

11-151 А

32

ISSN 0568-6156

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
ЕВРОПЕЙСКОГО
СЕВЕРА СССР

Академия наук СССР

Коми филиал
Институт геологии

(Труды, вып.32)

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЕВРОПЕЙСКОГО СЕВЕРА СССР

Сыктывкар 1980

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
МОСКОВСКОЙ И МЕЗЕНСКОЙ СИНЕКЛИЗ

В.А.Дедеев, А.Г.Кузнецов

Промышленность Европейского Севера СССР испытывает острый дефицит в энергетическом сырье. Доставка сюда топлива из других районов Советского Союза обходится очень дорого. Разрешению этой проблемы могло бы способствовать обнаружение месторождений нефти и газа в Московской и Мезенской синеклизах. При открытии здесь даже небольших по запасам залежей их эксплуатация будет экономически рентабельна вследствие близости потребителей и возможности транспортировки добываемых нефти и газа по действующим железнодорожным артериям, водным магистралям, нефте- и газопроводам.

1. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности

Имеющиеся геолого-геохимические данные, в том числе материалы промысловых и лабораторных исследований, а также сравнительный анализ с геологически сходными районами, в которых уже выявлены промышленные месторождения нефти и газа, приводят к выводу о положительной в целом оценке нефтегазоносности рассматриваемых территорий. Это неоднократно отмечалось в опубликованных работах Н.Б. Вассоевича и др. (1970, 1971, 1972), И.В.Высоцкого и др. (1977), А.Н.Золотова и др. (1973), Л.И.Зорькина и др. (1972), В.Г.Коца и др. (1970, 1972), Е.С.Ларской (1976), Е.С.Ларской и др. (1973а,б), С.П.Максимова и др. (1970а,б,1973), Ю.В.Мухина (1970,1971), М.И.Островского (1969,1970 а,б), К.Ф.Родионовой (1954), К.Ф.Родионовой и др. (1972), Б.А.Соколова и др. (1977), Г.П.Якобсона (1971), Г.П.Якобсона и др. (1970,1977), а также нашло отражение в тематических отчетах научно-исследовательских и производственных организаций за 1966-1976 гг. (ВНИГНИ - М.И.Островский, Е.С.Ларская, Г.П.Якобсон и др.; ВНИГРИ - В.Г.Коц, Г.Ф.Буданов, О.В.Бескровная и др.; МГУ - Н.Б.Вассоевич, И.В.Высоцкий, Б.А.Соколов и др.; ВНИИГаз - Ю.В.Мухин и др.; трест Ярославнефтегазразведка - А.Я.Чагаев и др.; Архангельская комплексная нефтегазразведочная экспедиция, сейчас АТГУ - В.В.Чернов, В.В.Богатырев, А.Е.Камашников и др.; Ю.Т.Кузьменко

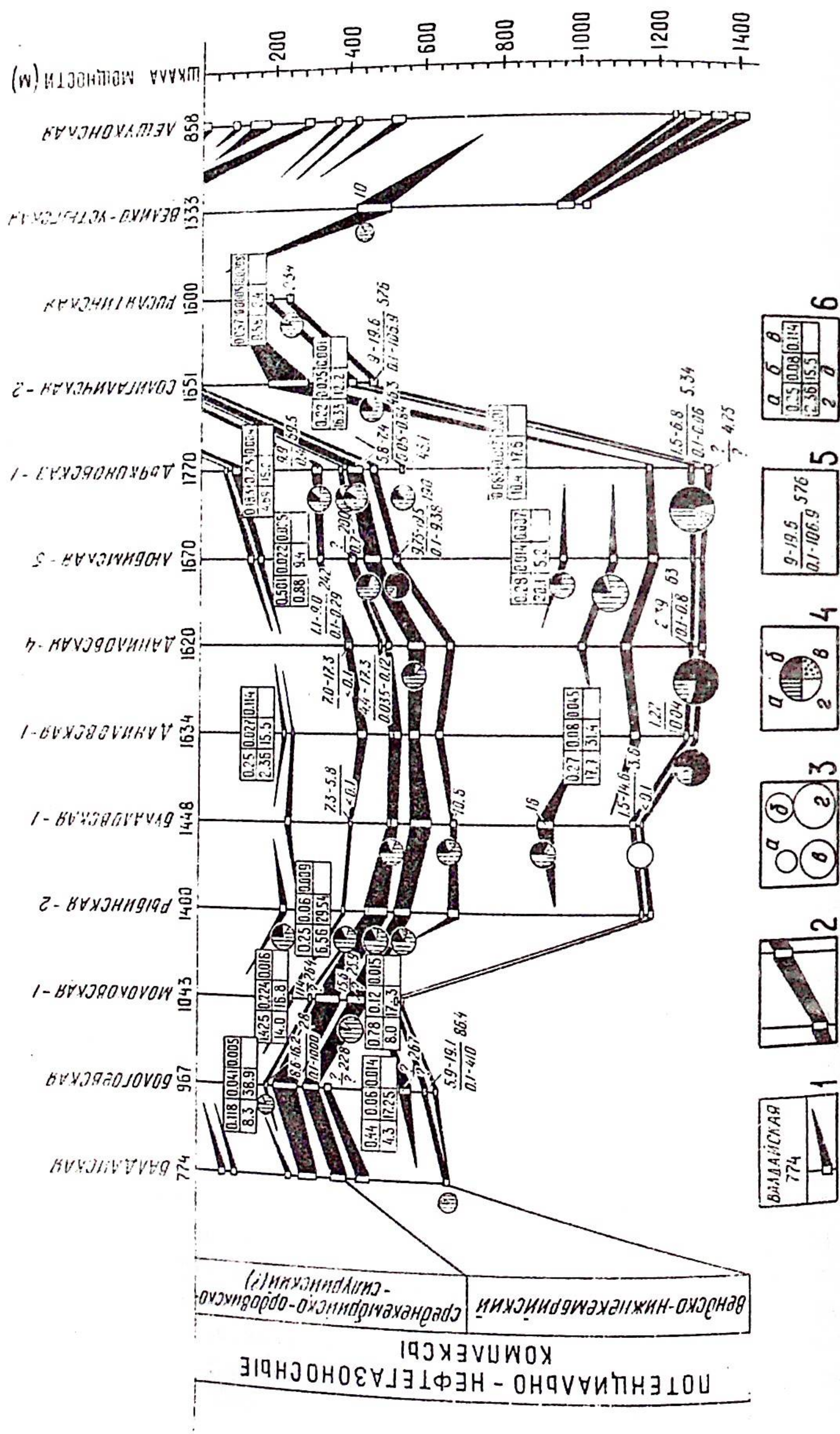


Рис.1. Характеристика вендско-нижнекембрийского и среднекембрийско-ордовикского потенциально нефтегазоносных комплексов. Составлена в 1979 г. по материалам ВНИГНИ, ВНИГРИ, ВНИИГаза, МГУ, треста Ярославнефтегазразведка.

1 - разрез скважины и ее название; цифры - абсолютная отметка вскрытия среднекембрийско-ордовикского или вендско-нижнекембрийского нефтегазоносных комплексов; прямоугольники - интервалы залегания пластов-коллекторов; 2 - сопоставления пластов-коллекторов; 3 - газонасыщенность пластовых вод (в см³/л): а - менее 100, б - 100-350, в - 350-500, г - более 500; 4 - состав растворенных газов (в %): а - азот, б - метан и тяжелые углеводороды, в - водород, г - углекислый газ; 5 - числитель дроби - пределы значений открытой пористости коллекторов (в %), знаменатель - то же для проницаемости (в мД), цифры у дроби - дебиты пластовых вод (в м³/сут); 6 - геохимическая характеристика рассеянного органического вещества и битумоидов в породах (а-в - в % на породу): а - C_{орг.}, б - хлороформенный битумоид (ХБ), в - дополнительно извлеченный спирто-бензолом битумоид (ДСББ); г - степень восстановленности битумоидов (ХБ/ДСББ); д - битумоидный коэффициент (β_{хл} = ХБ/C_{орг.}, в %).

В итоге многолетних исследований по проблеме нефтегазоносности севера Русской плиты здесь выделены Средне-Русский и Мезенский возможно нефтегазоносные бассейны. Первый из них отвечает наиболее погруженным участкам Московской синеклизы, второй - Мезенской синеклизе. В Средне-Русском бассейне обособлены рифейский, вендско-нижнекембрийский, среднекембрийско-ордовикский, девонский, а в Мезенском - рифейский, вендско-нижнекембрийский и девонско-каменноугольный потенциально нефтегазоносные комплексы. Возможный генерационный потенциал девонско-каменноугольных отложений весьма ограничен и практического значения они, видимо, не имеют. Поэтому ниже достаточно подробно рассматриваются геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности лишь основных додевонских комплексов. Эти комплексы, отличаясь спецификой геологического строения, характеризуются большими глубинами погружений, широким площадным распространением и значительными мощностями. В их разрезе установлены регионально выдержанные толщи, обогащенные органическим веществом, и песчаные пласты-коллекторы, перекрытые достаточно мощными глинистыми покровными крышками. Длительное геологическое время рассеянное органическое вещество (РОВ), содержащееся в породах этих комплексов, пребывает в благоприятных для генерации углеводородов термобарических условиях, а гидрогеохимические параметры их природных резервуаров способствовали аккумуляции и консервации залежей нефти и газа (рис.1-3).

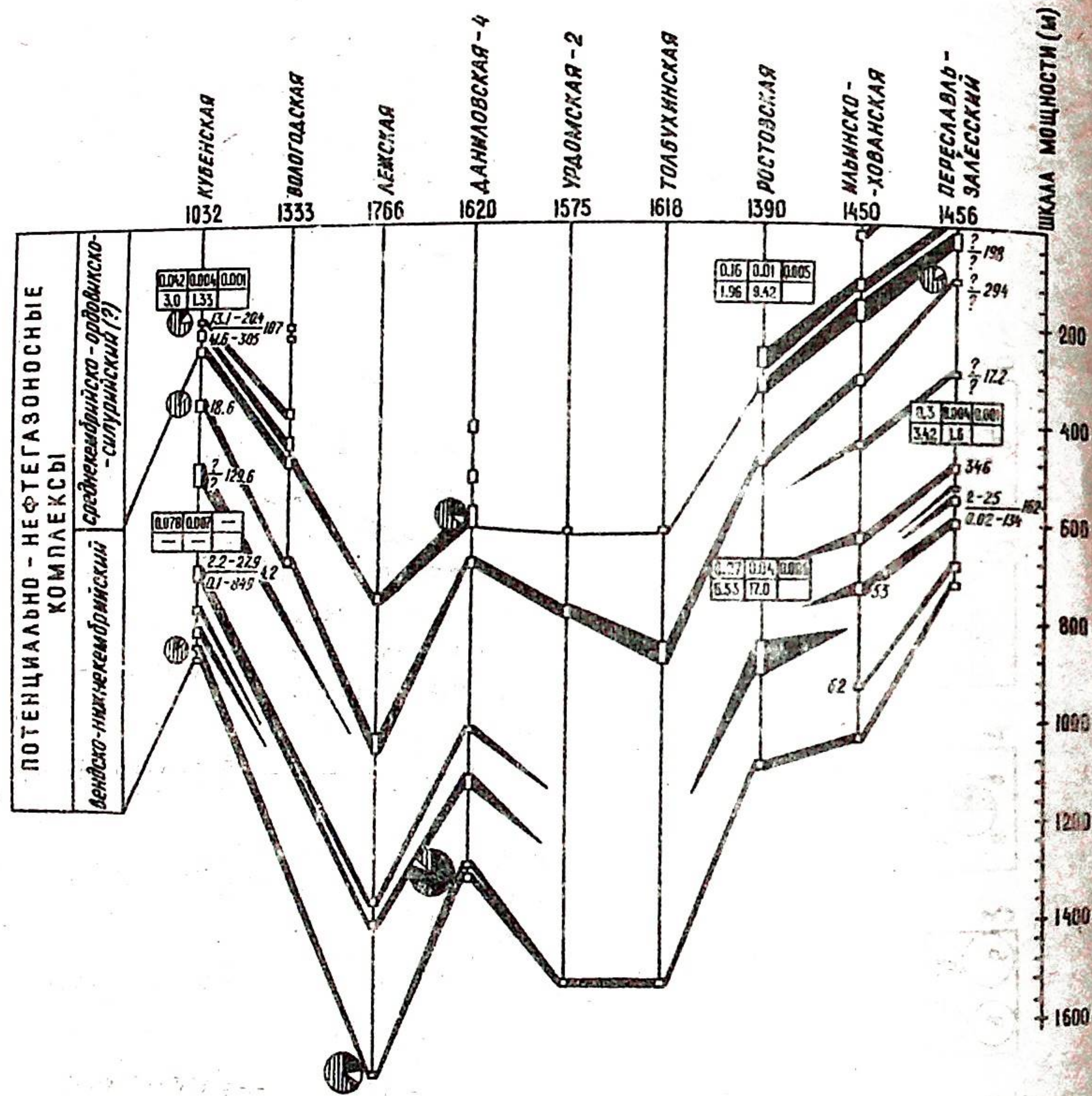


Рис.2. Характеристика вендско-нижнекембрийского и среднекембрийско-ордовикского потенциально нефтегазоносных комплексов. Составлена в 1979 г. по материалам ВНИГНИ, ВНИГРИ, ВНИИГаза, МГУ, треста Ярославнефтегаз - разведка.
Условные обозначения см. к рис.1.

1.1. Средне-Русский нефтегазоносный бассейн

Рифейский комплекс. Геохимическая изученность рифейских толщ пока еще недостаточна и наши выводы о их генерационном потенциале весьма приближенны. Установлено, что в пределах Средне-Русского авлакогена рифейские терригенные, существенно песчаные толщи отлагались в континентальных и прибрежно-морских условиях. Отмечается

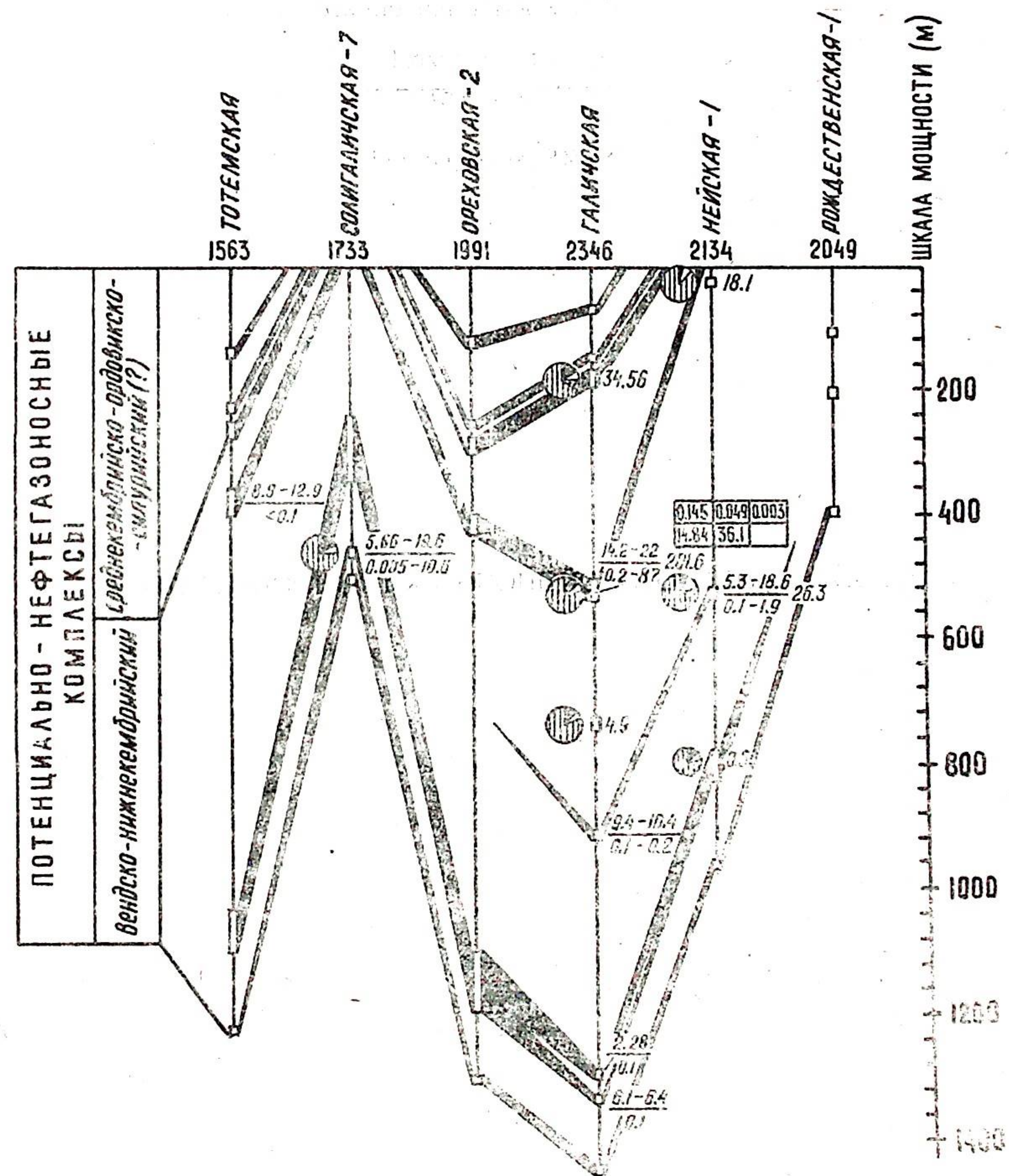


Рис.3. Характеристика вендско-нижнекембрийского и среднекембрийско-ордовикского потенциально нефтегазоносных комплексов. Составлена в 1979 г. по материалам ВНИГНИ, ВНИГРИ, ВНИИГаза, МГУ, треста Ярославнефтегаз - разведка.
Условные обозначения см. к рис.1.

также их общая обедненность органическим веществом (Максимов и др., 1973). Так, содержание органического углерода ($C_{орг.}$) не превышает 0,1% и лишь в отдельных прослоях достигает 0,22%. Выход хлороформенного битумоида (ХБ) в среднем составляет 0,025%, а дополнительно извлеченного спирто-бензолом битумоида (ДСББ) — 0,0015%. Степень восстановленности битумоидов (ХБ/ДСББ) достаточно высока и достигает 16,3. Доля битумоидов в органическом веществе ($\frac{ХБ+ДСББ}{1,3 C_{орг.}} \cdot 100\%$) довольно значительна и составляет около 12%.

Органическое вещество рифейских толщ в центральной и северо-восточной частях Средне-Русского авлакогена (восточная часть Рыбинско-Сухонского мегавала) находится на жирной и коксовой стадиях катагенетического преобразования (Высоцкий и др., 1977), т.е. эти отложения уже прошли главную зону нефтеобразования и вступили в нижнюю зону главного газообразования. Однако общая обедненность рифейских толщ органическим веществом свидетельствует о низком их генерационном потенциале. Вместе с тем формирование залежей нефти и газа в отложениях Галичского и Пошехонского прогибов. В последних вендских породах находятся гипсометрически ниже, чем, например, рифейские отложения Рыбинско-Сухонского мегавала, а их сочленения происходят как правило, по тектоническим контактам. Подтверждением возможности обнаружения залежей углеводородов в рифейских толщах могут служить нефтегазопроявления, установленные в них на Даниловской и Солигаличской площадях. Последние подробно описаны М.И.Островским (1970).

Сведения о коллекторских песчаных горизонтах рифея весьма немногочисленны. По имеющимся данным их пористость оценивается от 5–8%, а проницаемость — от долей до 25–40 мд. Дебиты пластовых вод комплекса хлоркальциевого типа с минерализацией до 265–300 мг/л. Содержание брома достигает 1,6 г/л. Воды практически бессульфатные, высокоминерализованные, с содержанием хлоридов щелочных земель 50–70% от суммы растворенных солей. Газовый фактор достигает 1160 см³/л, упругость газа составляет 150–200 ата. Водоразтворенные газы азотно-метанового и метано-азотного состава с концентрациями метана до 70–75%. Приведенные данные свидетельствуют о том, что коллекторские свойства рифейских толщ и существующие в них геогеохимические условия в общем благоприятны для аккумуляции и консервации скоплений углеводородов.

Вендско-нижнекембрийский комплекс Средне-Русского бассейна практически всеми геологами рассматривается в качестве

одного объекта нефтегазопроисковых работ.

Геохимическими исследованиями ВНИГНИ (К.Ф.Родионова, Е.С.Ларина) и МГУ (Ю.И.Корчагина) установлено, что нижняя часть этого комплекса в объеме плетневской, редкинской и нижней части любимской свит по ряду геохимических и термобарических параметров должна рассматриваться как уже нефтегазогенерировавшая.

Формирование этих алеврито-аргиллитовых отложений происходило в различных геохимических обстановках. В центральных частях бассейна преобладали восстановительные и слабовосстановительные, а в бортовых зонах — окислительные геохимические обстановки (материалы

К.Воронцова за 1978 г.). В соответствии с этим изменялись и условия для сохранности РОВ. Они были благоприятны в центральной части Московской синеклизы, а в ее бортовых зонах происходило интенсивное окисление попавшей в осадок органики.

Наиболее обогащены РОВ темно-серые и черные аргиллиты редкинской свиты, мощность которых достигает в центральных частях Пошехонского и Галичского прогибов 70–100 м. Содержание $C_{орг.}$ в них обычно варьирует от 0,4 до 1,9%, достигая в ряде разрезов 7–9% (площадь). Содержание ХБ составляет 0,04–0,08%, а ДСББ — 0,003–0,006%. Отношение хлороформенного битумоида к спирто-бензольному изменяется в пределах от 1,5–2 до 5 (материалы В.А.Егорова за 1975 г.). Битумоидный коэффициент ($\beta_{хл} = \frac{ХБ}{C_{орг.}}$) в погруженных частях Московской синеклизы равняется 4,5–6,5%, уменьшаясь к ее бортам до 1–1,3%. Количество сингенетических углеводородов изменяется от 130 до 3260 г/м³. Остальная часть разреза редкинской свиты, а также плетневской и нижней части любимской свит характеризуется меньшими концентрациями РОВ. Содержание $C_{орг.}$ здесь изменяется от 0,01 до 0,53%, ХБ — от 0,0001 до 0,006%. Степень восстановленности (ХБ/ДСББ) невелика и лежит в пределах 1–2, изредка повышаясь до 10–16. Коэффициент $\beta_{хл}$ не превышает 0,1–2,5%, воз- растая в редких случаях до 7–9% (Максимов и др., 1973). Органиче-

ое вещество, содержащееся в породах нижней существенно аргиллитовой части вендско-нижнекембрийского комплекса, в различных зонах Средне-Русского бассейна находится на различных стадиях катагенетического преобразования: на буроугольной — в бортовых участках, на иннопламенной, газовой и жирной — в его центральных частях. При этом в зоне Средне-Русского авлакогена РОВ в отложениях редкинской свит метаморфизовано до жирной и коксовой стадий углефикации. Таким образом, огромные массы вендско-нижнекембрийских пород в наиболее погруженных частях бассейна пребывают в условиях главной фазы нефтеобразования и частично уже достигли главной фазы газообразования.

В низах вендско-нижнекембрийского комплекса выделяются четыре песчано-алевролитовых пласта, обладающих достаточно хорошими коллекторскими свойствами: в основании плетневской и редкинской свит, внутри редкинской и в основании любимской свиты. Следует отметить что улучшение емкостных свойств коллекторов отмечается в зоне Рув и увеличения азотных. бинско-Сухонского мегавала и в бортовых участках Московской синеклизы. Здесь открытая пористость песчаных пород возрастает до 27%, проницаемость - до 931 мд, а притоки пластового флюида достигают 294-346 м³/сут.

Верхняя песчано-алеврито-аргиллитовая часть вендско-нижнекембрийского комплекса в объеме верхней половины любимской свиты, минской свиты и балтийской серии нижнего кембрия формировалась в окислительных и нейтральных геохимических обстановках, неблагоприятно отразилось на сохранности органического вещества. Содержание $S_{орг}$ в этих породах, как правило, не превышает 0,05-0,1%, лишь в отдельных случаях достигает 0,25%. Концентрации ХБ и ДСББ не превосходят соответственно 0,01 и 0,0013%, коэффициент $\beta_{хл}$ более 1,6-4%. Органическое вещество в центральной части Средне-Русского бассейна в этих породах находится на длиннопламенной, газовой жирной стадиях катагенетического преобразования, т.е. пребывает в ловнях главной фазы нефтеобразования (Высоцкий и др., 1977). Одни невысокие содержания РОВ в породах свидетельствуют о весьма низком генерационном потенциале этой части разреза. Песчаниковые пласты-коллекторы здесь, по-видимому, не имеют регионального распространения и, судя по имеющимся данным, обладают низкими емкостными свойствами (пористость не более 13%, проницаемость не выше 10 мд). Мощности аргиллитовых прослоев, которые могут рассматриваться как флюидоупоры, незначительны и они также характеризуются региональной невыдержанностью. Все это свидетельствует о незначительных перспективах нефтегазоносности верхней части вендско-нижнекембрийского комплекса.

Гидрохимическая характеристика вендско-нижнекембрийского комплекса Средне-Русского бассейна в целом благоприятна для накопления углеводородов. Воды комплекса хлоркальциевого типа, высокоминерализованы. Минерализация вод в региональном плане увеличивается с запада на восток и от бортовых участков синеклизы к ее центру. Она изменяется в пределах 228-305 г/см³. Газонасыщенность вод также увеличивается к центральной части синеклизы, где достигает значений 550-637 см³/л. В ряде случаев отмечается повышенное до 78% содержание углеводородных газов (рис.1-3). В прибортовых зонах газонасыщенность вод уменьшается до 90-100 см³/л, одновременно уменьшается содержание углеводородов (до 2-4%) и увеличивается концентрация азота (80%)

Упругость растворенных газов изменяется от 14 до 70 атм, составляет от 7 до 20% от пластового давления. Вверх по разрезу отмечается уменьшение содержания растворенных углеводородных газов и увеличение азотных. Даниловская залежь легкой нефти и нефтегазопроницаема на Любимской, Нейской и других площадях.

Среднекембрийско-ордовикский комплекс. Исследованиями Максимова и др. (1973), И.В.Высоцкого и др. (1977), Н.Б.Васильева и др. (1972) установлено, что наиболее вероятной нефтегазопроницаемой толщей в составе этого комплекса являются глины, алевролиты, тремадокского яруса и в меньшей мере волховского горизонта. Захоронение РОВ в этих отложениях происходило преимущественно в слабослабовосстановительных геохимических обстановках, что обусловило его достаточную хорошую сохранность. Содержание $S_{орг}$ в них довольно высоко - достигает 0,46-1,59 и даже 6%. Концентрация ХБ - 0,028-0,07%, а ДСББ - до 0,16%. Степень восстановленности битумоидов значительна ($XБ/ДСББ=8,7-37,4$). Коэффициент $\beta_{хл}$ изменяется от 1 до 2,6. Катагенетические преобразования органического вещества в толщ в центральной наиболее погруженной (более 1800 м) части Московской синеклизы соответствуют длиннопламенной стадии, т.е. здесь泥стые отложения низов среднекембрийско-ордовикского комплекса перешли в главную фазу нефтеобразования.

Остальная терригенно-карбонатная часть ордовикских отложений характеризуется незначительными содержаниями РОВ ($S_{орг}=0,02-0,39%$), связано с его захоронением преимущественно в окислительных и слабослабовосстановительных геохимических обстановках. Концентрации ХБ и ДСББ здесь также незначительны и достигают соответственно 0,013 и 0,004%. Степень восстановленности битумоидов невелика ($XБ/ДСББ=1,4-7$). Коэффициент $\beta_{хл}$ изменяется от 5,5 до 20,6%. Степень катагенетических изменений органического вещества этих пород высока, не выше бурогоугольной.

В разрезе комплекса выделяются шесть песчаных пластов-коллекторов, из которых приурочены к кембрию, а четыре - к ордовику. В общем характеризуются весьма удовлетворительными емкостными свойствами: открытой пористостью до 24%, проницаемостью до 913 мд. Дебиты пластовых вод достигают 250-384 м³/сут.

Воды комплекса преимущественно хлоркальциевого типа. Их минерализация возрастает с запада на восток от 10-20 до 300 г/л. Водородные газы преимущественно азотного состава, с содержанием азота от 58 до 95%. Концентрация углеводородных газов изменяется от

0,1% в бортовых участках синеклизы до 36% в ее центральной части. Газовый фактор не превышает 135-184 см³/л при дефиците упругости 0,05-0,2, т.е. гидрогеохимические и гидродинамические показатели вполне удовлетворительны для аккумуляции и сохранности в недрах комплекса залежей углеводородов.

1.2. Мезенский возможно нефтегазоносный район

Рифейский комплекс. Формирование рифейских песчано-аргиллитовых отложений Мезенского бассейна происходило преимущественно в восстановительных и реже в слабовосстановительных и окислительных геохимических обстановках. Содержание РОВ в этих толщах невелико. Концентрации $C_{орг}$ не превышают 0,93%. Выход ХБ не превосходит, по правилу, 0,06-0,08% и лишь в единичных случаях повышается до 0,1, а ДСББ изменяется в пределах от 0,002-0,02% при максимальных значениях до 0,1%. Степень восстановления битумоидов (ХБ/ДСББ) невысока: от 1 до 4, изредка до 8,5-12. Битумоидный коэффициент $\beta_{хл}$ достигает значений 15,6-23%, хотя, как правило, варьирует от 2,1 до 5,8%. Степень катагенетического преобразования РОВ высокая, достигает в пределах вскрытого бурением разреза длиннопламенной, газовой и жирной стадий, т.е. породы рифейского комплекса вошли в новую фазу нефтеобразования.

В верхней части рифейского комплекса установлены песчаные пласты мощностью до 100-250 м, обладающие удовлетворительными емкостными свойствами. Их открытая пористость составляет 5-14%, газопрооницаемость - от 10 до 70 мд. При опробовании скважин получены приросты пластовых вод до 500 м³/сут. При этом улучшение коллекторских свойств, правда, по данным весьма немногочисленных скважин, отмечается в прибортовых участках Лешуконского и Сафоновского прогибов (материалы В.В.Богатырева за 1978 г.).

Воды рифейского комплекса хлоркальциевого типа с минерализацией до 238 г/л. Растворенные газы метаново-азотного состава. Содержание метана в них изменяется от 3 до 57%. Газонасыщенность пластовых вод невелика и не превышает 70-80 см³/л. Содержание микрокомпонентов йода в водах достигает 37, а брома - 925 мг/л. В целом гидрогеохимическая обстановка является благоприятной для аккумуляции и консервации углеводородов.

Масштабы генерации углеводородов в рифейском песчано-аргиллитовом комплексе пока не могут быть оценены как из-за весьма ограниченных геохимических данных, так и из-за отсутствия сведений о стратиграфии нижней, не вскрытой бурением части комплекса.

Вендско-нижнекембрийский комплекс может быть раз-

на две части: нижнюю преимущественно аргиллитовую, в основном нефтегазопродуцирующую (в объеме редкинской свиты) и верхнюю песчано-аргиллитовую, только нефтегазоулавливающую.

В породах редкинской свиты содержание органического углерода меняется от 0,1 до 0,32%. Причем увеличение концентраций РОВ отмечается в центральных и восточных частях синеклизы. Выход ХБ составляет в среднем 0,0058%. Максимальные значения (0,0075-0,008%) зафиксированы в Лешуконском и Сафоновском прогибах, в то время как в Мезенской впадине они не превосходят 0,0034% на породу. Отношение ДСББ изменяется от 2 до 5, а $\beta_{хл}$ - от 1 до 5%.

В вышележащих песчано-алевроито-аргиллитовых породах любимской, мезембрийской свит и нижнего кембрия содержания РОВ незначительны. Концентрации $C_{орг}$ в этих породах составляют около 0,04-0,57%, ХБ не превосходят 0,006%, а ДСББ - от 0,0001 до 0,007%. Причем соотношение восстановленных и кислых разностей битумоидов (ХБ/ДСББ) изменяется от 0,5 до 2,6, лишь изредка возрастая до 3. Битумоидный коэффициент $\beta_{хл}$ изменяется в пределах от 0,13 до 3,7-4,8%.

Органическое вещество вендско-нижнекембрийских пород находится на стадии длиннопламенной, газовой и жирной стадиях катагенетического преобразования, т.е. они пребывают в условиях главной фазы нефтеобразования.

В разрезе вендско-нижнекембрийского потенциально нефтегазоносного комплекса Мезенской синеклизы выделяется до 17 песчаных пластов-коллекторов, характеризующихся в целом открытой пористостью до 28%, эффективной пористостью до 23% и газопрооницаемостью до 1350 мд (материалы О.В.Бескровной за 1970-1971 гг.). Воды комплекса - выщелоченные минерализованные рассолы хлоркальциевого типа. Отмечается увеличение минерализации вод, с запада на восток от 90-100 до 200-265 г/л. Водорастворенные газы азотного состава. Содержание азота достигает 81-97% при концентрациях метана - не более 12-15% и тяжелых углеводородных газов - до 1,5%. Газонасыщенность вод не превышает 0-70 см³/л. Таким образом, емкостные свойства пластов-коллекторов и гидрогеохимические показатели разреза в целом благоприятны для процессов аккумуляции углеводородов.

2. Эволюция зон генерации углеводородов и возможные пути их миграции

Структурно-тектонический фактор является одним из решающих в процессе нефтегазообразования. От интенсивности и масштабов погружения нефтегазоматеринских толщ зависит их термобарический режим и, как следствие, их способность реализовать свои потенциальные генерационные возможности. Палеоструктура природных резервуаров определяет

как возможные направления миграции углеводородов, так и зоны их аккумуляции. Преобразование структурных планов сказывается на процессах переформирования залежей таких легкоподвижных природных систем, как нефть и газ. Таким образом, на основе палеотектонических реконструкций возможно изучение как процессов генерации углеводородов, так и выяснение вероятных путей миграции и аккумуляции их в залежах.

Нами принимается определенная стадийность и зональность процессов генерации углеводородов, т.е. процессы интенсивного нефтеобразования начинаются только при достижении определенных термобарических условий. Для рассматриваемых территорий это геостатические давления, соответствующие глубинам не менее 1200-1500 м, и пластовые температуры не ниже 65-75°C (Вассоевич и др., 1969; Высоцкий и др., 1977). В менее жестких термобарических условиях происходит в основном генерация газообразных углеводородов. При погружении материнских толщ на глубины более 2500-3500 м, где царят температуры свыше 120-150°C, также происходит в основном газообразование как за счет деструкции ранее образовавшихся жидких углеводородов, так и за счет дальнейшего более интенсивного метаморфизма органического вещества. Таким образом, в процессе интенсивного погружения осадочного бассейна во времени и в пространстве могут быть выделены, по меньшей мере, три качественно отличных зоны генерации углеводородов: начальная нефте- и преимущественно газообразования, главная нефтеобразования и главная газообразования. Температурные границы между ними в пределах Московской и Мезенской синеклиз могут быть определены соответственно в 65-75 и 120-150°C. Поэтому изучение эволюции зон генерации углеводородов в тех или иных толщах чехла, содержащих достаточное количество исходного органического вещества, может быть сведено к восстановлению палеотемператур этих толщ и воздействовавших на них палеонагрузок.

Пути миграции углеводородов, попавших в пласт-коллектор, определяются двумя главными факторами: гидродинамическими давлениями и структурно-литологическими особенностями природных резервуаров. При этом миграция, естественно, будет происходить в сторону меньших пластовых давлений по региональному воздыманию пород-коллекторов. Пластовые гидродинамические давления во многом определяются объемами отжимаемых из осадков древних седиментационных вод. Объемы же в ледниках, при прочих равных условиях, до глубин примерно 2500-3000 м пропорциональны геостатическим нагрузкам. Следовательно, распределение пластовых гидродинамических давлений в первом приближении может быть оценено по геостатическим давлениям, т.е. распределение последних во многом определяет пути миграции пластовых флюидов. Для эт

были рассчитаны соответствующие графики изменения во времени геостатических нагрузок внутри основных нефтегазоносных комплексов севера Русской плиты (рис.4,5).

Палеотемпературы толщ рассчитывались нами на основе выполненных палеоструктурных реконструкций по общеизвестной формуле:

$$T_{пл} = T_{нс} + \frac{H}{GS}, \text{ где } T_{пл} - \text{палеотемпература толщи, } T_{нс} - \text{температура нейтрального слоя для данного геологического времени, } H - \text{глубина залегания толщи в рассматриваемое время, } GS - \text{геотермическая}$$

геотермическая

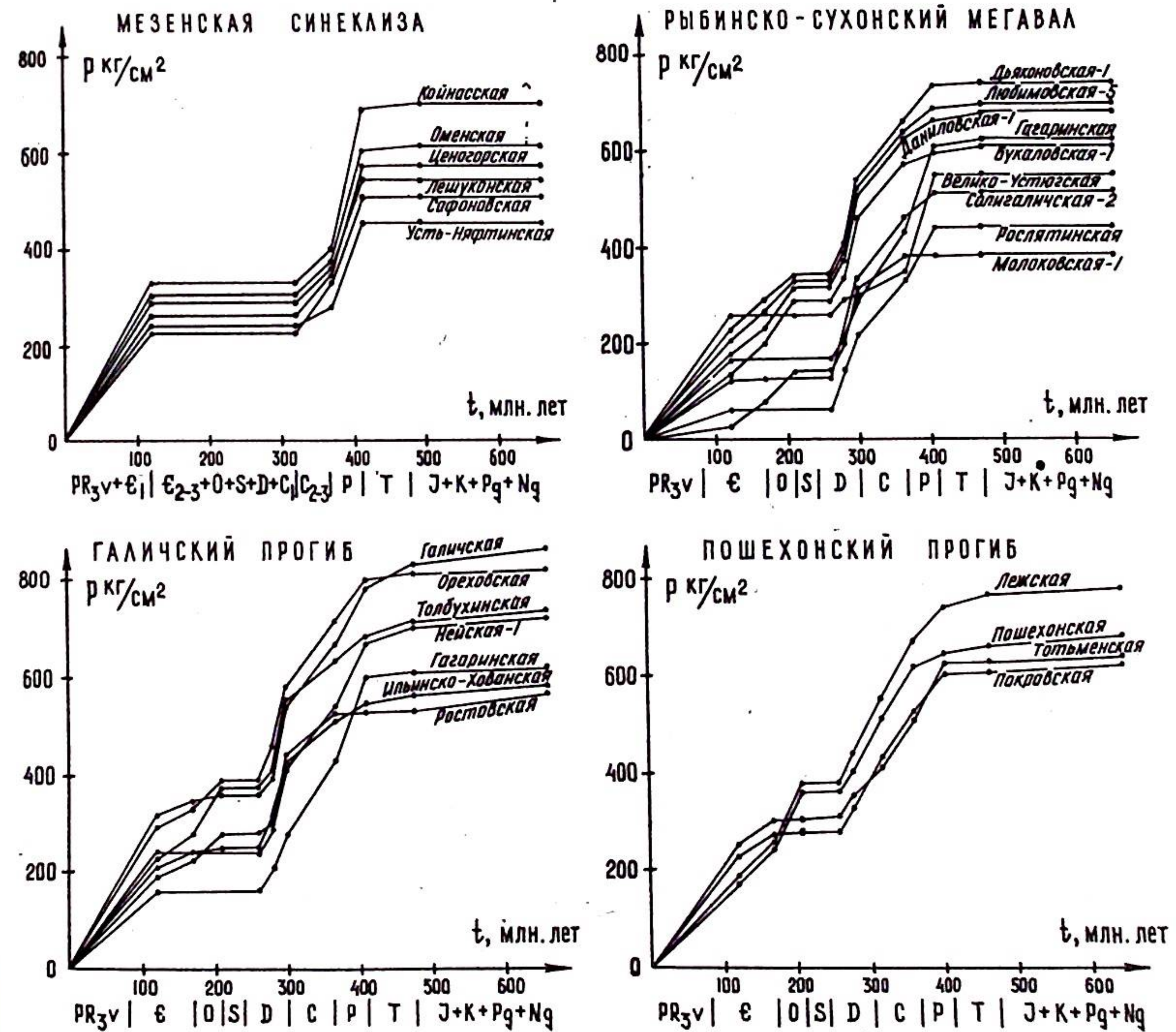


Рис.4. Графики изменения во времени геостатической нагрузки на нижние слои вендских отложений в различных структурных зонах севера Русской плиты.

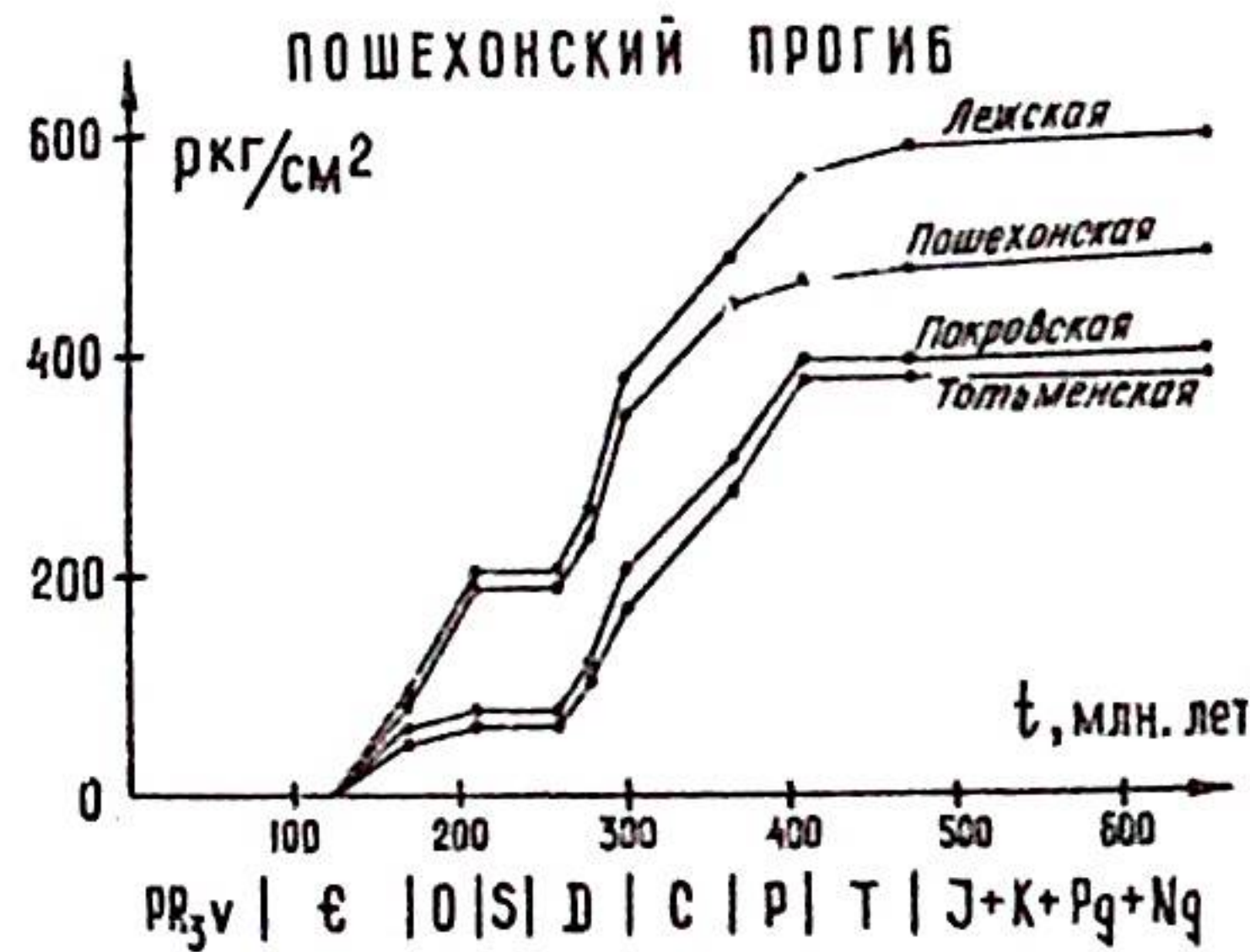
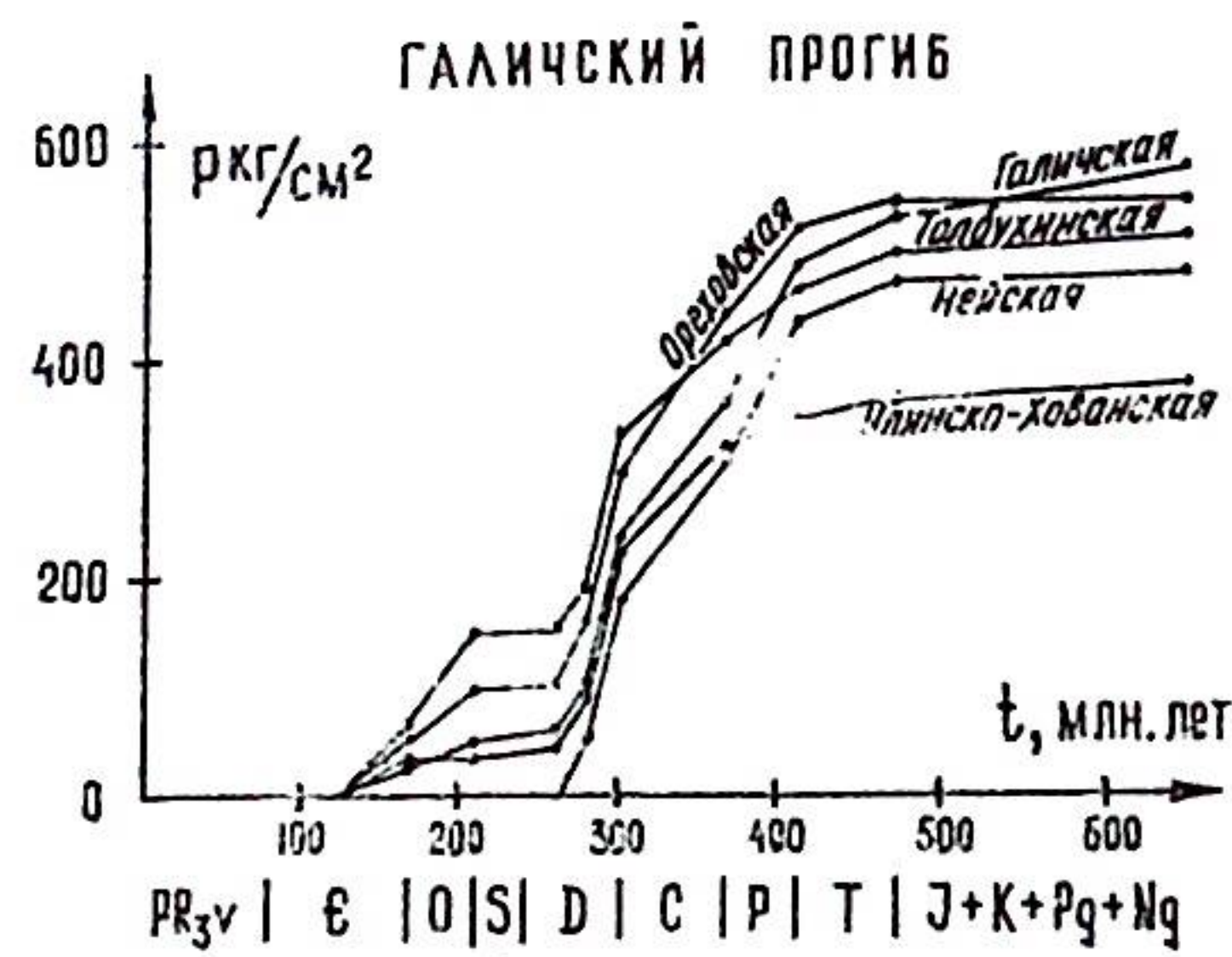
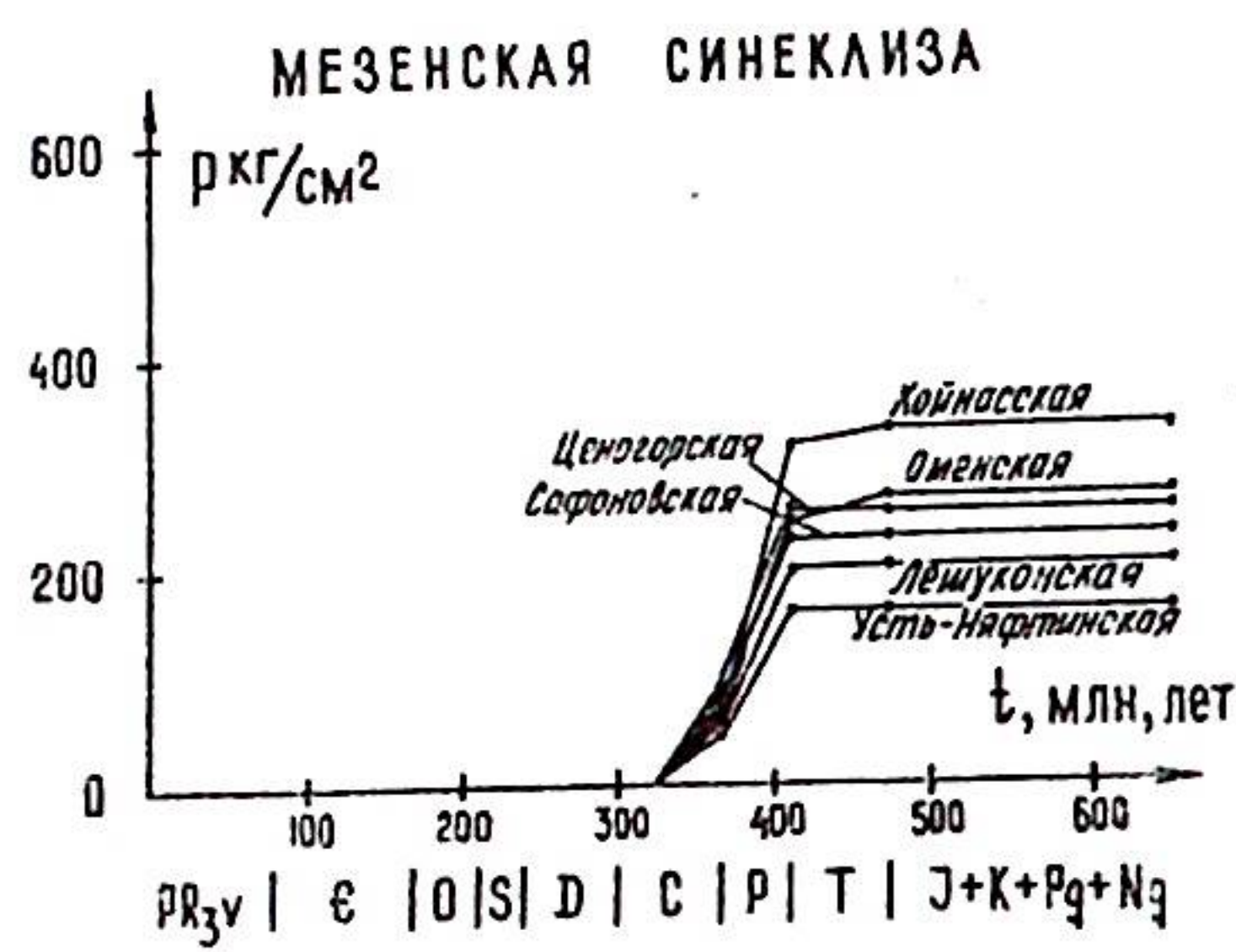
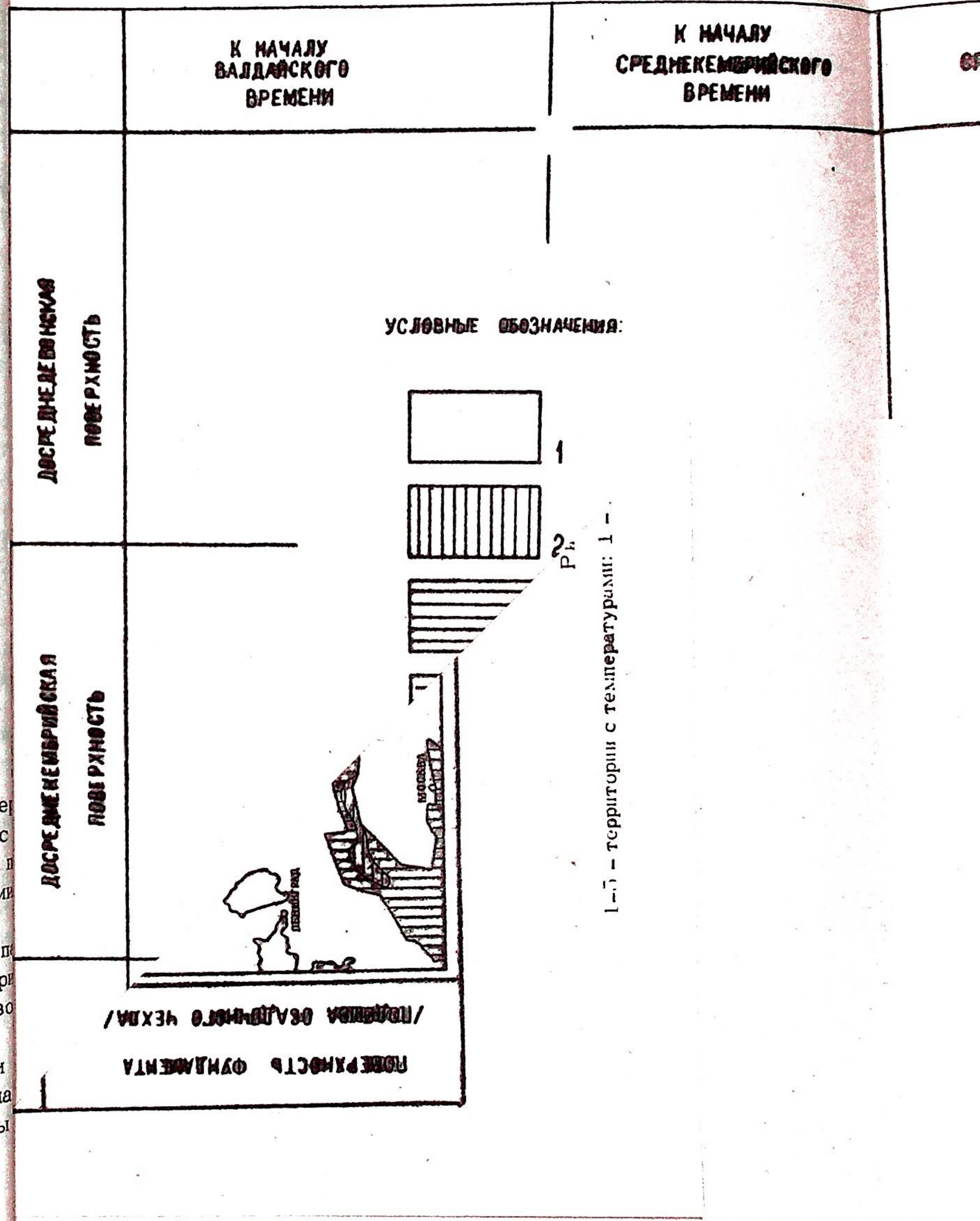


Рис.5. Графики изменения во времени геостатической нагрузки на верхние слои вендско-нижнекембрийского комплекса отложений в различных структурах северной части Русской плиты.

ступень.

Значения температур нейтрального слоя приведены в таблице. Геотермическая ступень рассчитывалась по составленному графику зависимости пластовой температуры от глубины залегания горизонта (рис.6) и непосредственным замерам температур в скважинах. Значения геотермической ступени для отдельных структурных зон северной части Русской плиты также приведены в таблице. В ней же выделены интервалы разреза с палеотемпературами от 50 до 75°C, от 75 до 100°C и более 100°C, примерно соответствующие трем ранее выделенным зонам нефтегазообразования.

Зная температуры нейтрального слоя и принимая априори, что величина геотермической ступени или не менялась, или менялась, но незначительно в течение геологического времени, нами были восстановлены



1797330

Академия наук Кирг. ССР
О. Э.

палеотемпературы пород кровли фундамента, довендской, до среднекембрийской, досреднедевонской и досреднекаменноугольной поверхностей. Эти реконструкции приведены на рис. 7, а палеоглубины показаны в таблице. Распределение современных температур на рис. 7 получено как по непосредственным замерам в скважинах, так и расчетным путем, исходя из глубин залегания и геотермических ступеней.

Поверхности, для которых определились палеотемпературы, выбраны нами не случайно. Они ограничивают и разделяют основные додевонские потенциально нефтегазоносные комплексы севера Русской плиты. Учитывая распределение палеотемператур в наиболее вероятных нефтегазогенерировавших толщах (рис. 7), а также воздействие на них палеогеостатических нагрузок (рис. 4, 5), нами построена оригинальная серия схем, отражающих эволюцию зон генерации углеводородов и наиболее вероятные пути их миграции (рис. 8). Приведенные построения показывают, что формирование и развитие зон генерации углеводородов в додевонских комплексах Средне-Русского и Мезенского нефтегазоносных бассейнов существенно различались.

Рифейский этап. Уже к началу валдайского времени горизонты рифейского комплекса в пределах обширных Лешуконского, Сафоновского, Яренского прогибов и Пешской впадины Мезенского бассейна были погружены на глубины, превышающие 1200-1500 м, т.е. они попали в

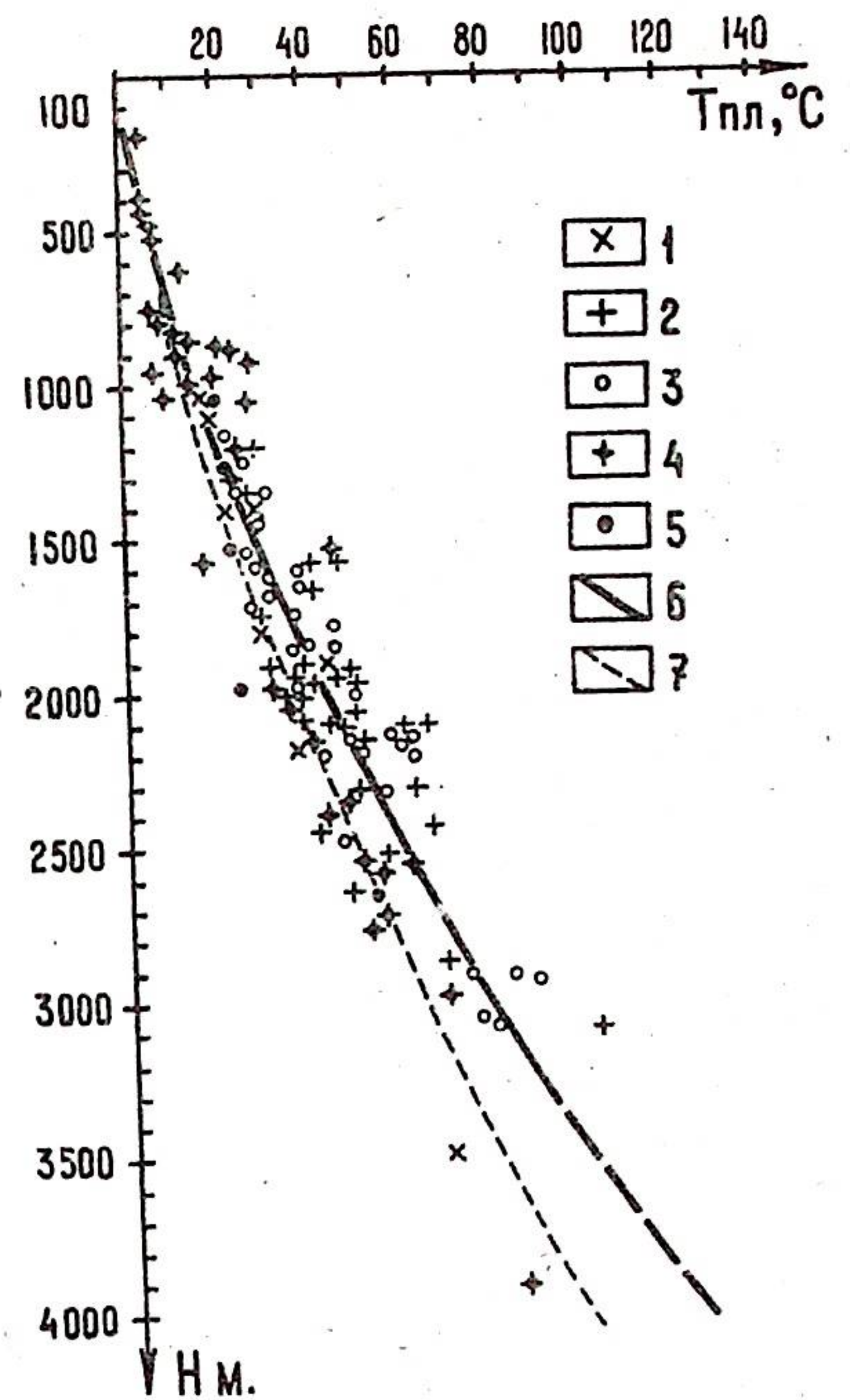


Рис. 6. График зависимости пластовой температуры от глубины залегания горизонта.

1-5 — результаты, полученные по скважинам: 1 — Пошехонского прогиба, 2 — Галичского прогиба, 3 — Средне-Русского авлакогена, 4 — Мезенской синеклизы, 5 — Кажимского прогиба; 6-7 — результирующая кривая: 6 — для Московской синеклизы, 7 — для Мезенской синеклизы.



П 97330

Усредненные параметры палеогеотермических реконструкций

Тектонические элементы	Геотермическая ступень, $^{\circ}\text{C}$	Рассматриваемые геологические этапы на начало			
		венда	среднего кембрия	среднего девона	среднего карбона
		Температуры нейтрального слоя, в $^{\circ}\text{C}$			
		48	40	33	29
I. Интервалы разреза с палеотемпературами 50–75 $^{\circ}\text{C}$					
Склоны Балтийского щита и Волго-Уральской антеклизы	80	160–2160	960–2960	1360–3360	1680–3680
Московская синеклиза Галичский и Пошехонский прогибы	40	80–1080	480–1480	680–1680	840–1840
Бортовые участки синеклизы	50	100–1350	600–1850	850–2100	1052–2300
Средне-Русский авлакоген: центральная часть	30	50–702	312–962	442–1092	540–1196
западная и восточная часть	60	120–1620	720–2220	1020–2520	1260–2760
Мезенская синеклиза центральная часть	60	120–1620	720–2220	1020–2520	1260–2760
восточная часть	40	80–1080	480–1480	680–1680	840–1840
северо-восточная часть	50	100–1350	600–1850	850–2100	1052–2300
II. Интервалы разреза с палеотемпературами 75–100 $^{\circ}\text{C}$					
Склоны Балтийского щита и Волго-Уральской синеклизы	80	2160–4160	2960–4960	3360–5360	3680–5680
Московская синеклиза Галичский и Пошехонский прогибы	40	1080–2080	1480–2480	1680–2680	1840–2840
Бортовые участки синеклизы	50	1350–2600	1850–3100	2100–3350	2300–3550
Средне-Русский авлакоген: центральная часть	30	702–1352	962–1612	1092–1742	1196–1846
западная и восточная часть	60	1620–3120	2220–3720	2520–4020	2760–4260
Мезенская синеклиза центральная часть	60	1620–3120	2220–3720	2520–4020	2760–4260
восточная часть	40	1080–2080	1480–2480	1680–2680	1840–2840
северо-восточная часть	50	1350–2600	1850–3100	2100–3350	2300–3550
III. Интервалы разреза с палеотемпературами более 100 $^{\circ}\text{C}$					
Склоны Балтийского щита и Волго-Уральской антеклизы	80	4160	4960	5360	5680
Московская синеклиза Галичский и Пошехонский прогибы	40	2080	2480	2680	2840
Бортовые участки синеклизы	50	2600	3100	3350	3550
Средне-Русский авлакоген центральная часть	30	1352	1612	1742	1846
западная и восточная часть	60	3120	3720	4020	4260
Мезенская синеклиза центральная часть	60	3120	3720	4020	4260
восточная часть	40	2080	2480	2680	2840
северо-восточная часть	50	2600	3100	3350	3550



Рис.8. Схема эволюции зон генерации и основные пути миграции углеводородов на севере Русской плиты.

1 – контуры распространения потенциально нефтегазоносных комплексов; 2 – биохимическая зона начального об-разования; 3 – верхняя зона преимущественно газообразования; 4 – главная зона нефтеобразования; 5 – нижняя зона газообразования; 6 – основные возможные направления миграции углеводородов.

зону действия температур более 75°C и геостатических нагрузок порядка $250\text{--}350\text{ кг/см}^2$. В случае достаточных концентраций органического вещества в разрезе, уже в это время в названных прогибах должна была осуществляться генерация углеводородов нефтяного ряда. Палеоструктурные построения показывают, что углеводороды, генерируемые рифейскими толщами, вероятнее всего, мигрировали из Пешской впадины в направлении Тылугского вала и Несского поднятия, из Лешуконского и Сафононского прогибов — в их прибортовые части, а из Яренского прогиба в сторону Ертомского выступа и далее в направлении Вашкинского вала (рис.8).

В пределах Средне-Русского бассейна рифейские толщи в это время попали в зону действия температур и давлений, соответствующих главной фазе нефтеобразования, только в пределах Рослятинского, Молоковского и Крестецкого грабен. Однако в двух последних рифейские отложения содержат чрезвычайно мало РОВ, а в Рослятинском — нижние части рифейского разреза вообще не вскрыты бурением. Поэтому мы пока не можем обоснованно судить о масштабах генерации углеводородов в них.

Вендско-раннекембрийский этап. Дальнейшее прогибание Мезенского бассейна в венде и раннем кембрии привело ко все большему прогреву рифейских толщ. К концу этого этапа палеотемпература нижних горизонтов рифейских отложений в Лешуконском, Сафоновском, Яренском прогибах и Пешской впадине достигала 100°C , а на остальной, большей части Мезенской синеклизы исчислялась 75°C и более. Температуры верхних горизонтов рифея повсеместно не превышали 50°C (рис.7). Исклучение представляли лишь районы Сафоновского прогиба, где температуры у пород кровли рифея превосходили 75°C . Миграция генерируемых углеводородов из рифейских отложений в это время, следуя региональным воздыманиям толщ, должна осуществляться так же, как и ранее из Лешуконского и Сафоновского прогибов в их прибортовые части из Пешской впадины — в сторону Тылугского вала, из Яренского прогиба — в направлении Вашкинского вала, юга Архангельского мегавала Выйского поднятия. Кроме того, из Керецкого и западной части Лешуконского прогиба углеводороды могли мигрировать в сторону Толтино-Ежугского вала, а из южной части Яренского прогиба миграция шла в направлении Средневынегодского структурного мыса и Великоустюгского грабена (рис.8).

В пределах Средне-Русского бассейна условия генерации углеводородов в рифейских толщах значительно ухудшились за счет проявления интенсивных инверсионных движений в пределах Средне-Русского авлакагена (рис.7,8).

Нижние толщи вендско-нижнекембрийского комплекса, очевидно, уже к началу среднего кембрия вступили в главную фазу нефтеобразования на площади около 10 тыс.км^2 в Сафоновском прогибе Мезенского бассейна. Здесь они были погружены на глубину более 1500 м и попали под воздействие температур, превышающих 75°C , и давлений около $250\text{--}350\text{ кг/см}^2$. На остальной территории Мезенского, а также в наиболее погруженных участках Средне-Русского бассейнов палеотемпературы нижних горизонтов вендско-нижнекембрийского комплекса находились в пределах $50\text{--}75^{\circ}\text{C}$, т.е. здесь вероятнее всего проходили процессы начального нефтегазообразования. На большей части Средне-Русского и в краевых западных частях Мезенского бассейнов температуры нижних и верхних горизонтов комплекса повсеместно не превышали 50°C . В этих отложениях могла осуществляться лишь начальная генерация газообразных углеводородов.

Основная миграция углеводородов, генерируемых вендско-нижнекембрийскими толщами, в пределах Сафоновского прогиба должна была происходить, следуя региональному палеоструктурному плану, в направлении Нижнемезенского структурного мыса. На остальной территории генерируемые вендско-нижнекембрийскими породами в основном газообразные углеводороды, по-видимому, должны были мигрировать к бортовым участкам синеклиз. Однако длительное геологическое время, прошедшее с момента их аккумуляции (более 500 млн. лет), и наличие интенсивных перерывов в осадконакоплении, особенно в Мезенском бассейне (ордовик-девон), вряд ли способствовали сохранности газовых залежей.

Среднекембрийско-ордовикский этап. В течение среднекембрийско-ордовикского этапа рассматриваемая территория севера Русской плиты испытывает существенную перестройку структурных планов. Мезенская синеклиза вовлекается в эпейрогеническое воздымание, а Московская, напротив, интенсивно прогибается. В результате этого происходит существенное перераспределение зон генерации углеводородов по площади.

Несмотря на то, что породы рифейского и частично вендско-нижнекембрийского комплексов Мезенского бассейна оставались в течение рассматриваемого этапа в зоне действия температур, превышающих 75°C , масштабы генерации углеводородов в них должны были уменьшаться и, может быть, даже прекратиться в результате уменьшения действующих на них геостатических нагрузок (за счет эрозии). В случае, если генерация углеводородов все же происходила, но в значительно меньших масштабах, они должны были мигрировать так же, как и в предшествующее время: в рифейских толщах — в прибортовые части Лешуконского и Сафоновского прогибов и в сторону Вашкинского вала.

вендско-нижнекембрийских - в направлении Нижнемезенского структурного мыса (рис.8).

Погружения, охватившие толщи рифейского и вендско-нижнекембрийского комплексов Средне-Русского бассейна, привели к увеличению пластовых температур и воздействующих на них геостатических нагрузок. В результате область, охваченная начальным нефтегазообразованием, резко сокращается, а центральные участки Галичского, Пошехонского прогибов и разделяющая их зона Рыбинско-Сухонского мегавала общей площадью около 20 тыс.км² вступает в главную зону нефтеобразования (рис.8).

Отсюда миграция жидких углеводородов должна была происходить, следуя региональному восстанию пород и распределению палеонагрузок бортовым участкам синеклизы и в значительно меньших объемах (из-за малых нефтесборных площадей) в сторону Рыбинско-Сухонского мегавала. Однако мигрировавшие в пределы последнего углеводороды по региональному подъему пластов и существовавшему палеогидродинамическим давлению должны были уходить вдоль мегавала к его западному и северо-восточному окончанию. Здесь они попадали в неблагоприятные условия для сохранения из-за наличия интенсивных кембрийско-ордовикских размывов. Лишь на ограниченных участках, в зонах сочленения Галичского и Пошехонского прогибов с Букалово-Дьяконовским горстом могли сформироваться тектонически экранированные залежи.

К этому этапу приурочена и начальная генерация газообразных углеводородов из ордовикских отложений Московской синеклизы (рис.8). Площадь, охваченная этой генерацией, в то время была незначительной, а в целом небольшие глубины залегания ордовикских отложений способствовали разрушению скоплений углеводородов.

Среднедевонско-раннекаменноугольный этап. Началу среднедевонско-раннекаменноугольного этапа предшествовало общее эпейрогеническое поднятие рассматриваемой территории в флуре и раннем девоне, которое, по всей вероятности, вызвало повсеместное временное прекращение процессов генерации углеводородов. Затем в среднедевонско-раннекаменноугольное время происходит новое интенсивное погружение Московской синеклизы. В пределах Мезенской синеклизы прогибание в среднем-позднем девоне вовлекается лишь крайняя северо-восточная часть, занятая Пешской впадиной. В соответствии с этим определяются и площади, охваченные процессами генерации углеводородов.

На всей площади Мезенского бассейна генерация углеводородов рифейскими толщами еще более ослабевает. Исключение представляет Пешская впадина, где интенсивная генерация углеводородов происходит как в рифейских, так и в вендско-нижнекембрийских отложениях на площади

около 10 тыс.км². Здесь пластовые температуры рифейских и вендских толщ превышали 75°C, а геостатические нагрузки превосходили 300-400 кг/см². На остальной территории Мезенского бассейна, где господствовали восходящие движения, в вендско-нижнекембрийских отложениях не происходило, очевидно, даже начального нефтегазообразования.

В пределах Средне-Русского бассейна в это время в главную фазу нефтеобразования вступают вендско-нижнекембрийские отложения не только в узких приосевых зонах Галичского и Пошехонского прогибов, как в предыдущий этап, но и в обширных прибортовых участках синеклизы с общей площадью около 120 тыс.км². Здесь даже верхние горизонты комплекса были погружены до глубин более 1000 м, а их нижние горизонты попали под воздействие температур, превышающих 75°C, и геостатических давлений свыше 350-400 кг/см².

Также расширилась по сравнению с предшествующими этапами и площадь вендско-нижнекембрийского комплекса, охваченная начальным нефтегазообразованием. Теперь этот процесс осуществлялся на территории около 200 тыс.км² (рис.8).

Миграция углеводородов, генерируемых рифейскими и вендскими толщами в пределах Пешской впадины, могла осуществляться, следуя палеоструктурному плану и существовавшему гидродинамическим давлению, только в сторону Тылугского вала и расположенного над ним Нижнемезенского структурного мыса.

Основная миграция в вендско-нижнекембрийском комплексе Средне-Русского бассейна так же, как и раньше, была направлена к ее бортам в сторону Вологодского, Покровского, Тарногского, Гагаринского, Нейского, Некрасовского валов и в меньшей мере в направлении Рыбинско-Сухонского мегавала. При этом, как показывают расчеты геостатических нагрузок, движение пластовых вод в пределах мегавала происходило в западном направлении, куда должны были мигрировать и углеводороды.

К началу среднекаменноугольной эпохи в главную фазу нефтеобразования локально вступают и ордовикские отложения Московской синеклизы. Здесь генерация жидких углеводородов осуществлялась в зоне Рыбинско-Сухонского мегавала и непосредственно на прилегающих к нему участках Галичского и Пошехонского прогибов. Площадь этой территории вряд ли превышала 12 тыс.км². Миграция углеводородов происходила вдоль мегавала к его западному и северо-восточному окончанию.

Ордовикские отложения, вступившие в начальную фазу нефтегазообразования, занимают значительно большую площадь - около 150-200 тыс. км². Образующиеся газообразные углеводороды мигрировали по региональному восстанию слоев к бортовым участкам Средне-Русского бассейна.

Среднекаменноугольно-современный этап. В результате погружений, охвативших весь север Русской плиты, в среднекаменноугольное и последующее время произошло новое существенное расширение зоны генерации в Средне-Русском бассейне и формирование новой зоны генерации в Мезенском.

В пределах Средне-Русского бассейна площадь вендско-нижнекембрийского комплекса, охватенная начальным нефтегазообразованием, достигла 225 тыс.км², а главная фаза нефтеобразования в породах рифейского венда и нижнего кембрия осуществлялась на площади около 150 тыс.км². Они занимали практически всю территорию Галичского и Пошехонского прогибов, разделяющий их Рыбинско-Сухонский мегавал и прибортовые участки бассейна. Следует отметить, что в пределах Рыбинско-Сухонского мегавала, на участке от пос.Букалово до пос.Дьяконово, вендские отложения прошли главную фазу нефтеобразования и вступили в нижнюю главную фазу газообразования. Об этом может свидетельствовать получение конденсатной нефти на Даниловской площади.

Погружения, охватившие Мезенский бассейн в течение рассматриваемого этапа, вновь привели к возрастанию пластовых температур и росту действующих геостатических нагрузок. В результате на обширных пространствах бассейна, по всей вероятности, произошло возобновление генерации углеводородов в рифейском комплексе и сформировалась новая зона генерации в вендско-нижнекембрийском. Судя по распределению пластовых температур (рис.7), теперь главная фаза нефтеобразования в рифейских и вендско-нижнекембрийских отложениях осуществлялась на площади около 60-70 тыс.км² и была приурочена к Яренскому прогибу, Среднепинежскому грабену и разделяющим их участкам. На остальной территории бассейна в нижних толщах вендско-нижнекембрийского комплекса, видимо, происходило начальное нефтегазообразование.

Миграция углеводородов, генерируемых в вендско-нижнекембрийском комплексе Средне-Русского бассейна, в это время должна была осуществляться к прибортовым его участкам и в сторону Рыбинско-Сухонского мегавала. Однако анализ распределения геостатических нагрузок показывает, что миграция происходила вдоль мегавала к его западному и северо-восточному окончаниям.

В пределах Мезенской синеклизы миграция генерируемых углеводородов из рифейских толщ должна осуществляться в тех же направлениях, что и на более раннем вендско-кембрийском этапе, а углеводороды вендско-раннекембрийского комплекса мигрировали в сторону Мезенского мегавала и далее вдоль него к северу, в направлении Немецкого структурного мыса.

С постсреднекаменноугольным временем связано значительное рас-

ширение зон генерации в отложениях среднекембрийско-ордовикского комплекса. Площадь, охватенная начальным нефтегазообразованием, в пределах Средне-Русского бассейна достигает в это время 70 тыс.км², а главная фаза нефтеобразования осуществляется на площади около 75 тыс.км² и приурочена к центральным частям Пошехонского и Галичского прогибов. Отсюда миграция углеводородов происходила как в сторону Рыбинско-Сухонского мегавала и далее вдоль него к западу и северо-востоку, где они, по-видимому, рассеивались, так и к прибортовым участкам в направлении Вологодского, Покровского и Некрасовского впадин.

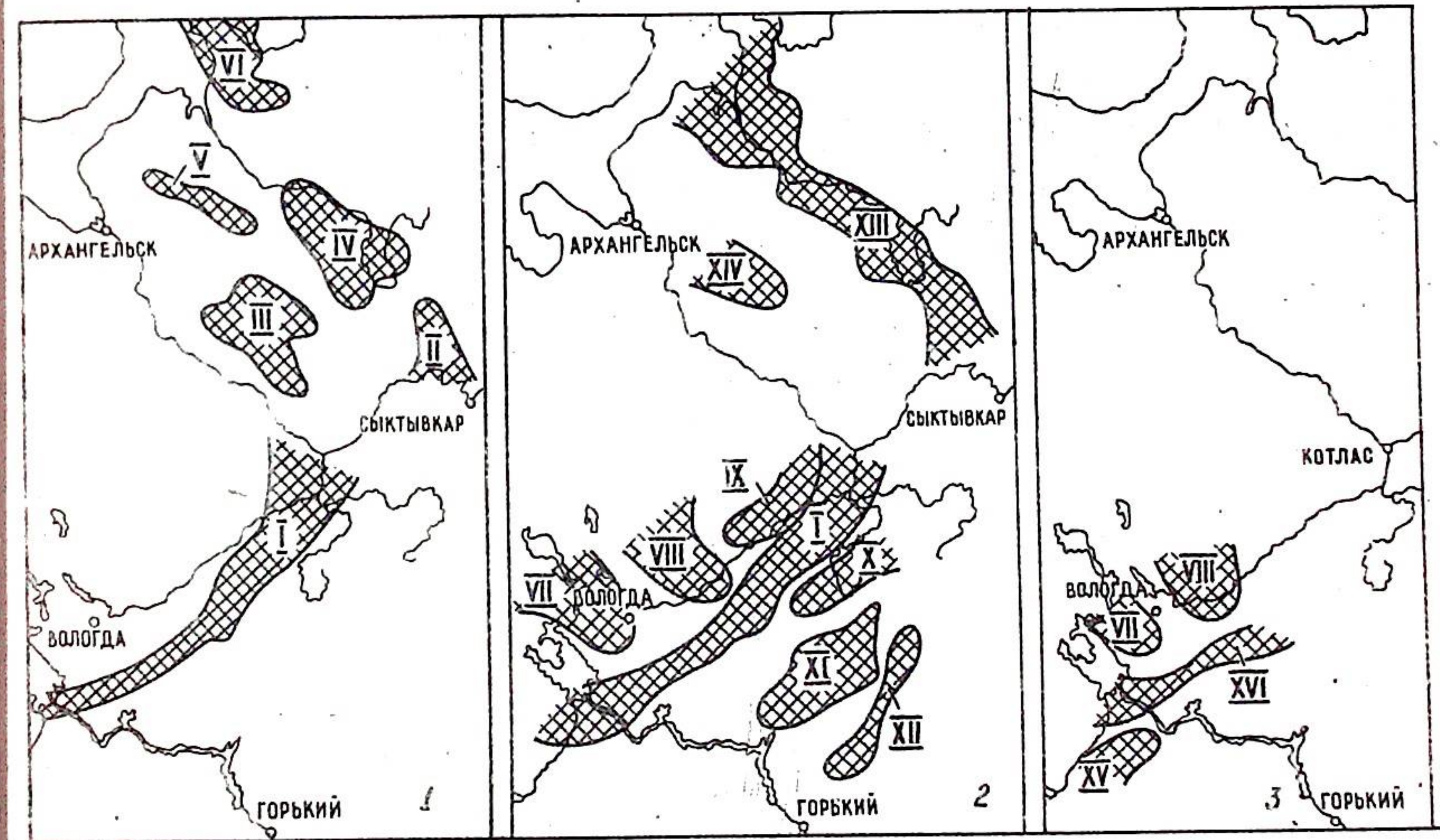


Рис.9. Главные зоны нефтегазоаккумуляции на севере Русской плиты в рифейском (1), вендско-нижнекембрийском (2) и среднекембрийско-ордовикском (3) потенциально нефтегазоносных комплексах.

Наименование зон: I - Рыбинско-Сухонская, II - Средневычегодская, III - Выйско-Пинежская, IV - Койнасско-Косланская, V - Полтино-Ежугская, VI - Несско-Тыгужская, VII - Вологодская, VIII - Покровская, IX - Тарногская, X - Гагаринская, XI - Нейско-Макарьевская, XII - восточная бортовая, XIII - Меченско-Вашкинская, XIV - Пинежская, XV - Некрасовская, XVI - Рыбинско-Дьяконовская.

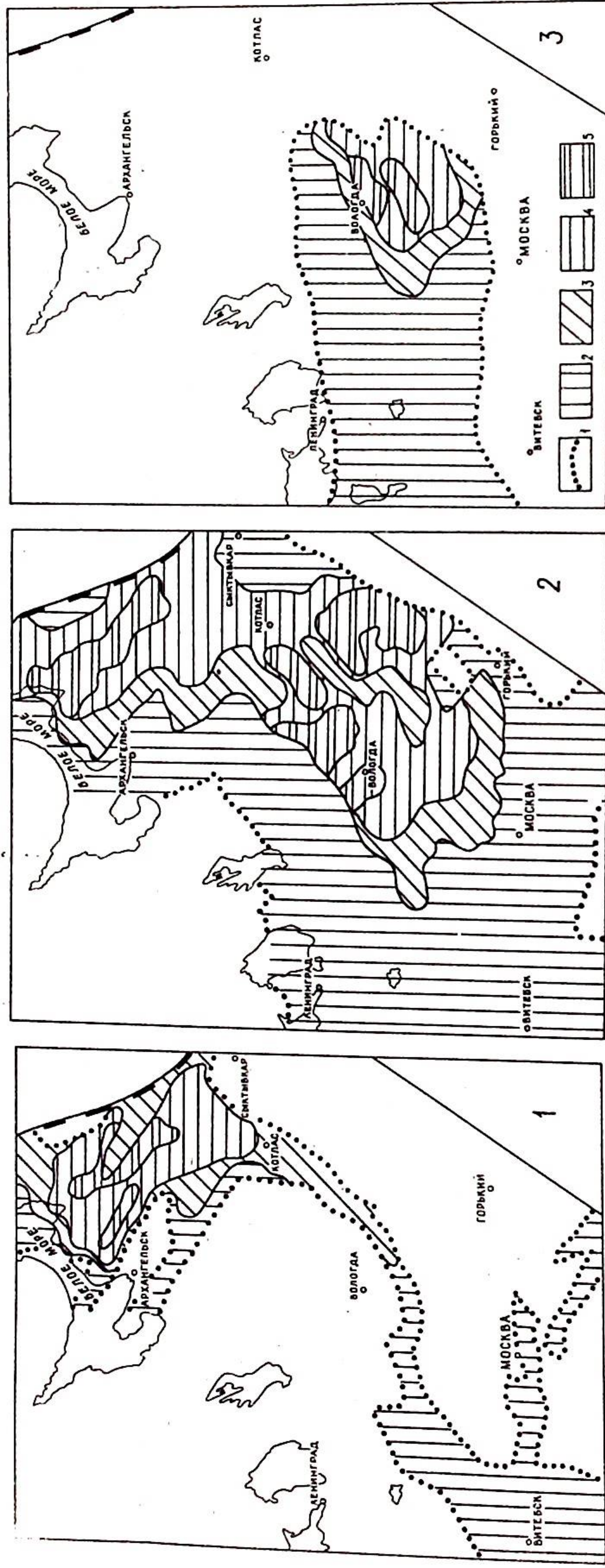


Рис.10. Схематические карты прогноза нефтегазоносности рифейских (1), вендско-нижнекембрийских (2) и среднекембрийско-ордовикских (3) отложений севера Русской плиты.

1 - контуры распространения потенциально нефтегазоносных комплексов; 2 - земли бесперспективные в отношении поисков месторождений нефти и газа; 3 - земли малоперспективные; 4 - земли перспективные; 5 - то же, но первоочередные для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ.

В заключение можно сделать следующие общие выводы.

1. Наиболее рано, вероятно, уже к началу вендского времени, в главную фазу нефтеобразования вступили рифейские толщи Мезенской синеклизы. В последующем, несмотря на неоднократные эпейрогенические воздымания территории, они постоянно находились под воздействием достаточно жестких термобарических условий для генерации нефти и газа.

2. Зоны генерации в вендско-нижнекембрийских отложениях Мезенской синеклизы на протяжении всей геологической истории не имели постоянной тектонической приуроченности. Суммарная площадь, охваченная главной фазой нефтеобразования, не превышает 80-90 тыс.км². Напротив, в пределах Московской синеклизы зоны нефтегазогенерации имели строгую пространственную приуроченность и развивались практически без перерывов. Главная фаза нефтеобразования для вендско-нижнекембрийских отложений началась со среднего девона, а для среднекембрийско-ордовикских - со среднего карбона. Площадь, охваченная главной фазой нефтеобразования для этих отложений, достигает соответственно 150 и 75 тыс.км².

3. Основная миграция углеводородов в Московской синеклизе как в вендско-нижнекембрийских, так и в среднекембрийско-ордовикских отложениях происходила к бортам синеклизы и в меньших объемах в сторону Рыбинско-Сухонского мегавала. В пределах Мезенской синеклизы основные пути миграции углеводородов в рифейских толщах были направлены к бортам Лешуконского и Сафоновского прогибов, в сторону Тылугского вала и в зону Вашкинского вала, а в вендско-нижнекембрийских - к Мезенскому валу и в южную часть Архангельского мегавала (рис.8).

4. Основные зоны нефтегазоаккумуляции в додевонских отложениях Московской и Мезенской синеклиз контролировались древними положительными структурами первого и второго порядков и в меньшей степени зонами региональных тектонических нарушений, фациального замещения, выклинивания и эрозионно-тектонического срезания нефтегазоносных толщ на склонах этих структур. Их примерное расположение на площади для каждого потенциально нефтегазоносного комплекса показано на рис.9. Они и являются первоочередными объектами нефтегазопроисловых работ. Здесь рекомендуется проведение как дополнительных региональных работ (КМПВ, параметрическое бурение), так и постановка детальных площадных исследований МОГТ и МРНП в комплексе с глубоким структурным бурением. Выполнение этих рекомендаций несомненно приведет к открытию промышленных залежей нефти и газа в додевонских комплексах севера Русской плиты, на наш взгляд, с минимальными затратами.

ЛИТЕРАТУРА

Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Марковский Н.И., Соколов Б.А. Нефтегеологическое районирование центральных районов Русской платформы и проблема поисков зон выклинивания.— В кн.: Материалы по геологии и полезным ископаемым центральных районов европейской части СССР. М., 1970, с. 150-155.

Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А. Историко-геолого-геохимический метод оценки нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере Средне-Русского нефтегазоносного бассейна).— Изв. АН СССР. Сер.геол., 1971, № 11, с. 56-60.

Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Егоров В.А., Корчагина Ю.И. Геолого-геохимическое обоснование перспектив нефтегазоносности Московской синеклизы.— М.: 1972.— 68 с.— (Обзорная информация ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика).

Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И. и др. Главная фаза нефтегазообразования.— Вестн. МГУ. Сер.геол., 1969, № 6, с. 3-27.

Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А., Страхова Н.А. Оценка перспектив нефтегазоносности Московской синеклизы на генетической основе.— В кн.: Условия образования нефти и газа в дочерних бассейнах. М., Наука, 1977, с. 113-121.

Золотов А.Н., Островский М.И. Новые представления о строении и перспективах нефтегазоносности центральных районов Русской платформы.— Тр./ВНИГНИ, 1973, вып. 140, с. 37-60.

Зорькин Л.И., Стадник Е.В., Сошников В.К., Юрин Г.А. Геохимическое районирование пластовой системы докунгурских отложений Русской платформы.— Геология нефти и газа, 1972, № 8, с. 294-300.

Коц В.Г., Камышников А.В., Чернов В.В. Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности Мезенской синеклизы и западного склона Тиманской гряды.— Геология нефти и газа, 1972, № 2, с. 10-14.

Коц В.Г., Коссовой Л.С., Бескровная О.В. Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и дальнейшее направление разведки Мезенской впадины.— Тр./ВНИГНИ, 1970, вып. 81, с. 103-108.

Ларская Е.С. Распределение, баланс и типы органического вещества в зависимости от условий седиментации (на примере Русской платформы).— В кн.: Органическое вещество в современных ископаемых осадках. М., изд. МГУ, 1976, с. 117-119.

Ларская Е.С., Загулова О.П. О специфике вендского цикла накопления и преобразования органического вещества в Московской синеклизе.— Тр./ВНИГНИ, 1973а, вып. 139, с. 104-113.

Ларская Е.С., Кошаровская Г.Д., Загулова О.П. Органическое вещество девонских и протерозойских отложений Московского грабена (по материалам скв. Павловский Посад).— Тр./ВНИГНИ, 1973б, вып. 138, Геохим.сб.5, с. 55-60.

Максимов С.П., Горбачев И., Золотов А.И. и др. Современная оценка перспектив нефтегазоносности центральных районов европейской части СССР.— М.: 1973.— 75 с.— (Обзорная информация/ВНИИОЭНГ.— Сер. Нефтегазовая геология и геофизика).

Максимов О.Н., Зубов И.П., Широков В.А. Результаты научно-исследовательских работ в центральных районах Русской платформы и дальнейшее их развитие.— Тр./ВНИГНИ, 1970а, вып.94, с. 5-13.

Максимов С.П., Иванова Т.Д., Шибалин А.И. О возможности нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в нижнем ордовике Московской синеклизы.— Геология нефти и газа, 1970б, № 1, с. 41-44.

Мухин Ю.В. Основные результаты глубинных гидрогеологических исследований в Средне-Русском седиментационном бассейне в связи с оценкой перспектив его газонефтегазоносности.— В кн.: Гидрогеология газонефтегазоносных районов Советского Союза. М., 1970, с. 157-293. (Тр./ВНИИГаз; Вып.33/41).

Мухин Ю.В. Гидрогеологические условия глубоких горизонтов Средне-Русской впадины в связи с перспективами нефтегазоносности.— В кн.: Гидрогеологические критерии оценки перспектив нефтегазоносности Русской платформы. М., Недра, 1971, с. 143-154.

Островский М.И. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности центральных областей Русской платформы.— М.: 1969.— 24 с.— (ВИЭМС/Обзор.Сер. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. № 2).

Островский М.И. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности центральных районов Русской платформы.— Тр./ВНИГНИ, 1970а, вып.94, с. 14-22.

Островский М.И. Основные этапы формирования и перспективы нефтегазоносности центральных областей Русской платформы. В кн.: Геология и перспективы нефтегазоносности центральных областей Русской платформы. М., 1970б, с. 3-124. (Тр./ВНИГНИ, вып.81).

Родионова К.Ф. и др. К геохимии додевонских отложений центральной части Русской платформы.— Тр./ВНИИ, 1954, вып.4, с. 65-99.

Родионова К.Ф., Максимов С.П., Кошаровская Г.Д., Голованова С.И., Кирсанов В.В., Иващковский И.Ф. К геохимической характеристике отложений венда центральных районов Русской платформы.— Геология нефти и газа, 1972, № 2, с. 41-48.

Соколов Б.А., Высоцкий И.В., Егоров В.А., Корчагина Ю.И. Новые данные по геологическому строению и перспективам нефтегазоносности глубоких частей Московской синеклизы.— Бюл.МОИП.Отд.геол., 1977, т. 52, вып.5, с. 81-90.

Якобсон Г.П. Гидрогеологические особенности и закономерности формирования скоплений углеводородов Русской платформы и перспективы ее нефтегазоносности. — В кн.: Гидрогеологические критерии оценки перспектив нефтегазоносности Русской платформы. Минск, Наука и техника, 1971, с. 133-142.

Якобсон Г.П., Качалов Ю.М., Мясникова И.Н. Палеогидрогеология центральных районов Русской платформы в связи с оценкой перспектив ее нефтегазоносности. — Тр./ВНИГНИ, 1970, вып. 94, с. 118-129.

Якобсон Г.П., Мясникова И.П., Качалов Ю.М. Перспективные нефтегазоносные зоны Среднерусского бассейна по палеогидрогеологическим и гидрохимическим показателям. — Тр./ВНИГНИ, 1977, вып. 20 с. 44-62.

СТРОЕНИЕ И РАЗВИТИЕ КОЛВИНСКОЙ ЗОНЫ
ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ В СВЯЗИ
С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

Н.А.Малышев

Колвинская зона разломов протягивается от южной оконечности гряды Чернышева через всю Большеземельскую тундру до арктического побережья на расстоянии около 350 км. Составными частями зоны являются разломы двух направлений: северо-западного и субширотного. Субпараллельные разломы северо-западного простирания образуют в структуре фундамента протяженный линейный блок, разделяющий более приподнятые Денисовский и Большеземельский блоки (Осада, 1968).

Первоначально Колвинская зона разломов выделялась многими исследователями при различных тектонических построениях на основе геофизических данных, главным образом гравиметрии и магнитометрии (Гафаров, 1963; Запольнов, 1971; Осада, 1968). В гравитационном поле отдельные разломы или участки разломов выражены в виде значительных гравитационных ступеней, а в магнитном — цепочками локальных положительных аномалий. По данным К.А.Кривцова за 1970 г. интенсивные магнитные аномалии связаны с наличием магматических тел основного и ультраосновного состава, внедрившихся по разломам в фундамент и, возможно, нижние горизонты платформенного чехла Печорской плиты.

Сейсморазведочными работами последних лет (Кузовкова и др., 1977) было подтверждено наличие разломов в фундаменте исследуемой территории, а также установлено, что разломы проникают и в осадочный чехол.

Строение фундамента в Колвинской зоне отличается высокой степенью нарушенности разломами. Вдоль западного и восточного глубинных разломов, являющихся, по-видимому, парными, как видно на рисунке, выявляется внутриразломный грабенообразный прогиб шириной 20-25 км и длиной более 300 км. Субширотными разломами фундамент в этой зоне разбит на блоки, отличающиеся разной степенью поднятости. Так, в свете последних данных (Кремс и др., 1974; Кузовкова и др., 1977) здесь выделяются Возейский (II) и Ярейюский (IV) приподнятые блоки

с глубинами залегания фундамента 4,5–5 км (в скв. 51 на Возейском блоке фундамент вскрыт на глубине 4324 м), чередующиеся с опущенными блоками: Харьягинским (III) и Усино-Колвинским (I), где фундамент залегает по данным сейсморазведочных работ на глубинах до 8–8,5 км.

В платформенном чехле Колвинской зоны разломов соответствует одноименный мегавал, представляющий собой крупную, сложно построенную линейную структуру северо-западного простирания. В пределах мегавала детальными сейсморазведочными работами и бурением выявлен ряд структур более низкого ранга (с юга на север): Усинская, Возейская, Харьягинская, Ярейюская, Хыльчююская и Гуляевская, которые осложнены в свою очередь более мелкими куполовидными поднятиями. Западный и восточный борты Колвинского мегавала ограничены разломами, причем восточный разлом захватывает, по-видимому, отложения всего палеозоя, а западный затухает в додевонских отложениях. В верхних горизонтах осадочного чехла разломы пере-

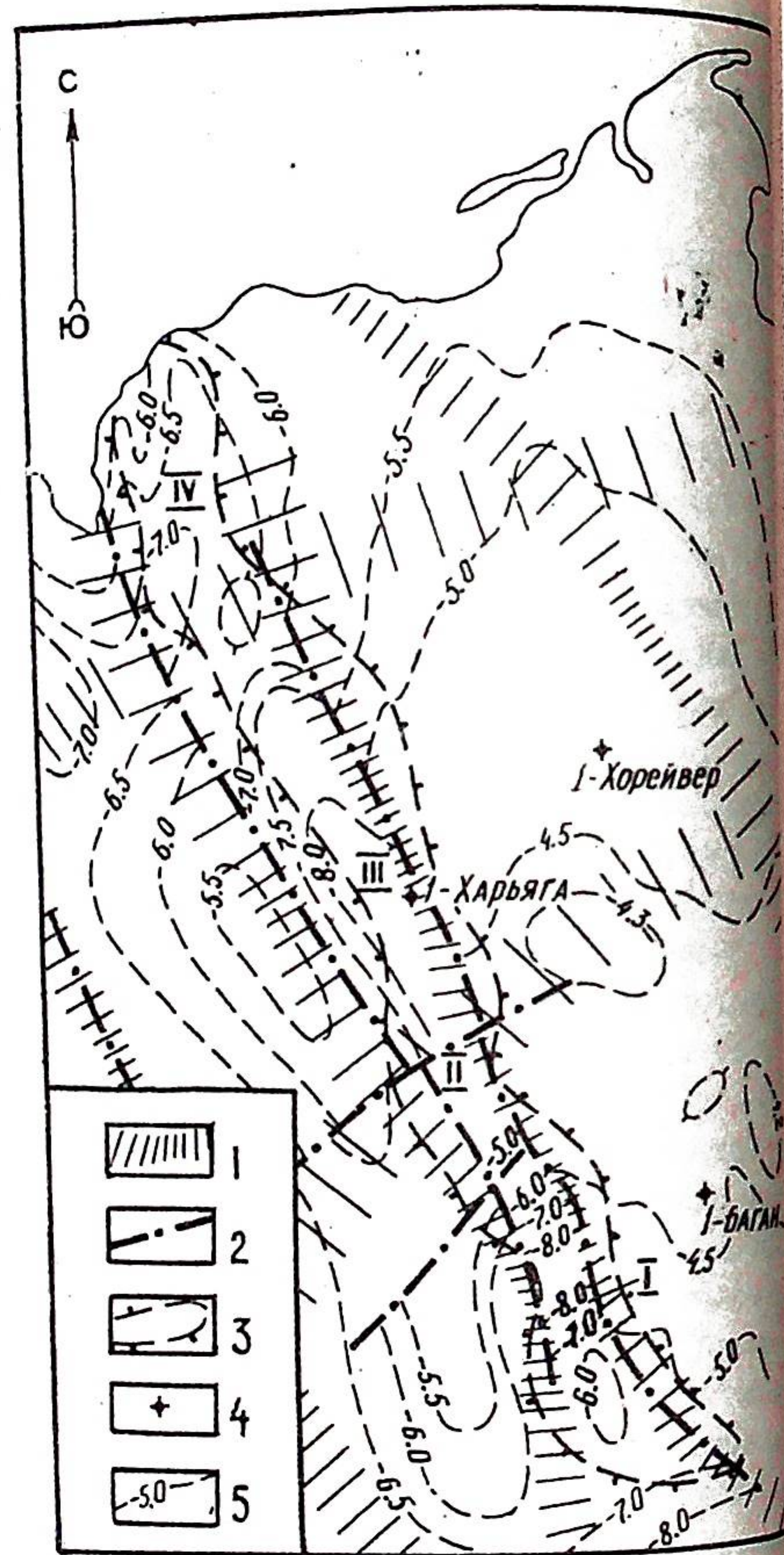


Рис. Строение Колвинской зоны глубинных разломов.

1 – глубинные разломы по геофизическим данным (гравиметрии и магнитометрии), 2 – разломы в фундаменте и нижних горизонтах осадочного чехла, 3 – контуры Колвинского мегавала по кровле артинских отложений нижнего перми, 4 – скважины, 5 – изогипсы поверхности фундамента (по материалам И.В. Запорожцевой за 1979 г.). I–IV – блоки фундамента: I – Усино-Колвинский, II – Возейский, III – Харьягинский, IV – Ярейюский.

ходят в флексуры. Амплитуда мегавала по кровле нижнепермских отложений составляет около 1000 м. Он имеет асимметричное строение: восточное крыло более крутое и узкое, чем западное.

Анализ структурных карт различных подразделений осадочного чехла Колвинского мегавала позволил ряду исследователей (Кремс и др., 1974; Удот, 1979) сделать заключение об очень сложном его строении. Структурные планы отдельных горизонтов претерпевают с глубиной существенную трансформацию, выражающуюся как в смещении сводов локальных поднятий, так и в их обратном соотношении. Последнее характерно для Усинской и Харьягинской структур мегавала, расположенных над впадинами в фундаменте. Возейская и Ярейюская локальные структуры формировались над выступами фундамента, т.е. являются унаследованными. Им свойственно резкое увеличение амплитуды с глубиной, сокращенный разрез додоманиковых отложений, вплоть до полного выпадения из разреза значительных его частей.

Выполненный нами комплексный анализ всего имеющегося геолого-геофизического материала, а также результаты палеотектонических реконструкций позволяют дать более или менее полную характеристику этапов развития глубинных разломов Колвинской зоны.

Заложение разломов произошло предположительно в рифейское время. В пользу этого свидетельствуют их согласное простирание со структурами байкальского фундамента, а также данные о верхнепротерозойском возрасте интрузивных тел, выполняющих эти разломы. Эти результаты получены Б.Г. Должанским (материалы 1971 г.) на основе определения угла наклона вектора намагничивания путем расчета псевдомагнитных аномалий.

В раннем палеозое вдоль разломов происходит формирование грабенообразного прогиба, в пределах которого в свою очередь образуются системы впадин и выступов. На древнее заложение Возейского выступа указывает залегание силурийских отложений непосредственно на осадочно-вулканогенных породах фундамента (скв. 51–Возей), в то время как восточнее, в Хорейверской впадине уже появляются отложения ордовикского возраста (скв. 1–Баган). Формирующиеся на этом этапе выступы и впадины наследуются затем в силурийско-среднедевонское время. Новая активизация разломов произошла в раннефранское время, что привело к размыву живецких отложений в южной части Колвинской зоны. Севернее, на Возейском выступе эти отложения размывы полностью и глины кыновского горизонта залегают на доломитах нижнего девона.

Начиная со среднекаменноугольного времени, погружение прогиба замедлилось, а в позднекаменноугольное время сменилось поднятием и инверсией древнего грабена, что привело к образованию в платформенном

чекле над прогибом фундамента положительной структуры - Колвинского мегавала.

В течение мезозойско-кайнозойского этапа развития территории по глубинным разломам Колвинской зоны также имели место тектонические движения, которые вызвали образование в верхних горизонтах осадочного чехла нарушений, как бы "оперяющих" глубинные разломы. Эти нарушения трассируются по данным А.А.Ференс-Сороцкого и др. (1973) линейным в плане выходам спонтанных газов (реки Черная, Хыльчю), линеаментам рельефа в виде абразионных уступов и зонам гравитационно-тектонических дислокаций в антропогеновом чехле" (с.65).

Активная тектоническая жизнь Колвинской зоны глубинных разломов в период накопления отложений платформенного чехла не могла не отразиться на нефтегазоносности локальных поднятий мегавала. Известны примеры (Гаврилов, 1975), когда неоднократные подвижки по разломам приводят не только к переформированию уже образовавшихся залежей нефти и (или) газа, но и их частичному или полному разрушению.

В пределах Колвинского мегавала нефтегазопроявления установлены практически во всех отложениях от силурийских до триасовых. Промышленные залежи нефти выявлены в среднедевонских, фаменских, окско-серпуховских и нижнепермско-каменноугольных отложениях. Для всех нефтеносных горизонтов характерным является насыщение однотипным по составу нефтями. Нефти в основном легкие ($0,82-0,86 \text{ г/см}^3$), редко недосыщенные газом, высокопарафинистые, сернистые, малосмолистые с высоким содержанием фракций, выкипающих при температуре до 300°C . Исключение составляет нефть нижнепермско-среднекаменноугольных отложений Усинского месторождения, которая является тяжелой ($0,965-0,980 \text{ г/см}^3$), практически беспарафинистой, смолистой, с малым содержанием легких фракций. Аномальный состав последней обусловлен, видимо, худшими условиями закрытости недр по сравнению с другими месторождениями мегавала, вследствие чего нефть этой залежи была подвергнута процессам гипергенеза.

По данным Б.Н.Любомирова (1977) в сводовой части Возейской структуры, которая расположена над крупным тектоническим нарушением, прослеживаемым в фундаменте и додевонских отложениях, в течение длительного времени осуществляется разгрузка пластовых вод нефтяных флюидов, способствующая образованию положительной геотектонической и отрицательной гидродинамической аномалий. О проводимости тектонического нарушения свидетельствуют косвенно некоторые отклонения по составу нефтей среднедевонских отложений из скв.53-Возей, расположенной вблизи тектонического нарушения. Здесь получены более тяжелые нефти с плотностью $0,85-0,87 \text{ г/см}^3$, при среднем значении

плотности нефти во всей среднедевонской залежи $0,830 \text{ г/см}^3$, высокопарафинистые, в значительной степени потерявшие большую часть легких фракций.

Единство состава легких нефтей нижних и верхних горизонтов, а также другие приведенные выше факты позволяют предположить, что в пределах Колвинского мегавала был широко развит процесс вертикальной миграции углеводородов, причем разломы, проникающие в нижние горизонты осадочного чехла, сыграли при этом, по-видимому, не последнюю роль с точки зрения путей миграции углеводородов из нижних частей осадочного чехла в верхние.

Подводя итог вышеизложенному, можно отметить, что Колвинская зона глубинных разломов, обладая длительной тектонической активностью, обусловила сложное ячеисто-блоковое строение байкальского фундамента и способствовала формированию в осадочном чехле крупной линейной структуры с системой эшелонированных валообразных поднятий более низкого ранга. Эта единая система, вследствие своей гидродинамической открытости обеспечивала стягивание запасов углеводородов из соседних областей посредством латеральной миграции, а также, возможно, способствовала перетоку углеводородов с больших глубин по разломам, играющим роль проводящих каналов.

Повышенная мобильность территории в течение всего платформенного этапа развития, заключающаяся в неоднократной смене восходящих и нисходящих движений блоков фундамента, определила в осадочном чехле Колвинского мегавала широкое развитие процессов формирования и переформирования залежей углеводородов. Она же способствовала тому, что некоторые участки территории выводились из-под уровня моря и размывались, поэтому на приподнятых блоках фундамента (Возейское поднятие) отсутствуют продуктивные на нефть и газ среднедевонские отложения, в то время как во впадинах (Харьгагинская) фиксируются наибольшие их мощности. Вследствие этого в бортовых частях приподнятых блоков вдоль крупных субмеридиональных тектонических нарушений, ограничивающих мегавал, возможно выклинивание продуктивных отложений, а, следовательно, и формирование ловушек неструктурного типа.

ЛИТЕРАТУРА

- Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазо-накопления.- М.: Недра, 1975.- 270 с.
- Гафаров Р.А. Строение докембрийского фундамента севера Русской платформы.- М.: Изд-во АН СССР, 1963.- 212 с. (Тр./ГИН АН СССР; Вып.85).

Запольнов А.К. Тектоника Большеземельской тундры.— Л.: Наука, 1971.— 120 с.

Кремс А.Я., Вассерман Б.Я., Матвиевская Н.Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа.— М.: Недра, 1974.— 336 с.

Кузовкова В.Д., Снисарь Ф.Н., Алексеева К.Н. Сейсмологические особенности разреза и результативность сейсморазведки в северо-восточных районах Тимано-Печорской провинции.— В кн.: Нефтегазосность Северо-Востока европейской части СССР и севера Урала. Сыктывкар, 1977, с. 84-91. (Тр. VIII геол.конф. Коми АССР.3).

Любомиров В.Н. Гидрогеологические условия севера Тимано-Печорской нефтегазосной провинции и основные направления дальнейшего изучения.— В кн.: Нефтегазосность Северо-Востока европейской части СССР и севера Урала. Сыктывкар, 1977, с. 108-113. (Тр. VIII геол.конф. Коми АССР.3).

Осада М.А. Структура поверхности фундамента Большеземельской тундры по геофизическим данным.— Геотектоника, 1968, № 11, с.8-11.

Удот Г.Д. Локальные структуры Печорской плиты в связи с нефтегазосностью.— Л.: Наука, 1979.— 96 с.

Ференс-Сороцкий А.А., Сафронов П.Н., Алексеев В.И., Бушуев А.С., Тумаков В.В. Основные морфоструктуры Печорской синеклизы и их соотношение со структурами осадочного чехла, фундамента геофизическими полями (в связи с нефтегазосностью).— В кн.: Новая тектоника нефтегазосных областей севера Русской плиты. Л., 1973, с. 47-79. (Тр. ВНИГРИ; Вып.339).

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОСНОСТИ ВЫЧЕГОДСКОГО ПРОГИБА

Г.Д.Удот

В связи с сокращением фонда структур и земель, перспективных в нефтегазосном отношении, возникает проблема направлений дальнейших нефтепоисковых исследований. В этом отношении представляет интерес территория Вычегодского прогиба, расположенного вблизи промышленно нефтегазосных районов: Пермского Прикамья и южной части Тимано-Печорской провинции.

Вычегодский прогиб, выделенный по фундаменту в результате анализа данных аэромагнитной съемки и бурения (Тектоника . . ., 1969), располагается между Тиманской грядой, Сысольским и Коми-Пермяцким сводами и Камской моноклиналью (см.рисунок). Рассматриваемая структура простирается в северо-западном направлении и имеет размеры 420 x 130 км. Глубина погружения фундамента в осевой зоне прогиба составляет 4,5 км. В западной, более широкой части прогиба предполагается повышение кристаллического основания до 2,5-3 км. Здесь указанная структура постепенно переходит в Кировско-Кажимский прогиб. На востоке Вычегодский прогиб сливается с Соликамской впадиной, в которой глубина погружения фундамента составляет более 5 км. Границы прогиба с Тиманской грядой, Коми-Пермяцким погребенным сводом и Камской моноклиналью имеют дизъюнктивный характер. По данным редких профилей речной сейсморазведки и бурения установлено несоответствие структурных планов по фундаменту и горизонтам осадочного чехла. Так, по кровле нижнепермских отложений на месте прогиба по фундаменту вырисовывается огромная моноклираль, наклоненная на юго-запад и осложненная более мелкими положительными и отрицательными структурами.

Разрез Вычегодского прогиба представлен рифейскими, вендскими, верхнедевонскими, каменноугольными, пермскими и на западе триасовыми отложениями. Четвертичные образования покрывают почти всю территорию рассматриваемой структуры. На перспективность Вычегодского прогиба в нефтегазосном отношении указывали многие исследователи (И.Н.Стрижов, К.К.Воллосович, Н.Н.Ростовцев, В.Я.Авров, Е.М.Лютке

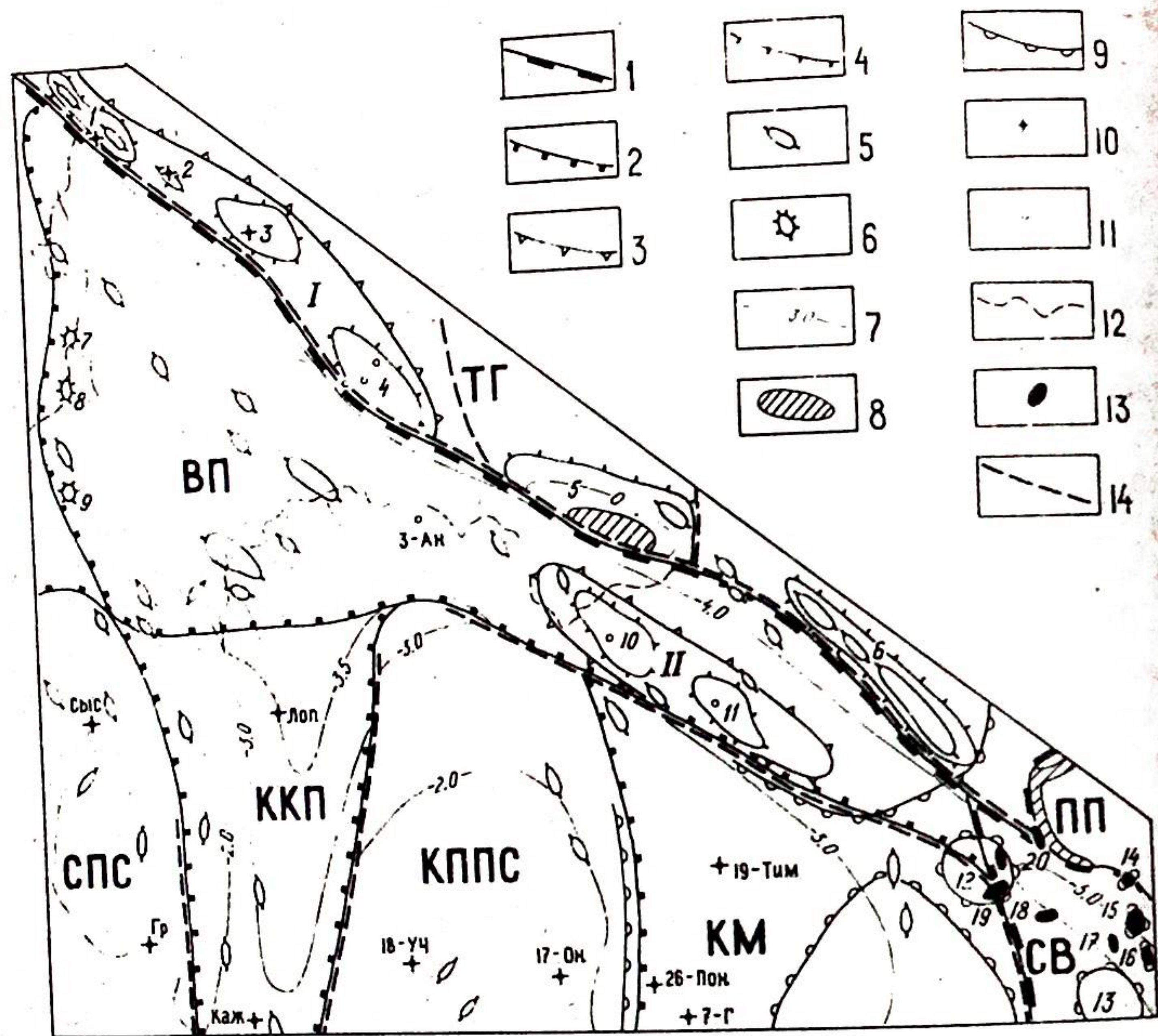


Рис. Схематическая тектоническая карта Юго-Западного Притиманья. Составлена по материалам Ухтинского ТГУ, объединения Пермнефть с использованием опубликованных данных (Тектоника . . . , 1969).

1-4 - границы тектонических элементов: 1 - крупнейших, 2 - первого порядка, 3 - валов и структурных зон второго среднего подпорядка, 4 - то же второго малого подпорядка; 5 - локальные структуры; 6 - соляные купола; 7 - изогипсы поверхности фундамента; 8 - выходы рифейского фундамента; 9 - границы Камско-Кинельской системы прогибов и рифогенных массивов; 10-11 - скважины: 10 - глубокие, 11 - структурно-поисковые; 12 - профили речной сейсмозонировки; 13 - месторождения; 14 - основные разломы.

Основные структурные элементы: ТГ - Тиманская гряда, ВП - Вычегодский прогиб, СПС - Сысольский погребенный свод, ККП - Кировско-Кажимский прогиб, КППС - Коми-Пермяцкий погребенный свод, КМ - Камская моноклинал, ПП - Пюлюдовское поднятие, СВ - Соликамская впадина; 1 - Елва-Нившерская структурная зона, II - Кельтменский вал. Структуры второго малого подпорядка и локальные: 1 - Большепорожская, 2 - Веслянская, 3 - Синдорская, 4 - Нившерская, 5 - Джежимпарминская, 6 - Ксенофоновская, 10 - Мулукская, 11 - Елмачпарминская. Соляные купола: 7, 9 - предполагаемые, 8 - Сереговский установленный. Скважины: Сыс - Сысольская, Гр - Гривенская, Лоп - Лопыдинская, Каж - Кажимская, Уч - Усть-Черная, Он - Оныльская, Тим - Тимшерская, Пон - Пономаревская, Г - Гайнинская. Рифовые массивы: 12 - Чердынский, 13 - Мысыннский. Месторождения нефти: 14 - Песчанковское, 15 - Гежское, 16 - Цепельское, 17 - Кисловское, 18 - Федорцевское, 19 - Чердынское, 20 - Исаневское.

вич, А.В.Иванов и др.).

Первые нефтепоисковые исследования были проведены в 1940-1947 гг. на Елмачпарминском поднятии, представляющем по кровле нижнепермских отложений структуру, ориентированную в северо-западном направлении, размерами 30x10 км, амплитудой около 100 м. С глубиной амплитуда поднятия увеличивается, однако его размеры и форма не выяснены, поскольку структурное бурение проводилось лишь до нижнепермских отложений. Самой глубокой присводовой скв. 20 (1136 м) был вскрыт разрез нижнепермских, каменноугольных и девонских отложений (Ростовцев, 1948). В результате бурения и опробования установлены четыре нефтегазонасыщенных горизонта в казанском ярусе верхней перми, три пласта, насыщенные азотным газом с повышенным содержанием гелия, и пласт загустевшего битума в каширском и верейском горизонтах среднего карбона. Наиболее газообильным оказался горизонт в интервале 534-538 м, приуроченный к верейским пористым фораминиферовым известнякам, из которых был получен значительный (до 8-10 тыс. м³/сут.) фонтан азотного гелиевого газа, возможно из газовой шапки нефтяной залежи. Из-за отсутствия карттажа по нижней части разреза характер насыщения нефтеносной свиты-аналога поддоманиковых отложений верхнего девона остался не выясненным.

В общем район Елмачпарминской структуры был оценен как перспективный. Наличие азотного газа не является отрицательным показателем нефтеносности, поскольку в промышленно нефтеносных районах Татарии скопления азотного газа часто располагаются над нефтяными залежами в средне-нижнекаменноугольных и девонских отложениях (Синяевский, Бусел, 1967).

Для изучения характера распространения нефтеносных и газоносных отложений на Елмачпарминской структуре Н.Н.Ростовцевым в 1946 г. было предложено бурение шести глубоких скважин, из которых две-три было намечалось довести до фундамента. При этом было указано, что дальнейшие геологоразведочные исследования должны быть поставлены в зависимости от окончательной оценки нефтегазонасыщенности именно Елмачпарминского поднятия, как наиболее значительной по площади и амплитуде структуры, близко расположенной к нефтегазонасыщенным районам Волго-Уральской области (Краснокамскому месторождению и др.). Рекомендации Н.Н.Ростовцева не были осуществлены. В 1947 г. нефтепоисковые работы на Елмачпарминском поднятии из-за непромышленного характера нефтеносности и отсутствия скоплений горючих газов были законсервированы.

Таким образом, в результате незавершенности начатых исследований остались невыясненными такие важные вопросы, как структурный про-

характер разреза и нефтегазоносность девонских и более глубоких толщ Елмачпарминской структуры

В 1953 г. нефтепоисковые исследования в пределах Вычегодского прогиба были возобновлены в 150 км к северо-западу от Елмачпарминской площади на Аныбском поднятии, намеченном по данным геологической съемки и структурно-картировочного бурения по верхнепермским отложениям. Здесь были пробурены четыре глубокие скважины, из которых скв. 3-Аныб достигла глубины 2155 м и вскрыла под девонскими отложениями нижнекембрийские и вендские образования (верхнебавлинская серия). Этой, наиболее глубокой скважиной по додевонским отложениям пройдено около 800 м. По данным Л.А.Веселовой (материалы 1958 г.) при опробовании надляминаритовых слоев был получен приток высокоминерализованной (242 мг/л) воды хлоркальциевого типа с высоким содержанием брома (552 мг/л). Дебит воды составил 48 м³/сут. По наблюдениям в процессе бурения в разрезе додевонских отложений Аныбской площади отмечено до семи водоносных горизонтов. Это свидетельствует о наличии в древних толщах коллекторов и флюидоупоров. Отсутствие замкнутой структуры по всем пройденным отложениям показало, что скважины на Аныбской площади были пробурены в условиях, неблагоприятных для скопления нефти и газа. При бурении и опробовании нефтегазопроявления не установлены. В результате изучения керна выявлено насыщение нефтью пород в нижнепермских, нижнекаменноугольных и нижнефранских отложениях. В связи с отрицательными результатами в 1956 г. глубокое бурение на Аныбской площади было прекращено.

Помимо вышеуказанных площадей бурение с нефтепоисковыми целями эпизодически проводилось в 1940-1970 гг. на Мулукском поднятии Сереговском соляном куполе. Мулукская структура, расположенная в пределах одного вала с Елмачпарминской, наиболее детально изучена в пермских отложениях. По кровле кунгура это поднятие северо-западного простирания, размерами 30 x 12 км, с амплитудой 50 м. Скважинами пройдены пермские, каменноугольные, девонские и вендские отложения. Догоризонтские образования залегают в своде структуры на глубине 1250 м. Их вскрытая мощность составляет 120 м. В результате исследований в казанских отложениях установлены два песчаных пласта, насыщенных нефтью. По данным А.В.Иванова за 1967 г. нефть Мулукской структуры более легкая, чем Елмачпарминской. В каменноугольных и девонских отложениях выявлены пакки кавернозных доломитов, а в триасовой толще девона - пласты песчаников с хорошими коллекторскими свойствами, из которых при испытании были получены притоки минерализованных иодно-бромных вод. При бурении существенные нефтепроявления не установлены.

Таким образом, количество нефтенасыщенных пластов и стратиграфическая приуроченность нефтепроявлений в пределах Кельтменского вала возрастает от Мулукской структуры к Елмачпарминской.

Важное значение имеет возможная нефтегазоносность, связанная с солянокупольной зоной, установленной в западной части Вычегодского прогиба. Закономерная приуроченность скоплений углеводородов к солянокупольным областям Прикаспийской, Днепрово-Донецкой, Припятской и других впадин привлекала внимание различных исследователей к геологическому строению Сереговского соляного диапира (К.К.Волосович, Э.А.Кальберг, Е.М.Люткевич и др.). Эта структура (Кальберг, 1962) имеет северо-западное простирание и проявляется на поверхности в виде кольцеобразных выходов верхнепермских отложений среди триасовых. Размеры соляного штока у вершины 1,9 x 1,3 км. Ядро соли находится на глубине 250-400 м и прикрыто брекчиевидными глинами с диабазами. Вскрытая мощность соли составляет 800 м. Скважины не достигли подстилающих пород. В связи с этим возраст соли не установлен, но предположи эльва оценивается как девонский. В скважинах, бурившихся на соль, отмечены проявления азотного газа (N₂ от 71 до 97%) с повышенным содержанием гелия и незначительным количеством метана. По данным Э.А.Кальберг за 1953 г. лишь в одной скв.20 содержание горючих в газе составило 95%. Не исключено, что на глубине соль экранирует скопления жидких и газообразных углеводородов.

В результате обработки материалов электроразведочных и гравиметрических исследований (Тулузакова, 1975) намечены предполагаемые соляные купола южнее и севернее Сереговского, вероятно, находящиеся на единой валообразной структуре, а также примерно околтурена область солеродного бассейна.

В районах, прилегающих к Вычегодскому прогибу, наиболее значительные нефтепоисковые исследования были проведены на поднятиях западного склона Южного Тимана (Елва-Нившерская структурная зона), в пределах Коми-Пермяцкого погребенного свода и Камской моноклинали.

В результате анализа данных бурения и опробования скважин на Большепорожской, Веслянской, Синдорской и Нившерской структурах (материалы А.И.Галкина, Н.И.Никонова, Л.П.Зыряновой и других за 1972-1973 гг.) подтверждены в общем благоприятные структурные, литологические и гидрогеологические условия нефтегазоносности. Было уточнено строение указанных поднятий, установлено широкое развитие в разрезе палеозойских отложений поровых, трещинно-поровых и кавернозных коллекторов, флюидоупоров, водоносных горизонтов, насыщенных минерализованными водами хлоркальциевого типа со значительным содержанием иода, что свидетельствует о застойной обстановке их форми-

рования, способствующей сохранению скоплений углеводородов. Керн пермских, каменноугольных и девонских отложений часто издавал запах бензина, содержал примазки и пятна битума и нефти, иногда отмечал проявления негорючего газа в виде пенности глинистого раствора (Большепорожская площадь-девон). Однако притоков нефти или газа при бурении и испытании скважин не было, а газ, растворенный в пластовых водах, является азотным ($N_2 = 83-99\%$) с незначительным количеством углеводородов (1-16%) и повышенным содержанием гелия (до 1%). Выяснено, что гидрогеологическая закрытость структур усиливается направлением от Большепорожской площади к Нившерской. При этом известно, что структуры Кельтменского вала характеризуются еще большей гидрогеологической закрытостью благодаря мощной кунгурской толще карбонатно-галогенных пород. Учитывая благоприятные показатели нефтегазоносности, а также недостаточную изученность структур как в Нившерской зоне, так и Кельтменского вала, А.И.Галкин, Н.И.Николаев и другие (1972-1973 гг.) рекомендовали продолжить нефтепоисковые работы на Большепорожской (северный купол) и Елмачпарминской структурах.

В северной части Коми-Пермяцкого погребенного свода и Камской моноклинали благоприятные показатели нефтегазоносности были установлены во многих скважинах (Винниковский и др., 1975). Так, в скважине Усть-Черная частые нефтепроявления зафиксированы в верейских и кирских отложениях, повышенные углеводородные газопоказания отмечены во франских отложениях в скв.26-Пономаревка. В указанных районах промышленные притоки нефти и газа не были получены именно из-за отсутствия подготовленных локальных структур. На перспективность в точной части Вычегодского прогиба могут указывать многочисленные нефтепроявления почти во всех скважинах, которые пробурены на территории седловины, разделяющей Ксенофоновское и Полюдовское поднятия (Винниковский, 1974).

Большого внимания заслуживает проблема нефтегазоносности додевонских вендских и рифейских отложений, общая мощность которых в Вычегодском прогибе превышает 3 км. В различных районах неоднократно отмечались случаи нефтегазопроявлений и открывались залежи в девонских отложениях. Так, повышенные углеводородные газопоказания при разбуривании вендских отложений были установлены в скв.7-1, расположенной в северной части Камской моноклинали (Винниковский и др., 1975). В пределах Верхнекамской впадины был получен промышленный приток нефти из додевонских отложений на Сивинской структуре первой площади, подготовленной к глубокому бурению по древним скважинам (Зубов и др., 1971). Южнее Сивинской площади на Осин-

поднятии из аналогичных отложений также получен незначительный приток нефти (Винниковский, 1974). В северной части Мезенской впадины из вендских отложений был получен незначительный приток сухого горючего газа в скв.1-Ома (Бескровная и др., 1977).

Важное значение имеют поиски древних рифовых массивов, с которыми часто связаны месторождения нефти и газа. В этом плане Вычегодский прогиб представляет определенный интерес. На территории Соликамской впадины подавляющая часть скоплений углеводородов приурочена к бортам Камско-Кинельской системы прогибов (Винниковский и др., 1975). Залежи, как правило, контролируются рифами или структурами облекания рифов. В северной части Соликамской впадины месторождения также связаны с рифогенными структурами (Песчанковское, Гежское, Цепельское и др.). Северный борт Пономаревского палеопрогиба, наметенного в пределах Камской моноклинали, проходит вдоль южного крыла Кельтменского вала (Винниковский и др., 1975). На Елмачпарминском поднятии возможно наличие рифа. По заключению А.И.Галкина (материалы 1979 г.) массивная текстура, незначительная примесь терригенного материала и комплекс органических остатков, характерных для рифовых условий, являются показателями возможной рифогенной природы карбонатных толщ в каменноугольных и пермских отложениях указанной площади.

Анализ геологоразведочных работ, проведенных в Вычегодском прогибе, приводит к заключению, что их объемы были явно недостаточны для освещения строения этой громадной (площадью около 25 тыс.км²) структуры. Редкие сейсмопрофили дали лишь общее представление о залежании палеозойских отложений на отдельных участках. Из многочисленных локальных структур, намеченных геологической съемкой и электроразведкой, ни одна не была подготовлена к глубокому бурению. В связи с отсутствием замкнутого поднятия глубокие скважины на Аныбской площади пробурены в условиях, неблагоприятных для скопления углеводородов. Осадочный чехол здесь был вскрыт лишь на половине мощности. Наиболее важные результаты получены при бурении на структурах Кельтменского вала, где впервые для Юго-Западного Притиманья установлены пласты, насыщенные густой вязкой окисленной нефтью в верхнепермских отложениях, и скопления азотного гелиевого газа в каширском и верейском горизонтах карбона. Однако поднятия Кельтменского вала исследованы бурением по нижнепермским отложениям, а более глубокие горизонты пройдены единичными скважинами. При этом структурные планы допермских образований и нефтегазоносность додевонских отложений остались невыясненными. Для изучения пермских нефтеносных горизонтов, имеющих линзовидное строение, пробуренных скважин явно недостаточно.

Наибольшие перспективы нефтеносности Вычегодского прогиба можно связывать с вендскими и рифейскими отложениями. Это объясняется сравнительно большой мощностью, наличием коллекторских горизонтов покровов, а также наличием залежей и нефтегазопоявлений в аналогичных отложениях в соседских районах (Бескровная и др., 1977; Винниковский и др., 1975; Зубов и др., 1971).

Тектонические условия нефтегазонасности Вычегодского прогиба весьма благоприятны. Это сравнительно мобильная область, непосредственно связанная с Предуральским краевым прогибом. Глубоко погруженные мобильные зоны являются наиболее перспективными в нефтегазонасности (Удот, 1979). Известно, что большинство скопления нефти и газа установлено в области Предуральского краевого прогиба, а также на структурах как непосредственно примыкающих, так расположенных вблизи него. В качестве примера таких зон можно привести Косвинско-Чусовскую седловину, Калининский прогиб, Веслянский вал и другие структуры Волго-Уральской нефтегазонасности области. В пределах Тимано-Печорской провинции указанная закономерность проявляется еще более ярко. Здесь впадины Предуральского краевого прогиба прилегающие к ним области содержат значительные скопления нефти и газа (Пашнинское, Вуктыльское и другие месторождения).

В пределах Кельтменского вала установлены существенные геологические запасы тяжелой нефти. Ее источник можно связывать с субвертикальной миграцией из вендско-рифейских образований и поступлениями из Соликамской впадины, в сторону которой наклонены ложе и горизонты осадочного чехла Вычегодского прогиба. Девонские и более молодые отложения не могут служить источником углеводородов вследствие значительной глубины их погружения, не превышающей 1,5 км. Наличие азотного газа с повышенным содержанием гелия указывает на вертикальные перетоки флюидов и не отрицает возможные скопления углеводородов в девонских и более древних отложениях. Учитывая нефтеносность разреза изученной части Вычегодского прогиба, отсутствие проявлений горючих газов на его территории и прилегающей части Тиманской гряды (Елва-Нившерская структурная зона), Сысольского свода Кировско-Кажимского прогиба, а также преимущественную нефтеносность Пермского Прикамья, можно прийти к заключению, что Вычегодский прогиб - нефтеносная область. Наличие крупных локальных поднятий позволяет надеяться на открытие в пределах рассматриваемой территории существенных залежей углеводородов.

В соответствии с вышеизложенным для оценки перспектив нефтегазонасности Вычегодского прогиба рекомендуется подготовить сейсморазведкой к глубокому бурению Елмачпарминскую и Мулукскую структуры

по горизонтам в додевонских отложениях. Скважины на этих поднятиях целесообразно пробурить до фундамента. С целью изучения общих черт строения следует провести профили сейсморазведки вдоль и поперек Вычегодского прогиба, пробурить глубокие скважины до фундамента в районе Сереговского соляного купола, а также к северу от Лопыдино. Последняя скважина необходима для выяснения нефтегазонасности в зоне выклинивания среднедевонских отложений (Иванов, Саар, 1966). Закладывать скважины желательно на подготовленных структурах.

ЛИТЕРАТУРА

Бескровная О.В., Бызер М.Б., Богатырев В.В. Закономерности распределения пород-коллекторов в вендских отложениях Мезенской впадины. - В кн.: Нефтегазонасность Северо-Востока европейской части СССР и севера Урала. Сыктывкар, 1977, с. 151-152. (Тр. VIII геол. конф. Коми АССР, 3).

Винниковский С.А. Основные результаты геологоразведочных работ объединения Пермнефть в 1971-1973 гг. и пути повышения их экономической эффективности. - Геология нефти и газа, 1974, № 12, с. 6-17.

Винниковский С.А., Красильников Б.В., Кузнецов Ю.И. и др. С распространением Камско-Кинельской системы прогибов в северозападной части Пермской области. - Геология нефти и газа, 1975, № 9, с. 20-23.

Зубов И.П., Самвелов Р.Г., Тарасов В.В., Шевченко А.А. О поисках нефти и газа в отложениях верхнего докембрия Верхнекамской впадины. - Геология нефти и газа, 1971, № 3, с. 37-39.

Иванов А.В., Саар Д.А. Перспективы нефтегазонасности и задачи поисково-разведочных работ на нефть и газ в юго-западных районах Коми АССР. - Геология нефти и газа, 1966, № 11, с. 7-9.

Кальберг Э.А. Сереговский соляной купол. - В кн.: Материалы по геологии и полезным ископаемым Северо-Востока европейской части СССР. М., Госгеолтехиздат, 1962, вып. 2, с. 49-59.

Ростовцев Н.Н. Разрез верхнего палеозоя северозападной части Кельтминского вала. - Сов. геология, 1948, № 28, с. 16-31.

Синявский Е.И., Бусел Г.Ф. Залежи биогенного азотного газа - показатель вертикальной миграции нефти и подземных вод. - Геология нефти и газа, 1967, № 4, с. 47-50.

Тектоника севера Русской плиты. - Л.: Недра, 1969. - 168 с. - (Тр. ВНИГРИ; Вып. 275).

Тулусакова А.В. Выявление солянокупольных структур в Предтундрном манском прогибе гравиразведкой. — Геология нефти и газа, 1975, № 3, с. 30-32.

Удот Г.Д. Локальные структуры Печорской плиты в связи с нефтегазоносностью. — Л.: Наука, 1979. — 96 с.

ИЗОТОПНЫЕ КРИТЕРИИ ИНТЕНСИВНОСТИ И ГЛУБИН
ГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩЕ
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В.А.Лобков, Э.М.Прасолов, В.П.Якуцени

Среди методов прогнозной оценки масштабов и глубин газообразования в осадочной толще геохимические занимают ведущее место. Современные представления о неравномерности образования метана были получены главным образом на основании изучения органического вещества, постулируемого в качестве основного источника углеводородных газов в осадочной толще.

Изучение эволюции состава органического вещества (ОВ) позволило выделить на глубине 3,5-5 км зону наиболее интенсивного метанообразования, так называемую "главную фазу газообразования" — ГФГ (Рогозина и др., 1974). При этом как положение ГФГ в последовательности стадий метаморфизма ОВ, так и ее масштабы по данным разных авторов весьма различны.

Дискуссионны также представления о глубинах газообразования, основанные на изучении компонентного состава газа. Газам, генерированным на больших глубинах, нередко свойственны высокие содержания кислых компонентов (H_2S , CO_2) и низкие инертных (He , N_2). Но при миграции в вышележащие горизонты кислые газы могут в значительной мере утрачены за счет химических реакций с породами и растворения в пластовых водах, а инертные компоненты, наоборот, приобретены из вмещающей среды за счет процессов фазовых взаимодействий. Поэтому исследование глубин и масштабов газообразования на компонентном или элементном уровне без четких геохимических критериев образования газов пока еще затруднительно. В то же время, как пока зали исследования, решение, например, вопросов глубинности образования газов на изотопном уровне, при надлежащей степени изученности, вполне корректно.

Изотопная геохимия природных газов находится в настоящий момент на стадии перехода от накопления фактов, описательности к отысканию закономерных связей, выработки определенных критериев. Поэтому статья посвящена изучению связей изотопного состава компонентов при-

родных газов с условиями газообразования, миграции газа и существования его в залежах.

В связи с ограниченностью данных изотопных исследований природных газов Тимано-Печорской провинции, а также общей методической теоретической неразработанности предмета исследования привлекался самый широкий фактический материал по изотопному составу компонентов природных газов наиболее изученных нефтеносных бассейнов, но особое внимание при этом уделялось все же сведениям по месторождениям Тимано-Печорской провинции.

За основу при решении поставленных в работе задач приняты результаты исследований вариаций изотопного состава углерода метана, гелия и аргона. При анализе использовались данные об изотопном составе элементов, полученные во ВНИГРИ, а также других авторов, в частности Э.М.Галимова, Е.А.Гаврилова, Г.И.Теплинского, Ф.А.Алексеева, В.С.Лебедева, Е.Д.Сынгаевского и ряда зарубежных исследователей.

Особое внимание в работе уделено вопросам оценки сходства и различий изотопного состава газов различных нефтегазоносных бассейнов, также исследованию вариаций изотопов в крупнейших газовых месторождениях; последнее представляется особенно актуальным с точки зрения выявления новых геохимических критериев масштабов и процессов газообразования. Подчеркнем при этом, что в работе над термином "газообразование" подразумевается не образование свободной газовой фазы, процессы, приводящие к возникновению молекул и атомов будущих компонентов газовых залежей.

В основу интерпретаций причинно-следственных связей изотопного состава компонентов природных газов с условиями газообразования, миграции газа, формирования залежей и их последующего существования положены основные методико-теоретические представления, полученные ранее (Каменский и др., 1971; Алексеев и др., 1967; Лобков, Прасолов, 1976; Прасолов, Лобков, 1977 и др.).

1. Сопоставление изотопных характеристик газов различных газоносных бассейнов

Изучение соотношений изотопов гелия и аргона, содержания радиоактивного аргона в различных регионах, проведенное ранее (Воронов и др., 1974а и б), показало, что для многих регионов характерны свои определенные значения величин He^4/Ar^{40} рад. и Ar^{40} рад. Отмечалась тенденция к параллельному уменьшению этих величин от древних платформ к более молодым образованиям. Более древние геоструктуры в целом обладали большей средней величиной He^4/Ar^{40} рад. и большей ее дисперсией. Такая же тенденция отмечалась и для отдельных регионов,

и не без исключений.

Рассмотрение связи величины He^4/Ar^{40} рад. с различными факторами позволило сделать вывод об уменьшении величины отношения с ростом температуры (глубины) выделения гелия и аргона из пород. Различия в величине этого отношения в разных геоструктурах вызывались присутствием газов разной глубины генерации. В периоды активной тектонической деятельности инертные газы интенсивно поступали в осадочную толщу из преобразующихся глубинных пород в количествах и соотношениях, в целом мало зависящих от возраста геоструктур. В последующие эпохи происходило накопление в осадочных породах и поступление в газовые залежи радиогенного гелия и в меньшем количестве аргона. Поэтому с увеличением возраста геоструктуры увеличивается роль газов, возникших в более близких к поверхности породах осадочной толщи. Значительный разброс величины He^4/Ar^{40} рад. в некоторых случаях может вызываться и многократным проникновением глубинных газов, что обуславливает значительную пестроту величин He^4/Ar^{40} рад. и He^3/He^4 . Например, в таком проявлении постплатформенного орогена, как Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ), где было несколько фаз складчатости, наблюдается весьма широкий диапазон колебаний величины He^4/Ar^{40} рад., который, видимо, отражает наличие нескольких циклов формирования нефтегазовых месторождений и сложные взаимоотношения фоновых и мигрирующих компонентов.

Была выяснена также общая взаимосвязь отношения He^3/He^4 с возрастом геоструктур (Каменский и др., 1971). В молодых геоструктурах это отношение повышалось за счет появления в газах небольшой добавки мантийного гелия, которому свойственно весьма высокое соотношение изотопов гелия He^3/He^4 .

Для различных нефтегазоносных районов, как оказалось, характерны определенные значения δC^{13} метана (Прасолов, Лобков, 1977). В табл.1 приведены средние значения δC^{13} , полученные авторами, а также среднеквадратичные отклонения для различных районов, расположенных по мере изотопического утяжеления метана. Наиболее легкими оказались газы Западно-Сибирской плиты и Тимано-Печорской области, наиболее тяжелыми – газы тектонически активных областей – Сахалина, Сибирской платформы, Туранской плиты. Необходимо подчеркнуть, что различия в большинстве случаев достоверны (табл.1). Разброс значений также различаются. Наиболее велики они на Западно-Сибирской плите, в Тимано-Печорской области и ДДВ, в то же время на Туранской плите они минимальны. Поскольку изотопный состав углерода метана функционально связан с температурой (глубиной) его генерации (Воронов и др., 1974а), следует допускать, что различия регионов между

Таблица 1

Средние значения δC^{13} метана и достоверность их различий в отдельных регионах (Прасолов, Лобков, 1977)

№	Район	δC^{13}	σ_x	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2
1	Западно-Сибирская плита	-53,6	6,0											
2	Тимано-Печорская область	-49,3	5,9											
3	Нижневолжский район	-48,7	2,7											
4	Урало-Волжская область	-43,9	3,4											
5	Прикаспийская впадина	-43,5	-											
6	Прибалтийский район	-43,0	1,0											
7	ДДВ	-39,0	6,3											
8	Скифская плита	-38,3	3,4											
9	Туранская плита	-36,6	2,4											
10	Сибирская платформа	-34,7	4,7											
11	Сахалин	-32,6	5,4											
12	Камчатка	-28,7	5,5											

Примечание. Значения δC^{13} считались равными (-), если рассчитанная (по t - критерия) достоверность различия не превышает 5%.

собой определяются присутствием (в исследованной части разреза) газов разной глубины образования, т.е. прежде всего разной интенсивностью вертикальной миграции газов, разной степенью их сохранности.

Весьма важно то обстоятельство, что в ловушках Западно-Сибирской плиты и Тимано-Печорской провинции в противоположность большинству других регионов сохранились газы наиболее широкого диапазона глубин (этапов) газообразования.

Используя приведенные выше общие закономерности изменения изотопных характеристик, рассмотрим регионы, в которых отмечаются зоны гигантского газонакопления. Результаты обобщения изотопных данных по этим регионам с учетом запасов (Газовые , 1975) приведены в табл.2.

Как видно из таблицы, наиболее изотопно легкий метан отмечается в Западной Сибири, Тимано-Печорской области, тяжелый - в Восточной Сибири, на Туранской плите. В соответствии с ранее рассмотренными (Боронев и др., 1974а) общими закономерностями изменения изотопного состава углерода можно предполагать присутствие во второй группе регионов газов, образовавшихся на больших глубинах - 8-10 км. В противоположность этому, средняя глубина генерации газов Западной Сибири и Севера европейской части СССР значительно выше - 5-6 км. Особые районы в этом отношении занимают промежуточное положение.

Диапазон колебаний величины δC^{13} на Западно-Сибирской плите и Тимано-Печорской области наибольший; σ_x равна соответственно $\pm 6,7$ и $\pm 10,2\%$. Это явление объясняется наиболее широким (по сравнению с другими районами) диапазоном изменения глубины генерации газов, обнаруженных в залежах и, следовательно, высокой степенью сохранности газов различных этапов газообразования. В противоположность указанным регионам наименьшие вариации характерны для газов Туранской плиты и Вилюйской синеклизы Восточно-Сибирской платформы, где σ_x составляет соответственно $\pm 2,4$ и $\pm 2,2\%$.

Наиболее высокие значения отношения Ne^{40}/Ar^{40} встречаются в Западной Сибири, Тимано-Печорской провинции и в Днепровско-Донецкой впадине, для залежей же Восточной Сибири и Средней Азии характерны минимальные значения. Такой характер зависимости соотношения позволяет предполагать наличие более глубоких инертных газов во второй группе регионов, поскольку наличие отношения Ne^{40}/Ar^{40} уменьшается при увеличении глубины дегазации пород. Кроме того, параллелизм в измерении этого отношения и изотопного состава углерода метана, по-видимому, указывает на то, что основные массы инертных газов залежей выделились при тех же температурных условиях и, возможно, из тех же пород, что и метан. Газы залежей ДДВ в этом отношении представляют исключение. Здесь зафиксированы сравнительно тяжелый (изотопно)

Таблица 2

Изотопные характеристики основных газоносных регионов СССР

Регион	Запасы А-С ₂ , 3 млрд. м ³ (Газо-вые. . . 1975)	Потенц. запасы, в условных единицах	δС13%			He ⁴ /Ar рад.			He ³ /He ⁴ ·10 ⁻⁸			Ar ⁴⁰ рад. ч.н.м.		
			n	X	бх	n	X	бх	n	X	бх	n	X	бх
Западно-Сибирская плита	21800	100	64	-48,5	±6,7	21	20	+14	36	2,9	+1,8	22	8,9	+4,1
Туранская плита	7300	19	68	-36,5	±2,4	72	11	+7	38	9	+8	57	18	+40
Прикаспийская впадина (включая район Оренбургского месторождения)	2350	11	26	-41	±6	26	18	+12	16	1,1	+0,5	27	25	+22
Днепровско-Донецкая впадина	1310	5,2	35	-37,9	±5,1	17	32	+36	9	5	+5	23	25	+30
Тимано-Печорская впадина	760	5,7	31	-43,0	±10,2	15	27	+27	11	2,8	+1,2	14	26	+30
Ангаро-Ленский район	511	-	10	-40,0	±3,4	12	7,1	-	10	2,8	+4	16	340	-
Вилуйская синеклиза	468	-	7	-30,3	±2,2	8	9,4	±2	9	9	-2	8	11	-

метан и наибольшее отношение He^4/Ar^40 рад. Можно предполагать, что существенная доля инертных газов залежей ДДВ образовалась в иных, менее глубоких условиях (по сравнению с метаном) или же что соотношение радиоактивных элементов ($U + Th/k$) в материнских породах было заметно большим.

Вариации величины He^4/Ar^40 рад. максимальны в тех же регионах, где велики и средние значения, — в Западной Сибири, Тимано-Печорской провинции, ДДВ и минимальны в Вилуйской синеклизе и на Туранской плите. Это обстоятельство, очевидно, также указывает на наибольший диапазон глубин выделения инертных газов из пород первой группы региона.

Отношение изотопов гелия He^3/He^4 в большинстве регионов (Западная Сибирь, Тимано-Печорская область, Ангаро-Ленский район) типично колеблется в пределах $(2,8 \div 2,9) \cdot 10^{-8}$. В целом низкие средние значения отношения He^3/He^4 в этих регионах указывает на отсутствие мантийного гелия и, по-видимому, других мантийных газов. Можно предполагать наличие гелия мантийного происхождения в количестве 1% (от всего гелия) в газах Туранской плиты и Вилуйской синеклизы, где отношение изотопов гелия несколько повышенное. Вероятная примесь иных газов мантийного происхождения, по-видимому, также не превысит 1%.

Содержание радиогенного аргона в Тимано-Печорской провинции, в районе Оренбургского месторождения и ДДВ совпадают — 25–26 ч.н.м. Несколько ниже оно на Туранской плите и наименьшее в Западной Сибири (8,9 ч.н.м.). Эти данные укладываются в общую схему, согласно которой содержание радиогенного аргона уменьшается при интенсивном метанообразовании, так как наименьшие значения Ar^40 рад. отмечены в регионах с максимальными запасами газа. Не противоречат схеме и данные по Вилуйской синеклизе, где, возможно, присутствуют газы зон интенсивного метанообразования и где содержание Ar^40 рад. низкое (11 ч.н.м.).

Содержание воздушного аргона, зависящее, как уже указывалось, от многих факторов (интенсивности метанообразования, проницаемости недр, влияния инфильтрационных вод и др.) и меняющееся в горизонтах многопластовых месторождений и даже в одной залежи (Оренбургское), в среднем составляет в регионах близкие величины. Заметно ниже оно в залежах газа Вилуйской синеклизы. Отношение Ar^40 рад. / Ar^40 рад. максимально в Западной Сибири и минимально на Туранской плите и Восточной Сибири, что, возможно, связано с наибольшей проницаемостью недр, т.е. с присутствием в верхней части осадочной толщи глубоких газов, образовавшихся в породах, уже лишенных воздушного аргона в результате предшествующей эмиграции.

Изучение статистических данных об изотопном составе в основных газоносных регионах позволяет сделать в целом следующие выводы.

1. Газоносные регионы различаются по изотопным характеристикам. Все основные рассматриваемые параметры ($\delta^{13}\text{C}$ метана, He^3/He^4 и Ar^3/Ar^4) указывают на то, что отличия связаны прежде всего с различной долей глубинных газов. В порядке увеличения их доли исследованные регионы располагаются следующим образом: Западно-Сибирская плита, Тимано-Печорская провинция, Прикаспийская впадина и Предуральский прогиб, Ангаро-Ленская область и ДДВ, Туранская плита, Вилкозская синеклиза.

2. Наиболее велика сохранность газов разных этапов газообразования на Западно-Сибирской плите и в Тимано-Печорской провинции.

3. Мантийные газы не составляют существенного вклада.

4. Газовые месторождения-гиганты размещаются в различных регионах, в том числе и в тех, где доля глубинных газов велика (Туранская плита). Однако их количество и запасы газа максимальны в районе наилучшей сохранности газов и наименьшей долей глубинных газов.

5. Для целей обнаружения зон гигантского газонакопления наиболее перспективны регионы с низкой долей глубинных газов и высокой степенью сохранности газов. Такими могут явиться районы Западной Сибири, Тимано-Печорской провинции, акваторий. В связи с недостаточной изученностью нельзя исключать и Восточную Сибирь. Другие регионы изучены в степени, достаточной для того, чтобы полагать низкой вероятность встречи районов, близких по запасам к Западной Сибири.

Необходимо подчеркнуть, что выводы были получены на основании статистического изучения выборок без учета объема газов (запасов) каждого объекта. Вариации в пределах регионов велики. Характеристики наиболее крупных месторождений, определяющих запасы всей газоносной зоны, могут существенно, хотя и в пределах среднеквадратичного отклонения, различаться. Например, значение $\delta^{13}\text{C}$ месторождений-гигантов на Туранской плите ниже, а в Прикаспийской впадине и Тимано-Печорской провинции выше, чем средние значения по регионам. Нельзя исключать того, что месторождениям-гигантам разных регионов свойственны какие-либо определенные общие изотопные характеристики, определяемые сходными геохимическими процессами. В связи с этим целесообразно провести сравнительный анализ изотопного состава компонентов крупнейших газовых месторождений, что и выполнено ниже.

2. Изотопные характеристики крупнейших газовых месторождений
Исследование изотопного состава газов месторождений-гигантов по

казало, что в целом они не представляют чего-либо необычного в отношении изотопного состава в каждом регионе. В большинстве случаев их характеристики находятся в пределах вариаций, свойственных региону.

Однако при изучении регионов (разд.1) каждый член выборки рассматривался как статистически равноправный, без учета объема газа, который он характеризует. Можно предполагать, что полученные выводы, распространяясь на все встреченные в регионе газовые скопления, не достаточно точны по отношению к основным массам газов в регионах. В связи с этим представлялось необходимым провести сравнительное рассмотрение изотопных характеристик крупных газовых месторождений мира.

С этой целью рассматривались характеристики всех месторождений с запасами более 200 млрд.м³, по которым имелись изотопные данные. Из всех изотопных характеристик наиболее полно представлен изотопный состав углерода метана, сведения о котором получены как в результате наших исследований, так и из литературных данных (Гаврилов и др., 1972; Ермаков и др., 1970; Сынгаевский, 1974; Галимов и др., 1973; Bokhoven, Theeuwes, 1966; Menendez, 1973; Zartman, 1961).

Менее обширны сведения о соотношении радиогенных инертных газов, о содержании радиогенного и воздушного аргона. Мало достоверные данные, полученные по несовершенной методике по объектам с весьма низким содержанием инертных газов, при этом не использовались. Помимо наших привлекались литературные данные по некоторым месторождениям СССР и США (Гаврилов и др., 1972, 1973; Zartman, 1961). Все сведения об изотопном составе гелия получены во ВНИГРИ. Изотопный состав азота был изучен впервые Е.С.Субботиным; при этом использовались пробы, отобранные только по методике, исключающей загрязнение воздухом. Кроме того, использовались литературные данные по месторождению Гронинген (Voigt, 1976). Следует отметить, что изученность разных месторождений различна. Некоторые из них представлены лишь 1-2 анализами. Поэтому в будущем возможны некоторые уточнения. Получены данные об изотопных характеристиках 25 крупнейших месторождений мира (табл.3). К сожалению, нет сведений по ряду зарубежных месторождений-гигантов, некоторым месторождениям СССР (Бованенковское) и совершенно отсутствуют данные по гигантам Африки, Аравии, Ирана.

При рассмотрении табл.3 обращает на себя внимание удивительная близость изотопных характеристик ряда месторождений, расположенных в различных регионах, породах, на разных глубинах. Так, величина $\delta^{13}\text{C}$ в 8 месторождениях (Оренбургское, Вуктыльское, Шатлыкское, Газли, Гронинген, нижнемеловые залежи Уренойского, Ямбургского, Заполярного) составляет от -36,4 до -38,1%, т.е. колеблется в пределах од-

Изотопные характеристики крупнейших газовых месторождений

Месторождения	Нефтегазоносный бассейн	Запасы млрд. м ³	Возраст	Глубина, м	$\delta^{13}C_{CH_4}$, ‰	$He^3/He^4 \cdot 10^{-8}$	He^4/Az рад.	$He^3/He^4 \cdot 10^{-8}$	Az^{40}/Az^{40} рад.	Az^{40}/Az^{40} рад.	Az^{40}/Az^{40} рад.	Az^{40}/Az^{40} рад.	Az^{40}/Az^{40} рад.	δN , ‰
Уренгойское	Западно-Сибирский	3870	K ₂	1100-1250	-50,3	3,8	22	3,8	9,2	5,8	57	9,8	9,8	-
"	"	1200	K ₁	2300-3100	-36,4	2,9	12	2,9	56	8,7	6,9	0,79	0,79	-3,5
Ябургское	"	3640	K ₂	1084-1210	-52,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
"	"	600	K ₁	2520-2920	-37,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Запалярное	"	2017	K ₂	1000-1140	(-51,6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
"	"	650	K ₁	2570-3070	-37,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Оренбургское	Волго-Уральский	2089	P	1700-1800	-37,3	1,2	20	1,2	30-50	28	30-70	1,1	1,1	+26,7
Хьюстон-Панхэнл	Анадарко	2039	P	430-1100	-41,0	-	13	-	76	330-700	90-200	0,31	0,31	-
Гронинген	Нидерландско-Германский	1700	P	2900	-36,6	-	-	-	-	-	-	-	-	+18
Медвежье	Западно-Сибирский	1548	K ₂	1060-1210	-51,3	3,1	14	3,1	17,5	8,3	39	4,7	4,7	+9,4
Шатлыкское	Мургабский	1527	K	3210-3350	-38,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Шебелинское	Днепровско-Донецкий	528	P-C	1200-2450	-30,9	3,4	68	3,4	48	7,8	8,6	1,1	1,1	-2,0
Газли	Бухаро-Хивинский	502	K	680-1150	-36,1	8,8	12	8,8	20-30	16	20-55	1,9	1,9	-
Среднебутолинское	Ангаро-Ленский	487	£-V	1500-1900	-34,5	2,1	5,1	2,1	95	480	30	0,06	0,06	-3,4
Комсомольское	Западно-Сибирский	458	K ₂	930-985	-54,7	-	18	-	10	9,2	80	8,7	8,7	-
Вуктыльское	Тимано-Печорский	449	P-C	2100-3400	-36,0	2,6	25	2,6	35	9,5	18	1,0	1,0	+27,0
Ямсовейское	Западно-Сибирский	429	K ₂	885-1080	-	2,8	12	2,8	-	13	-	-	-	-
Губкинское	"	353	K ₂	745-780	(-52,4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бланко	Сан-Хуан	311	K	1400-2300	-41,0	-	13	-	-	-	-	-	-	-
Вынгауровское	Западно-Сибирский	291	K ₂	987-1091	(-51,2)	-	-	-	29	13	33	2,5	2,5	-
Багалжа	Бухиро-Хивинский	271	£	3048-3203	-	6,0	-	6,0	-	6	-	-	-	-
Лак	Аквитанский	260	£	3300-4300	-44,3	12	-	12	-	-	-	-	-	-
Средневилюйское	Лено-Вилюйский	243	T-P	2440-2800	-28,9	-	8	-	-	-	-	-	-	-
Северо-Ставропольское	Северо-Кавказский	225	P	900	-54,8	-	10	-	83	14	4,2	-	-	-
Напское	Ачакский	225	K-£	1910-2292	-	-	13	-	-	17	-	-	-	-

Примечание. В скобках поставлены откорректированные данные (Семинский и др., 1979).

залежи. Соотношение He^4/Az рад. в 7 залежах (на общего числа залежи изменяется в пределах от 12 до 14 (13 ± 1) и в 4 залежах от 14 до 22 (20 ± 2). Пределы изменения в этих двух группах близки к нормальным колебаниям в пределах одной залежи. Содержание Az рад. в 7 залежах (из 16) крайне низкое: 5,8-9,5 ч.п.м. Более отчетливо эти особенности видны на гистограммах, где приведены данные по крупнейшим месторождениям в сравнении с общими сведениями по платформенным нефтегазоносным районам.

Как видно из гистограмм, значения $\delta^{13}C$ метана и отношение He^4/Az рад. в крупных месторождениях варьируют в более узких пределах, особенно в гигантских месторождениях с запасами более 1 трлн. м³ (рис.1, а,б). По значению $\delta^{13}C$ все месторождения четко разделились на две группы. В одну из них входят залежи с изотопно легким метаном, где $\delta^{13}C$ изменяется от -50,3 до -54,8% (в гигантах от -50,3 до -52,10%). Эту группу составляют верхнемеловые залежи Западной Сибири. В другой группе метан изотопически тяжелый. Величина $\delta^{13}C$ меняется от -28,9 до -44,3%, в гигантах - от -36,4 до 41%. К этой группе принадлежат нижнемеловые залежи Западной Сибири и все крупные месторождения других регионов.

Наличие двух четких максимумов на гистограммах говорит о многом. Формально можно констатировать наибольшую вероятность встреч крупных газовых месторождений с теми значениями $\delta^{13}C$ метана, которые отвечают двум интервалам (-32 + -42 и -50 + -55%). Группирование данных в двух интервалах означает, что метан крупнейших месторождений сформировался в двух определенных интервалах глубин, т.е. по-видимому, в двух фазах.

Диапазон изменения отношения He^4/Az рад. в крупных месторождениях сравнительно невелик (если исключить крупнейшее месторождение ДДВ - Шебелинское). Особенно узок он у месторождений-гигантов - от 12 до 22 (рис.2,б; табл.3). Другой характерной чертой является близость средних значений этого отношения как для газов крупных месторождений, так и для общего распределения, хотя у последнего оно несколько ниже. Можно полагать, что радиогенные инертные газы крупнейших газовых месторождений выделились из обычных пород с нормальным соотношением радиоактивных элементов и в более узком температурном интервале (по сравнению со всеми газовыми скоплениями). На гистограммах не фиксируются два типа величин отношений He^4/Az рад. что было характерно для $\delta^{13}C$. Впрочем, этого трудно было ожидать. Выделение гелия и аргона из кристаллической решетки минералов в поровое пространство равномерно прогрессирует с ростом температуры, без экстремумов (не "стадийно"). При миграции газов, естествен-

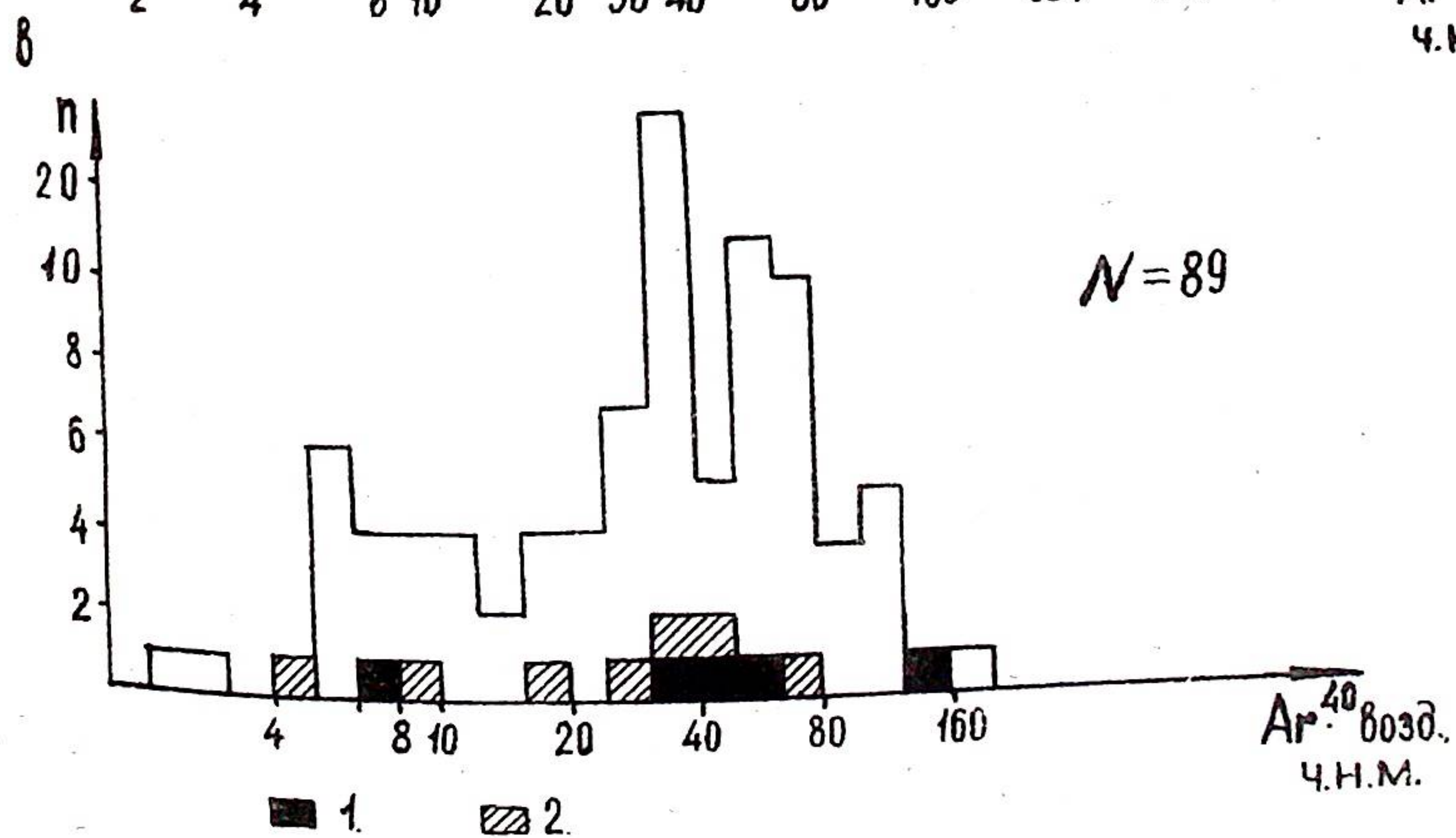
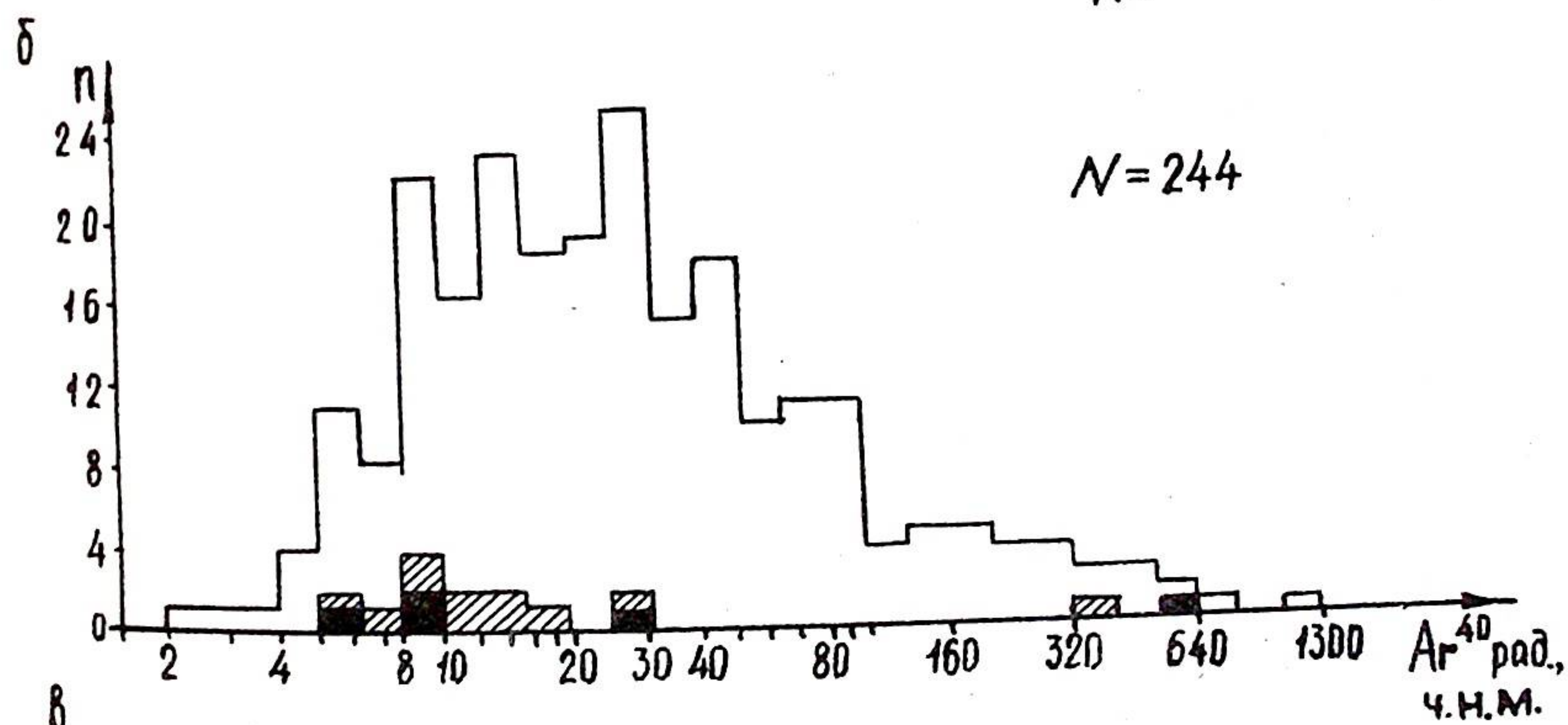
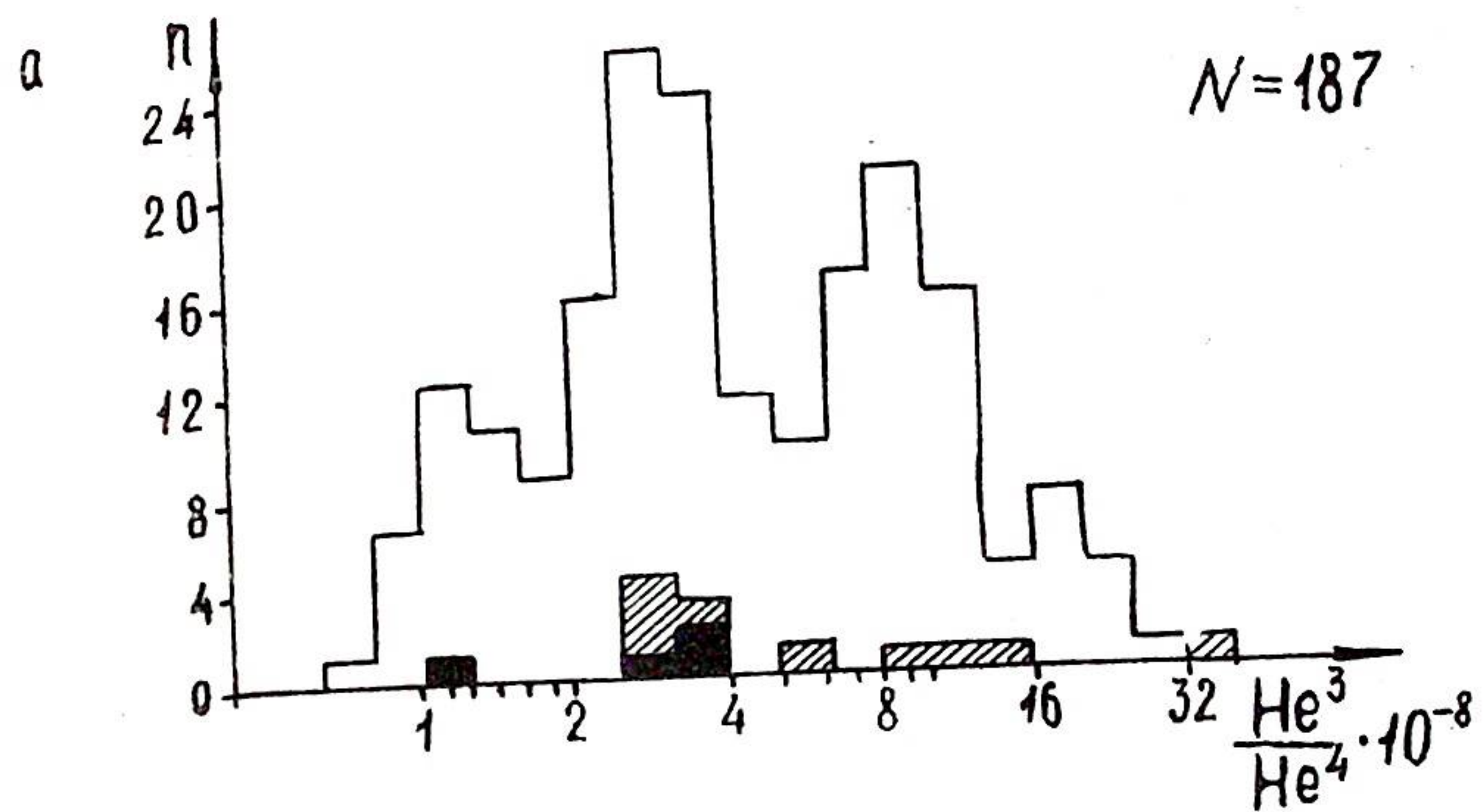
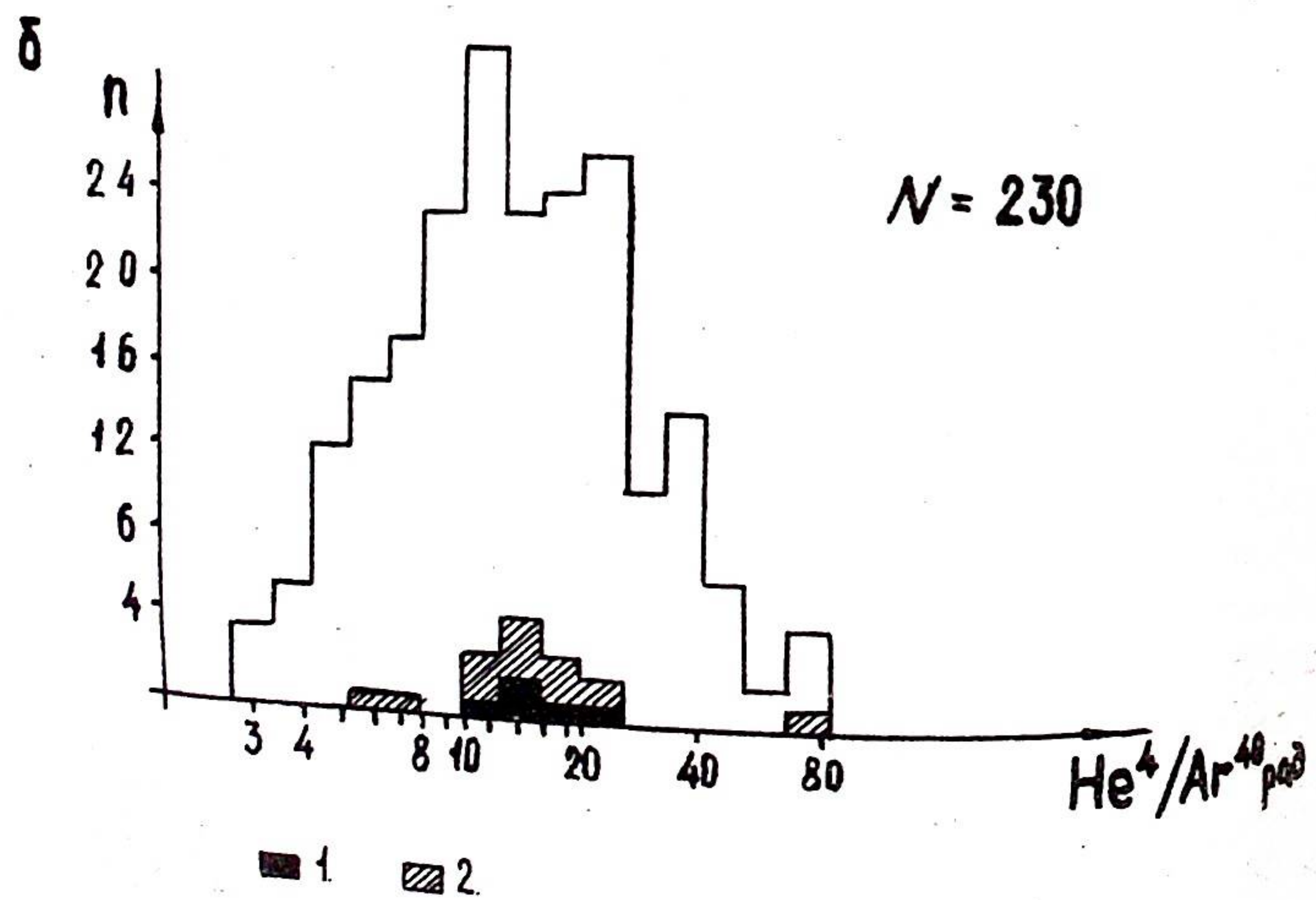
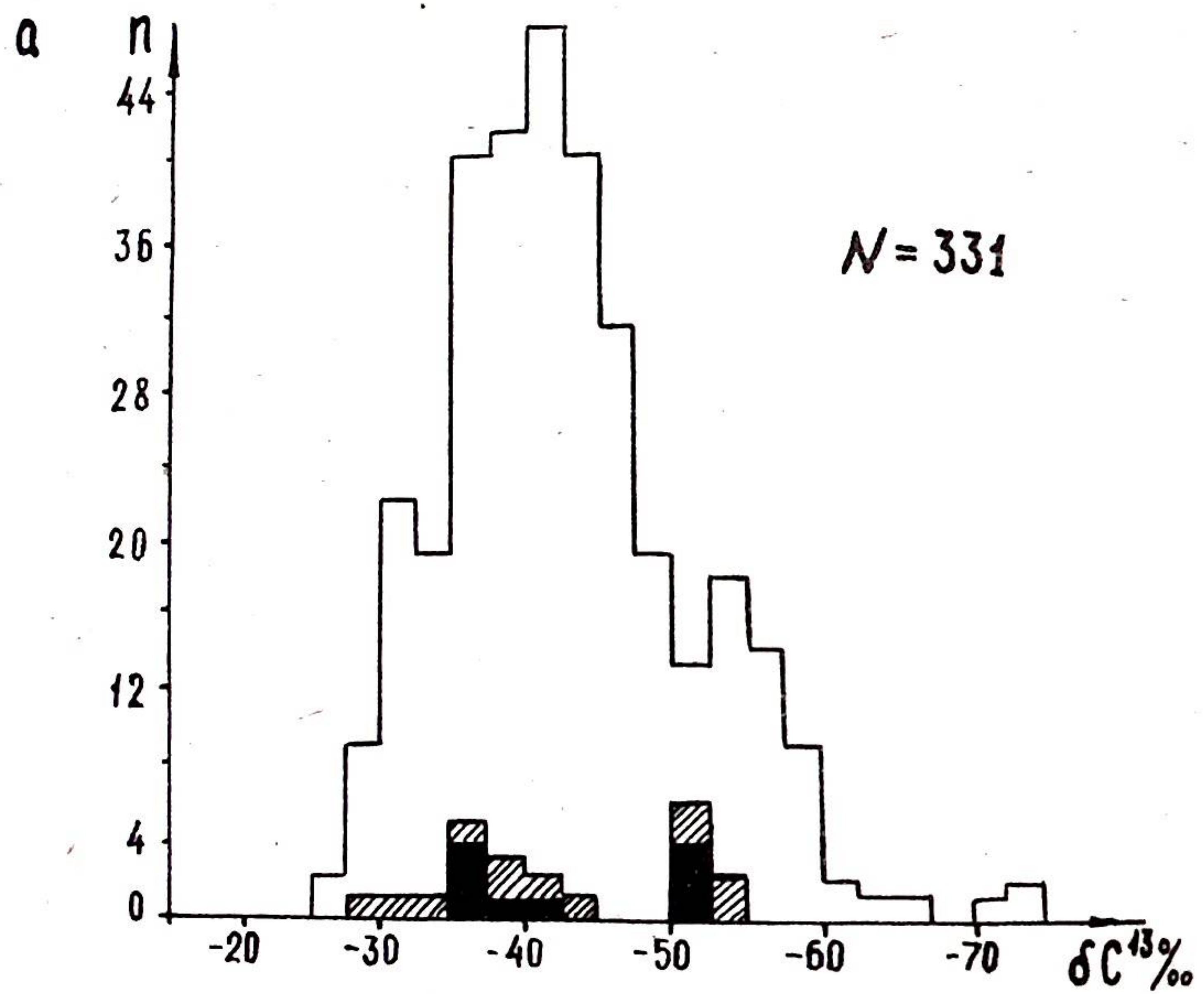


Рис.1. Гистограмма распределения δC^{13} метана (а) и He^4/Ar^{40} рад. (б) в залежах платформенных областей. 1-2 - залежи: 1 - с запасами более 1 трлн.м³, 2 - с запасами 0,2 ÷ 1 трлн.м³.

Рис.2. Гистограмма распределения He^3/He^4 (а), Ar^{40} рад. (б) и Ar^{40} возд. (в) в залежах платформенных областей. 1-2 - залежи: 1 - с запасами 1 трлн.м³, 2 - с запасами 0,2-1 трлн.м³.

но, захватываются инертные компоненты, существующие в земной коре на путях миграции и образовавшиеся в других температурных условиях (в иных породах) с отличным соотношением He^4/Az^{40} рад. Следует отметить, что при увеличении масштаба по оси абсцисс на гистограммах можно было бы обнаружить экстремумы. Соотношение He^4/Az^{40} рад. от 5 до 8 имеют два объекта, от 12 до 14 - семь, 16 - один, от 18 до 22 - четыре и два ≥ 25 .

По соотношению изотопов гелия He^3/He^4 крупные месторождения можно разделить на три группы (рис.2,а): с низким значением этого отношения $\sim 1,10^{-8}$, средним - $(2,5 \div 4) \cdot 10^{-8}$ и высоким - $(8 \div 16) \cdot 10^{-8}$. Изученные месторождения-гиганты СССР представлены только в первых двух. Обращает на себя внимание соответствие этих интервалов трем максимумам на гистограмме общего распределения. Это обстоятельство связано с тем, что изотопный состав гелия крупных месторождений не отличается от более мелких в тех же нефтегазоносных бассейнах. Высокие значения отмечаются в крупных месторождениях Средней Азии и Виллюйской синеклизы (табл.3), где, как отмечалось, повышенное значение связано, по-видимому, с некоторой примесью мантийного гелия. Низкая величина $He^3/He^4 - 1 \cdot 10^{-8}$ свойственна как Оренбургскому месторождению, так и всему Предуралю. В остальных же регионах, как и в расположенных в них крупных залежах, отношение изотопов гелия типично коровое.

Содержание радиогенного аргона в большинстве крупных залежей весьма низкое (рис.2,б). Исключение составляют Оренбургское и Наимское месторождения, где оно несколько повышенное, Среднеботуобинское и Хьюгтон-Панхэнди, где оно чрезвычайно велико. Понижение содержания Az^{40} рад., если аргон Az^{40} рад. образовался в тех же породах, что и другие газы залежей, естественно, поскольку его содержание является по существу отношением количеств радиогенного аргона и метана. В зонах интенсивного метанообразования это отношение будет неминуемо падать, так как Az^{40} рад. выделяется из пород со скоростью, полностью определяемой температурой.

Содержание воздушного аргона-40 в крупных месторождениях варьирует в тех же пределах, что и во всех газовых скоплениях (рис.2,в), без каких-либо закономерных связей. В силу недостаточности данных трудно высказать определенные выводы, можно лишь подвергнуть сомнению предложение (Катченков, 1974) использовать низкие содержания Az^{40} рад. в качестве показателя интенсивного газообразования (метанообразования).

Недостаточность знаний о геохимии изотопов азота и ограниченность данных не позволяет пока делать определенные выводы о геохимических

значении данных δN^{15} , полученных для крупных газовых залежей. Можно отметить, что изотопически легкий азот (по данным Е.С.Субботина) с весьма узким диапазоном вариаций (от -2 до -3,5%) встречен только в месторождениях с изотопически тяжелым метаном (Шебелинское, Среднеботуобинское, нижнемеловая залежь Уренгойского). Но в трех месторождениях, также с тяжелым метаном, весьма высокое (Оренбургское, Вуктыльское, Гронинген). Обращает на себя внимание необычайная близость значений δN^{15} в Оренбургском и Вуктыльском месторождениях (+26,7 и +27%). Заметим, что эти месторождения весьма сходны и по другим характеристикам: δC^{13} равно -37,3% и -36,9%, He^4/Az^{40} составляет 20 и 25. Возможно, газы этих месторождений образовались в сходных условиях.

Таким образом, сравнительное рассмотрение крупнейших газовых месторождений, сопоставление их с общими выборками изотопных параметров позволило выделить определенные изотопно-геохимические черты газов гигантских месторождений, в которых нашли отражение определенные процессы. Газам крупных месторождений присущ изотопный состав углерода метана только двух сравнительно узких интервалов, соответствующих двум интервалам глубин газообразования. В то же время такие закономерности не свойственны вообще всем газовым скоплениям древних и молодых платформ. Следовательно, можно полагать, что в крупнейших месторождениях сконцентрирован метан двух интервалов глубин, двух "главных" фаз метанообразования. Процесс интенсивного метанообразования нашел отражение в большинстве случаев в существенном понижении концентрации радиогенного аргона. На основании изучения изотопии инертных компонентов можно полагать, что газы крупнейших месторождений образовались в обычных породах, в более узком температурном диапазоне (по сравнению со всеми месторождениями) и в большинстве случаев без заметного участия мантийных флюидов. Для более глубокого понимания процессов формирования зон гигантского газонакопления необходимы количественная оценка вклада в масштабы газообразования различных зон, диагностирование глубин зон газообразования, а также решение других вопросов; некоторым из них посвящен следующий раздел.

3. Особенности газообразования в зонах интенсивного газонакопления. Стадийность метанообразования

Показанные в предыдущем разделе изотопно-геохимические особенности газов крупнейших месторождений привели к представлению о приуроченности газов этих объектов к двум главным фазам газообразования. Можно предположить, что эти особенности вообще присущи основным массам газов осадочной толщи. Для получения более определенных

представлений по этому вопросу, а также для выяснения количественных характеристик каждой из зон были построены гистограммы распределения запасов всех месторождений (включая и гигантские) по интервалам значений изотопных характеристик. При этом рассматривались все месторождения платформенных областей, по которым имелись данные об изотопном составе и запасах газа.

На гистограмме распределения запасов по величине δC^{13} выделяются два участка (рис.3,а). В одном из них (от $-47,5$ до -55%) сосредоточено 55% всех запасов, причем в более узком интервале (от -50 до $-52,5\%$) — 40%. Второй, с более широким интервалом (от -30 до $-42,5\%$), включает 48% запасов, из которых 40% находится в более узком диапазоне значений δC^{13} — от -35 до $-42,5\%$. Всего на этих двух участках сосредоточено 98% всех запасов газов. Своеобразно, что распределение масс газов существенно отличается от распределения частоты встречи залежей по интервалам δC^{13} (штриховая линия на рис.3,а).

Построенная таким же образом гистограмма распределения запасов по значениям He^4/Ar^{40} рад. (рис.3,б) показала, что 90% общего объема газов занимают сравнительно узкий интервал от 10 до 25. В то же время частота встречи залежей в этом интервале в два раза ниже — 45%.

Большая часть (80%) всей массы газов характеризуется типично коровым отношением $He^3/He^4: (1 \pm 4) \cdot 10^{-8}$. Лишь в 12% (по объему) можно допускать небольшую примесь мантийного гелия (рис.4,а).

В большей по объему части газов (62%) фиксируются весьма низкие содержания радиогенного аргона — от 4 до 10 ч.н.м. (рис.4,б), но их долю приходится всего лишь 19% месторождений от их общего числа. Для 22% запасов характерны средние значения (10–40 ч.н.м.) и для 15% — высокие (от 250 до 630 ч.н.м.).

Таким образом, количественные характеристики дополнили качественные оценки, приведенные в разд.2, позволили распространить выводы на основные массы газов осадочной толщи. Кроме того, эти данные представляют возможность построить схему взаимосвязи глубины и количества генерированного метана.

На основании гистограммы распределения запасов газов по интервалам δC^{13} (рис.3,а), а также рассмотренной в работе А.И.Воронова др. (1974) и приведенной на рис.5 кривой функциональной связи δC^{13} метана и температуры его генерации была построена кривая зависимости количества метана (в условных единицах) от глубины метанообразования (рис.6). При этом использовался нормальный температурный градиент (30 град./км). На кривой зависимости количества генерированного метана от глубины (Алексеев и др., 1973; рис.6) выделяются

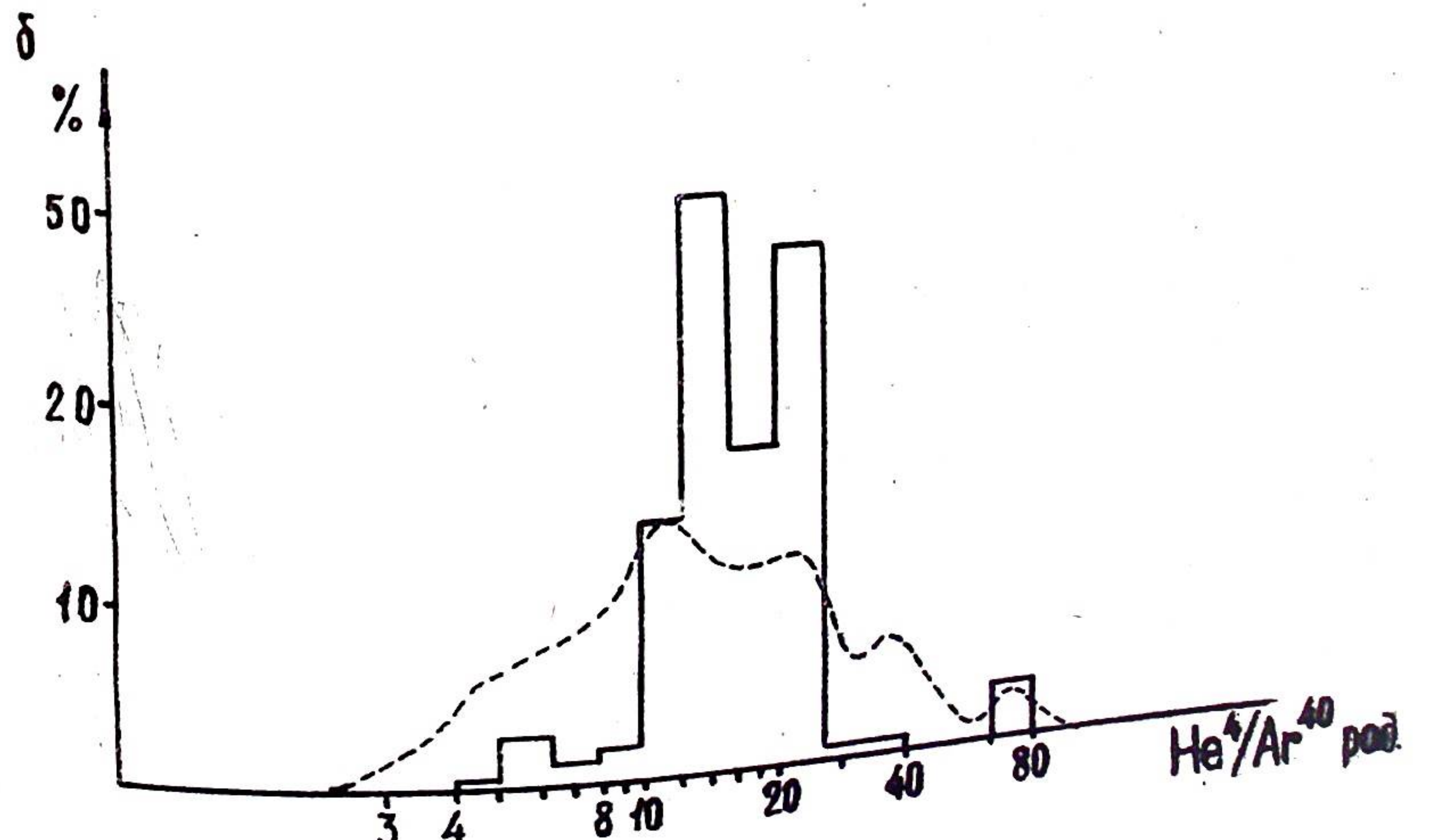
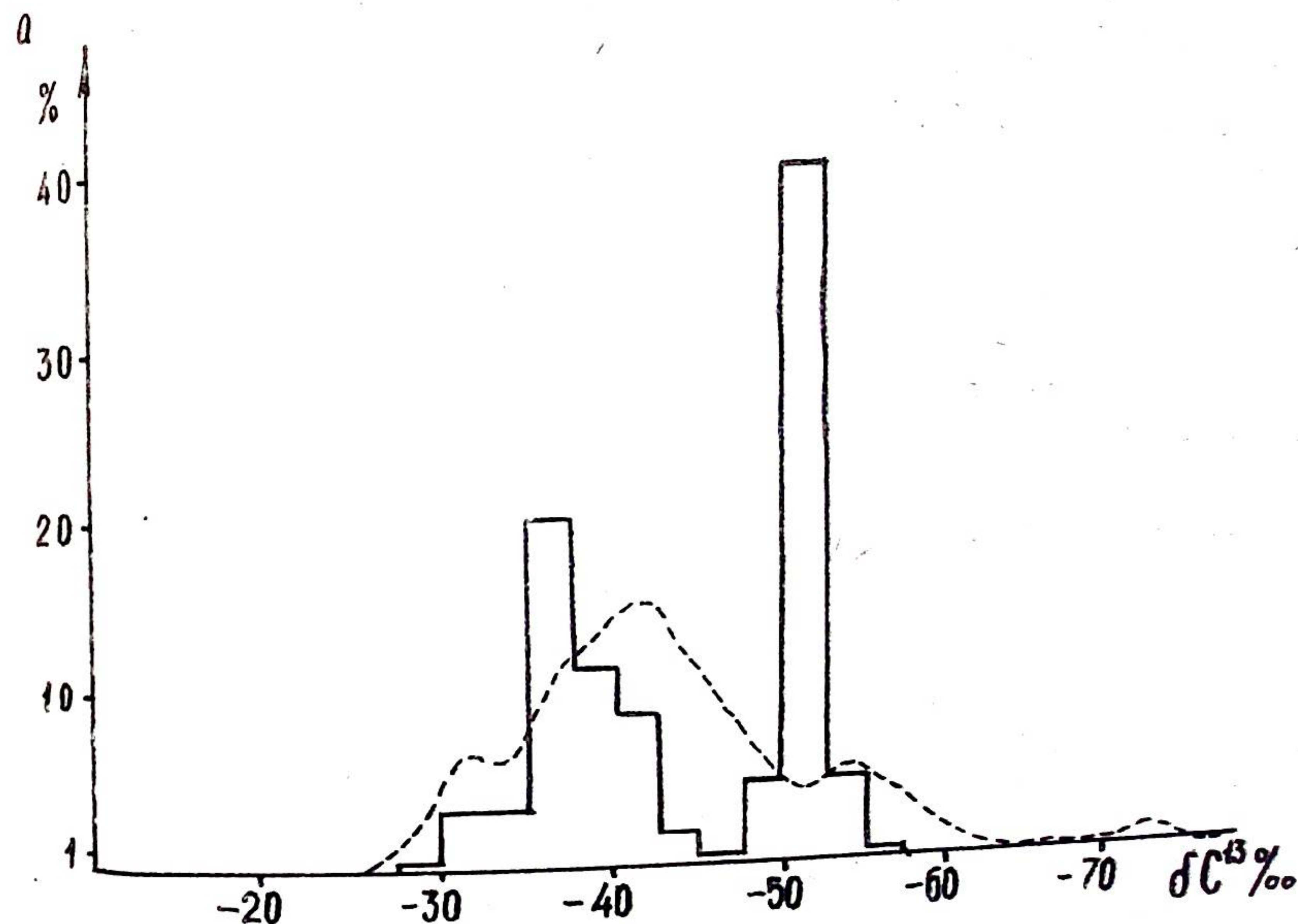


Рис.3. Распределение запасов газа СССР (в %) по величинам δC^{13} метана (а) и He^4/Ar^{40} рад. (б). Штриховой линией показано общее распределение величин.

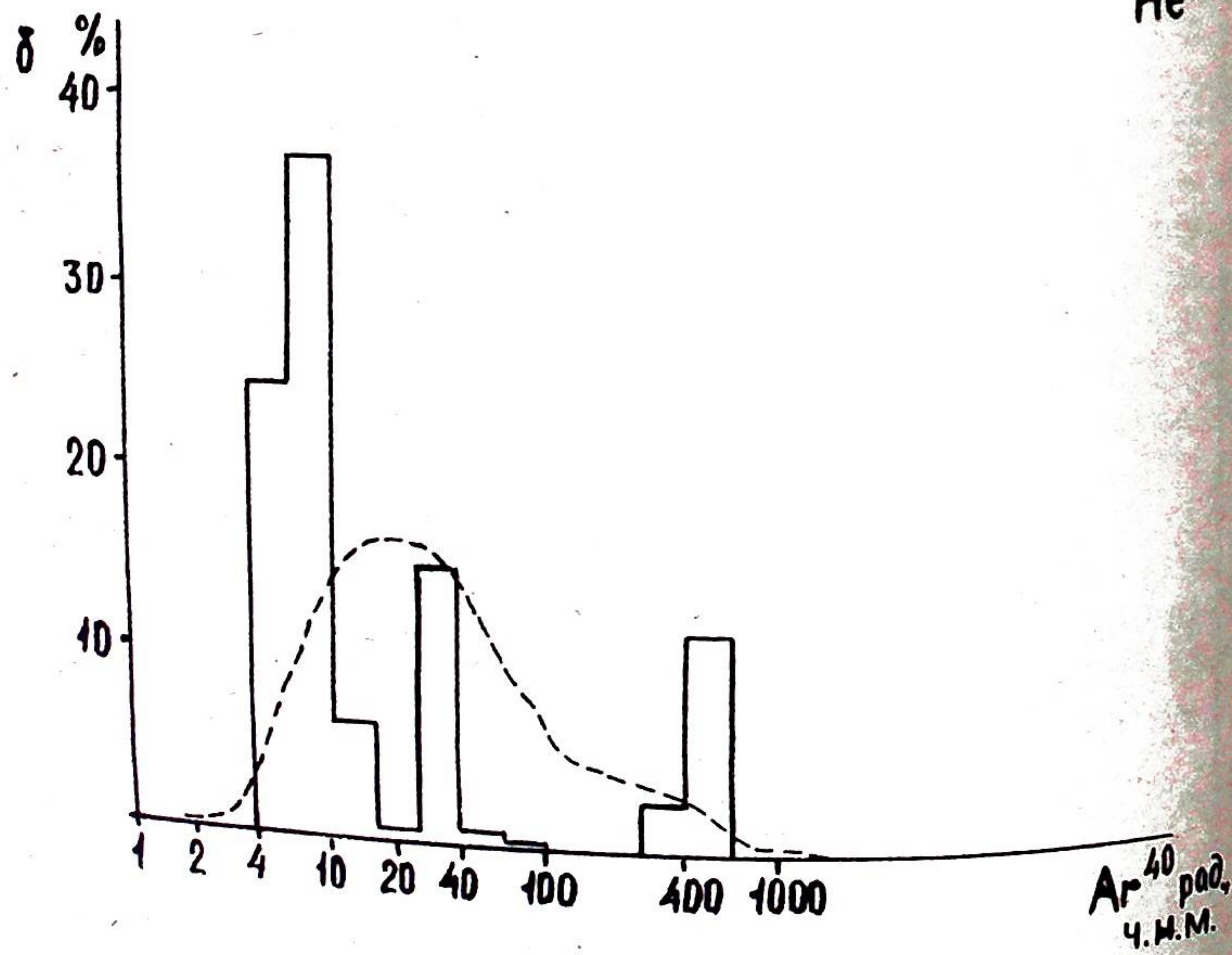
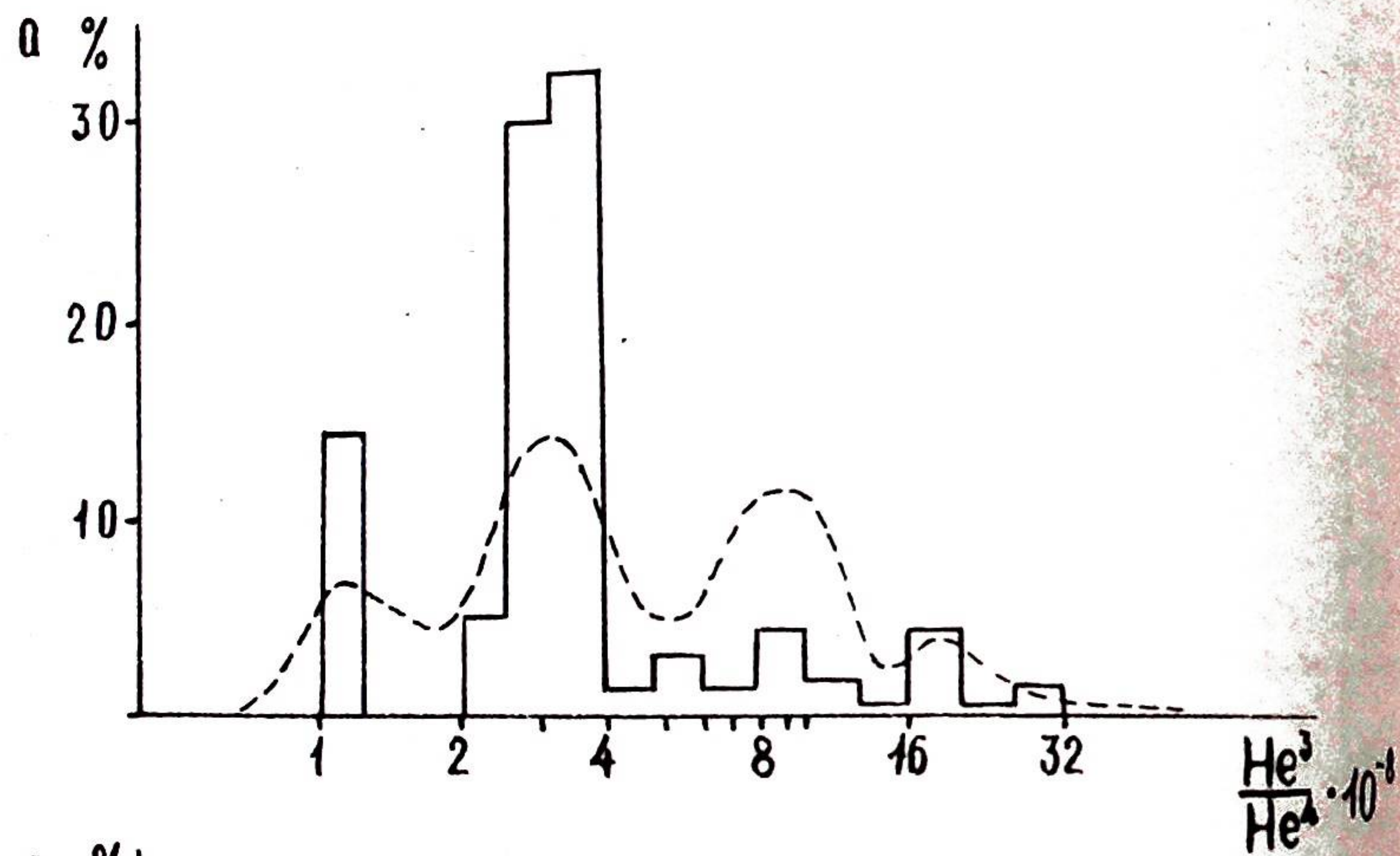


Рис.4. Распределение запасов газа СССР (в %) по величинам He^3/He^4 (а) и $\text{Ar}^{40}/\text{Ar}^{39}$ (б). Штриховой линией показано общее распределение величин.

участка интенсивного метанообразования: первый — в интервале глубин 4–5 км и второй — в диапазоне глубин 6,5–9 км. Эти два участка, очевидно, соответствуют двум фазам наиболее интенсивной генерации метана в недрах. Немаловажно то обстоятельство, что количества метана, генерированного в обеих фазах, приблизительно равны между собой.

Прежде чем перейти к дальнейшему рассмотрению полученных закономерностей, отметим некоторые обстоятельства, влияющие на точность полученной кривой.

1. Отсутствовали и соответственно не были учтены при построениях данные об изотопном составе ряда крупных месторождений, в том числе по трем (из 11) с запасами более 1 трлн.м³. Имелись данные лишь по части месторождений СССР с запасами 0,2–1 трлн.м³ и всего по двум из нескольких десятков зарубежных.

2. Поскольку в месторождениях могут быть сконцентрированы газы некоторого интервала глубин генерации (а именно на основании этих данных строилась кривая), то ширина пиков на кривой может быть несколько заужена. Положение максимумов в этом случае не претерпевает изменения.

3. Для кривой, связывающей температуру генерации и δC^{13} (рис.5), в области высоких температур градиент $\Delta(\delta\text{C}^{13})/\Delta t^\circ$ уменьшается, поэтому точность определения температуры (и глубины) газообразования здесь ниже. На этом участке точность могла бы быть повышена за счет использования изотопного состава инертных газов и, в частности, отношения $\text{Ne}^4/\text{Ar}^{40}$ рад. Однако связь этого отношения с температурой выделения газов из пород пока еще не выяснена.

4. Теоретическая кривая термодинамического изотопного эффекта по-

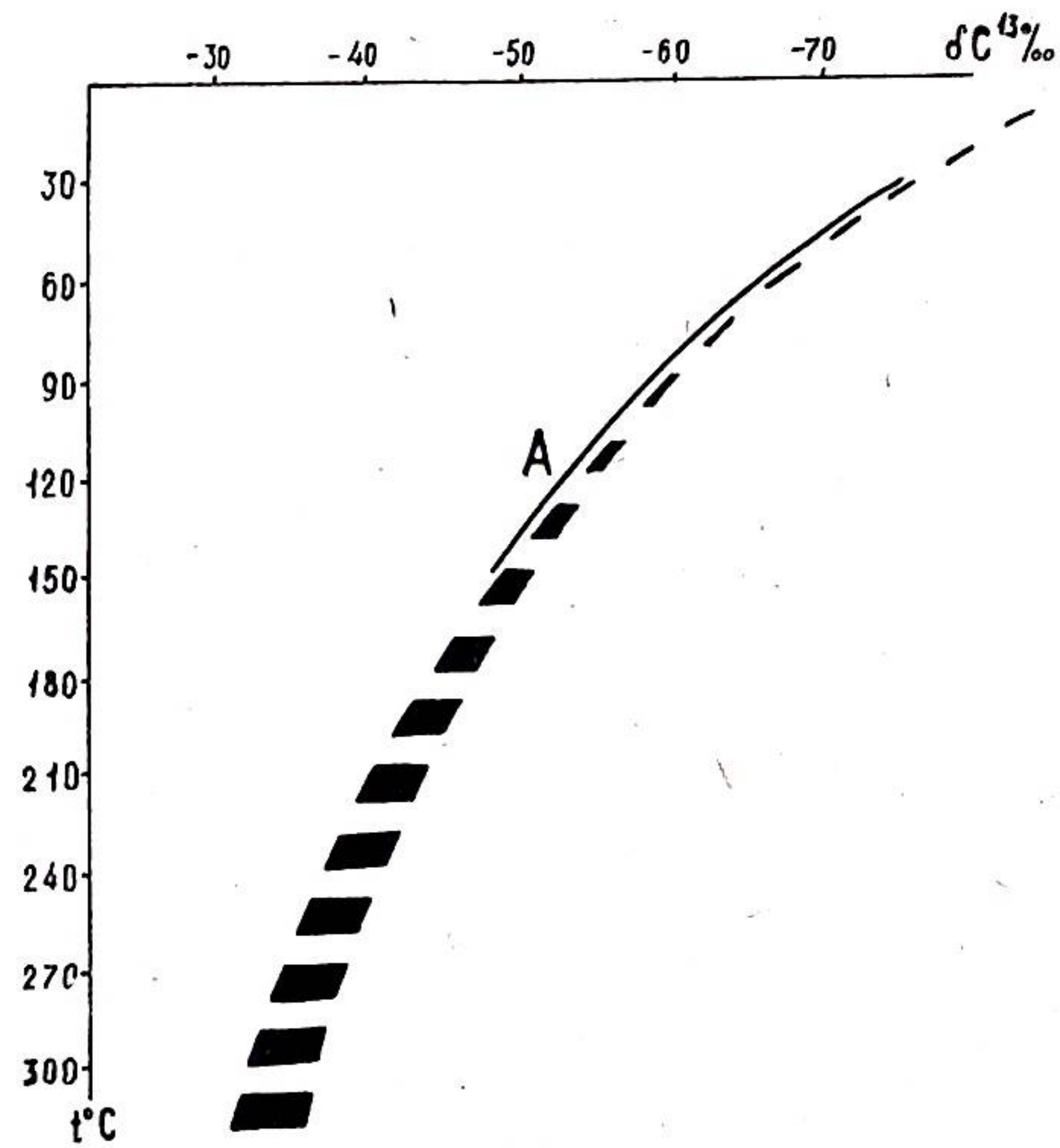


Рис.5. Взаимосвязь δC^{13} и температуры генерации метана. А — линия, ограничивающая экспериментальные данные.

строена для изотопного состава исходного вещества (ОВ или рассеянный углерод) с $\delta C^{13} = -24\%$. Пока данных недостаточно, чтобы достоверно судить о различиях изотопного состава исходного вещества в разных регионах и при равной глубине его нахождения (при разных стадиях преобразования ОВ).

5. К газам второй фазы газообразования могут быть ошибочно причислены газы и более глубоких зон. При температурах $300^\circ C$ нельзя полностью исключить влияние изотопного обмена, стремящегося приблизить изотопный состав более глубинного метана к тому, который свойственен данной температуре, т.е. возможна "закалка" изотопного соотношения, при которой изотопная предистория "забывается".

6. Количество метана, генерированного в I фазе, может быть относительно выше, чем на приведенной кривой, так как сохранность газов, образовавшихся в I фазе (гораздо ближе к дневной поверхности), будет, по-видимому, ниже. Однако не вызывает сомнения соизмеримость количеств газа, выделяющегося в I и II фазах.

Дальнейшие работы по изучению изотопных характеристик крупнейших месторождений, изотопного состава углерода, гелия, аргона, горных пород, соотношения радиоактивных элементов в осадочной толще, связи отношения He^4/Az^{40} рад. с температурой газовыделения и других, по-

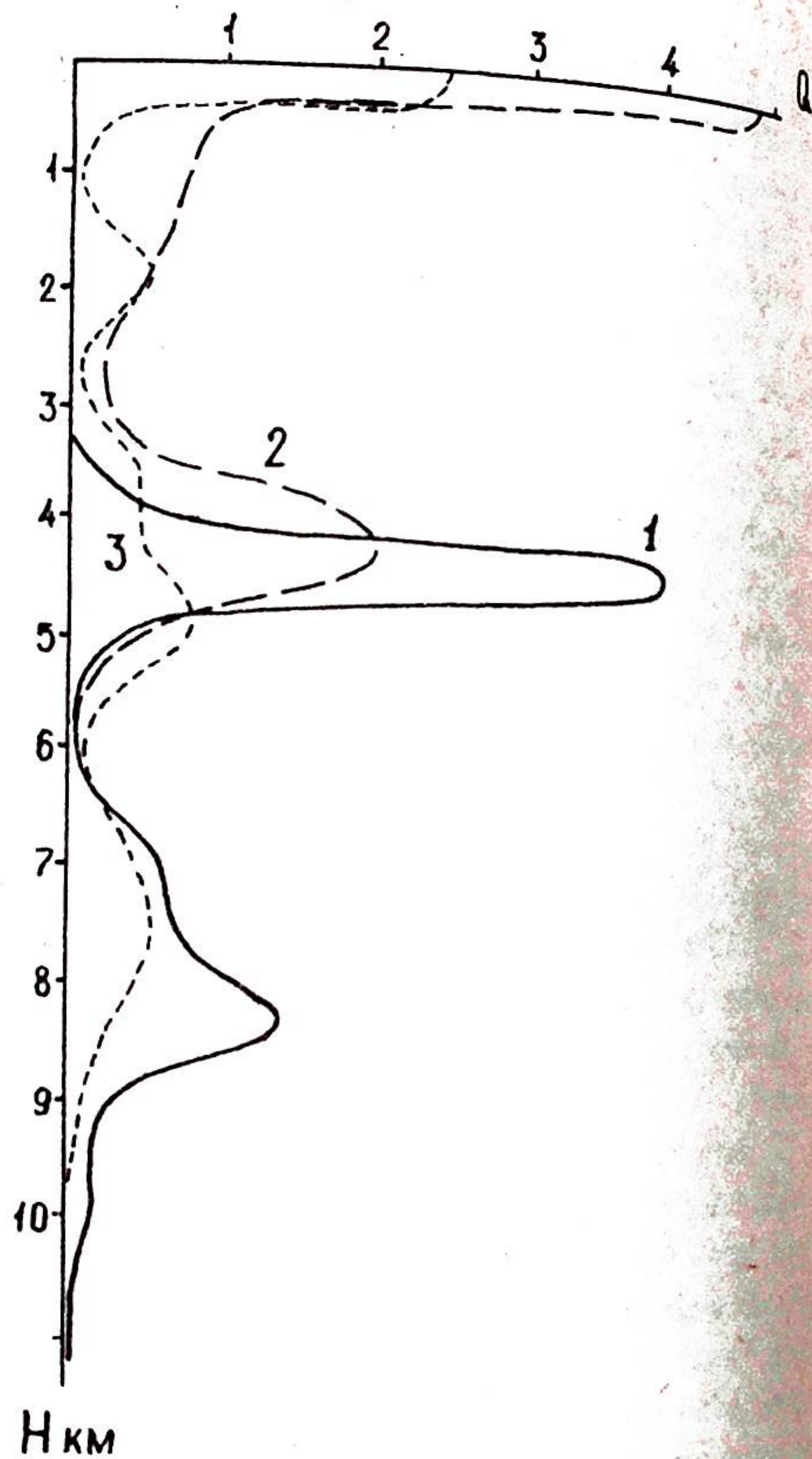


Рис.6. Интенсивность генерации метана (Q) в зависимости от глубины (1) и по геологическим расчетам (64) для сапропелевого РОВ (2) и для гумусовых клареновых углей (3).

видимому, уточняют выводы. Можно полагать, что будут уточнены границы фаз газообразования, массы генерированных углеводородов, но характер и положение максимумов на кривой, возможно, сохраняют свои основные тенденции.

Схематические представления о процессе газогенерации и связи с ним изотопных характеристик газов на основании вышеизложенного могут быть описаны следующим образом.

1. Процесс метанообразования в земной коре (до глубин 8-10 км) происходит неравномерно. Метан образуется на любых глубинах, но основное его количество ($\sim 90\%$) генерируется в двух интервалах глубин. Один интервал (4-5 км) соответствует I фазе и другой (6.5-9 км) - II фазе интенсивного метанообразования. Поскольку количества метана, образующегося в каждой фазе, соизмеримы, то нельзя считать какую-либо фазу "главной".

2. Источником метана I фазы может служить только захороненное органическое вещество, поскольку иных источников углерода в этом интервале глубин нет, по крайней мере, в тех районах, где сохранились газы I фазы.

3. Материнским веществом газов II фазы может быть как органическое вещество, так и рассеянный органический углерод (если только они различны на глубинах 7-10 км). Вклад мантийных флюидов несущественный.

4. Для газов I фазы характерны низкие значения δC^{13} метана ($-48 + -42\%$), повышенные He^4/Az^{40} рад., низкие содержания радиогенного аргона (1+1.0 ч.н.м.). Газы II фазы характеризуются более высокими значениями δC^{13} метана ($-32 + -42\%$), пониженным He^4/Az^{40} рад., пониженными содержаниями радиогенного и воздушного аргона.

5. Возможность формирования гигантских месторождений газа непосредственно связана с геохимическими особенностями газообразования. Необходимо еще раз подчеркнуть, что изложенные схематические представления имеют в виду количество газов и условия газообразования. Вообще же в осадочной толще присутствуют газы самых различных глубин генерации и образуют месторождения (но не гигантские).

Приведенные выше данные об определенной стадийности интенсивности газообразования были получены в результате анализа только изотопных данных. Как известно, в последние годы получили широкое распространение представления о стадийности газообразования, явившиеся следствием глубокого изучения структуры и состава органического вещества различных этапов метаморфизма. Согласно наиболее корректной схеме

выделяется главная фаза газообразования (метанообразования) в зоне глубин 3,6–5 км (Рогозина и др., 1974). К таким выводам авторы пришли в результате теоретических расчетов, основанных на данных составе ОВ разных стадий метаморфизма. При этом изучались гумусовые клареновые угли с глубиной погружения до 9 км и сапропелевое РОВ пород с концентрацией выше кларковой до глубин погружения 7 км.

Результаты расчетов, представленных в виде кривых интенсивности генерации метана (углеводородного газа), воспроизведены нами на рис.6 из работы Е.А.Рогозиной и др. (1974). Масштаб на оси абсцисс выбран таким образом, что площади первых пиков "изотопной" кривой (1) и кривой (2) для сапропелевого вещества совпадали, т.е. кривые (1) и (2) были нормированы по количеству газа, выделяющегося в "главной" фазе. Кривая интенсивности метанообразования гумусовыми клареновыми углями (3) построена в масштабе, соответствующем масштабу кривой (2).

Как видно из рис.6, по глубине I зона метанообразования (кривая 1) хорошо совпадает с главной фазой газообразования (кривые 2–3). Различия в положении максимумов кривой 1 и 2 не превышают 200 м; II зона на кривой (1) располагается также в соответствии с подъемом интенсивности метанообразования гумусовым веществом (кривая 3). Площади, ограниченные кривой (3) в интервалах 3–6 км и 6–9 км, близки между собой.

Таким образом, сопоставление данных об изменении интенсивности метанообразования с глубиной, полученных совершенно различными и независимыми методами, показало практическую идентичность положения зон интенсивного газообразования и близость относительных количеств газа, выделяемого в этих зонах. В совокупности эти данные позволяют, по-видимому, выделять не одну, а две "главных" фазы газообразования: первую – на глубинах 3,6–5 км и вторую – в интервале глубин 6,7–9 км.

Возможность формирования месторождений из газов первой и второй фаз газообразования не одинакова. Если дальность вертикальной миграции не зависит от глубины образования газа, то следует ожидать большей сохранности газов II фазы и соответственно большей вероятности захвата их в ловушки.

Большой интерес представляют и миграционные "характеристики" газов месторождений. В настоящее время еще не выявлены четкие показатели изменения изотопного состава газов в процессе миграции. Поэтому представления о дальности и направлении миграции газа можно получить из их генетических характеристик, сопоставляя предполагаемые место- положение и условия генерации газов месторождений с современным по-

ложением газовых залежей. Такой путь наиболее эффективен для выяснения дальности вертикальной миграции, точнее ее вертикальной составляющей.

Используя функциональную связь δC^{13} метана и температуру его генерации (рис.5), можно определить температуру и соответственно некоторым приближением глубину образования метана какого-либо месторождения. Сопоставляя полученную величину с глубиной залегания залежи, можно определить диапазон перемещения газов по вертикали (ΔH). С целью выяснения представлений о дальности вертикальной миграции в осадочной толще нами были проведены расчеты подобного рода для всех залежей СССР, по которым имеются сведения об изотопном составе (всего 396 залежей). Результаты расчетов приведены на гистограмме (рис.7). Оказалось, что чаще всего встречаются диапазоны вертикального перемещения газов на 4–4,5 км. Миграция газов вверх на расстояние до 3 км характерна для 10% всех залежей, от 3 до 6 км – 54%, от 6 до 9 – 23% и более 9 км – 4%. В 70% случаев расстояние составляло от 2,5 до 6,5 км.

Следует, однако, подчеркнуть, что использование такого метода для выяснения дальности латеральной миграции допустимо лишь с привлечением дополнительных геологических (не изотопных) данных.

За время существования залежи могут происходить изменения в сос-

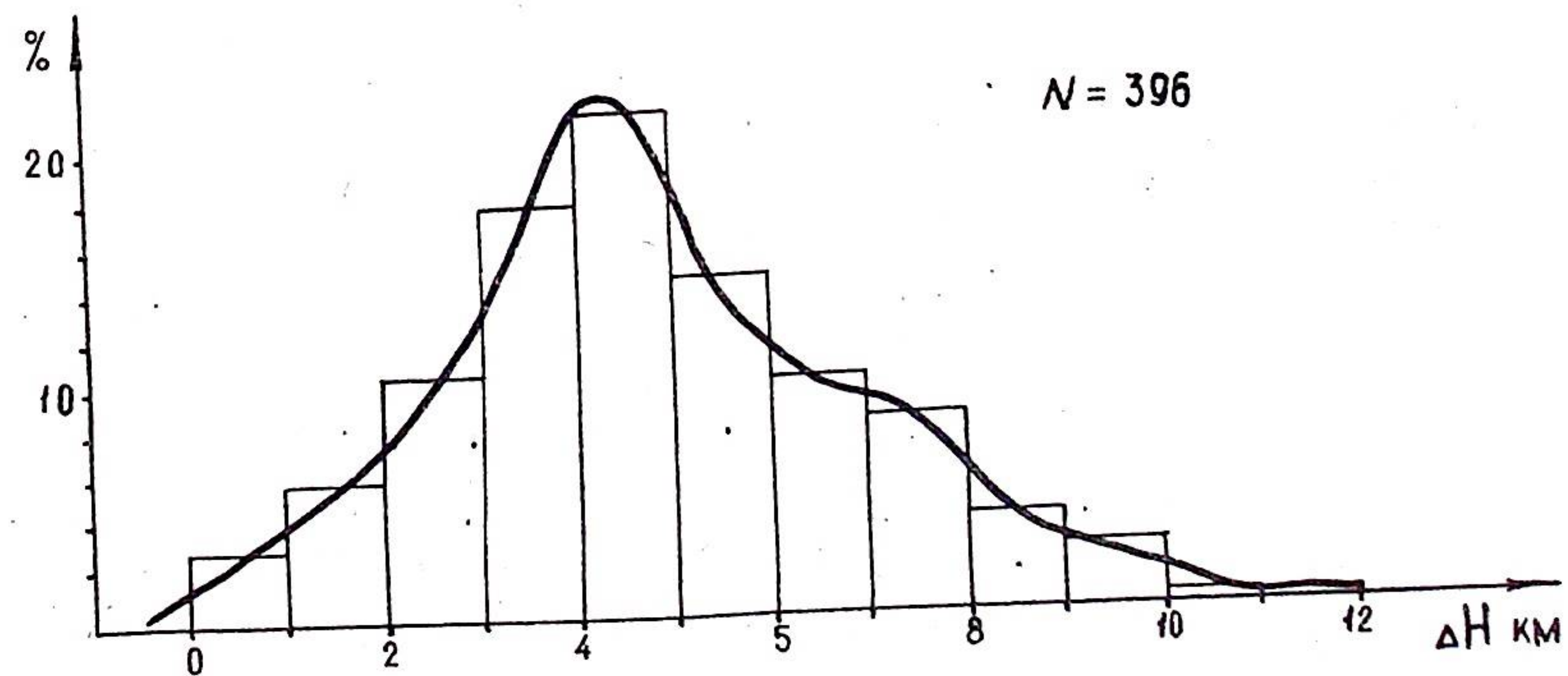


Рис.7. Гистограмма распределения вертикальной составляющей миграции (по изотопным данным).

таве, в том числе и изотопном, под влиянием прежде всего пластовых вод. Газ месторождений, вторгшийся в чуждую обстановку (как видно из рис. 7, в 90% случаев газ переместился более чем на 2 км вверх), претерпевает изменения в результате взаимодействия с газовым фоном. По-видимому, газам "фона" будут свойственны менее "глубинные" изотопные характеристики. Именно такие явления были, по-видимому, зафиксированы в месторождениях Предуралья (Воронов, Праслов, 1974), где отмечалось увеличение отношения He^4/Az^{40} рад. и Az^{40} рад. в мелких залежах по сравнению с крупными. Процесс взаимодействия в мелких залежах, естественно, был более полным. Наблюдались также вариации содержания и воздушного аргона в пределах Оренбургского месторождения, что явилось, по-видимому, результатом взаимодействия пластовых вод, в большей степени насыщенных воздушными газами.

Рассмотренные нами факты и полученные на их основе выводы приводят к следующим, имеющим поисковую значимость следствиям.

1. Основная геохимическая особенность газов гигантских месторождений – их генетическое соответствие двум главным фазам метанообразования. Иными словами, геохимические предпосылки образования зон гигантского газонакопления имеются там, где проявились одна или две главных фазы и в соответствующие термальные зоны были вовлечены значительные количества углерода.

2. Наибольшие запасы газа концентрируются в тех регионах, где проявились обе главные фазы и сохранились (не рассеялись) газы обеих фаз. Такие регионы характеризуются наиболее широким диапазоном изменения величин He^4/Az^{40} рад. К ним могут быть отнесены Западно-Сибирская плита, возможно Тимано-Печорская область и Скифская плита. В силу недостаточной изученности нельзя исключать возможное нахождение таких районов в пределах Восточной Сибири и, естественно, акваторий.

3. Крупные месторождения с газами I фазы обнаружены только в Западной Сибири и на Скифской плите (Северо-Ставропольское). В большей части гигантских месторождений сконцентрированы газы II фазы. В связи с этим в указанных регионах возможно обнаружение крупных месторождений и на несколько больших глубинах; в Западной Сибири они уже открыты. Вообще же месторождения с газами II фазы могут сформироваться на разных глубинах и в различных регионах, с учетом возможностей дегазации пластовых флюидов, накапливающих генерированный метан.

4. Обнаружение крупных месторождений, сформированных газами I фазы, более вероятно на глубинах до 2 км, а газами II фазы – в интервале 1–6 км, причем наиболее вероятно в диапазоне 3–4 км. В связи с

этим крупные месторождения первой группы могут быть обнаружены лишь в малоизученных районах. Для поисков месторождений второй группы перспективны глубины 3–5 км, где ныне сосредоточены лишь 13% разведанных запасов.

5. На основании кривых интенсивности газогенерации (рис. 5) и данных миграции (рис. 7) возможна оценка относительных количеств газа концентрирующегося в определенных интервалах глубин, а также мигрировавшего в атмосферу. Расчет, проведенный отдельно для газов I и II фазы (в %), показал следующее:

Глубина	Атмосфера	до 0,5 км	0,5–1 км	1–3 км	3–5 км	5 км	Всего
I фаза	53	1,1	9	21	6	–	100
II фаза	6,9	3,6	4	27,4	36,6	21,4	100

Поскольку вероятность сохранности залежей в интервале 0–0,5 км весьма мала, то можно полагать, что сохраняется не более 36% газов I фазы и менее 90% II фазы. Но так как фактическое количество газов залежей, приписываемых I и II фазам, было одинаков, можно заключить, что количество газа I фазы было в 2,5 раза больше. С учетом этого обстоятельства теоретически рассчитанные запасы будут составлять в разных интервалах глубин следующие величины (в %):

Глубина	Интервалы глубин, км			
	0–1	1–3	3–5	5
Расчетная	15	44	29	12
Фактическая	12,6	73,4	12,9	1,1

Из сравнения полученных значений с фактическим распределением запасов по глубине выявляется достаточно заметная по газогенерационным возможностям перспективность больших глубин (более 3 км). Отношение предполагаемых запасов на глубинах 3–5 км к таковым на глубинах 1–3 км почти в 4 раза больше, чем фактическое, но их реализация в виде формирования крупных газовых месторождений возможна только в случае благоприятных условий газовыделения на больших глубинах. В противном случае газ останется в растворенном состоянии в пластовых водах, создавая их высокую газонасыщенность, а свободные газы скопления не сформируются, несмотря на потенциальные для этого

возможности с точки зрения генерации метана.

4. Процессы образования и накопления газов в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне

В этом разделе рассматриваются те выводы о процессах газообразования и формирования месторождений газа в Тимано-Печорской области, которые могут быть сделаны на основе данных об изотопном составе с привлечением геолого-геохимических сведений.

В пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной области так же, как и по другим провинциям, изучался изотопный состав углерода, гелия, аргона, при этом использовались как результаты собственных исследований авторов, так и опубликованные данные об изотопном составе углерода метана (Алексеев и др., 1973; Дуброва, Несмелова, 1968; Алексеев и др., 1967; Катченков, 1974). Сведений для достаточно глубокого понимания процессов газообразования и формирования залежей пока немного, поэтому приведенные здесь выводы следует рассматривать как предварительные. Исследования изотопного состава газов будут продолжены.

Рассмотрение результатов измерений (табл.4) позволяет выявить некоторые особенности распределения изотопных характеристик. Прежде всего обращает на себя внимание крайне широкий диапазон изменения почти всех рассматриваемых соотношений изотопов. Величина δC^{13} метана изменяется от -30 до -60%, отношения Ne^4/Ar^{40} рад. - от 12 до 76 и Ne^3/Ne^4 от 1,2 до 6,4.

Гистограммы распределения величин δC^{13} метана, Ne^4/Ar^{40} рад., Ne^3/Ne^4 и Ar^{40} рад. по Тимано-Печорской провинции приведены на рис.8, на котором выделены штриховкой Вуктыльское и Лаявожское месторождения. Значения δC^{13} метана в этих месторождениях составляют соответственно -36,9% и 30,4%, что, как отмечалось в разд.2, позволяет включать их в состав крупнейших месторождений мира с максимумом в области изотопически тяжелого метана, т.е. с метаном глубокой зоны газогенерации.

В целом, хотя указанные выше значения δC^{13} в газах крупных месторождений выше среднего значения для месторождений провинции - 4,3%, но они все же не выходят за характерные для нее пределы (рис.8а). Своеобразно, что в газах Вуктыла отмечаются (рис. 8 г,д) минимальные значения радиогенного и воздушного аргона (соответственно 9,5 и 18 ч.н.м.), но по Ne^4/Ne^3 и Ne^4/Ar^{40} рад. они почти не отличаются от средних (рис.8 б,в). По Лаявожскому месторождению данные об изотопном составе инертных отсутствуют.

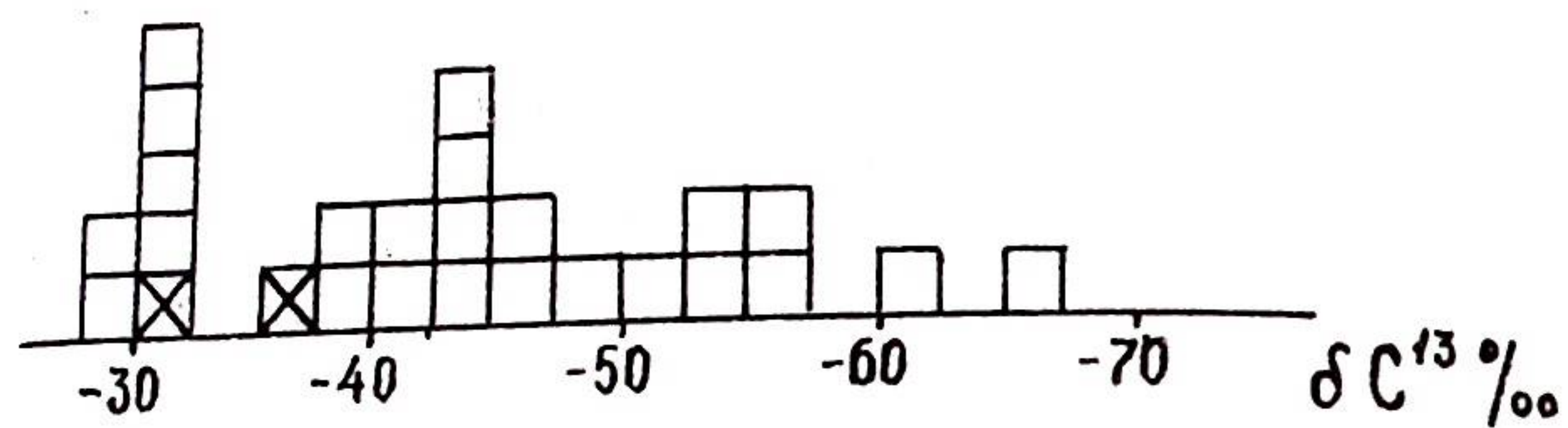
Распределение величины δC^{13} метана в залежах в зависимости от

Изотопный состав C, Ne, Ar, N в газах Тимано-Печорской нефтегазоносной области по данным ВНИГРИ и др.

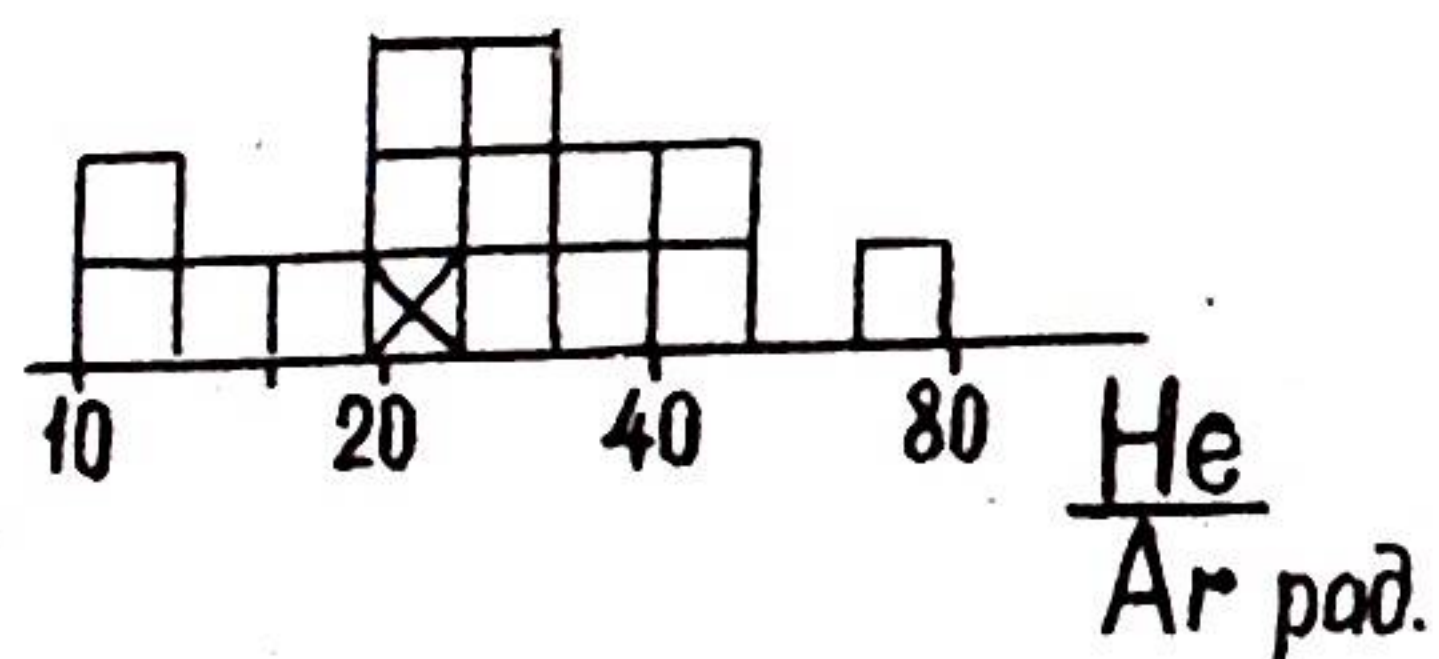
Таблица 4

Тектонический элемент, месторождение	Возраст	Средняя глубина, м	$\delta C^{13}_{CH_4}, \%$	$\delta C^{13}_{C_2H_6}, \%$	Ar ⁴⁰ рад., ч.н.м.	Ar ⁴⁰ рад., ч.н.м.	Ar ⁴⁰ рад., возд.	Ne ³ рад., ч.н.м.	Ne ³ рад., возд.	Ne ³ /Ne ⁴ × 10 ⁻²	$\delta N^{15}, \%$
Гочанский край		720	-56,4	-	-	-	-	-	-	-	+11,1
Лаявож	D _{эф.}	630	-50,3	-	56	83	1,48	48	-	1,2	-
Зап. Пазосьгора	D ₂	700	-49	-	35	≤110	≤3,1	76	-	-	-
Имбель	D ₃										
Омра-Сойвинский выступ		1000	-44,2	-	60	<90	<1,5	22	-	2,8	-
Нижняя Омра	D ₃	950	-	-	78	59	0,75	18	-	2,9	-
Верхняя Омра	D ₂	900	-45	-34	77	<100	<1,3	28	-	2,1	-
Имбель	D ₃										
Джебальская моноклинали		1320	-	-	23	28	1,2	50	-	2,9	+13,9
Джебал	C ₁	1970	-	-	25	6	0,24	24	-	-	+0,4
-	D ₃										
Печорская впадина		1500	-42,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Джьер	D ₂										
Мичао-Пашинский вал		1200	-42,6	-37,3	-	-	<1,5	-	-	-	-
Пашня	P	3270	-42,5	-35,3	84	<66	<0,8	9,2	-	-	-
-	D ₂										
Печорская гряда		2500	-38,8	-	37	32	0,86	23	-	-	-
Кыртаель	D ₂	500	-56,5	-	8	<90	-	42	-	2,7	-
Печоргородское	P ₂	1060	-51,7	-	-	-	-	-	-	-	-
-	C ₁	670	-54,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Печоро-Кожвинское	P ₂										
Предуральский прогиб		1200	-40,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Курья	P ₁	2700	-36,9	-	10	18	1,8	24	-	2,0	+27,0
Вуктыл	P-C ₁	2380	-40,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Арднец	C ₁										
Кожвинский вал		3200	-39,6	-	-	-	<2,6	-	-	-	-
Возей	D ₁	3200	-	-	-	-	<4,2	-	-	-	-
Усинское	D ₂	2000	-30,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Хильчюю	P ₁ -C ₂										
Денисовская впадина		2360	-30,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Лаявож	P ₁										
Шапкино-Юрьяхинский вал		1090	-31,1	-	24	-	-	27	-	-	-
Южное Шапкино	T ₁	1800	-31,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Шапкино	(P ₁ -C ₃)	2245	-29,4	-	30	25	0,83	15	-	3,9	+12,0
Гонейвасское	C ₂	1770	-30,7	-	26	<1,5	<1,3	12	-	1,6	-
Цасилковское	P ₂	2350	-29,4	-	31	21	0,68	12	-	6,4	+4,3
Кумжа	P ₁ -C ₃										

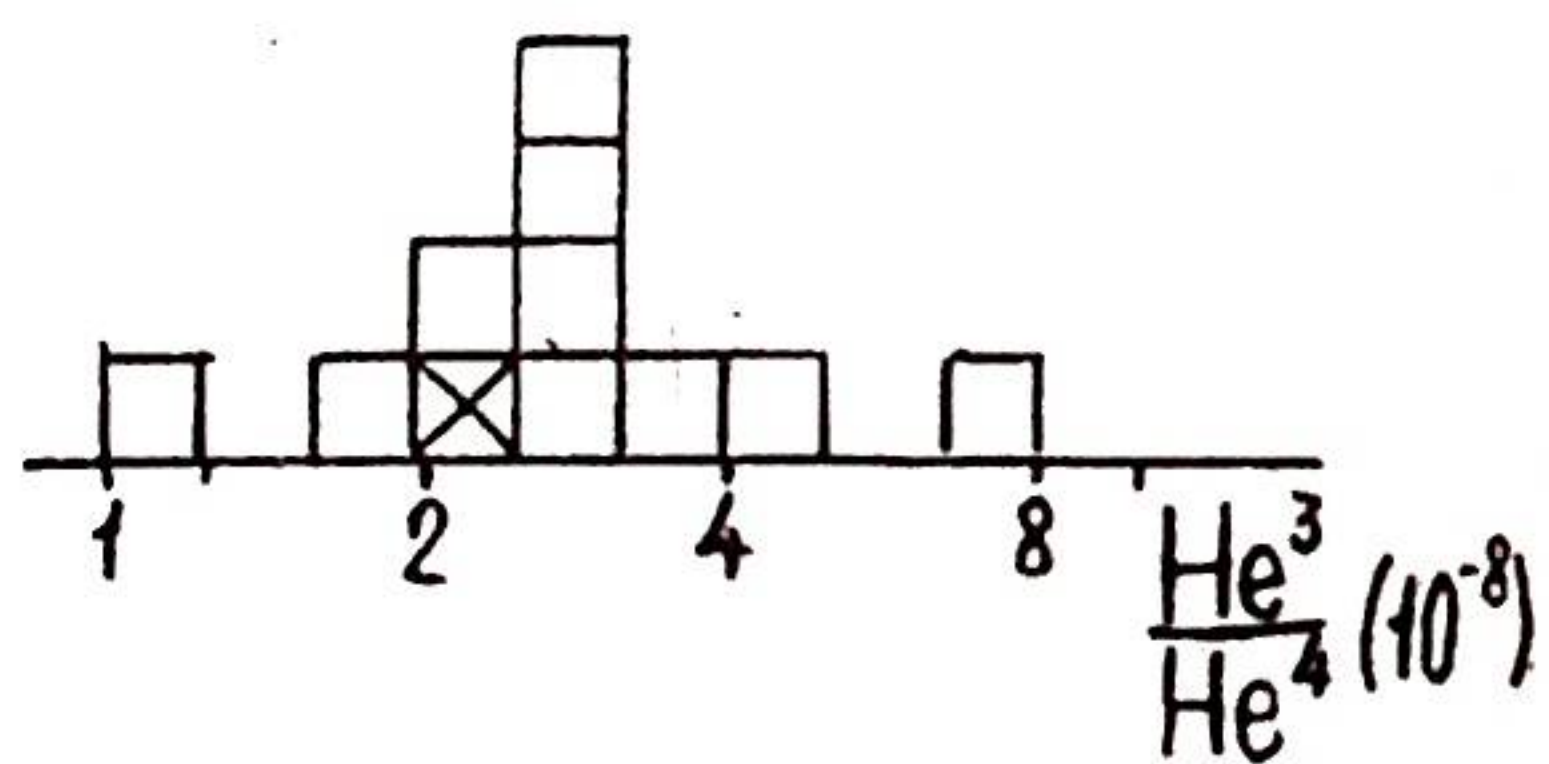
а



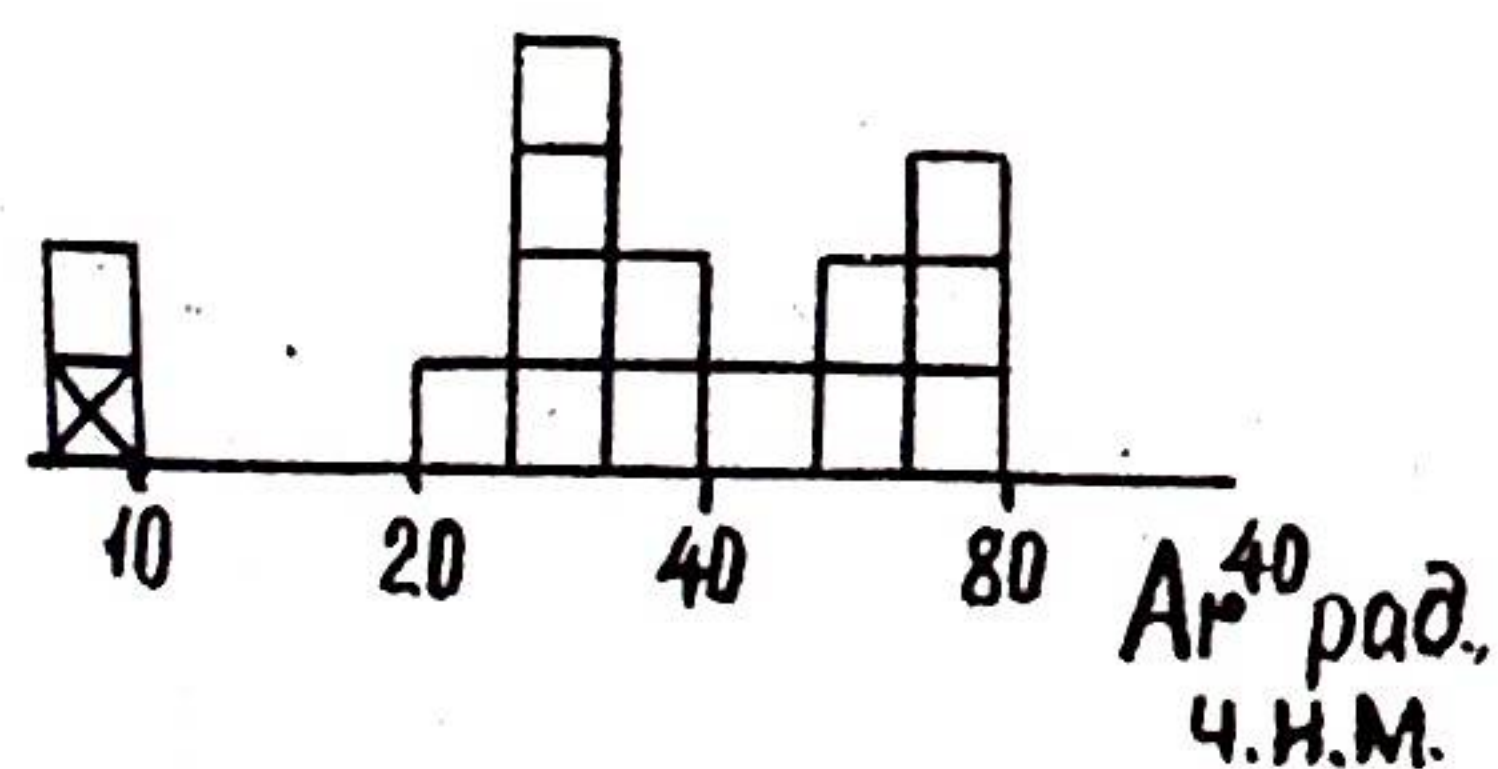
б



в



г



д

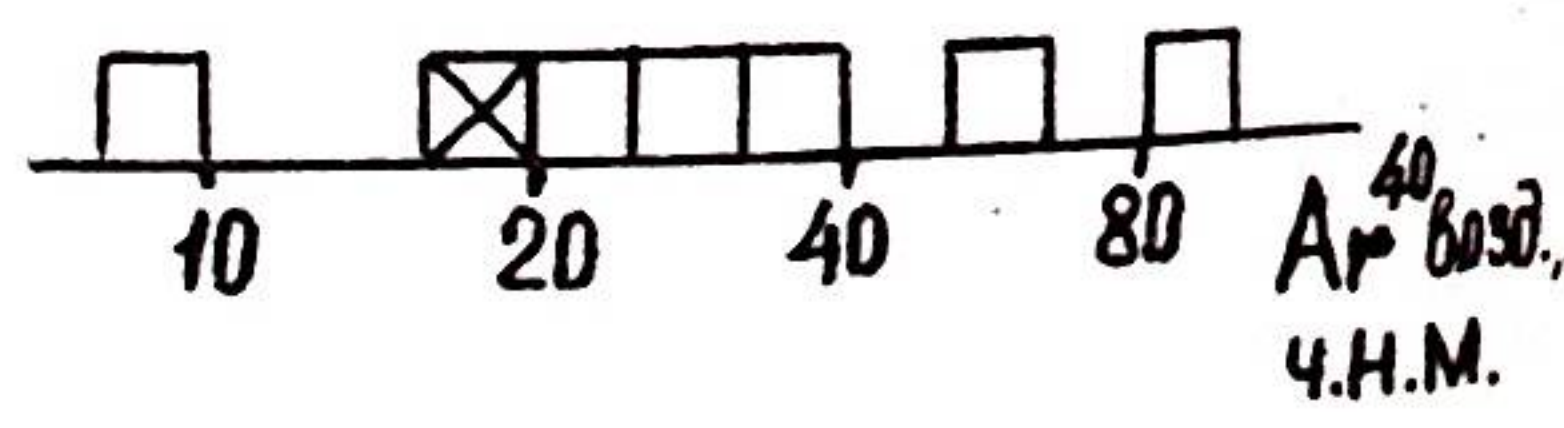


Рис.8. Гистограмма распределения изотопных характеристик в залежах Тимано-Печорской провинции.
 а - δC^{13} метана, б - He^4/Ar^{40} рад., в - He^3/He^4 , г - Ar^{40} рад., д - Ar^{40} возд. ч.н.м.
 ☒ - месторождения-гиганты.

глубины их залегания приведено на рис.9, из которого видно, что с глубиной величина δC^{13} постепенно увеличивается, т.е. метан утяжеляется.

Отмечается определенная приуроченность газов разной глубинности к различным зонам. Так, наиболее глубокие газы - с высокими значениями δC^{13} ($\sim -30\%$), He^3/He^4 ($\sim 5 \cdot 10^{-8}$) и низкими He^4/Ar^{40} рад.

(~ 13) - встречаются на северо-западе провинции в Шапкино-Юрьяхинском и Колвинском валах, в Денисовской впадине. По изотопным характеристикам газы этих районов сходны с газами Вилюйской синеклизы. Наиболее глубокие газы - с низкими значениями δC^{13} ($-50 \pm 56\%$) и $He^3/He^4 - (1,2:2,7) \cdot 10^{-8}$, высокими He^4/Ar^{40} рад. (40 ± 76) отмечаются на окраинах Тиманского кряжа, Печорской гряде. Остальные районы занимают промежуточное положение. В свете вышесказанного можно предполагать предпосылки для формирования крупных месторож-

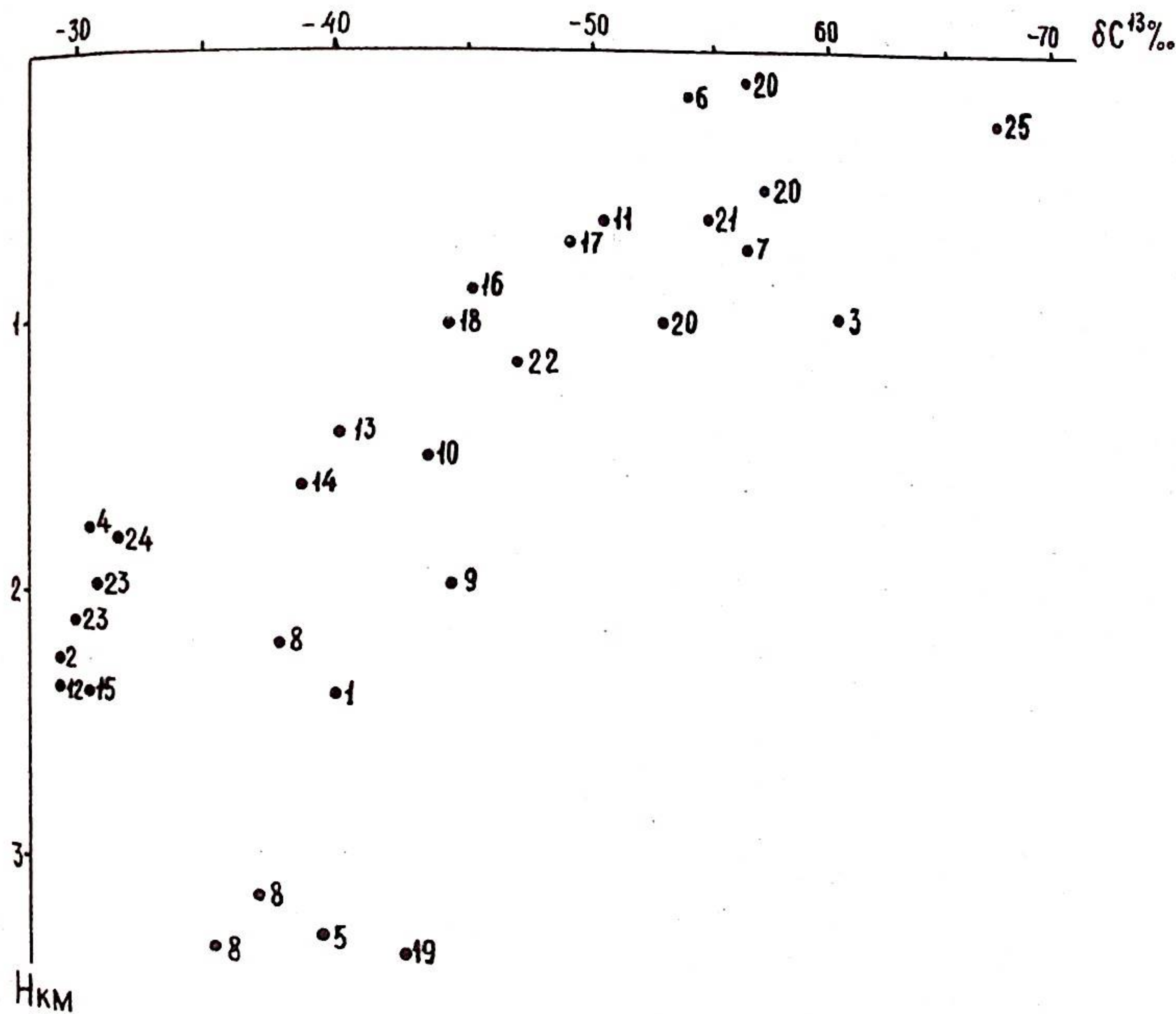


Рис.9. Зависимость δC^{13} от глубины в залежах Тимано-Печорской провинции.
 1-26 - месторождения: 1 - Аранецкое, 2 - Ванейвисское, 3 - Варандейское, 4 - Василковское, 5 - Возейское, 6 - Водный Промысел, 7 - Войвожское, 8 - Вук - тильское, 9 - Северо-Джебольское, 10 - Джерьское, 11 - Изкосьгоринское, 12 - Кумжинское, 13 - Курьинское, 14 - Кыртаельское, 15 - Лаявожское, 16 - Ни - бельское, 17 - Нямедьское, 18 - Нижнеомринское, 19 - Пашнинское, 20 - Печор - городское, 21 - Печоро-Кожвинское, 22 - Севелькуджское, 23 - Хьльчуйское, 24 - Шапкинское, 25 - Ярейягинское.

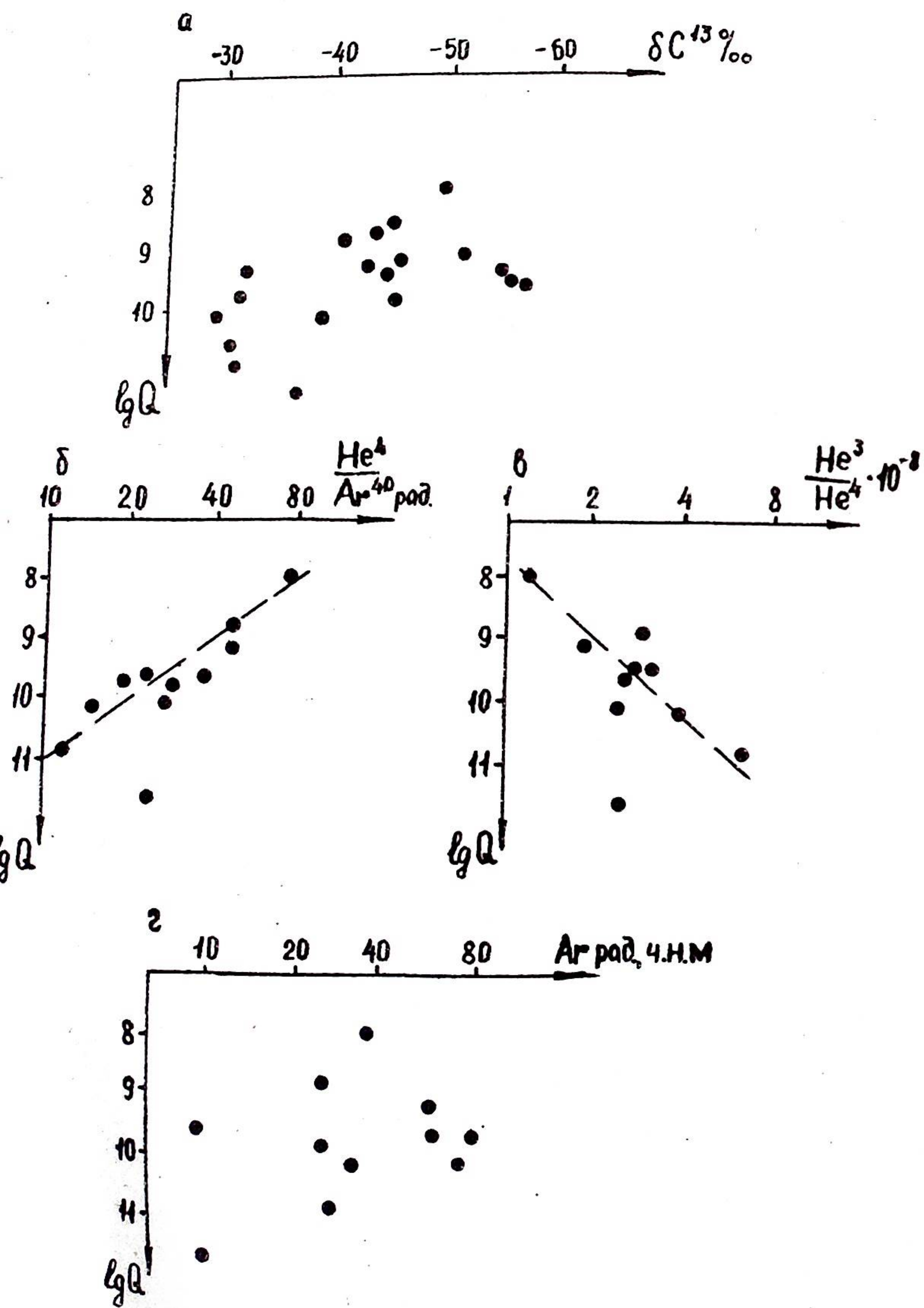


рис.10. Связь запасов (Q) с δC^{13} метана (а), $\frac{He^4}{Ar^{40}}$ рад. (б) $\frac{He^3}{He^4}$ (в) $\frac{He^4}{Ar^{40}}$ рад. (г) в залежах Тимано-Печорской провинции.

в тех районах, где присутствуют газы не только больших, но и меньших глубин образования, при условии их высокой сохранности. Однако для месторождений Тимано-Печорской провинции отмечается тесная связь изотопных характеристик с запасами (рис.10), согласно которой чем более глубокие газы сосредоточены в месторождении, тем больше в них запасы (разд.2). Возможно, благоприятные условия сохранения газов не реализуются, но нельзя исключать и случайности отмеченной связи (данных пока недостаточно).

Во всех месторождениях региона, кроме Вуктыльского, с увеличением запасов закономерно уменьшается отношение $\frac{He^4}{Ar^{40}}$ рад. и увеличивается $\frac{He^3}{He^4}$ (рис.10 б,в). Возможно, причиной некоторого отклонения в изотопном составе инертных в газах Вуктыла от отмеченных региональных закономерностей является предположительно генетическая принадлежность газа месторождения, расположенного в иной тектонической зоне - северной ветви Предуральяского прогиба. В этой связи весьма любопытной оказалась необычайная близость изотопного облика Вуктыльского месторождения и Оренбургского, также тяготеющего к Предуральному прогибу:

Месторождения	$\delta C^{13}, \text{‰}$	$\delta N^{15}, \text{‰}$	$\frac{He^4}{Ar^{40}}$ рад.	$\frac{He^3}{He^4}$
Вуктыльское	-36,9	+27	25	$2,6 \cdot 10^{-8}$
Оренбургское	-37,3	+26,7	20	$1,2 \cdot 10^{-8}$

Вероятно, газы этих месторождений образовались в весьма сходных условиях.

В целом можно отметить, что изотопные характеристики газов наиболее крупных изученных месторождений - Вуктыла и Лаявожа лежат в диапазоне, присущем всем месторождениям Тимано-Печорской провинции. Исключение составляет радиогенный аргон, содержание которого в Вуктыле минимально.

Для газов Тимано-Печорской области отмечаются определенные корреляционные связи между изотопными характеристиками (рис.11). Чем больше величина δC^{13} метана в газах, тем выше отношение $\frac{He^3}{He^4}$ и также $\frac{He^4}{Ar^{40}}$ рад.

Широкие вариации изменения изотопного состава, утяжеление метана с глубиной, а также наличие корреляционных связей между изотопами углерода, гелия и аргона, по-видимому, указывают на присутствие в залежах района газов широкого диапазона глубин газообразования, т.е. можно предположить, что действующими в Тимано-Печорской провинции

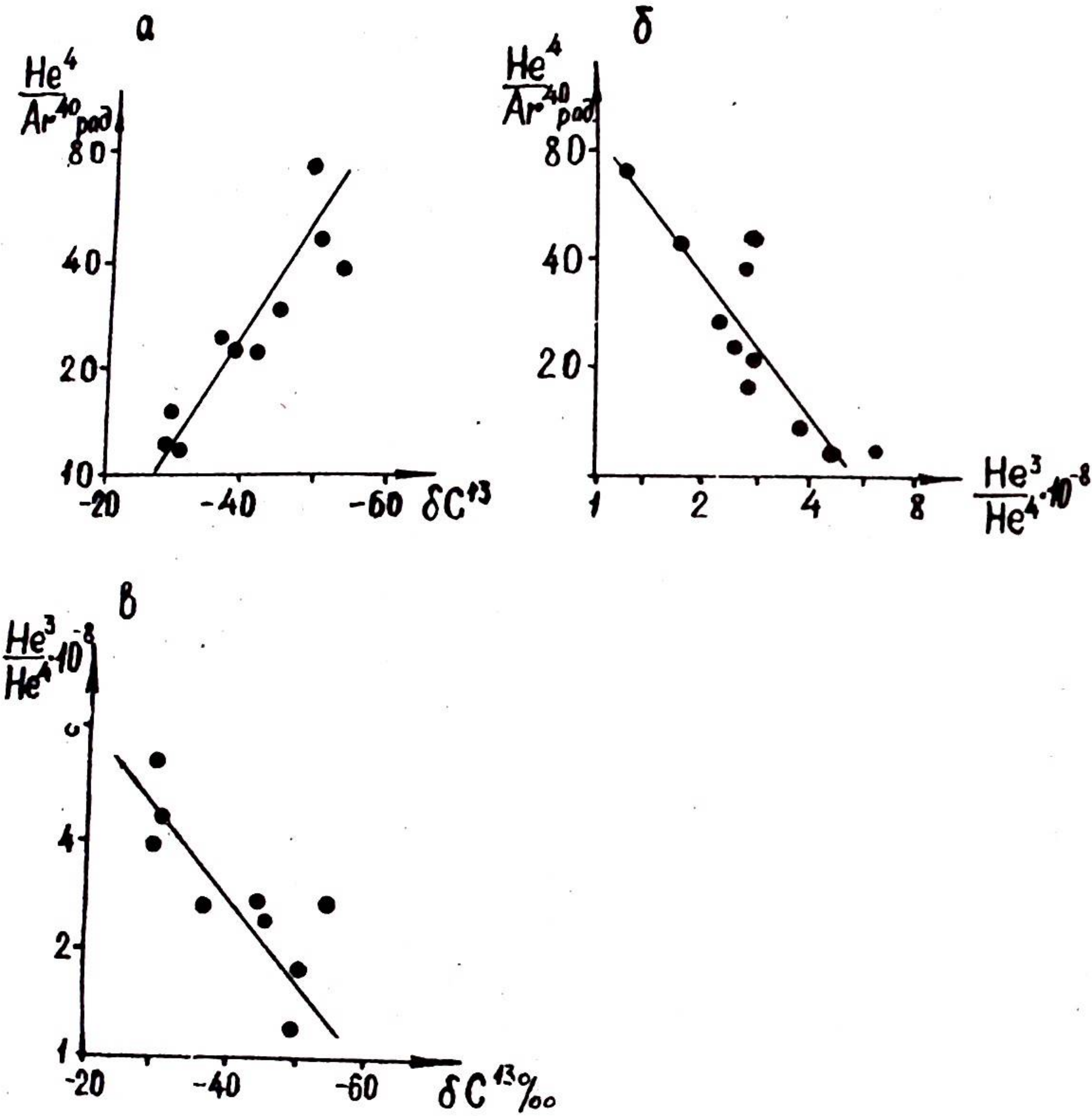


Рис. 11. Взаимосвязь изотопных характеристик в залежах Тимано-Печорской провинции. а - $\text{He}^4/\text{Ar}^{40}$ рад. и δC^{13} метана, б - $\text{He}^4/\text{Ar}^{40}$ рад. и He^3/He^4 , в - He^3/He^4 и δC^{13} метана.

Влиялись обе главные фазы газообразования и им обеим присуща сравнительно высокая сохранность. Следовательно, правомерен вывод о том, что с позиций оценки интенсивности процессов газогенерации нет ограничений для образования достаточно крупных по размеру газовых скоплений не только на малых и средних, но и на больших глубинах. Реализация этой возможности для глубин до 3-4 км подтверждается

обеспеченными открытиями, а для глубин, больших 4,5 км, должна быть дополнительно обоснована благоприятными условиями интенсивной дегазации глубинных флюидов в термодинамической обстановке глубинных

ЛИТЕРАТУРА

- Алексеев Ф.А., Готтих Р.П., Лебедев В.С. Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии.- М.: Недра, 1973.- 383 с.
- Алексеев Ф.А., Лебедев В.С. и др. Изотопный состав углерода природных углеводородов и некоторые вопросы их генезиса.- М.: изд. ГИТ и ВНИИЯГГ, 1967.- 228 с.
- Воронов А.Н., Прасолов Э.М., Тихомиров В.В. Соотношение различных радиогенных изотопов аргона и гелия в газовых залежах.- Геохимия, 1974а, № 2, с. 1842-1855.
- Воронов А.Н., Прасолов Э.М. Радиогенный аргон в газовых залежах северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной области.- Геология, 1974б, № 11, с. 1700-1710.
- Гаврилов Е.Я., Журов Ю.А., Теплинский Г.И. О связи изотопного состава аргона и углерода в природных газах.- ДАН СССР, 1972, т. 206, № 2, с. 448-451.
- Гаврилов Е.Я., Теплинский Г.И. Распределение изотопов аргона в углеводородных газах.- Геохимия, 1973, № 4, с. 559-569.
- Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник. Под ред. А.Г.Васильева и И.П.Жабрева.- М.: Недра, 1975.- 528 с.
- Галимов Э.М., Теплинский Г.И. и др. Условия формирования газовых залежей в пределах восточной части Туранской плиты по данным изотопного состава углерода газов.- Геохимия, 1973, № 11, с. 1689-1703.
- Дуброва Н.В., Несмелова З.Н. Изотопный состав углерода природного метана.- Геохимия, 1968, № 9, с. 1066-1071.
- Ермаков В.И., Лебедев В.С. и др. Изотопный состав углерода природных газов севера Западно-Сибирской низменности в связи с вопросами их генезиса.- ДАН СССР, 1970, т. 190, № 3, с. 683-686.
- Каменский И.Л., Якуцени В.П. и др. Изотопы гелия в природе.- Геохимия, 1971, № 8, с. 914-931.
- Катченков С.М. О некоторых взаимосвязях метана с его гомологами и CO_2 по изотопному составу углерода.- Тр. ВНИГРИ, 1974, вып. 355, с. 127-136.
- Побков В.А., Прасолов Э.М. Изотопы углерода и аргона в газах

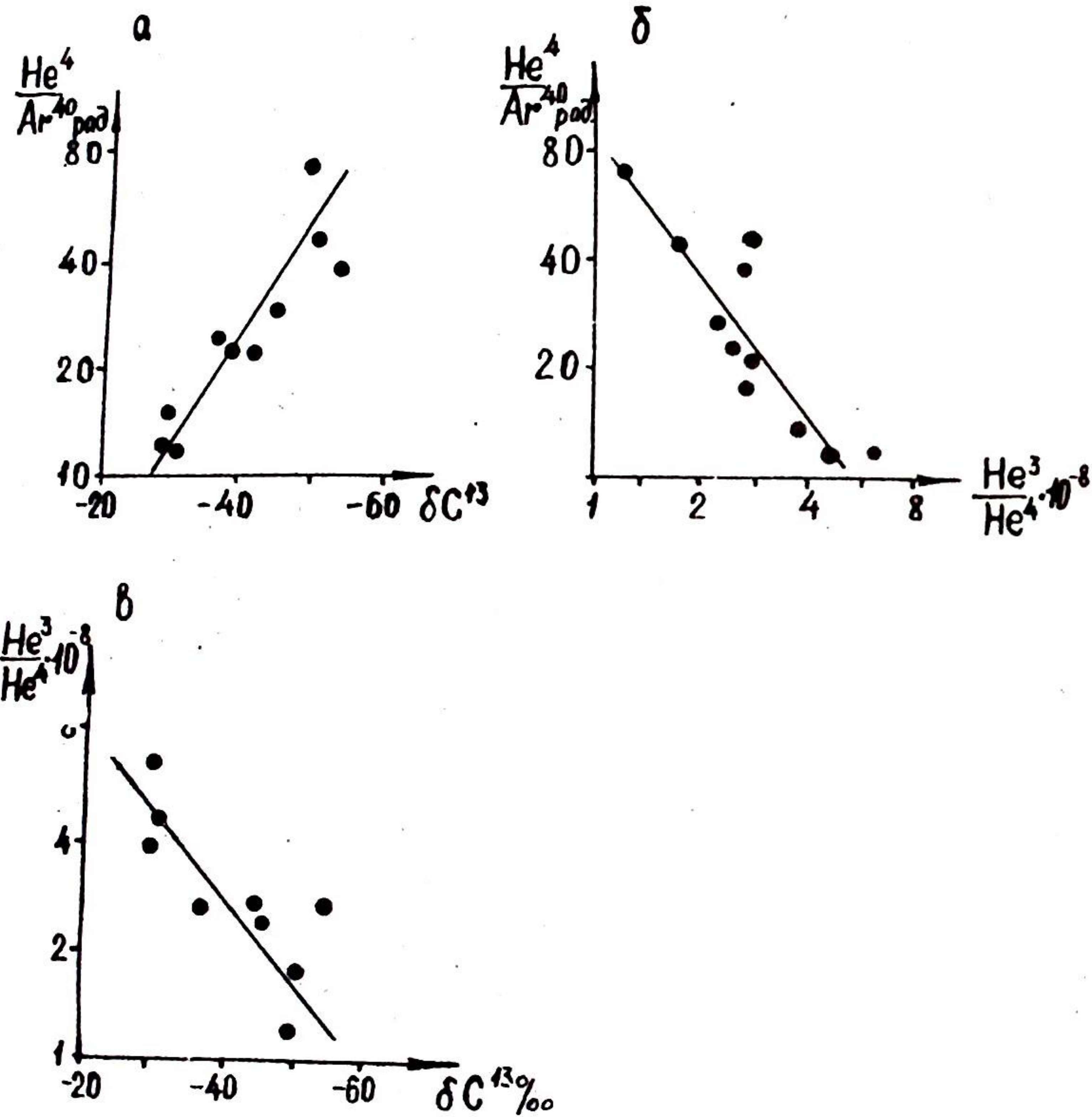


Рис. 11. Взаимосвязь изотопных характеристик в залежах Тимано-Печорской провинции. а - $\frac{\text{He}^4}{\text{Ar}^{40} \text{ рад}}$ и δC^{13} метана, б - $\frac{\text{He}^3}{\text{He}^4}$ и δC^{13} метана, в - $\frac{\text{He}^3}{\text{He}^4}$ и $\frac{\text{He}^4}{\text{Ar}^{40} \text{ рад}}$.

Влиялись обе главные фазы газообразования и им обеим присуща сравнительно высокая сохранность. Следовательно, правомерен вывод о том, что с позиций оценки интенсивности процессов газогенерации нет ограничений для образования достаточно крупных по размеру газовых скоплений не только на малых и средних, но и на больших глубинах. Реализация этой возможности для глубин до 3-4 км подтверждается

открытиями, а для глубин, больших 4,5 км, должна быть обоснована благоприятными условиями интенсивной дегазации глубинных флюидов в термодинамической обстановке глубинных

ЛИТЕРАТУРА

- Алексеев Ф.А., Готтих Р.П., Лебедев В.С. Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии.- М.: Недра, 1973.- 383 с.
- Алексеев Ф.А., Лебедев В.С. и др. Изотопный состав углерода природных углеводородов и некоторые вопросы их генезиса.- М.: изд. ИТ и ВНИИЯГГ, 1967.- 228 с.
- Воронов А.Н., Прасолов Э.М., Тихомиров В.В. Соотношение различных радиогенных изотопов аргона и гелия в газовых залежах.- Геохимия, 1974а, № 2, с. 1842-1855.
- Воронов А.Н., Прасолов Э.М. Радиогенный аргон в газовых залежах северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной области.- Геохимия, 1974б, № 11, с. 1700-1710.
- Гаврилов Е.Я., Журсов Ю.А., Теплинский Г.И. О связи изотопного состава аргона и углерода в природных газах.- ДАН СССР, 1972, № 206, № 2, с. 448-451.
- Гаврилов Е.Я., Теплинский Г.И. Распределение изотопов аргона в углеводородных газах.- Геохимия, 1973, № 4, с. 559-569.
- Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник. Под ред. А.Г.Васильева и И.П.Жабрева.- М.: Недра, 1975.- 528 с.
- Галимов Э.М., Теплинский Г.И. и др. Условия формирования газовых залежей в пределах восточной части Туранской плиты по данным изотопного состава углерода газов.- Геохимия, 1973, № 11, с. 1689-1703.
- Дуброва Н.В., Несмелова З.Н. Изотопный состав углерода природного метана.- Геохимия, 1968, № 9, с. 1066-1071.
- Ермаков В.И., Лебедев В.С. и др. Изотопный состав углерода природных газов севера Западно-Сибирской низменности в связи с вопросами их генезиса.- ДАН СССР, 1970, т. 190, № 3, с. 683-686.
- Каменский И.Л., Якуцени В.П. и др. Изотопы гелия в природе.- Геохимия, 1971, № 8, с. 914-931.
- Катченков С.М. О некоторых взаимосвязях метана с его гомологами и CO_2 по изотопному составу углерода.- Тр. ВНИГРИ, 1974, вып. 355, с. 127-136.
- Лобков В.А., Прасолов Э.М. Изотопы углерода и аргона в газах

ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ ЗЕМНОЙ КОРЫ СЕВЕРО-ВОСТОКА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

И.В.Запорожцева, Л.С.Нагайцева

Изучению глубинного строения рассматриваемого региона уделялось мало внимания. Территория пересечена единичными профилями ГСЗ и МОВЗ (Воларович и др., 1977; Булин и др., 1976; Чернышев и др., 1978). Анализ геофизических материалов позволил ряду исследователей (Должанский, 1976; Шилов и др., 1978) в общем виде охарактеризовать поведение глубинных границ раздела земной коры. За последнее время в восточной части провинции были пройдены профили КМПВ. Для отдельных участков получены сейсмические границы на глубинах 17-20 км (работы А.Л.Кокошко и Л.П.Неделюка за 1979 г.). Однако сейсмических данных пока явно недостаточно для характеристики нижнего слоя земной коры. Необходимо привлекать материалы других геофизических методов, в частности гравиразведки, имеющей наибольшие разрешающие возможности для изучения глубинного строения региона.

Как известно, при геологической интерпретации геофизических данных широко используются математические приемы, в том числе разнообразные преобразования гравитационного поля. Для определения характера залегания границ земной коры, а также анализа зон повышенной проницаемости ее нами был использован метод аналитического продолжения полного нормированного градиента силы тяжести $g^H(x, z)$, разработанный В.В.Березкиным (1978).

Полный нормированный градиент может быть выражен формулой:

$$g^H(x, z) = \frac{g(x, z)}{g_{\text{ср}}(z)} = \frac{\sqrt{V^2 xz(x, z) + V^2 z z(x, z)}}{\frac{1}{M} \sum_0^M \sqrt{V^2 xz(x, z) + V^2 z z(x, z)}},$$

где $g(x, z)$ — полный вертикальный градиент в точке с координатами x, z вертикальной плоскости, проходящей через профиль наблюдений, $g_{\text{ср}}(z)$ — среднее значение $g(x, z)$ на некотором горизонтальном уровне z , $g^H(x, z)$ — полный вертикальный градиент, нормированный на каждом уровне пересчета по среднему значению

Лено-Вилкойской синеклизы.— ДАН СССР, 1976, т.228, № 1, с. 202-204.

Прасолов Э.М., Лобков В.А. Об условиях образования и миграции метана (по изотопному составу углерода).— Геохимия, 1977, № 1, с. 122-135.

Рогозина Е.А., Неручев С.Г., Успенский В.А. О месте и условиях проявления главной фазы газообразования в процессе погружения осадков.— Изв. АН СССР. Сер.геол., 1974, № 9, с. 124-132.

Сынгаевский Е.А. Условия формирования многопластовых газовых месторождений по изотопному составу углеводородов (на примере месторождений Аму-Дарьинской впадины).— В кн.: Ядерная геология. М., 1974, с. 40-51.

Boigk H., Hagemann H. W., Stahl W., Wollanke G. Zur Herkunft und Migration des Stickstoffs nordwestdeutscher Erdgase aus Oberkarbon und Rotliegend. Erdöl u. Kohle. Erdgas, Petrochemie, 1976, № 3, S. 103-112.

Bokhoven C., Theeuwes H. J. Determination of the abundance of carbon and nitrogen isotopes in deutch coals and natural gases. — Nature, 1966, 211, p. 927-929.

Mener R. Composition isotopique du carbon dans es gas provenant de Sondages D'Aguitaine. — Bull. Centre Rech. SNPA, 7, 1973, № 9, p. 69-81.

Zartman R. E., Wasserburg G. J., Reynolds J. H. Helium, argon and carbon in Some natural gases. Journ. Geoph. Res., 1961, vol. 66, p. 77-306.

$g_{\text{ср.}}(x, z)$; $V_x z$, $V_z z$ — производные полного вертикального градиента. Для вычисления функции $g^N(x, z)$ используется конечный ряд Фурье, где N — общее число членов ряда или гармоник. Максимум $g^N(x, z)$ в зависимости от числа N может занимать разное положение и иметь различные значения. При оптимальном N $\max g^N(x, z)$ соответствует особой точке, в которой функция терпит разрыв. Метод интерпретации заключается в выявлении экстремальных значений и особых точек $g^N(x, z)$, положение которых качественно характеризует вертикальные и горизонтальные границы раздела земной коры.

Расчеты $g^N(x, z)$ проводились на электронно-цифровой машине "Минск-32" по программе П.А.Беспрозванного и Т.А.Томачинской, составленной в Центральном геофизическом тресте. Значения $g^N(x, z)$ вычислялись с расчетным шагом 5 км по восьми профилям, проходящим вкрест простирания основных тектонических структур провинции. Число гармоник N изменялось от 10 до 100. При таком числе гармоник можно проследить формирование максимального количества экстремальных значений и особых точек. Были выбраны следующие уровни расчета (в км): 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100. Результаты расчетов изображались в виде полей $g^N(x, z)$ с сечением, равным 0,25 условных единиц (рис.1). Аномалии $g^N(x, z) > 1$ считались положительными, $g^N(x, z) < 1$ — отрицательными. В полях по всем гармоникам N были выделены особые точки и экстремумы $g^N(x, z)$. Анализ полей $g^N(x, z)$ показывает, что при малом числе гармоник $N = 10$ поля сравнительно однородны; при $N = 20, 30$ поля имеют простое строение: 1–2 максимума и минимума, разделенных зонами больших градиентов. При $N = 40$ и более поля усложняются, появляется большое количество аномалий, формируются особые точки.

Для геологической интерпретации полученных результатов нами проведено сопоставление сейсмических и гравиметрических данных по расчетному профилю VIII. На рис.1 представлен наиболее характерный разрез поля $g^N(x, z)$ при $N = 80$. Отдельно вынесены экстремальные значения поля и особые точки, которые группируются преимущественно в первом, самом верхнем слое. Следовательно, этот слой содержит наибольшее количество гравитирующих объектов, что характерно для осадочного чехла и фундамента. Нижняя граница слоя, проведенная по особым точкам и экстремальным значениям поля, довольно хорошо совпадает с поверхностью "К" так называемого "базальтового" слоя, т.е. слоя с повышенной основностью пород, выделенной по профилю I МОВЗ (Буллин и др., 1976). На глубинах 33–47 км по сейсмическим данным выделена граница "М", относимая к подошве земной коры. В полях $g^N(x, z)$ эта граница прослеживается менее уверенно и характер ее залегания

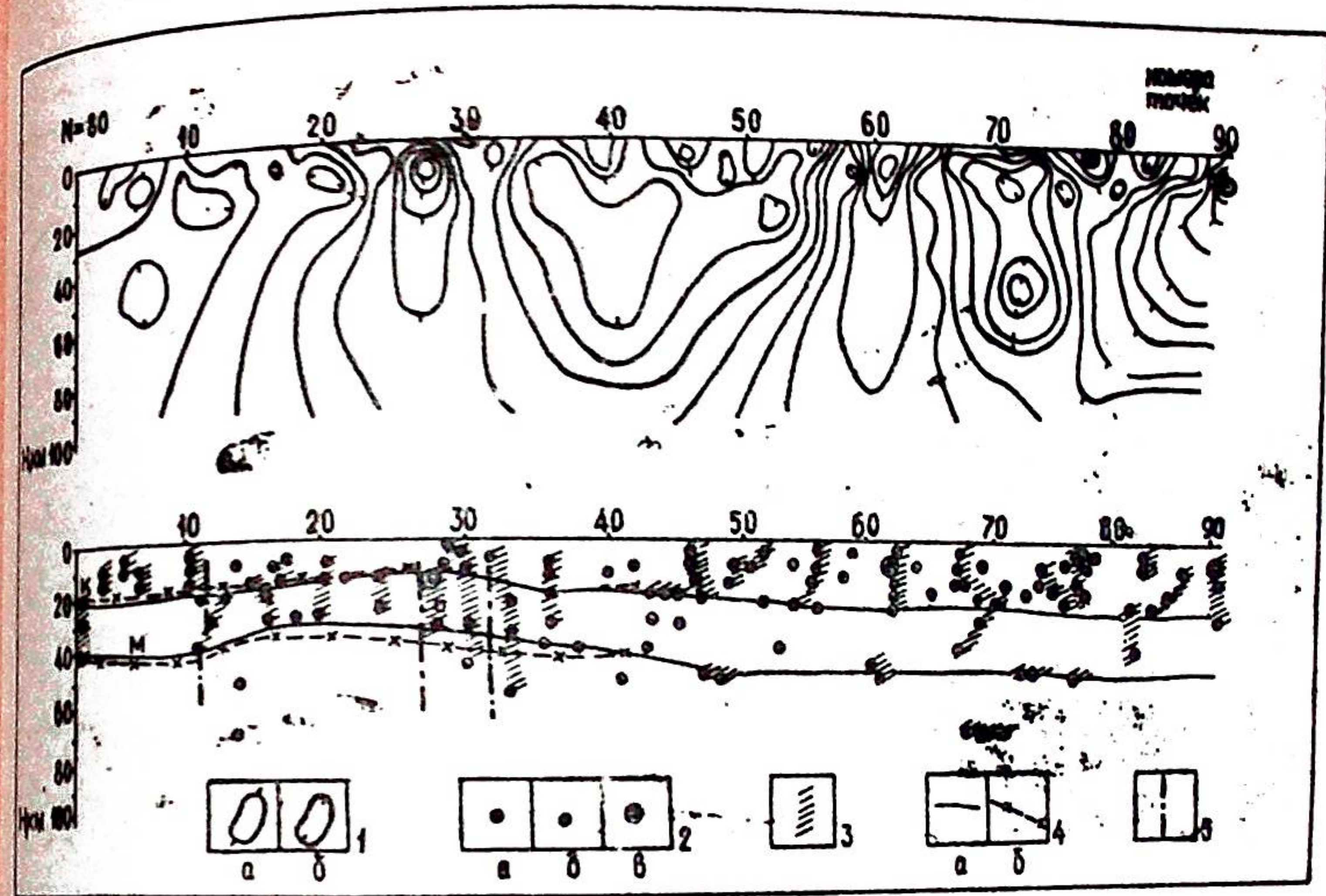


Рис.1. Геофизический разрез земной коры по профилю VIII.
1 — аномалии поля полного нормированного градиента: а — положительные, б — отрицательные; 2 — экстремальные значения поля: а — максимумы, б — минимумы; 3 — особые точки; 4 — границы блоков земной коры с различными физическими свойствами; 5 — поверхности "базальтового" слоя и подошвы земной коры: а — по расчетным данным, б — по сейсмическим данным; 5 — зоны разломов по сейсмическим данным.

можно оценить только качественно. Максимальные градиенты $g^N(x, z)$, отмечаемые по всем гармоникам, группируются в наклонные или близкие к вертикальным направлениям зоны. Последние отмечаются и по сейсмическим данным как области отсутствия или резкого осложнения сейсмического материала. Их можно трактовать как зоны повышенной проницаемости земной коры, большинство из которых достигают мантии, а не — которые прослеживаются до глубин 50 км и более (рис.1). В полях $g^N(x, z)$ рисовка зон гораздо сложнее, чем это представляется по данным сейсморазведки, и, по-видимому, более соответствует их реальному геологическому строению.

Впервые для всего региона построены схемы рельефа и районирования поверхности "базальтового" слоя (рис.2,3). Выделенные глубинные структуры обычно в плане совпадают со структурами, прослеживаемыми в верхних слоях земной коры, например Мезенская впадина, Тиманское поднятие (за исключением его южной части), Ижма-Печорская впадина и др. В то же время южная часть Тиманского глубинного поднятия в

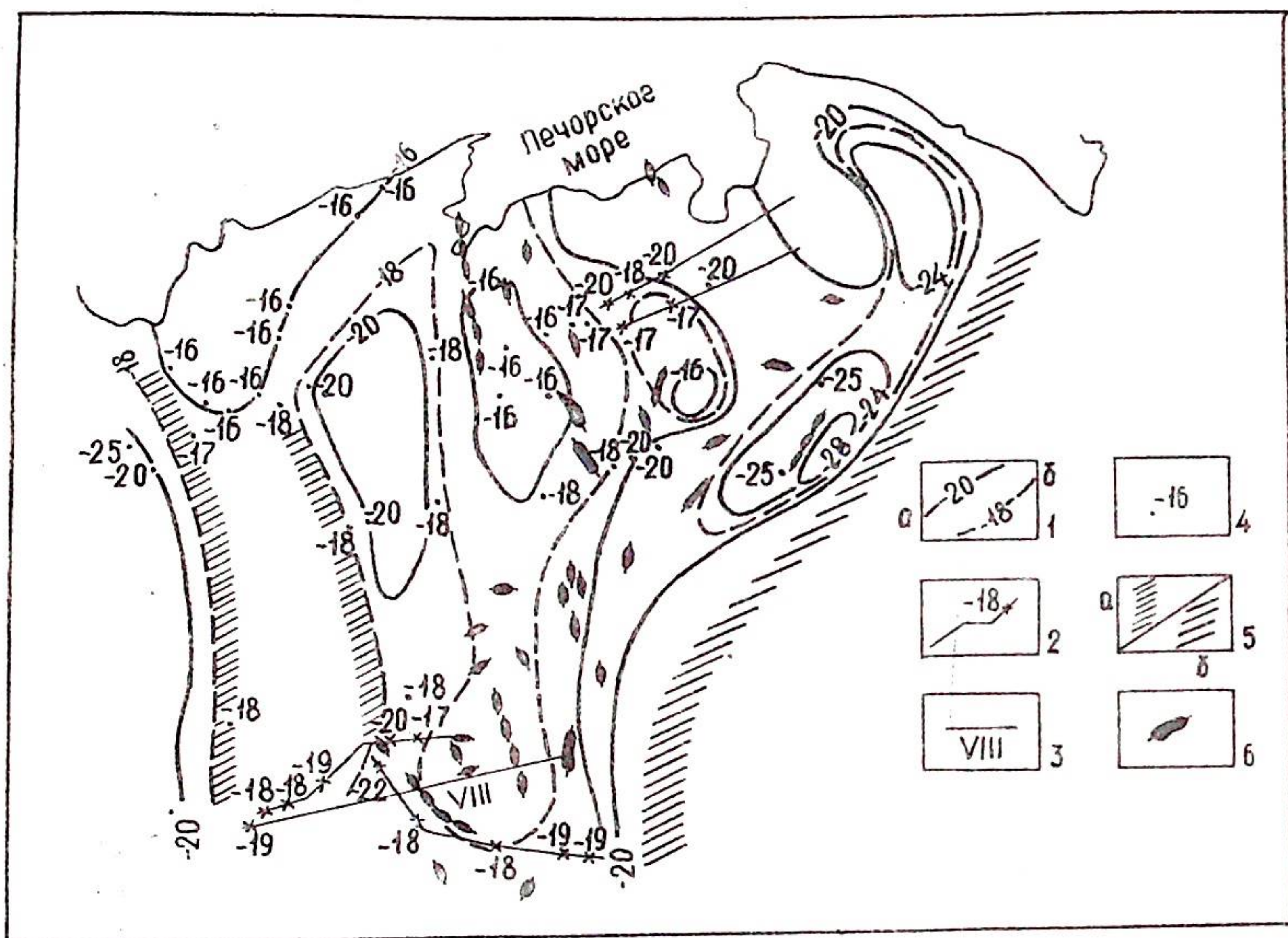


Рис.2. Схема рельефа поверхности "базальтового" слоя.

1 - изогипсы поверхности "базальтового" слоя (в км): а - основные, б - промежуточные; 2 - линии сейсмических профилей и отметки глубин до "базальтового" слоя; 3 - линия геофизического разреза, представленного на рис.1; 4 - отметки глубин до "базальтового" слоя, полученные методом полного нормированного градиента поля; 5 - зоны глубинных разломов: а - установленные методом полного нормированного градиента поля, б - зона Главного Уральского глубинного разлома; 6 - известные месторождения нефти и газа.

плане совпадает с Омра-Сойвинской платформенной ступенью, а не с южной частью Тиманской гряды. Область преимущественно высокого залегания "базальтового" слоя, названная нами Колво-Чикшинским поднятием, охватывает площади платформенных тектонических структур, таких как Печоро-Колвинский авлакоген, западная часть Предуральского краевого прогиба, юго-восточная часть Ижма-Печорской впадины. Пайхойско-Роговской впадине в плане соответствуют внутренняя зона Предуральского краевого прогиба, юго-западный склон Пай-Хоя и западный

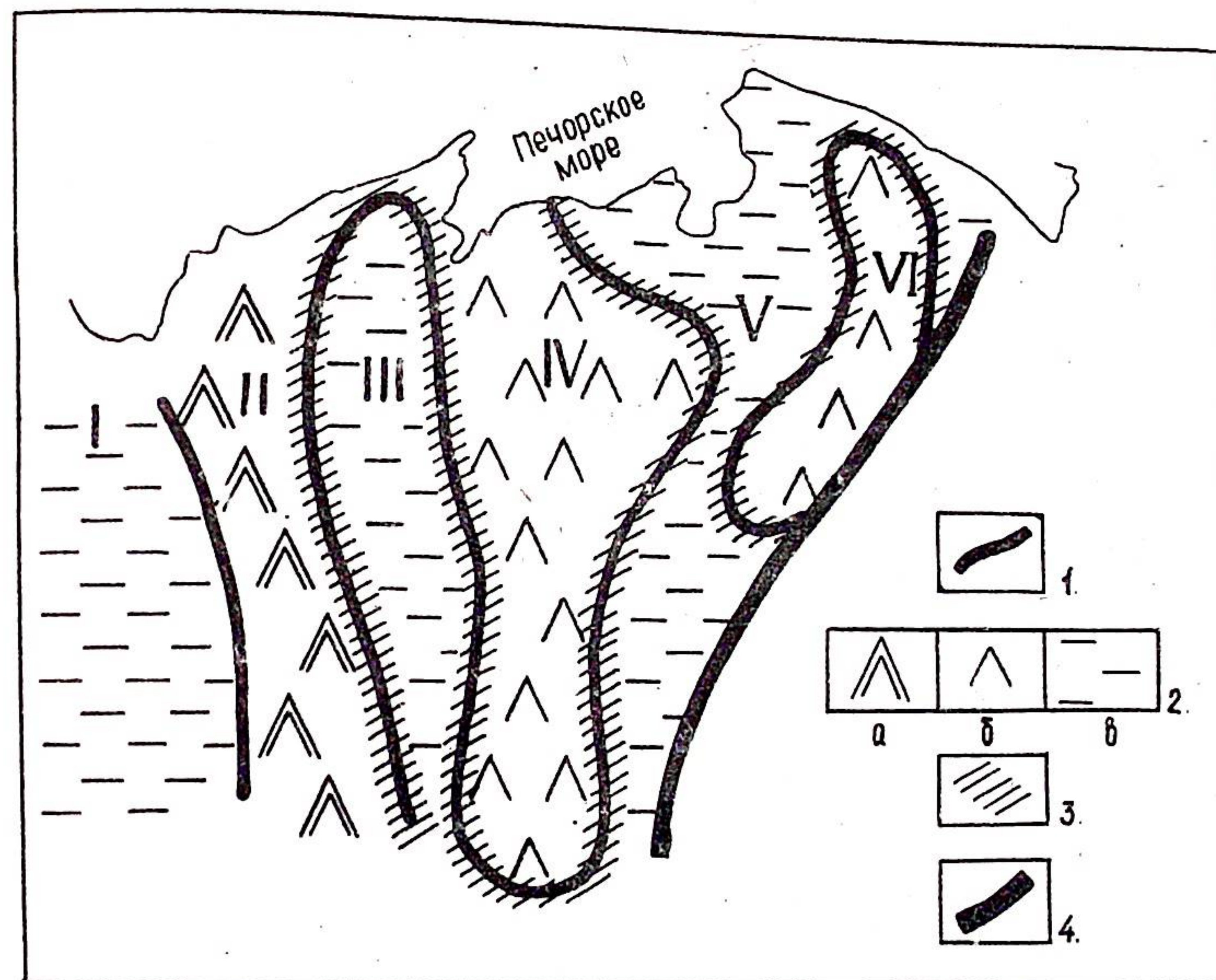


Рис.3. Перспективность северо-востока Русской платформы на нефть и газ в зависимости от глубинного строения земной коры.

1 - границы структур, выделяемых по поверхности "базальтового" слоя; 2 - перспективность участков территории на нефть и газ: а - сильно активные, бесперспективные, б - активные, перспективные, в - менее активные, менее перспективные; 3 - активные зоны сочленения участков с различными подтипами земной коры, перспективные; 4 - зона Главного Уральского глубинного разлома.

Наименование глубинных структур: I - Мезенская впадина, II - Тиманское поднятие, III - Ижма-Печорская впадина, IV - Колво-Чикшинское поднятие, V - Хорейверско-Предуральская впадина, VI - Пайхойско-Роговская впадина.

склон Полярного и Приполярного Урала. Земная кора северо-востока Русской платформы по своему строению является корой континентально-гранитно-метаморфического типа. По соотношению мощностей осадочного, "гранитно-метаморфического" и "базальтового" слоев нами выделены области с тремя подтипами земной коры. В пределах первого, плитного подтипа соотношение указанных слоев следующее: 1:3:4. В пределах второго, условно авлакогенного подтипа наблюдается сокращение мощности "гранитно-мета-

морфического" слоя и соответственно увеличение мощности "базальтового" слоя: 1,5:2:5. Третий подтип земной коры, отвечающий перикратонным опусканиям, характеризуется резким увеличением осадочной оболочки (примерно в два-три раза по сравнению с плитным подтипом: 3:3:4). Земная кора авлакогенного и перикратонного подтипов более мобильна: в пределах первого имеет место приближение "базальтового" слоя к дневной поверхности, в пределах второго - его погружение.

Области с авлакогенным и перикратонным подтипами земной коры характеризуются интенсивными аномалиями потенциальных полей как положительными, так и отрицательными, что свидетельствует о их тектонической активности. Это проявляется в сильно расчлененном рельефе верхних и нижних границ земной коры (см. таблицу), в резкой неоднородности вещественного состава пород фундамента, в многочисленных дизъюнктивных нарушениях пород, в интенсивных зонах накопления и размыва осадочных образований.

Районирование земной коры континентального типа по степени тектонической активности

Подтип	Характеристика тектонической активности						
	глубоких границ			осадочного чехла			
	Пределы изменения глубины залегания поверхности, в км			Скорость накопления осадков, V м/млн. лет	Интенсивность локальных структур, J м/км ²	Кол-во локальных структур на 1000 км ²	Кол-во известных месторождений нефти и газа, в %
	фунда-мента	"базальтового" слоя	подошвы земной коры				
Плитный	0-3	18-20	40-42	4,8	J < 1,5	6	3
Авлакогенный	2-9	16-18	35-40	11,2	1,5 < J < 3 J > 3	15-20	72
Перикратонный	8-15	20-28	42-50	42,2	1,5 < J < 3 J > 3	6-10	8

Перспективная оценка северо-востока Русской платформы в отношении поисков нефти и газа в большей мере должна быть основана на анализе тектонических условий. Нами принята методика, предложенная В.Д.Наливкиным (Амосов и др., 1974). Выделены площади, которые характеризуются благоприятными, удовлетворительными и плохими условиями нефтегазонакопления. Благоприятными и удовлетворительными условиями

обладают области с авлакогенным и перикратонным подтипами земной коры, т.е. области активных тектонических движений. Здесь расположено наибольшее количество локальных сильно интенсивных структур, к ним же приурочены около 80% всех известных месторождений нефти и газа. Области сильно активных тектонических движений имеют худшие условия нефтегазонакопления, так как в их пределах отсутствует осадочный чехол или он имеет малую мощность, например северная и центральная части Тиманской гряды. В областях менее активных, с плитным характером развития земной коры количество локальных структур на единицу площади уменьшается в три раза. К ним приурочены только 3% известных месторождений нефти и газа. Исключение составляет современная Варандей-Адзвинская структурная зона. Большой интерес с точки зрения поисков нефти и газа представляют зоны сочленения различных подтипов земной коры, которые также являются тектонически активными. К ним в осадочном чехле приурочены многочисленные локальные структуры, зоны выклинивания, рифогенные образования и биогермы. В их пределах открыто около 17% известных месторождений нефти и газа.

Таким образом, перспективность северо-востока Русской платформы на нефть и газ тесно связана с характером глубинного строения земной коры. Поэтому при оценке перспективности обширных, но малоизученных платформенных территорий и акваторий следует проводить их районирование по типам земной коры.

ЛИТЕРАТУРА

- Амосов Г.А., Белонин М.Д. и др. Критерии отдельной оценки нефтегазонаосности и газонаосности (на примере Тимано-Печорской провинции). - Л.: Недра, 1974. - 183 с. (Тр. ВНИГРИ; Вып.334).
- Булин Н.К., Берлянд Н.Г., Булавко Л.Ф. Глубинное строение Тимано-Печорской провинции (по геофизическим данным). - Сов.геология, 1976, № 1, с. 115-122.
- Березкин В.М., Киричек М.А., Кунарев А.А. Применение геофизических методов для прямых поисков месторождений нефти и газа. - М.: Недра, 1978. - 223 с.
- Воларович М.П., Дибров В.Е., Куцев Ю.С. и др. Глубинное строение восточной части Русской платформы. - М.: Наука, 1977. - 124 с.
- Должанский Б.Г. Методика изучения строения фундамента и глубинных границ раздела земной коры Тимано-Печорской провинции по геолого-геофизическим данным с использованием ЭВМ. - В кн.: Особенности

геологического строения Северо-Востока европейской части СССР и севера Урала. Сыктывкар, 1976, с. 146-147. (Тр. VIII геол.конф. Коми АССР.2).

Чернышев Н.М., Егоркин А.В., Данилова Э.Г. и др. Глубинное строение севера Западно-Сибирской плиты по сейсмическим данным.- Сов.геология, 1978, № 9, с. 46-58.

Шилов Л.П., Кузнецов Г.Е., Кочетков О.С., Подловилин Е.С. Об особенностях глубинного строения Тимана.- Изв.высш.учебн.заведений. Геология и разведка, 1978, № 6, с. 32-41.

СОДЕРЖАНИЕ

Дедеев В.А., Кузнецов А.Г. Сравнительный прогноз нефтегазоносности Московской и Мезенской синеклиз	3
Малышев Н.А. Строение и развитие Колвинской зоны глубинных разломов в связи с нефтегазоносностью	31
Удот Г.Д. Перспективы нефтегазоносности Вынегодского прогиба	37
Лобков В.А., Прасолов Э.М., Якуцени В.П. Изотопные критерии интенсивности и глубин газообразования в осадочной толще Тимано-Печорской провинции	47
Запорожцева И.В., Нагайцева Л.С. Глубинное строение земной коры северо-востока Русской платформы в связи с перспективами нефтегазоносности	31

УДК 553.98:551.24 (470.1+470.3)

Сравнительный прогноз нефтегазоносности Московской и Мезенской синеклиз. Дедеев В.А., Кузнецов А.Г. - В кн.: Нефтегазоносность Европейского Севера СССР. Сыктывкар, 1980, с. 3-30. (Труды Ин-та геологии Коми филиала АН СССР, вып.32).

Анализ имеющихся геолого-геофизических, геохимических и промышленно-лабораторных материалов позволил дать в целом положительную оценку перспектив нефтегазоносности додевонских отложений Московской и Мезенской синеклиз. Восстанавливая распределение палеотемператур в наиболее вероятных нефтегазогенерировавших толщах и воздействие на них палеогеостатических нагрузок, построена серия схем, отражающих эволюцию зон генерации углеводородов и наиболее вероятные пути их миграции. Рис.10. Библиогр.-26.

УДК 551.243.8:553.98 (470.13)

Строение и развитие Колвинской зоны глубинных разломов в связи с нефтегазоносностью. Малышев Н.А. - В кн.: Нефтегазоносность Европейского Севера СССР. Сыктывкар, 1980, с.31-36. (Труды Ин-та геологии Коми филиала АН СССР, вып.32).

На основе комплексного анализа геолого-геофизического материала, а также по результатам палеотектонических реконструкций дано описание строения и развития Колвинской зоны глубинных разломов. Отмечается ее длительная тектоническая активность, которая обусловила сложное ячейсто-блоковое строение байкальского фундамента и способствовала формированию в платформенном чехле крупной положительной линейной структуры с системой валообразных поднятий более низкого ранга. Неоднократная смена восходящих и нисходящих движений блоков фундамента по разломам определила в осадочном чехле Колвинского мегавала широкое развитие процессов формирования и переформирования залежей углеводородов. Рис.1. Библиогр.-9.

УДК 553.98(470.1)

Перспективы нефтегазоносности Вычегодского прогиба. Удот Г.Д. - В кн.: Нефтегазоносность Европейского Севера СССР. Сыктывкар, 1980, с. 37-46. (Труды Ин-та геологии Коми филиала АН СССР, вып.32).

Учитывая недостаточную изученность Вычегодского прогиба, наличие в его пределах нефтеносных горизонтов в пермских, битумов в каменноугольных отложениях и благоприятных условий для скопления нефти и газа в более древних образованиях, рекомендуется возобновить геолого-разведочные исследования в этом районе. Рис.1. Библиогр.-11.

УДК 553.981.2:552.5(470.13)

Изотопные критерии интенсивности и глубин газообразования в осадочной толще Тимано-Печорской провинции. Лобков В.А., Прасолов Э.М., Якуцени В.П. - В кн.: Нефтегазоносность Европейского Севера СССР. Сыктывкар, 1980, с. 47-80. (Труды Ин-та геологии Коми филиала АН СССР, вып.32).

На основе изучения изотопного состава углерода в газовых залежах разных геотектонических регионов мира показано, что наиболее крупные по запасам газовые скопления фиксируются там, где проявились и сохранились одна или две фазы интенсивного метанообразования, соответствующие глубинам 4-5 и 6,5-9 км с узкими диапазонами колебаний δC^{13} от -50 до -53‰ и от -36 до -41‰. Выявлена практически полная идентичность изотопного облика газов Вуктыльского и Оренбургского месторождений, свидетельствующая о сходных условиях газообразования в этих двух газоносных зонах. На основе изотопных исследований сделан вывод, что газовые скопления в Тимано-Печорской провинции сформировались в результате проявления обеих главных фаз газообразования, отвечающих глубинам 4-5 и 6,5-9 км, что им обоим присуща сравнительно высокая сохранность и что выявление крупных газовых скоплений здесь реально и на больших глубинах при условии реализации интенсивного газовыделения (по термодинамическим параметрам глубинных недр). Рис.11. Библиогр.-20.

УДК 550.83:551.24:553.98 (470.13+470.111)

Глубинное строение земной коры северо-востока Русской платформы в связи с перспективами нефтегазоносности. Запорожцева И.В., Нагайцева Л.С. - В кн.: Нефтегазоносность Европейского Севера СССР. Сыктывкар, 1980, с. 81-88. (Труды Ин-та геологии Коми филиала АН СССР, вып.32).

В статье рассматривается вопрос о строении земной коры Тимано-Печорской провинции на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных. Дается районирование земной коры по степени ее тектонической активности. Показано, что известные месторождения нефти и газа в основном приурочены к областям с аномальным строением земной коры. Рис.3. Библиогр.-7.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЕВРОПЕЙСКОГО СЕВЕРА СССР

Редактор Ю.А.Кочев
Художник Т.Н.Коданева
Техн.редактор М.А.Сазанская
Корректор О.П.Сорокина

Подписано в печать 5/VI-1980 г. ЦО 1340. Формат 70x90 1/1
Бумага типографская № 1. Усл.печ.л. 6,87. Уч.-изд.л. 6,6.
Тираж 500. Заказ 212. Цена 50 коп

Ротапринт Коми филиала АН СССР, г.Сыктывкар,
ул.Коммунистическая, 26.