезных ископаемых. При некотором различии схем районирования провинции и области выделяются в обоих случаях. Важно также, что в связи с металлоносностью в основном тяжелых смолистых нефтей и битумов в последнее время предложено осуществление нафтаметаллогенического районирования [3]. Вместе с тем такое районирование не представляет собой самостоятельного направления, например, промежуточного между металлогеническим и нефтегазогеологическим. Его скорее следует рассматривать как разновидность нефте-

газогеологического районирования. Подобно ему можно было бы осуществлять районирование по флюидалным характеристикам УВ (нефте-, газоносность, смешанные системы) или по качеству (серо-, глиениность и т.д.).

Нефтегазогеологическое районирование по форме выражения прежде всего представляет собой один из основных видов картографического воплощения результатов региональных геологических исследований. В период планового развития народного хозяйства страны с определением приоритетности геологических исследований и выделением четкой стадийности геологоразведочного процесса региональные работы представляли собой важнейшее направление деятельности, обеспечивающее эффективность поисков. Специфика нефтегазопоисковых работ в областях развития осадочного чехла, которые главным образом относятся к платформенным, в основном заключается в повышенной глубинности. Она же в свою очередь обуславливает необходимость использования большей частью косвенных, прежде всего геофизических, данных, особенно сейсмо-разведки и геофизических исследований скважин (ГИС) в комплексе с другими методами. Поиски в первую очередь сосредотачивались на приоритетных объектах, выделяемых на этапе региональных работ по комплексу критериев.

Насколько важное значение придавалось региональным исследованиям в период динамичного развития отрасли, можно судить по существованию при Министерстве геологии межотраслевого постоянно действующего научно-технического совета по региональным работам и опорному бурению. Кроме того, в так называемый застойный период (70—80 гг. XX в) разрабатывались обширные проблемные планы научных исследований. Важную роль среди них играли исследования, направленные на решение проблем совершенствования нефтегазогеологических региональных работ и нефтегазогеологического районирования. Существенное значение придавалось взаимодействию прогнозирования нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования по мере повышения степени изученности объектов прогноза и его детализации. Этот аспект тесно связан с мониторингом геологоразведочного процесса в широком понимании, включая его научную и производственную составляющие, при цикличности развития процесса. Прогноз же нефтегазоносности, как основа нефтегазогеологического районирования, в общем виде не отличается от прогноза в других областях по отношению к единичному циклу познания (рис. 2).

Тесно связанные с прогнозом нефтегазоносности и нефтегазогеологическим районированием нефтегазопоисковые работы наиболее чутки к зональным особенностям, хотя и региональные имеют немалое значение в обосновании выбора приоритетных объектов поисков. Схема использования комплекса (системы) критериев нефтегазоносности при районировании НГП следующая. По каждому НГК, выделяемому в разрезе, строятся карты применительно к каждому критерию и сводная карта по всем критериям. В таком же порядке получают карты с обобщением мате-

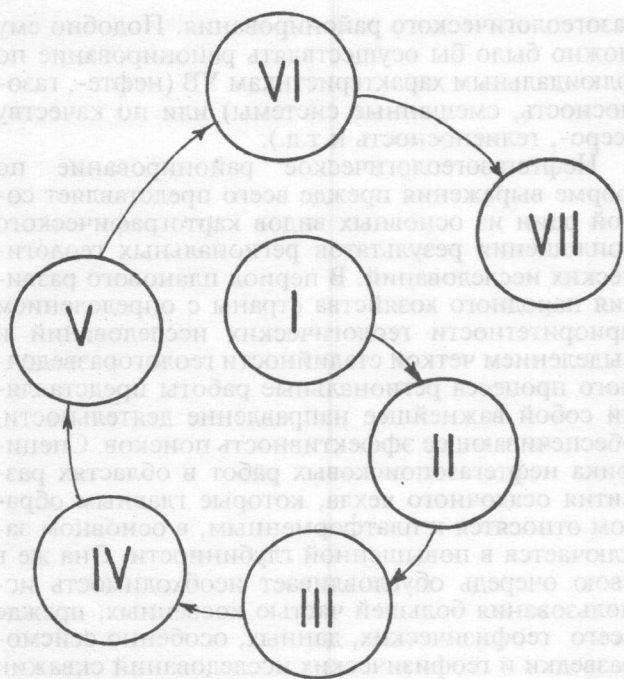


Рис. 2. Единичный цикл познания и положение в нем прогноза: I — наблюдение, II — анализ, III — обобщение, IV — установление зависимостей и критериев, V — прогноз, VI — проверка прогноза, VII — поиск путей усовершенствования прогноза

риалов по всем НГК, выделяемым в разрезе НГП. Наиболее сложно это осуществить при наличии в разрезе не одного, а двух и более этажей продуктивности, объединяющих несколько НГК. Например, две соседние НГП — Прикаспийская и Волго-Уральская. Применительно к последней в сущности можно говорить о наличии в ее разрезе одного девонско-нижнепермского этажа продуктивности. В Прикаспийской же НГП на современном уровне изученности с максимальной глубиной прогноза нефтегазоносности до 7 км наряду с девонско-нижнепермским (подсолевым) выделяется также надсолевой этаж со своими НГК.

Достоверность критериев нефтегазоносности — одно из важнейших условий эффективности поисков, которое в свою очередь также напрямую зависит от уровня геолого-геофизической изученности. В связи с тем, что подтверждаемость про-

гноза и элементов нефтегазогеологического районирования наиболее низка на локальном уровне, постановка поисковых работ должна базироваться на комплексе (системе) критериев с использованием в максимальной мере зонального уровня.

К наиболее важным критериям такого рода предлагается относить следующие:

1. Положение нефтегазопоисковых объектов в системе нефтегазогеологического районирования, начиная от нефтегазоносных провинций (НГП) вплоть до зон нефтегазоаккумуляции с разным флюидонасыщением по каждому НГК.

2. Крупность скоплений УВ и их концентрацию, на месторождениях включая этажность и характер залежей (пластовые, массивные).

3. Глубину залегания и стратиграфическую приуроченность выделяемых в разрезе нефтегазоносных комплексов и этажей нефтегазоносности.

4. Достоверность качественной и количественной оценок ресурсов и запасов УВ, в том числе ресурсы категории C_3 на подготовленных к бурению площадях.

5. Характер продуктивности месторождений и залежей с подразделением ресурсов и запасов на высоко- и низкопродуктивные (по условиям извлечения).

6. Флюидальную характеристику скоплений УВ с подразделением их на нефтяные, газовые и в разной мере смешанные (сложные) системы.

7. Качество известных и прогнозируемых флюидов, включая наличие в них примесей, относимых ныне к полезным или вредным.

Весьма важное значение в отношении взаимосвязи нефтегазогеологического районирования и нефтегазопоисковых работ имеет установление достаточно тесной согласованности основных принципов прогнозирования нефтегазоносности и геологоразведочного процесса [4]. Применительно к прогнозированию нефтегазоносности (и нефтегазогеологическому районированию как его важнейшему результату) они также именуется требованиями [9]. Характер взаимосвязей между принципами прогнозирования нефтегазоносности и геологоразведочного процесса показан в табл. 2.

В связи с тем, что одним из важнейших критериев нефтегазоносности является структурно-тектонический, обособление элементов разных порядков осуществляется преимущественно в близком соответствии между собой. При этом такие элементы нефтегазогеологического районирования, как провинции (НГП), обычно соответствуют надпорядковым геоструктурным элементам типа антеклиз, синеклиз и т.д. Области (НГО) сопоставляются со сводами, крупными впадинами и т.д. Вместе с тем на примере Волго-Уральской НГП можно видеть неполное ее соответствие одноименной антеклизе. В частности, выделяемая в составе этой НГП Нижневолжская НГО относится к юго-восточному растробу Рязано-Саратовского прогиба, который при сопоставлении с другими прогибами, например, Иргизским, более правильно именовать мегапрогибом. Внутри Нижневолжской НГО, исходя из ее геоструктурно-формационных особенностей, прежде всего намечается ее подразделение на южную (волгоградскую) и северную (саратовскую) части

Таблица 2

Соотношение принципов геологоразведочного процесса и прогнозирования нефтегазоносности

Основные принципы геологоразведочного процесса	Основные принципы прогнозирования нефтегазоносности
Комплексности	Максимального объема информации
Последовательных приближений	Соответствия моделей и методов этапу изучения
Рациональной полноты исследований	Доказательства действительности модели
Наименьших затрат	Оптимизации модели по параметрам
Аналогии	Учета разведанности эталонов
Главного критерия	Наислабейшего звена
Равномерности	Вероятности результатов прогноза

НГК		Доля месторождений, продуктивных в НГК (%)				
		0	10	20	30	40
Ассельско-артинский	P ₁	2,4	5,4			
Верхнемосковско-верхнекаменноугольный	C ₂ m ₂ -C ₃	3,0	4,8			
Мелекесско-верейский	C ₂ b ₂ -m ₁		22,8		28,1	
Окско-нижнебашкирский	C ₁ v ₂ -C ₂ b ₁		12,6	17,4		
Бобриковско-алексинский	C ₁ bb-tl-al		29,3			48,5
Косьвинско-радаевский	C ₁ v ₁ ks-rd	1,8				
Фаменско-турнейский	D ₃ fm-C ₁ t		15,6		24,5	
Средне-верхнефранский	D ₃ f ₂₋₃	6,6			25,7	
Среднедевонско-нижнефранский	D ₂ -D ₃ fl		23,4		30,5	

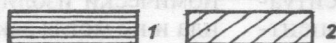


Рис. 3. Количественное соотношение продуктивности разреза среднедевонско-артинского этажа на месторождениях Нижневолжской НГО и в ее северной (саратовской) части; выделение НГК детализировано: 1 — НГО в целом, 2 — северная (саратовская часть)

[5]. Оно находит свое выражение и в особенностях распределения продуктивности, которое затем дифференцируется более дробно в пределах каждой из этих частей. Одна из особенностей нефтегазогеологического районирования Нижневолжской НГО, требующая уточнения, — детализация выделяемых традиционно НГК в разрезе [6]. Прежде всего на современном уровне изученности это необходимо сделать по отношению к традиционно выделяемому среднефранско-нижневизейскому НГК. В его составе четко обособились резко различные средне-верхнефранская, фаменско-турнейская и косьвинско-радаевская части. Кроме того, в надверейском НГК продуктивность верхнемосковско-верхнекаменноугольных отложений, как правило, зависит от подстилающих отложений, а в нижнепермских (ассельско-артинских) она обычно автономна. Характер соотношения продуктивности разреза на месторождениях Нижневолжской НГО в целом и ее северной части показан на рис. 3. Из него ясно, что детализированный вариант выделения НГК на

глядно показывает и дифференциацию продуктивности в разрезе, и подразделение НГО на южную и северную части.

Одна из особенностей нефтегазогеологического районирования — наиболее эффективное его выполнение, в том числе в мониторинговом варианте взаимосвязи прогнозирования нефтегазоносности и геологоразведочного процесса, на государственном уровне. Введение кусочно-лоскутной системы лицензионных участков, разобщение и ущербность геолого-геофизической информации наносят тяжелый урон качеству. Впрочем, это ныне свойственно всему научному обоснованию геологоразведочных работ при фактическом разрушении отрасли и налаженных научно-производственных связей. Для их восстановления по крайней мере необходимо, чтобы геология вновь заняла приоритетное положение в государственной политике, особенно с учетом нарастающей глобализации и возможной ликвидации минерально-сырьевой безопасности страны, созданной в советский период ее развития.

ЛИТЕРАТУРА

1. А в е р б у х Б.М. Нефтегазогеологическое районирование сложнопостроенных регионов с использованием ретроспективного анализа эволюции осадочно-породных бассейнов // Геология нефти и газа. 1995. № 1. С. 9—15.
2. Геодинамические основы прогноза и поисков нефти и газа и их внедрение в практику геологоразведочных работ / К.А. Клещев, В.С. Шейн, В.Е. Хаин и др. // Обзор ВИЭМС. Сер. «Геология, экономика, методы прогноза, поисков, оценки и разведки месторождений топливно-энергетического сырья». М., 1990. 49 с.
3. Г о л ь д б е р г И.С. Нафтаметаллогенетические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах // Геология нефти и газа. 1990. № 3. С. 2—7.
4. Кононов Ю.С. Соотношение основных принципов прогнозирования нефтегазоносности и геологоразведочного процесса // Геология нефти и газа. 1990. № 1. С. 22—24.
5. К о н о н о в Ю.С. Геоструктурно-формационные особенности Нижневолжской нефтегазоносной области // Отечественная геол. 2000. № 3. С. 14—20.
6. К о н о н о в Ю.С. Детализация нефтегазоносных комплексов в Поволжье // Недр Поволжья и Прикаспия. 2001. В. 27. С. 12—16.
7. К о н т о р о в и ч А.Э., Л и в ш и ц В.Г. Детерминированный характер процесса нефтегазообразования в истории Земли и его количественные характеристики // Геология нефти и газа. 2002. №1. С. 9—16.
8. Методика и основные принципы составления карт нефтегазогеологического районирования и нефтегазоносности СССР / С.П. Максимов, Г.Х. Дикенштейн, М.Т. Аванесян, Т.А. Аржевский // Геология нефти и газа. 1986. № 1. С. 1—6.
9. Методические основы прогнозирования нефтегазоносности / Под ред. Н.И. Буялова. М.: Недра, 1990. 248 с.
10. Нефтегазоносность Западно-Сибирской суперпровинции / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, И.И. Нестеров и др. // Месторождения нефти и газа: Докл. 27-го междунар. геол. конгресса. М.: Наука, 1984. С. 33—37.
11. С о к о л о в Б.А. Эволюционно-динамические критерии оценки нефтегазоносности недр. М., 1985. 168 с.

Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики
Рецензент — Е.В. Постнова