Записки Ленинградского ордена Ленина, ордена Октябрьской Революции
и ордена Трудового Красного Знамени горного института им. Г.В.Плеханова,
т. /XXXI, 1979 г.

К ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МАЛОИССЛЕДОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Н.Г.ЧОЧИА

К малоисследованным, с позиции геологов-нефтяников, относятся территории, которые по общим геологическим соображениям перспективны на нефть и газ и на которых хотя и завершены мелко- или даже среднемасштабная геологическая съемка, магнито- и гравиметрия, рекогносцировочные нефтепоисковые исследования, но не проведены детальная сейсмика и глубокое бурение (параметрическое или поисковое).

В пределах нашей страны таких территорий осталось сравнительно немного. Это ряд небольших наложенных впадин и прогибов Верхояно-Чукотской складчатой области, в том числе сравнительно крупные - Приморский прогиб на побережье Восточно-Сибирского моря, Зырянский прогиб на Колымском массиве и дельта р.Лены; северная часть Предверхоянского прогиба, Лено-Анабарский прогиб и прилегающие к нему с юга регионы Сибирской платформы, а также некоторые из наложенных впадин юго-восточной части Урало-Монгольского пояса.

В ближайшем будущем, несомненно, часть этих территорий будет охвачена „тяжелыми" нефтегазопоисковыми работами - сейсмикой и бурением, для чего уже теперь должна быть произведена их сравнительная оценка, построение максимально обоснованных карт перспектив и приближенное определение возможных запасов углеводородов.

Используемые здесь данные получены при исследовании перспектив нефтегазоносности Зырянского, а также Приморского и ряда более мелких прогибов. Исследования проводились в 1969-1976 гг. группой геологов ВНИГРИ (В.Б.Арчеговым, З.Е.Барановой, Я.А.Драновским, В.Н.Зинченко, Вл.Н.Зинченко, С.А.Истоминой, В.Н.Кисляковым, Е.А.Новиковой, И.В.Рейниным, О.Н.Яковлевым и др.) и НИИГА, НПО Севморгео (Д.А.Вольновым, Б.И.Кимом, К.Н.Колосковым, В.А.Литинским, Д.В.Сергеевым, Д.С.Яшиным). Автор являлся участником и научным руководителем этих работ. Им разработан комплекс проводившихся наблюдений и предложен принцип построения карты перспектив на основе использования условных единиц - баллов, произведен предварительный отбор некоторых основных критериев и оценок их „весомости"; остальное - итог работы всего коллектива.

Прежде чем перейти к анализу групп критериев оценки и входящих в них отдельных критериев, необходимо хотя бы предельно кратко охарактеризовать строение одной из изученных территорий - наиболее крупного и подробно исследованного Зырянского прогиба, на примере которого были разработаны и метод построения карты перспектив, и способ определения ориентировочного объема углеводородов. Аналогичные построения и подсчеты были проведены нами для Приморского прогиба, а также для нескольких более мелких (Момский, Уляганский и др.).

Зырянский прогиб представляет собой обширную (площадь 60 000 км^2) позднегеосинклинальную наложенную структуру первого порядка, расположенную почти целиком на краевой части Колымского массива. На протяжении длительного отрезка времени - от начала поздней юры до палеогена и неогена - он являлся единым бассейном осадконакопления, в котором сформировалась толща мощностью до 15 км. Низы чехла (оксфорд, кимеридж, нижневолжский подъярус) сложены эффузивно-осадочными образованиями илиньтасской свиты мощностью до 850 м. Выше согласно лежит флишоидная аргиллито-алевролито-песчаниковая толща (верхневолжский подъярус) бастахской серии мощностью до 7000 м. Разрез нижнего мела (неоком-альб) слагает преимущественно угленосная толща мощностью до 5000-5200 м, включающая ожогинскую, силяпскую и буоркемюсскую свиты. Выше с перерывом и угловым несогласием залегают песчаниково-конгломератовая толща верхнего мела и палеогена, а также пески и глины неогена и антропогена, мощность которых обычно не превышает нескольких сот метров, но на отдельных участках достигает 2000 м [3, 8, 9].

Осевая зона прогиба в течение всего времени его формирования смещалась к северо-востоку, в сторону от воздымавшегося инверсионного Илиньтасского антиклинория, что привело к последовательному перемещению в этом же направлении зоны максимального накопления осадков и к значительному уменьшению их суммарной мощности (см. рис.I,б). Различная интенсивность проявления тектонических напряжений в прогибе вызвала образование системы продольных антиклинальных и синклинальных складок, амплитуда которых, крутизна крыльев и степень нарушенности очень быстро уменьшаются в направлении от приилиньтасского борта к осевой зоне прогиба.

На эту продольную систему структур наложена система поперечных структур - чередование пологих мульд и седлообразных поднятий, которые являются осложнением трех главных - Селенняхской и Ожогинской депрессий и разделяющей их Сулакканской седловины [7]. Анализ мощностей и фаций показал конседиментационный характер развития этих структур, что свидетельствует о возможности длительной аккумуляции углеводородов и о благоприятных условиях их миграции.

Исследования физических свойств пород разреза показали: наиболее перспективным комплексом является толща нижнего мела; в ней расположены пласты песчаников мощностью до 25 м, в низах имеющих пористость 5-7% и проницаемость 0,I мД, а в верхней половине - пористость до I0-I4% и проницаемость 50-80 мД. Возможно, изолирующие горизонты представлены здесь пачками глин и аргиллитов мощностью до 25 м, содержащих до 75% монтмориллонита. На северо-восточном борту прогиба, где мощность толщи нижнего ме-

ла невелика, возможно нахождение благоприятных коллекторов и покрышек и в верхней части разреза юры.

Степень метаморфизма органики из пород юры и мела колеблется в различных структурных зонах прогиба от антрацитовой и полуантрацитовой (юра) до газовой и жирной (нижний мел), что имеет важное значение для оценки вероятности выделения газовых или нефтяных флюидов [I].

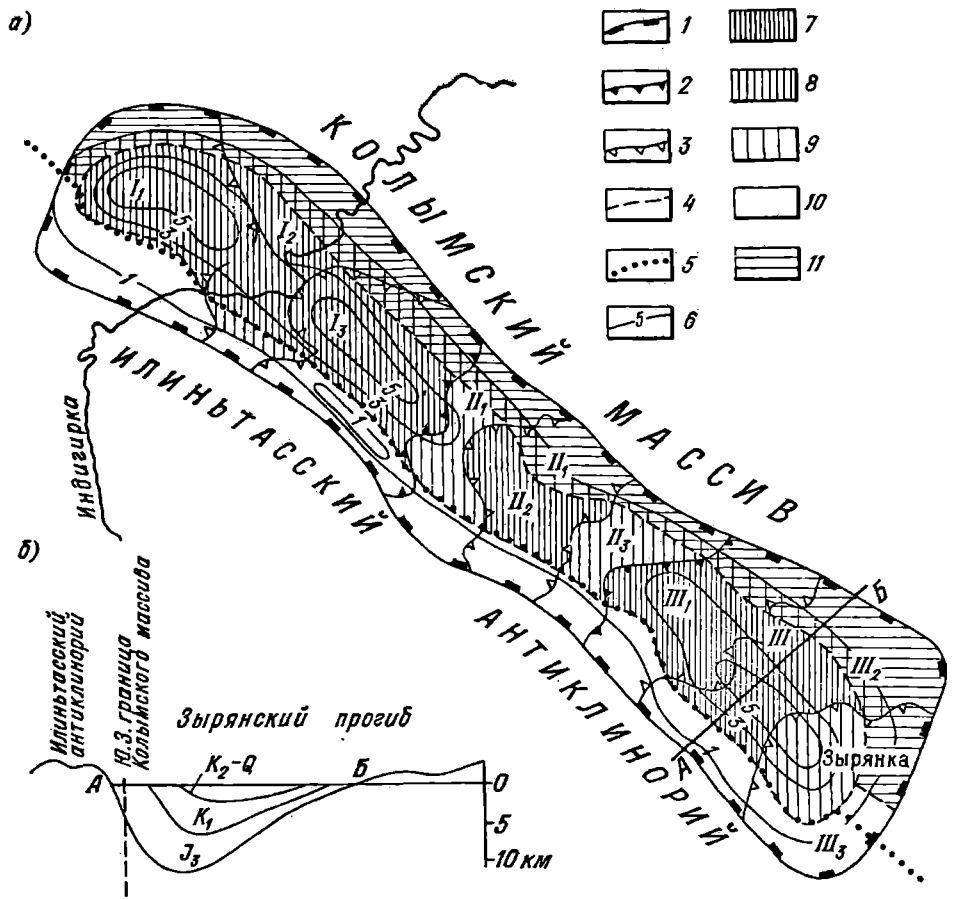


Рис.1. Территория Зырянского прогиба: а – карта перспектив нефтегазоносности; б схематический профиль по линии А-Б

1 – границы прогиба; 2-5 – границы структур (2 – второго порядка; 3 – третьего порядка; 4 – продольных структурных зон; 5 – юго-западная Колымского срединного массива); 6 – изолинии мощности нижнемеловых отложений; 7 – наиболее перспективные земли; 8 – перспективные земли; 9 – малоперспективные земли; 10 – наименее перспективные и бесперспективные земли; 11 – земли, перспективные на поиски залежей в верхнеюрских отложениях; I-III – структуры второго порядка (I – Селенняхская депрессия; II – Сулакканская седловина; III – Ожогинская депрессия). I_1-I_3, II_1-II_3, III_1-III_3 – структуры третьего порядка (I_1 – Западно-Селенняхская мульда; I_2 – Центрально-Селенняхское поднятие; I_3 – Восточно-Селенняхская мульда; II_1 – Западно-Сулакканское поднятие; II_2 – Центрально-Сулакканская мульда; II_3 – Восточно-Сулакканское поднятие; III_1 – Западно-Ожогинская мульда; III_2 – Центрально-Ожогинское поднятие; III_3 – Восточно-Ожогинская мульда)

Воды источников на территории прогиба распределяются по составу в зависимости от его структурных особенностей и свидетельствуют о благоприятной для нефтегазонакопления обстановке на глубине. Так, наиболее гидрогеологически закрытой представляется Селенняхская депрессия, где в составе вод преобладают гидрокарбонаты и сульфаты кальция, и Ожогинская, где развиты воды хлормагниевого типа с содержанием хлора до 94%. Минерализация вод в депрессиях невысокая и не превышает I г/л, что, впрочем, наблюдается и в ряде нефтегазоносных провинций [4].

В Зырянском прогибе, а также в соседнем Момском, выявлено I4 выходов метанового газа с содержанием метана от 70 до 97,7% и дебетом до I4 $м^3$/сутки. По изотопному составу углерода они относятся к группе легких ($\delta^{13}C$ от 6,I9 до 6,26). В I8 пробах газа установлены тяжелые углеводороды - до 0,II2% [5].

Приведенные материалы достаточно убедительно обосновывают вероятную перспективность Зырянского прогиба, и дальнейшая задача заключалась в том, чтобы с максимальной объективностью выделить наиболее перспективные участки для постановки следующих этапов работ, т.е. провести районирование прогиба - построение карты перспектив и затем, хотя бы в первом приближении, оценить генерированный и сохранившийся в ловушках объем углеводородов.

При построении таких карт, особенно для малоисследованных территорий, традиционно применяется анализ либо одного, либо, при наличии соответствующих материалов, всех трех основных групп критериев нефтегазоносности: литолого-стратиграфических; тектонических; гидрогеологических и газо-гидрохимических (включая прямые признаки).

Однако отбор критериев и составляющих их признаков, классификация и оценка значимости каждого из них обычно специально не анализируются, в описании карты отсутствуют, а суммируются они, как правило, без использования конкретных числовых единиц измерения, т.е. в значительной мере субъективно. Все это снижает полноту и точность создаваемых карт.

Именно поэтому и был предложен принцип составления детального перечня признаков и простейшей их классификации (главные и второстепенные), а также оценки каждого из критериев в условных единицах - баллах.

Комплексная оценка любого данного участка слагается из суммы баллов каждого из используемых критериев. Шкала баллов выбирается произвольно, поскольку в результате их суммирования определяется не абсолютная, а относительная перспективность каждого отдельного участка прогиба. Нами была принята шкала от 0 до 6 баллов.

Весьма важным моментом при использовании предложенной методики для любого региона (в данном случае для взятого в качестве примера Зырянского прогиба) является выбор той наименьшей площади, которая подлежит оценке. Такой выбор, как показал анализ опыта работ в ряде прогибов и впадин Верхояно-Чукотской области, рациональнее всего осуществлять на структурной основе, контролирующей и подчиняющей бо́льшую часть всех остальных факторов. В Зырянском прогибе, в частности, использовалась описанная уже продольная и поперечная зональность (рис.2). Так, в продольном направлении прогиб делится на три неравные по ширине и неодинаковые по строению



Рис.2. Элементы районирования Зырянского прогиба по перспективам нефтегазоносности
1 – границы прогиба; 2 – границы элементов районирования (участков), совпадающих с границами основных структурных элементов второго и третьего порядка; 3 – порядковые номера участков; 4 – суммарная оценка перспектив нефтегазоносности участка в баллах

зоны: I) узкую прибортовую, протягивающуюся вдоль Илиньтасского хребта, в которой перспективный нижнемеловой комплекс весьма маломощен, сильно дислоцирован и уплотнен; 2) центральную, наиболее широкую, в пределах которой перспективные нижнемеловые отложения имеют максимальную мощность и слабо дислоцированы; 3) северо-восточную бортовую, где перспективный комплекс при наибольшей геологической закрытости имеет минимальные мощности и наименьшую дислоцированность. При проведении границ продольных зон учитывалась не только мощность перспективного комплекса, но и его современная структура [5].

Поперечная зональность Зырянского прогиба выражена серией мульд и разделяющих их седлообразных поднятий. Всего насчитывается I2 таких структур (см. рис.I,а).

Сочетание перечисленных продольных и поперечных структурных зон определяет общее количество (27) и площадь каждого элемента районирования. Их расположение показано на рис.2.

Критерии	Группа критериев	Критерии перспектив и их краткая характеристика	Оценка в баллах
1	2	3	4
Главные	Тектонические	Тектонический режим погружения.	
		Мощность накопившейся K_1 толщи. Глубина залегания ее подошвы:	
		более 5 км	6
		от 5 до 3 км	4
		от 3 до 1 км	2
		менее 1 км	0
		2. Степень дислоцированности перспективной толщи, определяющая размеры и герметичность структурных ловушек, физические свойства пород:	
		значительная (в бортовой прилиньтасской зоне)	2
		средняя (в центральной зоне)	6
		слабая (вдоль северо-западного борта)	4
		3. Степень унаследованности знака тектонических движений K_1 в K_2-Kz, влияющая на сохранность залежей:	
		полная	6
		частичная	4
		очень слабая	2
		отсутствует	0
		4. Степень унаследованности K_2-P структурных зон в новейший тектонический этап [4]:	
		значительная	8
		частичная	4
		очень слабая	2
		отсутствует	0
		5. Наличие локальных структур и антиклинальных зон. Из площадь, % от рассматриваемой структуры:	
		свыше 40	6
		от 10 до 40	4
		менее 10	2
	Второстепенные	6. Приуроченность к зонам активных новейших опусканий [4]:	
		полная	4
		частичная	2
		не наблюдается	0
		7. Влияние региональных тектонических уклонов, способствующих латеральной миграции и аккумуляции:	
		в поперечных поднятиях	2
		в мульдах	1

1	2	3	4
		8. Наличие и плотность зон повышенной тектонической трещиноватости (прямолинейных элементов рельефа), способствующей вертикальной миграции углеводородов на площади распространения K_1 комплекса:	
		большая	3
		средняя	2
		малая	1
		отсутствует	0
	Литолого-стратиграфические		
Главные		9. Степень песчанистости разреза K_1 и верхней части (500–600 м) J_3	
		Суммарная мощность песчаников от общей мощности разреза, %:	
		20–30	6
		от 10 до 20 и от 30 до 50	4
		менее 10 и более 50	2
		10. Палеоглубины; степень метаморфизма органического вещества:	
		от 1500 до 3000 м; до стадии Г и Ж (газовых и жирных)	6
		от 3000 до 6000 м; до стадии Т (коксовых и тощих)	4
		более 6000 м; до стадии А (антрацитовой)	2
		11. Выдержанность песчаниковых пачек:	
		лагунно-дельтового генезиса	4
		континентального генезиса	2
		12. Пористость отложений K_1 и самых верхов J %:	
		более 6	6
		от 4 до 6	4
		менее 4	2
		13. Состав, мощность и выдержанность пачек, разделяющих горизонты потенциальных коллекторов.	
		Изолирующие свойства пачек:	
		существенно глинистые морских и лагунных фаций	4
		глинисто-алевролитовые континентальных фаций	2
Второстепенные		14. Наличие верхнемеловых и кайнозойских отложений, перекрывающих толщу нижнего мела; их мощность, м:	
		от 1000 до 2000	3
		от 200 до 1000	2
		менее 200	1
		отсутствуют	0

Окончание таблицы

1	2	3	4
Главные	Гидрогеологические и газогидрохимические (включая прямые признаки)	15. Гидродинамические показатели; глубины залегания перспективных горизонтов:	
		в зоне весьма затрудненного водообмена; более 4 км	6
		в зоне замедленного водообмена; от 1,5 до 4 км	4
		в зоне интенсивного водообмена; менее 1,5 км	2
		16. Газо-гидрохимические показатели. Наличие источников газа и минерализованных вод:	
		с высокой минерализацией вод или наличием в составе газа тяжелых углеводородов	6
		с высокой минерализацией вод или источниками метанового газа (более 70% CH_4)	4
		с низкой минерализацией вод (менее 70% CH_4)	2

Вернемся к критериям оценки, их классификации и определению их значимости. В таблице кроме очень кратких комментариев, поясняющих выбор критерия в конкретных геологических условиях, дана оценка каждого из них в баллах, принимавшихся при построении карты.

Рассмотренные в таблице I6 критериев установлены в результате комплексных литолого-стратиграфических, тектонических, геоморфологических и гидрогеологических исследований в Зырянском прогибе и использовались для его оценки. Для любого другого региона набор и число критериев, вводимых в оценку, будут, естественно, несколько иными. Так, например, для почти сплошь закрытого Приморского прогиба, для которого после его исследования нами также составлялась карта перспектив нефтегазоносности с применением той же методики, число критериев оценки из-за меньшего числа собранных материалов составляло всего 8. При этом принцип построения остался тем же, однако обоснованность карты, ее точность уменьшились по крайней мере вдвое. Следует, кроме того, добавить, что для целого ряда критериев, применявшихся при оценке Зырянского прогиба, из-за недостаточной изученности всей его площади приходилось широко применять метод экстраполяций, распространяя полученные на отдельных участках и разрезах значения и показатели с теми или иными поправками на все 27 элементов районирования, выделяемых в его пределах.

Для суммарной оценки перспективности каждого из 27 выделенных участков составляется специальная таблица. На нее по вертикали выносится последовательно перечень всех I6 критериев оценки, а по горизонтали - номера всех

27 участков (элементов районирования), сгруппированных по структурным зонам - структурам третьего порядка (см. рис.I,а). Для каждого участка, для каждого признака проставляется соответствующее число баллов.

В итоговой строке этой таблицы высчитывается сумма баллов для каждого из 27 участков. Эти суммы баллов (цифры в кружках) показаны на рис.2 для всех структурных элементов прогиба. В Зырянском прогибе они колебались от 66 до 33 баллов, образовав ряд постепенно уменьшающихся абсолютных значений. Этот ряд с учетом достаточно четких скачкообразных перепадов итоговых чисел подразделяется на 4 класса, которые можно отождествить с категориями перспективности.

К землям, наиболее перспективным (I категории), отошли две обширные депрессии и центральная седловина, за исключением их бортовых частей. Их окружают земли перспективные (II категории), затем мало перспективные (III категории) и, вдоль бортов прогиба - наименее перспективные (IУ категории). Там, где мощность перспективного комплекса осадков нижнего мела составляет менее I км, выделяются зоны бесперспективных земель. Таким образом, на построенной с помощью предложенной методики карте перспектив нефтегазоносности Зырянского прогиба удалось выделить 5 (включая бесперспективные) категорий земель (см. рис.I).

Следующей задачей, которая вытекает из анализа построенной карты, является установление, хотя бы в первом приближении, вероятной плотности запасов углеводородов, т.е. содержания их в тоннах на квадратный километр площади прогиба для каждой из выделенных категорий перспективных земель.

С этой целью были проанализированы имеющиеся литературные данные о бассейнах, которые в той или иной мере (абсолютных аналогий в природе нет) приближаются к Зырянскому прогибу по общим особенностям тектонического строения, размерам, по возрасту, мощности, литологическому и фациальному типу осадков чехла (в частности, перспективного комплекса), по характеру проявления неотектоники и по гидрогеологическим условиям. При этом рассматривались только уже разведанные объекты сравнения с запасами, подсчитанными по промышленным категориям, и с вычисленными плотностями.

Изучение имеющихся литературных данных позволило сделать вывод, что из числа хорошо изученных промышленно-нефтегазоносных районов по строению наиболее близки к Зырянскому прогибу в СССР - Ферганская впадина [6], а за рубежом - впадины залива Кука на Аляске [2], в каждой из которых плотности запасов определены с высокой точностью.

Именно такие плотности и были, с определенной долей условности, приняты для каждой из соответствующих категорий земель Зырянского прогиба, что позволило подсчитать для него общие запасы углеводородов по категории $Д_2$ (прогнозных).

Полученный результат, при котором использовался метод аналогий, был продублирован специально проведенными подсчетами, сделанными двумя вариантами объемно-генетического метода. Оба они дали значения, почти идентичные с полученными при помощи описанной методики.

Запасы углеводородов Зырянского прогиба оказались вполне достаточными

для постановки вопроса о целесообразности и необходимости проведения здесь дальнейших нефтегазопоисковых работ [5]. Анализ степени метаморфизма органического вещества и сравнительно невысокие пористость и проницаемость песчаников нижнего мела приводят к выводу о бо́льшей вероятности нахождения здесь скоплений газа, нежели нефти.

Аналогичный комплекс работ с применением рассмотренной методики был успешно проведен и в Приморском прогибе. Он может быть рекомендован и для всех оставшихся малоисследованных территорий, перспективных по общим геологическим соображениям на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Варенцов М.И., Дитмар В.И., Алешина З.И., Корниенко Г.Е. Тектоника нефтегазоносных впадин Средней Азии и Казахстана. М., Наука, 1967, 122 с.

2. Геология нефти. Справочник. Т. 2. Кн. 2. Нефтяные месторождения зарубежных стран. Месторождения Аляски. М., Недра, 1968, с. 482–492.

3. Каяторович А.Э., Данилова В.П. Нефтегазообразование в угленосных осадочных толщах (на примере мезозойских и палеозойских отложений юга Западной и Средней Сибири). – Тр. СНИИГГИМС. 1973, вып. 167, с. 73–82.

4. Ласточкин А.Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. Л., Недра, 1974, 148 с.

5. Равикович Х.А. Значение определения ионов аммония в водах нефтегазоносных пластов в общем комплексе геохимических исследований. – Геология нефти и газа, 1962, № 11, с. 45–48.

6. Симаков С.Н., Клейнберг В.Г. Геологическое строение и нефтеносность Ферганы. Л., Гостоптехиздат, 1957, 320 с.

7. Чочиа Н.Г., Баранова З.Е., Вольнов Д.А. и др. Перспективы нефтегазоносности Зырянского прогиба. – Тр. ВНИГРИ, 1972, вып. 309, с. 133–150.

8. Чочиа Н.Г., Вольнов Д.А., Кисляков В.Н. и др. Структурно-тектонический анализ Зырянского прогиба. – Тр. ВНИГРИ, 1972, вып. 309, с. 118–132.

9. Чочиа Н.Г., Кисляков В.Н., Яшин Д.С. Геологические предпосылки развития нефтегазопоисковых работ в Зырянском прогибе. – Геология нефти и газа, 1976, № 2, с. 22–25.

УДК 92:55

СТАРЕЙШИНА СОВЕТСКИХ ГЕОЛОГОВ (к девяностолетию академика Д.В.Наливкина). Владимирская Е.В., Кагарманов А.Х., Зап.ЛГИ, т./XXXI, 1979, с.5-10.

Освещается научная, педагогическая, научно-организационная и общественная деятельность Героя Социалистического Труда, лауреата Ленинской и Государственной премий, заслуженного деятеля науки РСФСР, Туркменской ССР, Башкирской АССР, почетного члена АН Туркменской ССР, действительного члена АН СССР, заведующего кафедрой исторической геологии Д.В.Наливкина.

УДК 551.7:001.4

ЗНАЧЕНИЕ ГЕОГРАФИЧЕСКОГО КРИТЕРИЯ В СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ КЛАССИФИКАЦИИ (к выходу „Стратиграфического кодекса СССР"). Жамойда А.И. Зап.ЛГИ, т./XXXI, 1979, с.11-19.

Географический критерий, как показывают анализ его значимости при выделении стратиграфических подразделений различных рангов и дискуссии по этому вопросу, является одним из важнейших в стратиграфической классификации. Необходимость правильно понимать и применять географический критерий возрастает с развитием крупномасштабных геологических исследований. Одним из обязательных признаков комплексной характеристики основных стратиграфических подразделений должно быть географическое распространение стратона.

Библ.29.

УДК 551.734

СТРАТИГРАФИЯ МОРСКИХ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СССР. Спасский Н.Я. Зап.ЛГИ, т./XXXI, 1979, с.20-37.

Стратиграфическая и палеонтологическая характеристика морского нижнего, среднего и верхнего девона основных регионов дает представление об особенностях Русской платформы, Кавказа, Новой Земли, Пайхоя, Урала, Таймыра, Сибирской платформы, Северо-Востока, Дальнего Востока, Алтая, Салаира, Казахстана, Средней Азии в этот период.

Библ.5.