

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ



**ГЕОЛОГО- ГЕОХИМИЧЕСКИЕ
КРИТЕРИИ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

ИЗДАТЕЛЬСТВО „НАУНА“
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
НОВОСИБИРСК • 1976

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

(Краткий отчет по теме за 1971–1975 гг.)

Научный руководитель темы и редактор отчета
академик *А.А. Трофимук*

ИЗДАТЕЛЬСТВО „НАУКА“ · СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
НОВОСИБИРСК · 1976

УДК 553.061.3 + 553.98

Авторы: А.А. Трофимук, В.С. Вышемирский, А.Н. Дмитриев,
Ю.Н. Каргодин, В.И. Молчанов

Излагаются основные результаты работ в области нефтеобразования, миграции нефти и формирования залежей; по методике оценки прогнозных запасов нефти и газа на примере Сибири и Урало-Поволжья; по математическим методам обработки геологической информации, связанной с решением нефте-газопроисковых задач; по использованию ритмичности осадконакопления для выявления условий формирования залежей нефти и газа; по проблеме нефтегазонасыщенности палеозоя в Западной Сибири; по нефтегеологическому районированию Сибири и Дальнего Востока. Приведена полная библиография работ по теме.

Книга рассчитана на широкий круг геологов-нефтяников и на геологов других специальностей, работающих в области применения математических методов в геологии, а также в области периодичности осадконакопления.

Г 20801-721 без объявления
055 - 76

© Институт геологии и
геофизики СО АН СССР,
1976.

ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА И ФОРМИРОВАНИЯ ИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Все работы по теме основывались на теории органического происхождения нефти и газа, которая в истекшее пятилетие получила дальнейшее развитие. Важными событиями в этой области были широко отмечавшееся в 1971 г. столетие со дня рождения академика И.М. Губкина [109, 112] и выпуск третьего издания его основополагающего труда "Учение о нефти" [50], снабженного объёмистыми примечаниями, отражающими развитие нефтяной геологии со времени выхода второго издания (1937 г.). Большой труд в подготовку третьего издания вложил А.А. Трофимук, выполнявший вместе с М.И. Варенцовым функции ответственного редактора. С его участием опубликовано также несколько крупных работ, анализирующих современное состояние проблемы происхождения нефти [49, 91, 130].

За 1971-1975 гг. коллектив ИГиГ в области теории органического происхождения нефти наиболее существенные результаты получил по процессам миграции. В 1971 г. была завершена работа над книгой В.С. Вышемирского, А.Э. Конторовича, А.А.Трофимука "Миграция рассеянных битумоидов" [25], которую авторы посвятили столетию со дня рождения академика И.М. Губкина. В том же году она вышла из печати, а в 1974 г. была удостоена премии имени академика И.М. Губкина. Основное содержание ее освещено в отчете за 1966-1970 гг. [114]. Далее рассматриваются работы, вышедшие после этой книги.

Как продолжение работ, начатых до 1971 г., была проведена новая серия экспериментов, моделирующих латеральную миграцию битумоидов в терригенном коллекторе [37]. Опыты проводились в стеклянных трубках, заполненных узкими фракциями, выделенными из речного песка. В предварительно проэкстрагированном, а затем насыщенном водой песке диспергировалась отбензиненная нефть. Концентрации последней варьировали от 0,03 до 0,386%. Через трубки сквозь песок осуществлялся поток минерализованной воды. Фильтрат отбирался последовательными порциями, каждая из которых соответствовала общему объему порового пространства трубок.

Во всех опытах четко фиксируется миграция битумоида вместе с водным потоком. При этом установлено, что большая часть битумоида мигрирует во взвешенном состоянии. В первых порциях фильтрата содержание битумоида достигало 16-17 мг/л, тогда как полная истинная растворимость его не превышала 0,3-0,7 мг/л, т.е. в 25-50 раз меньше. В природной обстановке аллохтонные битумоиды находятся в коллекторах в более дисперсном состоянии, чем в наших опытах. Поэтому миграция их во взвешенном состоянии должна быть еще более значительной. В связи с этим интересно отметить, что и в наших опытах с уменьшением концентрации битумоида в песке, а следовательно и с повышением дисперсности, все большая доля битумоида выносится водным потоком.

Результаты этих экспериментов позволяют существенно уточнить представления о факторах латеральной миграции нефти. Если миграция мелких скоплений нефти в свободном состоянии в поровом пространстве не реальна, а миграция нефти в истинных, коллоидных и газовых растворах требует специфических условий, часть из которых в природе создается довольно редко, то миграция битумоидов во взвешенном состоянии, в виде водных эмульсий и суспензий, может осуществляться в больших масштабах и практически в любых условиях.

Экспериментальное моделирование первичной миграции производилось путем уплотнения глин в компрессионной камере, сконструированной специально для этой цели [21]. В одних опытах использовалась глина в естественном состоянии с содержанием хлороформенного битумоида 0,02%, в других - предварительно проэкстрагированная глина, в которой диспергировался тяжелый остаток нефти (выше 420°C) в количествах 0,2; 0,5 и 1% от веса глины. Опыты проводились в течение 3 ч. При этом давление плавно поднималось до 150-300 кг/см², а температура - до 40-70°C.

Во всех опытах выжатая из глины вода содержала значительное количество битумоида - до 8,6 мг/л, тогда как истинная растворимость его не превышала 2,1 мг/л. Следовательно, первичная миграция нефти осуществляется главным образом в виде суспензий и эмульсий, а не в растворенном состоянии. С другой стороны, в ходе опытов совершенно четко зафиксировано новооб-

разование битумоидов. И оно зависит не только от температуры, но и от давления, что подтверждается дополнительными опытами при атмосферном давлении и тех же температурах. При скатии битуминозность глин возрастала быстрее и на большую величину.

На материалах по Западно-Сибирской низменности и Иркутскому амфитеатру выявлены различия в изотопном составе углерода автохтонных и аллохтонных битумоидов, которые выражены даже более четко, чем различия, обусловленные фациальными обстановками [39]. При одинаковых фациях у преимущественно автохтонных битумоидов углерод на 0,5-0,7% тяжелее, чем у преимущественно аллохтонных. Величина δC^{13} хорошо коррелируется с коэффициентом битумоидности, хуже - с содержанием гетероэлементов и совсем слабо - с содержаниями масел и асфальтенов. Это дает основание при диагностике типов битумоидов и оценке масштабов эмиграции битумоидов из материнских пород отдавать предпочтение коэффициенту битумоидности и изотопному составу углерода, особенно при ограниченном количестве проб.

Соотношения в изотопном составе углерода керогена, автохтонных и аллохтонных битумоидов, нефтей свидетельствуют об одностороннем процессе изотопного фракционирования углерода, начиная от накопления исходного органического материала и кончая формированием залежей нефти. Причем, этот процесс наиболее интенсивно происходит при формировании аллохтонных битумоидов. У керогена δC^{13} только на 0,18% больше, чем у автохтонного битумоида, а у нефтей - только на 0,16-0,26% меньше, чем у аллохтонного битумоида, тогда как между этими типами битумоидов разница в δC^{13} составляет 0,53-0,75%.

А.А. Трофимук и В.С. Вышемирский совместно с сотрудниками других институтов проанализировали фракционирование битумоидов в процессах миграции также и в общем виде [136,153]. Ими показано, что в генетическом ряду "захороненное в породах органическое вещество - автохтонный битумоид - аллохтонный битумоид - нефть" последовательно нарастает содержание восстановленных углеводородных компонентов, отличающихся наиболее высокой подвижностью на всех стадиях миграции. Причем наибольшие различия по многим показателям состава фиксируются в средней части генетического ряда, между автохтонными и аллохтонными битумоидами.

Продолжение исследований в области объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти и газа выразилось в разработке новых разновидностей этого метода, основанных на количественных соотношениях между разведанными запасами месторождений и объемами материнских пород и органических материалов в зонах вероятного питания залежей углеводородами [119].

Были обработаны материалы по 53 небольшим месторождениям (начальные геологические запасы, включая растворенный и свободный газ, не более 50 млн. т) из южных районов Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций. Для каждого месторождения оконтуривалась зона возможного питания углеводородами. Под такими зонами понимались максимальные по площади районы, в пределах которых пласты повсюду воздымаются в сторону соответствующих месторождений. Замкнутые границы зон проводились на структурных картах по осям впадин, окружающих месторождения. Верхние границы продуктивных свит проводились по кровлям верхних продуктивных пластов, а нижние по кровлям ближайших к продуктивным пластам водонасыщенных коллекторов.

За материнские отложения принимались все глинистые и карбонатные породы продуктивных свит. По этим же породам оценивались средние содержания органического вещества и битумоидов. Поскольку нижние границы продуктивных свит проведены в какой-то мере условно и нет уверенности в том, что нижележащие отложения не участвовали в нефте- и газообразовании, разведанные запасы сравнивались отдельно с объемами глинистых и карбонатных пород продуктивных свит и с объемами таких же пород в разрезе от кровли продуктивной свиты до фундамента. Все объемы определялись в пределах зон вероятного питания залежей углеводородами.

Полученные соотношения между разведанными запасами месторождений и соответствующими им объемами материнских пород и органических материалов изменяются в очень широких пределах. Однако средние значения заключены в довольно узких доверительных интервалах. Для запасов нефти верхние границы доверительных интервалов превосходят нижние только в 1,9-2,2 раза, а для запасов газа - в 2,7-3,3 раза. Следовательно, эти соотношения можно использовать для прогнозной оценки запасов в слабо изученных районах, по которым еще нет материалов для более слож-

ных разновидностей объемно-генетического метода. Возможно даже, что предлагаемая методика, судя по указанным выше достоверным интервалам, более надежна, чем оценка по масштабам эмиграции. Ведь во втором случае необходимы трудно определяемый коэффициент аккумуляции и многочисленные аналитические данные, которые лишь в отдельных районах достаточны для уверенного выведения средних величин.

Разведанные запасы обнаруживают наиболее четкую корреляционную связь с объемами материнских пород продуктивных свит. Связь с объемами глинистых и карбонатных пород от кровли продуктивной свиты до фундамента значительно слабее. Видимо, продуктивные свиты выделены в разрезе в основном правильно. Связи с объемами органического вещества и битумоидов тоже слабее, скорее всего из-за недостатка аналитических данных.

На базе рассмотренного материала было выполнено исследование по оценке расстояний, на которые могут мигрировать жидкие углеводороды при формировании залежей [143]. Статистическими методами и методом целевой итерационной классификации было установлено, что запасы нефтяных месторождений хорошо согласуются с объемами материнских пород в зонах, оконтуренных по мульдам впадин. Причем форма зон не влияет на эту закономерность. Следовательно, при образовании залежей углеводороды мигрировали со всей площади той или иной зоны, включая самые удаленные участки. Расстояния от мелких месторождений до таких участков достигают 20-25 км. Для крупнейших месторождений мира, обработанных методами тесторного анализа, эти расстояния составляют обычно 50-70 км, а в отдельных случаях до 140-150 км. Это и есть те расстояния, на которые латеральную миграцию жидких углеводородов можно считать доказанной.

Предложен новый метод изучения истории залежей нефти и газа путем прослеживания в разрезе палеозон нефтегазообразования [81, 130, 164]. Например, в центральных, приуральских и юго-восточных районах Западно-Сибирской плиты к концу вры все имевшиеся в то время образования осадочного чехла находились в зоне потенциально нефтепроизводящих отложений. К концу баррема часть юрских отложений погрузилась в зону начала и прогрессивного развития нефтеобразования. В сеноманском веке в этой зоне оказались и более молодые отложения, до низов готерива включи-

тельно. К этому времени ниже-среднеюрские отложения входят в главную зону нефтеобразования. К концу верхнего мела в эту зону входят берриас-валанжинские, а к концу неогена - частично и готеривские отложения.

Для изучения органических веществ методами изотопного анализа очень важно знать, как влияет катагенез на изотопный состав углерода. Раньше представлялось, что не влияет. Однако в последние годы появилось несколько работ, преимущественно зарубежнх, в которых утверждается обратное. В связи с этим было выполнено исследование однотипных клареновых углей, находящихся на разных стадиях катагенеза: от B₂ до A [40]. Измерения изотопных отношений производились по чистым витринитам, выделенным из углей. Одна коллекция была составлена из углей зоны регионального катагенеза (Кузнецкий, Канско-Ачинский и Горловский бассейны), вторая - контактового (Сучанский бассейн). В обеих коллекциях влияние катагенеза на изотопный состав углерода явно не выражено. Различия в $\delta^{13}C$ на концах метаморфических рядов составляют лишь 0,04 и 0,06%. Внутри рядов имеются примерно такие же отклонения в разные стороны.

В отчетном пятилетии, как и в предыдущем, значительное внимание уделялось методам выявления генетических связей нефтей с материнскими отложениями. Путем сравнения изотопного состава углерода нефтей и битумоидов Западной Сибири [30,45] и Иркутского амфитеатра [24] установлено, что подавляющее большинство залежей генетически связано с битумоидами тех же толщ, в каких они залегают. В Иркутском амфитеатре это нижнемотская подсвета и осинский горизонт, в Западной Сибири - палеозой, тюменская свита, нижняя и верхняя части востганской, нижний мел до вартовской свиты включительно, покурская свита. Во всех перечисленных стратиграфических комплексах нефти и битумоиды сходны по изотопному составу углерода, который хорошо согласуется с фациями отложений, но ясно отличаются от нефтей и битумоидов соседних комплексов. Однако все же отмечаются отдельные случаи перетока нефтей в вышележащие комплексы.

По Западной Сибири исследовались также узкие углеводородные фракции нефтей (парафино-циклопарафины, моно-циклоароматика, би-циклоароматика, конденсированная би-циклоароматика), индивидуальные углеводороды (нормальные алканы от C₉ до C₁₂),

смолы и асфальтены [33]. По изотопному составу этих веществ нефти из разных комплексов различаются еще более резко. Особенно показательно сравнение одноименных индивидуальных углеводородов из разных нефтей, а также соотношения между разными индивидуальными углеводородами по изотопному составу углерода в нефтях из разных комплексов.

Ясные генетические различия между нефтями Западной Сибири выявляются также и по оптической активности [38, 99]. Нефти палеозоя, юры и мела различаются и по величине оптического вращения, и по характеру зависимости оптической активности от других свойств нефтей (удельный вес, содержания смол, асфальтенов, парафина). Очень важно, что различия по оптической активности между битумоидами тех же стратиграфических комплексов примерно такие же, как и между нефтями. Особенно показательно левое оптическое вращение, которое отмечается только у палеозойских битумоидов и нефтяных фракций.

Изотопный состав углерода и оптическая активность были использованы для выяснения генетической природы битумов, связанных с виллойскими кимберлитовыми трубками [23]. Сторонники неорганического происхождения нефти рассматривают эти битумы в качестве свидетельства миграции нефти с больших глубин. Эта точка зрения уже подвергалась убедительной критике. Она не согласуется и с нашими данными. В битумах из кимберлитов и из контактовых зон углерод очень легкий. Он даже легче, чем в битумоидах из вмещающих среднекембрийских известняков в 2-3 км от кимберлитовой трубки, тогда как в алмазах из тех же трубок углерод в основном тяжелый, характерный для магматических образований. Оптическая активность присуща всем битумоидам, связанным с кимберлитами. И у них она даже выше, чем у битумоидов вдали от трубок.

Таким образом, изотопный состав углерода и оптическая активность свидетельствуют о том, что битумы, имеющиеся в кимберлитах, не являются глубинными образованиями и генетически связаны с битумоидами среднекембрийских известняков, образующих ксенолиты в кимберлитах и непосредственно контактирующих с ними. По этим признакам битумы кимберлитов имеют даже более "органический" облик, чем битумоиды известняков. Возможно, облег-

чение углерода и повышение оптической активности вызвано какими-то особенностями высокотемпературного фракционирования.

Был проведен первый опыт выяснения генетических связей нефтей и битумоидов по распределению малых элементов, определяемых нейтронно-активационным методом [8]. Высокая чувствительность метода позволяет определять малые элементы в небольших навесках нефтей и битумоидов, не прибегая к озолению. В рассмотренных выше битумах из вилжских кимберлитовых трубок обнаружен тот же комплекс металлов и в тех же концентрациях, что и в битумоидах из среднекембрийских известняков вдали от трубок. Разница лишь в том, что в первом случае появляется золото в следовых количествах и резко увеличивается концентрация железа. И то, и другое можно объяснить влиянием магматических пород или эманаций. Однако основную массу металлов битумы кимберлитов унаследовали от битумоидов вмещающих известняков, с которыми они генетически связаны.

В Иркутском амфитеатре нефти парфеновского горизонта значительно обогащены многими металлами по сравнению с нефтями осинского горизонта. В битумоидах, извлеченных из пород тех же горизонтов, примерно такие же соотношения концентраций малых элементов, как и в нефтях. Таким образом, генетическая самостоятельность парфеновских и осинских нефтей была подтверждена еще одним методом, совершенно независимым от использовавшихся ранее.

Выявление газогидратных залежей и обоснование значительных запасов газа в твердом состоянии в 1969 г. было зарегистрировано в качестве научного открытия. В этой работе активное участие принимал академик А.А. Трофимук. В отчетный период он совместно с сотрудниками Якутского филиала СО АН СССР (Н.В. Черский, В.П. Царёв) и некоторых других организаций продолжал исследования в этой весьма перспективной области.

Уже к началу 1971 г. этот межведомственный коллектив исследователей совместно с производственными организациями выявил на севере Сибири 30 газогидратных залежей [88, III]. В частности, была доказана газогидратная природа Мессояхского месторождения, имеющего важное народнохозяйственное значение. По экспериментам с керном из этого месторождения бы-

ли уточнены температуры гидратообразования, предложены методы интенсификации разработки газогидратных залежей и получены первые результаты их применения. В частности, на Мессояхском месторождении закачка в скважины метилового спирта привела к повышению дебитов газа до десятикратного.

Были исследованы также некоторые специфические механизмы формирования залежей газа за счет гидратообразования [123]. В обычных условиях диффузионный поток от глубоко расположенных газовых залежей достигает поверхности и теряется в атмосфере. Если же он входит в зону гидратообразования (ЗГО), то происходит постепенное накопление газа в твердом (не миграционноспособном) состоянии. В последующем, при изменении положения ЗГО, газогидратная залежь может преобразоваться в обычную газовую.

В той же работе показана возможность мобилизации газа из водных растворов в залежи. Вполне очевидно, что в ЗГО имеются необходимые условия для образования гидратов в водных растворах газа. Выпадение гидрата из раствора в какой-либо точке пласта неизбежно влечет за собой резкое снижение упругости растворенного газа и подток газа к этой точке с соседних участков. Газогидратное скопление постепенно разрастается и может образовать крупную залежь. Этот механизм формирования газогидратных залежей будет наиболее действенным в условиях устойчивого потока подземных вод, доставляющих большие массы растворенного газа к разрастающейся газогидратной залежи.

На базе гидратообразования изучено влияние оледенений на распределение углеводородов в земной коре [140]. Количественно оценена роль ледниковых покровов в формировании и перемещении ЗГО, в пределах которых осуществляется интенсивная концентрация углеводородов. Обоснована миграция флюидов в направлении движения ледникового покрова. Для высоких широт показана зависимость размещения газовых месторождений от положения ледниковых покровов в конце палеозоя и в четвертичное время.

В двух работах [89, 132] изложены теоретические основы гидратообразования в морских обстановках. Составлены графики глубин ЗГО в морях и океанах. Показана возможность образования гидратов на небольших глубинах, особенно в арктических районах. Например, гидраты метана могут формироваться уже на глубине 500 м, а в арктических районах - несколько более 300 м,

гидраты природного газа с относительной плотностью 0,6 - на глубине 300 м (в Арктике - 120 м). Из этих данных следует, что вся поверхность дна Мирового океана, за исключением шельфовых областей ниже 61° с.ш., является обширной зоной накопления природных газов в твердой фазе. Эта зона показана на профилях, пересекающих Тихий и Северный Ледовитый океаны. В глубь океанических и морских осадков ЗГО распространяется на толщ до 500 м. В качестве областей, наиболее благоприятных для образования газогидратных залежей в морских условиях, выделяются зоны разгрузки гидрогеологических комплексов на бативальных склонах.

Обоснован новый механизм изотопного фракционирования - в гидратной фазе [141]. При образовании гидратов накапливаются тяжелые стабильные изотопы водорода, гелия, углерода, азота, кислорода, серы. Эту закономерность рекомендуется использовать для диагностики палеозон гидратообразования, что будет способствовать выяснению условий формирования залежей.

О.П. Вышемирская и В.Д. Карбышев, используя математические методы для выявления и обоснования геохимических закономерностей, обработали значительный объем информации по девонским отложениям Нижнего Поволжья. Исходная матрица содержит 15636 определений по 21 параметру, которые характеризуют органическую геохимию отложений, геохимические фации, геохимию малых элементов. Результаты работы изложены в книге, находящейся в печати [161]. В ней методами многофакторного корреляционного анализа и целевой итерационной классификации прослежены и оценены многие известные ранее закономерности, как общего характера, так и региональные. Кроме того, были выявлены такие зависимости между геохимическими параметрами, которые требуют новой интерпретации некоторых принципиальных положений. Наиболее важные из них рассматриваются ниже.

Все изученные малые элементы, особенно никель, ванадий, стронций и литий, имеют сильные положительные связи с органическим углеродом в песчаниках, а в алевролитах и аргиллитах эти связи незначимы и в ряде случаев даже отрицательные. Характер связей свидетельствует о совместной миграции нерастворимого органического вещества и малых элементов из глинистых

пород в песчаные, причем не только в диагенезе, но и на стадии катагенеза.

Анализ соотношений между формами железа и показателями органической геохимии не подтвердил широко распространенное представление о том, что закисные формы железа образуются исключительно за счет органического вещества пород. Содержания пиритного железа контролируются количествами серы, а не органического углерода. Степень битуминозности органического вещества и состав битумоидов не обнаруживают сколько-нибудь ясной зависимости от интенсивности редуционных процессов, что ставит под сомнение определяющую роль этих процессов в образовании закисных форм железа.

Из всех фациально-геохимических параметров на содержание в аргиллитах органического углерода и битумоидов, а также на коэффициент битумоидности явно влияет только процент пиритного железа от реакционноспособного, отражающий интенсивность восстановления среды, тогда как содержания пиритного и закисного железа, соответствующие объему редукции (если она была), практически не влияют. Метод целевой итерационной классификации показал, что именно органическое вещество зависит от процента пиритного железа, а не наоборот. По-видимому, не органическое вещество обуславливает соотношения между формами железа, а степень восстановления среды, выраженная через формы железа, определяет интенсивность накопления органического вещества, его битуминизацию, а отчасти и тип битумоида.

ЛОГИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА В ЗАДАЧАХ ПРОГНОЗНО-ПОИСКОВОГО ПРОФИЛЯ

В настоящее время фактор точности приобретает все большее значение в геологической отрасли знания. Ориентация на точность исследовательских процедур в геологии поощряет внедрение математических приемов и идей. Особое значение при этом имеет процесс математизации совокупности элементарных актов распознавания, из которых складывается основной вид сравнительного изучения в геологии. Сравнительное изучение геологических объектов производится в рамках общего принципа построения схем сравнения. Поэтому изучение процедур исследования информации в геологических задачах прогнозно-поискового профиля связывается с проблемой детального исследования принципов и процедур сравнительного изучения объектов.

Методические разработки

Схема подготовки исходных данных

В проведенных исследованиях основное внимание было уделено этапу сбора, подготовки и предварительной обработки геолого-геофизической информации. Как показал опыт практического применения методов, достоверность получаемых результатов решения и эффективность их истолкования зависит от тщательности приведения исходных данных к виду, уместному для формализованных процедур. Сделанные в этом направлении методические разработки и рекомендации имеют отношение к вопросам: выяснения логической конструкции и типов содержательно заданных признаков; формирования признаковых пространств; выяснения общей схемы родства содержательных признаков, упорядочения совокупности признаков согласно общему целеуказанию. Особое внимание уделено способам оценки информативности (существенности) признаков и выполнения на этой основе процедур минимизации исходных наборов признаков. Подробно разработаны различные способы кодирования исходной информации (априорное формализованное, фор-

мально-логическое кодирования), а также видовая классификация прикладных задач прогнозно-поискового направления. Тщательный анализ методических разработок и их практическое применение позволяют проводить широкую работу по практическому использованию алгоритмов и программ [58,166] в задачах прогнозно-поискового профиля. Обнаружено, в частности [1,2,3], что характер процедур кодирования должен контролироваться целеуказанием и типом признаков, а выбор процедуры оценки информативности признаков зависит от вида задачи, числа исследуемых классов и особенностей предполагаемого результата. Рекомендуется проводить упорядочивание внутренней структуры допускаемых к математической обработке таблиц, что в конечном счете позволяет произвести предварительную подготовку и сортировку объектов, предъявленных для распознавания проб [3,59]. Выявлено также, что упорядоченная структура дает наглядное представление о критериях общности (межклассовых и внутриклассовых) "сильных" и "слабых" поисковых признаков и общих характеристических признаках.

Вопросы, решаемые разработанными методами

Разработанная система логико-математических процедур предназначена для комплексной обработки больших массивов геологической информации в задачах прогнозно-поискового профиля. Система состоит из совокупности взаимосвязанных рекомендаций и методов, позволяющих:

- а) формулировать и ставить геологические задачи с дальнейшим их преобразованием в формализованные;
- б) решать вопросы, связанные с процедурами выбора признаков пространств, характеризующих исследуемые объекты;
- в) производить оптимальное кодирование значений признаков в соответствии с целеуказанием;
- г) вычислять содержательно трактуемые оценки информационных весов характеристических признаков;
- д) определять существенности исследуемых объектов в их заданной совокупности и распознавать заданные объекты (пробы) на ранее изученных классах (эталонах).

Для проведения сравнительного изучения объектов по большому числу признаков разработан комплекс алгоритмов, процедурами которого исследуются сходства, различия и сходства-различия объектов, подлежащих изучению (тестовый подход, метод целевой итерационной классификации) [14, 15, 60]. Разработаны и апробированы оригинальные алгоритмы для автоматического распознавания и классификации объектов в многомерном пространстве признаков (качественных и количественных), заданных большеформатными информационными таблицами (метод согласованных оценок и метод суммарных оценок приуроченности объектов). Причем разработанные способы обработки геолого-геофизической информации сведены в перечень практических рекомендаций и апробированы на конкретных задачах [7, 16, 17, 71, 115, 129].

Тестовый подход

Методы тестового подхода, развиваемые с 1965 г. (см. отчет за предыдущее пятилетие [114]), предназначены для детального сравнительного изучения небольших количеств объектов (от 5 до 30), охарактеризованных короткими списками признаков (от 10 до 40). Необходимость дальнейшего развития тестовых методов обосновывается такими основными причинами:

- а) ограниченные возможности статистических методов в работе с малыми выборками и логическими переменными;
- б) потребность в формализации процедур всестороннего сравнительного изучения объектов (месторождений);
- в) потребность в формировании прогнозно-поисковых признаков комплексов и в диагнозе объектов.

В тестовом подходе оценки признаков берутся пропорциональными числам тупиковых тестовых наборов [58, 167], построенных на бинарных таблицах и содержащих оцениваемый признак. В качестве тупиковых наборов употреблялись тупиковые тесты и тесторы, т.е. избыточные наборы столбцов бинарных таблиц, по которым попарно различаются все объекты внутри класса и соответственно между классами.

Получены новые результаты в разработке тестового подхода,

основанные на введении и широком рассмотрении производных тестовых понятий, таких как "Q-тест" [100], "H-тест", Q-тестор, K-тестор [7, 167], "Пакеты" [84], и формулировке соответствующих алгоритмов распознавания [22, 58]. Расширена область применения тестового подхода к анализу и построению некоторых видов эмпирических закономерностей совокупностей объектов, охарактеризованных бинарными и тернарными (трехзначными) признаками. Приведем для примера некоторые более подробные сообщения для процедур, связанных с понятиями "Q-тесты" и "Пакеты".

Q-тесты в оценке сходства строк матриц нацелены на выявление степени "сжатости" объектов в классе [100].

Исследуется класс естественных объектов или явлений E , представленный реализациями S_1, S_2, \dots, S_m , которые охарактеризованы в наборе качественных признаков X_1, X_2, \dots, X_n таким образом: относительно каждого из признаков $X_i, i = 1, 2, \dots, n$, для любого объекта $S_j, j = 1, 2, \dots, m$, выносятся одно из двух суждений:

- признак X_i выполнен на объекте S_j ,
- признак X_i не выполнен на объекте S_j .

Реализации S_1, S_2, \dots, S_m ранжированы по значениям целевого признака X_{n+1} , который может быть количественным или качественным. Допустим, что признаки $X_i, i = 1, 2, \dots, n$, выбраны так, чтобы удовлетворить условию: если признак X_i выполнен на объекте S_{j_1} и не выполнен на S_{j_2} , причем объекты S_{j_1} и S_{j_2} по каждому из других признаков совпадают, то по значению X_{n+1} объект S_{j_1} считается важнее, чем S_{j_2} .

Задача оценки того, насколько важен признак X_i среди X_1, X_2, \dots, X_n для объединения объектов S_1, S_2, \dots, S_m в один класс, независимо от значений признака X_{n+1} на этих объектах решается средствами тупиковых Q-тестов, которые строятся по аналогии с построением Q-тестов: если $t_i^{j_1} = t_i^{j_2}$, то строки t^{j_1}, t^{j_2} называются сходными по столбцу t_i ; строки, сходные по одному столбцу и более, называются сходными.

Таблица T называется Q-допустимой, если каждые две ее строки - сходные строки. Набор столбцов $\langle t_{i_1}, t_{i_2}, \dots, t_{i_e} \rangle$ называется Q-тестом, если таблица, полученная из T

удалением всех столбцов $t_{i_1}, t_{i_2}, \dots, t_{i_e}$, является Ω -допустимой. Ω -тест называется тупиковым, если удалением любого столбца он преобразуется в не- Ω -тест. Построим совокупность всех тупиковых Ω -тестов таблицы T . Мера важности признака \mathcal{X}_i , $i = 1, 2, \dots, n$, берется пропорциональной числу K_{Ω_i} , т.е. числу тех тупиковых Ω -тестов, в которых имеется столбец t_i , и равной $\Omega_i = \frac{K_{\Omega_i}}{K_{\Omega}}$, где K_{Ω} - число всех тупиковых Ω -тестов таблицы T .

Для оценки того, насколько уместен объект S_j , $j = 1, 2, \dots, m$, в классе, представленном объектами S_1, S_2, \dots, S_m , вычисляется величина $\Omega(t^j)$ по формуле

$$\Omega(t^j) = \sum_{i=1}^n [t_i^j \varphi_i + (1 - t_i^j)(1 - \varphi_i)] \cdot \Omega_i,$$

где $\varphi_i = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m t_i^j$. Чем выше значение величины $\Omega(t^j)$, тем уместнее считается объект S_j в ряду S_1, S_2, \dots, S_m .

По Ω -тестам построены программы для ЭВМ (M-220) [166].

Распознавание и упорядочение по методу пакетов ("Пакет")

Этот метод является естественным продолжением тестового подхода.

Пусть исследуемые объекты класса J , S_1, S_2, \dots, S_m охарактеризованы n -бинарными характеристическими признаками $\mathcal{X}_1, \dots, \mathcal{X}_n$ и их описания сведены в таблицу T . Тогда набор столбцов $\mathcal{X}_{i_1}, \dots, \mathcal{X}_{i_k}$ называется пакетом, если в таблице, полученной из T удалением всех столбцов, кроме $\mathcal{X}_{i_1}, \dots, \mathcal{X}_{i_k}$, в каждой строке имеется хотя бы одна единица. Тупиковый пакет - это пакет, из которого нельзя удалить ни одного столбца без того, чтобы в полученной таблице не образовалась нулевая строка [82].

Тупиковый пакет - это составной характеристический признак (булева функция) $\mathcal{X}_{i_1} \vee \dots \vee \mathcal{X}_{i_k}$, который выполняется для всех эталонов S_1, \dots, S_m , и избыточный относительно совокупности составляющих его признаков. Наряду с пакетами таблицы T рассматриваются пакеты таблицы \bar{T} , составленной из описа-

ний объектов S_1, \dots, S_m в пространстве $\bar{T}_1, \dots, \bar{T}_n$, где \bar{T}_i - логическое отрицание признака T_i . Тупиковый пакет таблицы \bar{T} называется тупиковым 0-пакетом (нуль-пакетом) таблицы T .

Пусть $J \subset R$, где R - более широкий, чем J , класс объектов. Например, R - класс нефтяных месторождений, J - класс газовых месторождений. Пусть также объект $S \in R$ и $F(T)$ - общее число тупиковых пакетов таблицы T . Определим $F(S, T)$ как число тупиковых пакетов T , которые выполняются как составные характеристические признаки для объекта S . Положим также, что

$$B(S) = \frac{F(S, T)}{F(T)} ; \quad \bar{B}(S) = \frac{F(S, \bar{T})}{F(\bar{T})} .$$

Пусть $F_i(T)$ - число тупиковых пакетов с участием i -го столбца и

$$\bar{A}_i = \frac{F_i(T)}{F(T)} , \quad \bar{A}_i = \frac{F_i(\bar{T})}{F(\bar{T})} .$$

Для величин $B(S)$, $\bar{B}(S)$, A_i , \bar{A}_i сформулирован ряд процедур распознавания и классификации, из которых важнейшие следующие.

1. Голосование по тупиковым пакетам. Пусть T_1 - эталоны класса J ; T_2 - эталоны класса $R \setminus J$; T_3 - объекты экзамена класса J . Пусть испытуемые объекты S , которые следует рассортировать по их принадлежности к классу, сведены в таблицу T_4 . Определим $\rho^+ = \min_{S \in T_3} B(S)$, $\rho^- = \max_{S \in T_2} B(S)$. Потребуем, чтобы $\rho^+ > \rho^-$. Для S из T_4 вычисляется $B(S)$. Если $B(S) \geq \rho^+$, то S относится к J , если $B(S) \leq \rho^-$, то к $R \setminus J$. При $\rho^+ > B(S) > \rho^-$ распознавание не производится.

2. Голосование по тупиковым нуль-пакетам аналогично голосованию по тупиковым пакетам.

3. Голосование по тупиковым пакетам с проверкой по аномальности пробы. Исходная ситуация та же, что и в алгоритме 1, но при этом не требуется, чтобы $\rho^+ > \rho^-$. Для объектов таблиц T_2, T_3, T_4 вычисляются величины $B(S)$ и $\bar{B}(S)$. Требуется, чтобы ни для какой пары объектов $S' \in T_2$ и $S'' \in T_3$ не выполнялось одновременно $B(S') \geq B(S'')$ и $\bar{B}(S') \geq \bar{B}(S'')$. Если для строки S' найдется строка $S'' \in T_3$, что $B(S') \geq B(S'')$ и $\bar{B}(S') \geq \bar{B}(S'')$, то S' относится к J . Если для нее найдется строка $S'' \in T_2$, что $B(S') \leq B(S'')$ и $\bar{B}(S') \leq \bar{B}(S'')$, то S' относится к $R \setminus J$. Если таких строк нет, распознавание не производится.

Для изложенных алгоритмов найдены их машинные реализации с использованием программы "голосование по тесторам" [166]. Метод пакетов предназначен для анализа и непосредственного построения некоторых видов эмпирических закономерностей.

Метод согласованных оценок ("Качели")

Метод предназначен для ускорения обработки бинарных и многозначных большеформатных таблиц для целей распознавания и упорядочения объектов исследования. Скорость обработки достигается за счет вычислительной процедурной простоты и быстрой сходимости итерационного процесса получения оценок строк и столбцов. Процесс состоит из чередующихся пересчетов на каждом шаге. В результате этих пересчетов оценки строк и столбцов получаются взаимно согласованными в том смысле, что:

а) оценки строк пропорциональны мерам тех столбцов, в которых лежат единичные компоненты этих строк;

б) оценки столбцов пропорциональны (вообще с другой константой) суммам оценок тех строк, в которых расположены единичные компоненты оцениваемого столбца.

Пусть задана таблица, в которой двоичными символами представлены объекты в связи с фактором ценности объектов \mathcal{I}_{n+1} . Задача может состоять в оценке фактора \mathcal{I}_{n+1} (значения целевого признака, например запасы) для каждого объекта в таблице по совокупности признаков. Предполагается, что признаки $\mathcal{I}_1, \mathcal{I}_2, \mathcal{I}_3, \dots, \mathcal{I}_n$ существенны для \mathcal{I}_{n+1} , но косвенно. Ниже рассмотрим случай, когда число объектов (m) мало в сравнении с числом признаков (n), так что $m \sim 20$, а $n \sim 100$.

Для выявления согласования объектов и признаков указанным методом числовую меру согласования можно задавать в виде положительно нормированных векторов $\vec{\omega} = (\omega_1, \dots, \omega_m)$ и $\vec{\pi} = (\pi_1, \dots, \pi_n)$. По этим векторам производится (в конечном итоге) оценка нагрузок строк и столбцов, с помощью которых устанавливается важность проявленности целевого фактора \mathcal{I}_{n+1} на объектах W_1, W_2, \dots, W_m и характера влияния на нее характеристических признаков $\mathcal{I}_1, \mathcal{I}_2, \dots, \mathcal{I}_n$.

Нагрузки строк и существенности столбцов определяются с

помощью пересчетов начальных весов строк с учетом начальных весов столбцов; потом производится пересчет столбцов с учетом весов строк исследуемой таблицы, т.е. с помощью системы итерационных процедур:

1) каждый пересчет веса строки w_i ($i = 1, \dots, h$) устанавливается посредством веса столбцов, найденного на предшествующем шаге, как сумма весов тех столбцов, по которым в строке w_i стоят единицы;

2) вес столбца ρ_j ($j = 1, 2, \dots, J$) выявляется путем учета значения веса строк, вычисленных на предшествующем шаге;

3) полученные два набора нормируются, производится следующая итерация и так далее.

							ω	
T	1	1	0	0	2	0,75	⋮	0,714
	0	1	1	0	2	1	⋮	1
	0	0	1	1	2	0,75	⋮	0,714
	1	2	2	1				
	0,5	1	1	0,5				
	⋯	⋯	⋯	⋯				
π	0,428	1	1	0,428				

Процесс сходится к некоторым предельным векторам ω и π , которые и означают оценки существенностей строк-объектов и столбцов-признаков. В процессах поиска значений предельных векторов содержательно можно усмотреть построение мер согласования объектов и признаков на основе процедурного взаимодействия строк и столбцов исследуемых таблиц. Посредством этой согласованности вычисляемые нагрузки позволяют проводить содержательную трактовку численных величин нагрузок. В приведенном примере итерационные процедуры сортируют строки T на две группы, неразличимые по сумме единиц в строке [I4, I5].

По мере практического применения и развития метода была вскрыта корреляция тестовых весов строк с оценками нагрузок строк процедурами согласованных оценок. Обнаружена хорошая комплексированность программ тестового подхода и программ метода согласованных оценок.

Метод целевой итерационной классификации ("Цикл")

Метод разработан с целью дальнейшего расширения класса решаемых практических задач. Причины, вызвавшие исследования в этом направлении и обусловившие основные особенности метода, следующие:

а) при решении геологических задач зачастую возникает острая необходимость в совместной обработке информации различной природы (качественной, количественной). Унификация информации (например, бинарным кодом) или довольно трудоемкая, или сопровождается большими потерями информации;

б) во многих задачах (сто и более исходных признаков) требуется отыскать информативную систему взаимосвязанных в целевом отношении признаков, минимизировав часть неинформативных признаков в отношении цели;

в) необходимость в построении такой процедуры выбора информативной системы взаимосвязанных признаков не переборным путем, а путем последовательных приближений с оценкой каждого из них относительно цели.

Метод процедурно базируется на непосредственном учете целевых расстояний между объектами и предназначен для совместной обработки информации разной природы и большого объема (100 x 200), имеет программную реализацию. Рассмотрим простейшие процедуры данного метода в плане оценок различающих и отождествляющих весов признаков.

Нахождение относительной информативности признака для различия. Пусть имеем таблицу $T = \{t_{ij}\}$, где $i = 1, 2, \dots, n$, а $j = 1, 2, \dots, m$ (n - число столбцов, m - число строк таблицы). Каждый объект (строку) таблицы будем считать представителем отдельного класса. Каждой паре строк таблицы поставим в соответствие меру относительного различия по всем, отдельно взятым признакам, например,

$$d_i(j, j') = \frac{t_{ij} - t_{ij'}}{t_{ij}^{\max} - t_{ij}^{\min}}$$

Тогда относительную информативность признака для различия данной пары строк можно установить по

$$\rho_i(j, j') = \frac{d(j, j')}{\sum_{i=1}^n d_i(j, j')} .$$

Это отношение (для ρ_i) означает, что важность отдельного признака увеличивается с возрастанием меры различия по другим признакам. Относительную же информативность признака в целом будем считать пропорциональной сумме его отдельных информативностей для различия всех пар строк в таблице,

$$\rho_i = \frac{\sum_{j, j'} \rho_i(j, j')}{C_m^2} ,$$

где $j = 1, 2, \dots, m-1$; $j' = 1, 2, \dots, m$ и $j < j'$.

По аналогии можно установить относительную информативность для мер сходства объектов - отождествление. Для этого вместо меры $d_i(j, j')$ нужно взять меру сходства как разность $[1 - d_i(j, j')]$ и получить соответствующие информативности сходства.

Нахождение целевой информативности признаков проведем следующим путем. Пусть задан целевой признак $x_{n+1} = \{t_{(n+1)} j\}$ и две соответствующие меры различия по нему: $\Delta_{n+1}(j, j')$, тогда целевая информативность для различия согласно соотношению для ρ_i будет

$$\rho_i^+ = \frac{1}{C_m^2} \sum_{j, j'} \rho_i(j, j') \cdot \Delta_{n+1}(j, j') .$$

Аналогично получим целевой информативный вес для отождествления в виде

$$q_i^* = \frac{1}{C_m^2} \sum_{j, j'} q_i(j, j') \cdot [1 - \Delta_{n+1}(j, j')] .$$

Область применения предложенных величин довольно широка и проецируется на класс задач, связанных с распознаванием [5, 6].

Метод суммарного учета мер приуроченности и согласования ("Каскад")

Распространим меру приуроченности на случай внутриклассового упорядочения по убыванию целевого признака x_{n+1} [2, 167].

Пусть испытуемый класс представлен эталонами S_1, \dots, S_m , охарактеризованными π бинарными признаками x_1, \dots, x_n .

Обозначим значения целевого признака у объекта S_j через z_j и потребуем, чтобы $z_1 \geq z_2 \geq \dots \geq z_m$. Пусть таблица T , составленная из описаний объектов S_1, \dots, S_m в пространстве x_1, \dots, x_n , имеет вид:

$$\begin{vmatrix} S_1 \\ S_2 \\ \vdots \\ S_m \end{vmatrix}$$

Таким образом, строки T упорядочены по убыванию значений целевого признака x_{n+1} . Рассмотрим два класса объектов для данного числа k , $k = 1, \dots, m-1$: $T_1^k = \{S_{k+1}, \dots, S_m\}$.

Для этих двух классов вычислим определенную выше меру приуроченности $P_i^v(k) = P_i^{k,1}(k) - P_i^{k,1}(k)$, где $P_i^{k,1}(k)$ — частота выполнения признака x_i в первом классе T_1^k , а $P_i^{k,1}$ — частота его выполнения во втором классе T_2^k . Положим теперь

$$P_i^v = \sum_{j=1}^{m-1} P_i^v(k) = \sum_{k=1}^{m-1} \sum_{j=k+1}^m \frac{[x_i(S_k) - x_i(S_j)]}{m-j}$$

Однако при таком способе оценки информативности признаков происходит потеря существенной информации. Например, не учитываются сведения по связи выполнения данного признака с ростом значения целевого признака, не учитывается полезная информация об убывании значений целевого признака внутри класса T_2^j , что и снижает качество попризнаковой оценки. Естественным уточнением величины P_i^v , учитывающем это, является величина $\tilde{\varphi}_i$, определенная следующим путем:

Пусть

$$\tilde{\varphi}_i^k = \sum_{j=k+1}^m \frac{[x_i(S_k) - x_i(S_j)](z_k - z_j)}{m-k}$$

Тогда

$$\tilde{\varphi}_i = \sum_{k=1}^{m-1} \tilde{\varphi}_i^k = \sum_{k=1}^{m-1} \sum_{j=k+1}^m \frac{[x_i(S_k) - x_i(S_j)](z_k - z_j)}{m-k}$$

Используя величины $\tilde{\varphi}_i$, можно построить алгоритмы внутриклассового упорядочения объектов. Величина $\tilde{\varphi}_i$ может быть употреблена для минимизации признакового пространства и внутриклассового упорядочения объектов [2,3]. Этот метод в довольно широком эксперименте использован в задачах нефтяного [22, I29] и рудного профиля [1,3,7, I29].

Метод нацелен на математизацию некоторых элементарных процедур геологического прогнозирования. Исходя из содержатель-

ных представлений о приуроченности косвенных признаков к интегрирующим геолога объектам (например, месторождениям), вводятся меры приуроченности косвенных признаков.

Содержательно толкуемому понятию "корреляция косвенного признака и целевого" сопоставляются меры согласования. При этом широко известный выборочный коэффициент корреляции представляет собой частный случай меры согласования. Необходимость в таком расширении числа способов оценки взаимосвязи признаков обусловлена тем, что применение коэффициента корреляции к малым выборкам, характерным для задач рудопргноза, и бинарным признакам не всегда эффективно. Процедуры суммарного учета в задачах распознавания и упорядочения геологических объектов составляют класс алгоритмов по мерам приуроченности и согласования. Машинная реализация алгоритмов представлена набором программ [167].

Вопросы перспектив

Перечисленные результаты, являясь определенным вкладом в решение проблемы применения методов автоматического распознавания образов в геологии, выдвигают ряд новых вопросов общетеоретического и практического планов:

1) целевое кодирование информации и его связь с процедурами обработки информации;

2) выработка рекомендаций к построению моделей в геологии по результатам практического применения разработанных методов;

3) математическое и практическое исследование выявленных взаимосвязей некоторых методов и характеристик;

4) построение диагностических комплексов, позволяющих производить полное решение практических задач, начиная от систематизации и кодирования исходной информации до этапа принятия решений;

5) в практике важно разработать и более детально сформулировать критерии, которые определили бы пригодность исходного массива информации к математической обработке в рамках изложенных подходов. Здесь имеется в виду требование такого рода,

как допустимый процент прочерков в описании, объем и предствительность обучающего материала, число признаков, надежность описания объектов и т.д.

Решение перечисленных вопросов связано с преодолением трудностей как чисто математических, так и возникающих при построении моделей природных систем и геологических процессов. Эти трудности усугубляются еще и тем, что в настоящее время отсутствует общая теория и единая методологическая база в проблеме внедрения математических средств исследования в геологию.

Практические применения

На практике система процедур применяется для сравнительного изучения геологических объектов (например, месторождений) и прогнозирования перспективных мест на обнаружение того или иного полезного ископаемого. Некоторые задачи имеют производственное значение и решались в соответствии с хозяйственными договорами геологических производственных организаций (экспедиции, управления). По мере накопления практических результатов осуществляется их теоретическое осмысливание и выход на построение новых геологических гипотез.

Сравнительное изучение нефтяных месторождений

В продолжение работ, начатых ранее с помощью вышеизложенных процедур, производились работы по сортировке проб (объектов, перспективных на обнаружение месторождений) и выяснялись меры близости упорядочения месторождений по запасам и по оценкам весов строк для каждой группы признаков. Расчет нагрузок строк и столбцов произведен для всего объема информации, мобилизованной в задаче сравнительного изучения для 22 таблиц (средний объем $m \sim 10$ и $n \sim 25$).

Сортировка объектов производилась различными методами. На первом шаге экзаменуемые объекты были рассортированы по двум классам эталонов - класс крупных месторождений и класс

мелких месторождений. Объекты экзамена были безошибочно отнесены к своему классу, а все пробы - к классу крупных месторождений, но с различной полнотой. На втором шаге выявлено, что все пять проб тяготеют к классу крупных месторождений смешанного характера [22, 129]. Причем для Центрально-Тунгусского поднятия и в меньшей степени Троицко-Кокуйского вала вскрыта слабая принадлежность к смешанному классу, они тяготеют к "зазору" численных оценок в среднем по классу месторождений Аравийской платформы и смешанных месторождений. Для Непского и Красноленинского сводов их принадлежность к смешанному типу устанавливается однозначно.

Выяснение меры близости упорядочения месторождений по оценкам строк для каждой из групп признаков производилось вычислением мер подобия по соотношению ранговой корреляции и парной корреляции. Меры близости четко выражены для групп "структурная ловушка" (сходство упорядоченности месторождений по запасам и по нагрузкам строк составляет $\rho = 0,74$ для метода "Качели" и $\rho = 0,79$ для метода "Тест") и "геотектоническая обстановка" ("Качели" - $\rho = 0,80$; "Тест" - $\rho = 0,69$). Для других групп признаков меры близости не значимы. В содержательном смысле это может означать, что характер ловушки устанавливает размер и особенности залежи, а признаки геотектонической обстановки включают в себя количественные данные по объемам пород нефтеносной свиты. Характер нефтеносной свиты зачастую одинаков и на крупных, и на мелких месторождениях.

Обнаружение факта значимой близости мер упорядочения месторождений по запасам и по оценкам нагрузок строк таблиц, которыми представлены месторождения, делает возможными попытки прогнозирования запасов площадей, перспективных на месторождения. Помимо вопросов чисто прогнозного характера сравнительное изучение крупных месторождений методами тестового подхода и согласованных оценок позволяет ставить и решать задачи, связанные с природой нефтенакопления таких масштабов [22].

Прогноз продуктивности локальных поднятий

По мере роста количества обнаруживаемых локальных поднятий возрастает необходимость сортировки этих поднятий на продуктивные и дустые. Именно эта необходимость и обусловила большое число исследований в плане прогноза продуктивности локальных структур. Диагностические схемы, как правило, нацеливались и отстраивались на работу с очень разнообразной геологической информацией (от самой общей до детальной на уровне геохимических, гидрологических и других данных). Мобилизация информации по локальным поднятиям проводилась в рамках сообщений об основном нефтегазоносном комплексе.

Наши исследования концентрировались в сфере разработки признакового пространства, учитывающего

- логическую полноту и строгость формулировок характеристических признаков;

- контроль допустимых ошибок при снятии количественных показателей;

- особенность геологических посылок, представленных фактами нефтегазообразования и формирования залежей в структурных условиях.

В конечном итоге в основу признакового пространства были положены структурно-тектонические построения, как существенные для процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Кроме этого, локальное поднятие характеризовалось объемно, т.е. тело прослеживалось по всем опорным сейсмическим горизонтам, начиная с поверхности домезозойского фундамента.

Исходная информация снималась только с одномасштабных карт, поэтому допустимые ошибки ограничивались величиной заданного масштаба карт и точностью сейсмических данных. Первичная информация после ее организации строго согласовывалась с главными геологами управлений и экспедиций, для которых и проводились исследования.

Для регионов севера Западно-Сибирской плиты был разработан диагностический перечень признаков из $n = 134$ структурно-тектонических признаков, подразделенных на 4 содержательно родственные группы: А, Б, В, Г.

Группу А составляют признаки структурно-тектонического

плана региона в пределах площади локальных поднятий. Эти признаки отражают свойства опорных сейсмических горизонтов (признаки $\Pi_A = 30$) и предназначены для выяснения влияния унаследованности структурного плана региона на нефтегазоносность.

Группа Б объединяет признаки, отражающие гипсометрическое положение локального поднятия в пределах структурно-тектонических зон (признаки 3I-9I). Отметим, что территория Западно-Сибирской плиты подразделена на 4 структурно-тектонические зоны: наиболее погруженная часть региона по данному горизонту; менее погруженная - оконтуриваемая региональными изогипсами - часть региона; прибортовая часть региона, осложненная структурными мысами, заливами и т.д., не оконтуриваемая региональными изогипсами (сложная моноклираль); бортовая часть региона, не несущая никаких осложнений структурного плана (простая моноклираль).

В частности, признаки 3I-65 характеризуют влияние региональных впадин (возможные области газонефтеобразования) на нефтегазоносность локальных поднятий. Признаки 66-80 косвенно характеризуют возможность катагенетических превращений углеводородов в зависимости от глубины погружения осадочных толщ; гидродинамический режим подземных водотоков; гипсометрическое положение гидрозамак залежей и т.д. Признаки 8I-9I отражают возможность латеральной миграции углеводородов из областей газонефтеобразования в области газонефтенакопления. Группа В состоит из признаков, характеризующих динамику структурного плана локальных поднятий и ближайших впадин (признаки 92-13I). Наконец, группа Г так называемых отождествляющих признаков (132-134) оценивает общность объектов исследования обоих классов, подлежащих исследованию.

Для южных районов Западно-Сибирской плиты вводились дополнительно признаки, отражающие морфологию локальных поднятий и историю их развития.

На базе признакового пространства решались задачи прогноза продуктивности локальных поднятий в следующих районах: север Западно-Сибирской плиты [173, 174]; юрский нефтегазоносный комплекс Томской области [165]; территория Енисей-Хатангского мегапрогиба [174]; Усть-Енисейская впадина (отчет по проблеме I, тема "Разработка системы логико-математических ме-

тодов комплексной обработки больших массивов геологической информации для определения перспективных площадей на наличие в них месторождений полезных ископаемых и выдача рекомендаций по ее применению для Западной и Восточной Сибири").

В диагностических схемах в зависимости от объема и характера информации применялись соответствующие алгоритмы. Основные результаты и решения были получены методами суммарного учета мер приуроченности ("Каскад") и согласованных оценок ("Качели").

Исходная информация для севера Западно-Сибирской плиты была представлена 20 месторождениями и 24 структурами, названными "пустыми". Все объекты были охарактеризованы в полном перечне вышеуказанных признаков. Прогнозирование перспективных структур (на нефть или газ) осуществлялось по схеме распознавания образов с обучением. Для внешнего экзамена эффективности схемы распознавания были отобраны (случайным образом) 7 месторождений и 8 "пустых" структур. Из 12 объектов (структур с неясной перспективой на нефтегазосность), представленных к распознаванию, 5 уверенно отнесены к классу продуктивных структур, один определен как "пустой" и один неопределен; остальные 5 объектов были классифицированы как "тяготеющие" к классу месторождений.

По прогнозу локальных поднятий для Томской области обучающая выборка была представлена 24 месторождениями и 24 "пустыми" структурами. В качестве проб предъявлено 54 локальных поднятия, расположенных в западной и центральной частях Томской области; из них 9 структур были классифицированы как месторождения и 45 отнесены к классу "пустых" структур. Результаты переданы геологическим производственным организациям, на рекомендованных к разведке структурах будут поставлены буровые работы в 1975/76 г.

Обучающая выборка для территории Енисей-Хатангского мегапрогиба состояла из 10 месторождений и 10 "пустых" структур. Из структур, предъявленных к сортировке, к первоочередным объектам отнесено 4 локальных поднятия.

Продуктивность локальных поднятий Усть-Енисейской впадины прогнозировалась на базе исходной информации следующего содер-

жания. Обучающая выборка состояла из 10 месторождений и 10 "пустых" структур, охарактеризованных количественными признаками. Из 71 структуры, предъявленной к распознаванию, к высокоперспективным отнесены 22 локальных поднятия, к среднеперспективным - 14 и к "пустым" - 23 локальных поднятия. В отношении 6 структур решения об их принадлежности к какому-либо из классов не принимались. На Средне-Пясинской структуре, отнесенной к классу высокоперспективных, при испытании глубокой скважины получены притоки газа, остальные структуры еще не разбуривались.

Сравнительное изучение нефтяных и газовых месторождений

Предусмотрено решение следующих задач.

1. Подразделить общую совокупность исследуемых объектов на продуктивные и "пустые" структуры и выделить такую совокупность характеристических признаков, которая бы оптимальным образом различала выделенные классы (продуктивные и "пустые") объектов.

2. С помощью сравнительного изучения произвести оценку нефтегазоносности крупных территорий с различной плотностью запасов и возможным распределением нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождений.

3. Попытаться выделить совокупности характеристических признаков, максимально "ответственных" за качественные разновидности, т.е. за локализацию нефтяных, газовых и нефтегазовых залежей.

Исходная информация задана таблицей, состоящей из 246 признаков (столбцов) и 113 объектов (строк). Из общего числа объектов исследования для решения задачи в первой постановке из 113 объектов было выделено 26 "пустых" структур. Конкретное решение проводилось для суженного пространства признаков (были изъяты из обучения признаки с прочерками около 50% значений). Обработка проводилась на группах родственных признаков: сведения по структурной ловушке (13 признаков в бинарных значени-

ях); сведения о характере главной свиты (46 признаков); сведения о продуктивной свите (24 признака); сведения о подстилающей толще (25 признаков); сведения о покрывающей толще (12 признаков).

По алгоритмам "Качели" и "Каскад" были оценены нагрузки строк и существенности признаков (столбцов) для всей совокупности объектов. При этом оказалось, что подразделения на классы продуктивных и "пустых" объектов с помощью процедур распознавания не произошло, но вскрылось хорошее подразделение объектов по регионам. В последующем неоднородную совокупность объектов подразделили на классы по региональным признакам. Полученные таким образом классы системой распознающих процедур были хорошо распознаны, и последующие этапы работы были ориентированы на изучение более однородных классов объектов. Эти этапы включают в себя целый перечень задач и требуют комплексации методов решения.

На организованном таким образом информационном материале намечено определить: возможность оценки продуктивности структур, имеющих различные этажи нефтегазоносности; оценки качества углеводородов с разделением структур на: нефтеносные, нефтегазоносные, газоносные и "пустые"; классификации объектов (и включающих их территорий) по масштабу залежей.

ЦИКЛИЧНОСТЬ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ИХ ПЕРСПЕКТИВ

Изучение цикличности осадконакопления нефтегазоносных бассейнов Сибири являлось одним из направлений исследований лаборатории геологии нефти и газа. Исследования связаны с решением широкого круга вопросов стратиграфии, тектоники, закономерностей размещения залежей углеводородов и т.д., направленных, в конечном итоге, на научно обоснованную оценку перспектив нефтегазоносности бассейнов Сибири - огромной и малоизученной территории Советского Союза. Работа велась небольшой группой сотрудников (А.А. Трофимук, Ю.Н. Карогодин, М.А. Левчук, О.П. Вышемирская, с 1974 г. А.И. Прокопенко), а также аспирантами заочного (В.И. Городничев, В.А. Агутенков) и очного (С.Н. Шарапов) обучения.

Из-за большого объема аналитических исследований многие анализы выполнялись в лабораториях других организаций (НТТУ, СНИИГТИМС и др.). Широко практиковалось многоплановое сотрудничество как с подразделениями внутри института, так и с организациями за его пределами. Так, исследование условий осадконакопления цикличности мезозойских отложений Енисей-Хатангского седиментационного бассейна в связи с оценкой перспектив их нефтегазоносности велись совместно с сотрудниками лабораторий стратиграфии и палеонтологии мезокайнозоя и палеозоя, логико-математической обработки геологической информации, литологии ИГиГ, а также с исследователями СНИИГТИМС, НТТУ, НГУ и др. К разработке ряда разделов общеметодических исследований привлечены сотрудники УкрНИГНИ, Таджикского отделения ВНИГНИ, Ленинградского горного института и др., с которыми заключены долгосрочные договоры о научном сотрудничестве.

Основной материал, положенный в основу исследований - полевое изучение разрезов обнажений и керна скважин, широкий комплекс аналитических исследований с последующим привлечением математического аппарата для их обработки. Главным объектом исследования в отчетном периоде были мезозойские отложения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГНБ), по которому в основном закончено изучение цикличности строения, дана оцен-

ка перспектив нефтегазоносности, в том числе карта прогнозов на поиски крупных и гигантских залежей нефти и газа [67]. Начато комплексное коллективное исследование Енисей-Ленского, Лено-Вилуйского НГБ, а также венд-кембрийских толщ Иркутского амфиитеатра. Кроме того, теоретические и методические разработки выполнялись на базе изучения прекрасно обнаженных и достаточно хорошо литологически и палеонтологически изученных разрезов мезозойско-кайнозойских толщ Ферганского и Афгано-Таджикского НГБ. Как в Сибири, так и в Средней Азии полевые исследования проводились с участием и помощью местных геологов (А.К. Бобров, Д.И. Дробот, Р.К. Кариев, В.И. Корчагин, Г.Г. Лебедь, В.С. Лучников, Х.М. Мамаджанов, Я.Р. Меламед, В.С. Олейник, А.С. Теленков и др.).

Общетеоретические вопросы цикличности осадконакопления

Цикличность - одно из самых общих свойств существования материи, один из главных универсальных принципов развития природы. К настоящему времени изучение цикличности используется для решения тех или иных вопросов во всех основных геологических науках: литологии, стратиграфии, тектонике, угольной и нефтяной геологии и др. Не останавливаясь подробно на истории изучения цикличности, необходимо отметить следующее.

Цикличность прочно вошла в угольную геологию как метод изучения строения и закономерностей размещения угольных месторождений. Представления о цикличности строения угленосных бассейнов изложены в многочисленных работах геологов-угольщиков: Ю.А. Жемчужникова, А.С. Яблокова, Г.А. Иванова, А.В. Македонова, Н.Н. Форш, Е.П. Бруно, Л.Н. Ботвинкиной, П.П. Тимофеева и многих других.

Цикличность была обнаружена и изучена во флишевых толщах различных геосинклинальных бассейнов (Н.Б. Вассоевич, В.А. Гросстейм, Н.В. Хворова, Б.М. Келлер, С.А. Афанасьев и многие другие), в молассовых образованиях (В.И. Попов, Н.И. Гриднев, А.С. Теленков и др.), а к настоящему времени, по существу, и во всем многообразии формаций. Издавна предпринимаются попыт-

ки использования данного свойства всех без исключения пород для решения кардинальных вопросов стратиграфии и тектоники (Г. Штилле, А. Гребо, С.Н. Бубнов, Н.М. Страхов, В.Е. Хаин, М.А. Усов, Г.П. Тамразян, Г.П. Леонов, В.П. Казаринов и др.). Однако в нефтяной геологии этому вопросу посвящены единичные работы (Н.А. Еременко, С.П. Максимов, Б.А. Тхостов, Т.А. Ботнева, Р.Г. Панкина, Н.Ю. Успенская, А.А. Трофимук, Ю.Н. Карогодин), главным образом в последние десять лет.

Проблема цикличности обсуждалась на специальном симпозиуме в Канзасе (1964 г.), на заседании коллоквиума по ритмичности седиментации французской группы Интернациональной седиментологической ассоциации (1953 г.), в "Докладах на ежегодных чтениях" памяти академика Л.С. Берга (1967-1971 гг.), в монографиях П. Дайфа, А. Халлама и Э. Уолтона, Н.Ф. Балуховского, С.В. Тихомирова, Т.А. Ботневой, Ю.Н. Карогодина и ряде других исследований.

Прежде чем широко использовать цикличность строения осадочных толщ для целей нефтяной геологии, необходимо было подвести итог того, что сделано в этом отношении в других областях геологии и прежде всего в разработке общетеоретических, методологических вопросов, следовало наметить важнейшие, первостепенные теоретические вопросы и программу их решения. Этому посвящены специальные доклады А.А. Трофимука [188], А.А. Трофимука и Ю.Н. Карогодина [145] на Первой Всесоюзной конференции по цикличности осадконакопления и закономерностям размещения горючих полезных ископаемых, организованной по инициативе ИГиГ СО АН СССР и проводившейся в апреле 1975 г. В числе главных вопросов, которые предстояло решить, были следующие:

1. С чего начинать изучение седиментационных циклов — с наиболее крупных и, казалось бы, очевидных образований или с самых мелких, элементарных слоевых ассоциаций?

Авторами был обоснован второй подход изучения: от простого к сложному, от мелких объектов к крупным, от частного к общему [145].

2. Систематика седиментационных циклов и комплексов пород, отвечающих им.

Несмотря на почти вековую историю изучения цикличности

осадочных толщ, нет не только единой систематики осадочных циклов, но и более или менее разработанных подходов к ней. Свидетельство тому -- отсутствие их единой классификации, весьма существенные разногласия в номенклатуре и, как следствие, совершенно неупорядоченная терминология. Такое состояние систематики циклов имеет объективные причины и в значительной мере объясняется сложностью выделения, ограничения осадочных комплексов (как и вообще большинства геологических объектов), обусловленной их кажущейся недискретностью (в отличие, например, от объектов изучения зоологии). Слои, их группировки, комплексы в разрезе сменяют друг друга без какой-либо дистанции в пространстве и нередко затруднительно определить начало и конец не только серии слоев, но и каждого слоя в отдельности. До сих пор идет острая полемика по вопросу "с чего начинать цикл". Одни и те же слои разными геологами принимаются и за начало, и за окончание цикла. Систематика циклов остается белым пятном в геологии, поэтому многие крупные исследователи справедливо считают проблему цикличности нерешенной, запутанной. Дальнейшее развитие учения цикличности без систематики будет малоэффективным, а нередко даже и вредным.

При решении поставленной задачи совершенно необходим выход за рамки одной науки с целью использования опыта в других областях знаний, в частности в биологии, химии, физике и др., где сделано в этом отношении несравненно больше. Так, например, в зоологии систематика является самостоятельной наукой и имеет почти трехсотлетний опыт. Именно поэтому представляется оправданным на данном, начальном, этапе заимствование самых общих понятий о систематике и ее содержании, например, из зоологии.

В первую очередь следует уточнить общие понятия и термины, обсудить конкретные понятия и термины, правила группировки элементарных геологических тел в комплексы, классификацию границ тел, их номенклатуру, классификацию комплексов и некоторые другие вопросы, которые, вероятно, и следует считать ближайшей программой систематики.

Прежде всего уточнены такие общие понятия, как цикл (процесс), ритм (его характеристика), период (его мера), повторе-

мость (неоднократное появление, наличие чего-либо) и другие. Эти уточненные определения были предложены участниками упомянутой выше конференции в качестве рекомендаций Оргкомитета (А.А. Трофимук, Н.Б. Вассоевич, Ю.Н. Карогодин), так как терминологический вопрос был и остается одним из самых острых в систематике.

Определив объект исследования и общий методологический подход — от части к целому и от частного к общему, необходимо выработать правила предстоящей процедуры. В качестве первых двух признаков, на основе которых могут быть сформулированы и два правила, предложены следующие: непрерывность литолого-гранулометрического ряда и вытекающий отсюда характер границ элементарных литологических тел (слоев).

Первый признак реализуется с помощью построения гранулометрической кривой, предложенной в свое время Г.А. Ивановым (1950–1967 гг.). Им, как известно, использовалась стандартная гранулометрическая шкала, отражающая различную размерность зерен отложений — от конгломератов до глин. Органогенные и хемогенные образования в этой шкале принимались как самые "тонкозернистые" осадки. В полной шкале наносилось до 13 делений (Иванов, 1967). Некоторые исследователи эту методику несколько усовершенствовали. Так, например, у И.А. Одесского (1974) общий литолого-гранулометрический ряд состоит уже из 25 делений, отвечающих различным породам и их ассоциациям. Безусловно, эта методика нуждается в дальнейшем совершенствовании, особенно для хемогенных и органогенных толщ. Однако даже в существующем виде она позволяет, с учетом второго признака, выделить в реальном разрезе группы, ряды, серии элементарных геологических тел, отвечающие элементарным осадочным комплексам и их частям, т.е. целое и его части. Если литолого-гранулометрический ряд непрерывен и гранулометрическая кривая изменяется от тела к телу постепенно, плавно (непрерывность функции), то можно считать тела частью целого. Наоборот, при резком изменении литолого-гранулометрического состава отложений ряд прерывается, кривая разрывается (разрыв функции) и налицо признаки границы между двумя комплексами. Однако нередко встречаются случаи, когда гранулометрическая кривая изменяется постепенно или прак-

тически не изменяется на каком-то участке разреза, а по ряду других признаков (цвет, текстурные особенности, характер включений и захоронений органических остатков, наличие размыва, трещин, усыхания и т.д.) видно, что здесь проходит граница между двумя комплексами. Следовательно, для определения целого и части в разрезе нельзя использовать только один признак — непрерывность литолого-гранулометрического ряда или гранулометрическую кривую.

Вторым, не менее важным признаком, дополняющим первый, является характер границы между телами (слоями). На первом этапе в полевых исследованиях необходимо различать по ряду других признаков по крайней мере две категории границ: резкие и нерезкие, постепенные (внешние и внутренние).

Таким образом, приняв два рассмотренных признака в качестве основных правил группировки литологических тел, можно приступить к процедуре расчленения реального разреза на элементарные части, составляющие целое, т.е. элементарные комплексы.

Безусловно, признаков и правил должно быть не два, но и не бесконечное множество. Среди других признаков (при выделении осадочных комплексов) ценную информацию могут дать цвет, текстурные особенности, форма и характер захоронения органических остатков, включения и др.

Морфоструктурная классификация комплексов и их взаимоотношение в разрезе

Выделив элементарные осадочные комплексы, которые нами были названы циклокомплексами [138], необходимо их классифицировать. Это следующая важная задача.

Классифицировать осадочные циклы, безусловно, можно по самым различным признакам в зависимости от целей и задач этой процедуры. Существуют классификации по временной продолжительности, по фациально-палеогеографическим условиям осадконакопления, по типу тектонического режима, генезису и др. Наиболее распространены классификации, базирующиеся на историко-генети-

ческих признаках. Однако они имеют целый ряд недостатков. Историко-генетические признаки не определяются непосредственно в поле, на обнажениях и по керну скважин, а требуют проведения целого комплекса исследований, на основании которых даются далеко не однозначные заключения (а нередко прямо противоположные).

Как известно, наиболее объективными, поддающимися однозначному определению, являются морфологические, структурные и вещественные признаки объектов. Морфологические признаки лежат в основе, например, биологических классификаций. Именно такой, морфоструктурной, должна быть и классификация циклокомплексов.

В качестве дифференциальной характеристики предстоящей классификации можно взять тип взаимоотношения, следования или чередования грубозернистых и тонкозернистых элементов комплекса, отражающий структуру и определяющий их внешний облик, морфологию. Принятая дифференциальная характеристика позволяет в бесконечном множестве сочетаний и чередований слоев, независимо от возраста осадочного бассейна, палеоклиматических условий и тектонического режима, выделить всего четыре основных типа комплексов.

I тип представлен в основании более грубозернистыми породами, а в верхней части — менее грубозернистыми или хемогенными, органогенными образованиями. В качестве его символической модели предложен треугольник (основание — "грубые" породы, вершина — "тонкие"). Примерами могут служить многочисленные комплексы в молассовых толщах бактрийского, массагетского и сохского горизонтов Ферганской и Таджикской депрессий; во флише различного возраста и местонахождения; в терригенно-угленосных толщах нижней и средней юры, а также нижнего мела Западной Сибири, Ферганского и Таджикского бассейнов, нижнемотской подсветы венда Иркутского амфитеатра; три комплекса в основании отложений домерского яруса (по р. Анабар), восемь комплексов в карнийско-плинсабахских отложениях (на западном берегу Анабарской губы Енисей-Хатангского бассейна) и многие другие. Это очень широко распространенный тип комплекса.

II тип представляет собой как бы зеркальное отражение I типа, т.е. в основании — "тонкие" породы, а в верхней части и

кровле - более грубозернистые. Символическая модель его - треугольник с вершиной внизу (перевернутый треугольник). В качестве примера можно привести литологические комплексы анизийского (?) яруса триаса на западном побережье Анабарской губы, мыса Цветкова, в которых глины очень резко залегают на песчаниках, а вверх по разрезу постепенно, через алевролиты, переходят в песчаники. В разрезе угольного месторождения Ангрэн (Узб.ССР) также наблюдался подобный тип. Следует отметить, что этот тип менее распространен, чем I.

III тип представлен грубозернистыми породами в средней части, а более тонкодисперсными - в кровле и основании. Обозначить его можно в виде ромба (два треугольника, соединенные основаниями). В изученных нами разрезах он встречается редко (практически не встречался), а выделение его представляет определенные трудности, хотя по Г.А. Иванову (1967), это главный, полный, широко распространенный в угленосных разрезах комплекс ("ритм").

IV тип, наоборот, в средней части представлен тонкодисперсными или хомогенными породами, а в основании и кровле - более грубозернистыми. Он может быть изображен в виде двух треугольников, соединенных вершинами ("песочные часы") и распространен чрезвычайно широко во всех разрезах осадочных бассейнов [138]. Именно он, как будет показано ниже, является главным среди рассмотренных четырех типов. Эта классификация опубликована [138] и обсуждалась на Всесоюзной конференции [145].

Изучение структуры этих комплексов свидетельствует о том, что любой из них состоит из двух основных частей, двух половин, отражающих противоположные тенденции в изменении литолого-гранулометрического ряда. Например, в комплексе I типа песчаники нижней части сменяются глинами в верхней половине, во II типе - наоборот.

В нижней половине III типа крупность зерна вверх по разрезу нарастает, а в верхней - уменьшается. В IV типе, наоборот: снизу вверх вначале наблюдается уменьшение крупности зерна, а затем его увеличение.

Следовательно, литологический комплекс, независимо от типа, имеет двуединое строение, двуединую структуру. Это элорджентное свойство может быть также использовано в качестве

третьего правила при расчленении реальных разрезов на комплексы (слоевые системы) и опознавания их типа.

Выделенные четыре типа комплексов дают наиболее общую качественную картину их морфоструктурного разнообразия. В дальнейшем необходимо перейти от качественной классификации к количественной, от символов — к моделям, отражающим динамику и генезис. В конечном итоге классификация должна быть количественной морфогенетической.

Систематика любых явлений и объектов заключается в изучении не только их разнообразия, но и взаимоотношения. Взаимоотношения комплексов должны рассматриваться в двух аспектах: в вертикальном разрезе и по латерали. При этом решаются две фундаментальные проблемы геологии: закон формирования и эволюции слоистой структуры седиментационных бассейнов и корреляция разнофациальных толщ. И если по первому вопросу в настоящее время даны хотя и самые общие, но вполне определенные положения, то по второму ни в отечественной, ни в зарубежной литературе каких-либо заслуживающих внимания разработок не имеется. Поэтому ближайшая задача — сформулировать и обсудить методические подходы и программу изучения проблемы.

Детальное изучение разрезов различных по возрасту и месту нахождения седиментационных (нефтегазоносных) бассейнов азиатской части СССР с вышеизложенных позиций позволяет выявить следующую картину их взаимоотношения по вертикали.

Элементарные типы комплексов, как правило, встречаются не в одиночку, не вразнобой, а рядами, сериями, группами, которые закономерно сменяют друг друга в разрезе. Это их свойство может быть принято в качестве еще одного, четвертого, правила (правила рядов) выделения осадочных комплексов в разрезе.

Точно определив морфоструктурный тип одного-двух комплексов, легко осуществить диагностику других, соседних. Выявленная закономерность облегчает общую оценку точности расчленения больших разрезов на комплексы у различных исследователей. Этот закон помогает исследованию разрезов при их фрагментарной обнаженности или ограниченном отборе керна в скважинах.

Ряды и серии однотипных элементарных комплексов образуют новые комплексы — рангом выше (мезокомплексы). В настоящее время еще трудно говорить о типах группировки (комбинации) эле-

ментарных комплексов в мезокомплексы. Можно лишь утверждать, что среди изученных нами разрезов наиболее часто встречается следующая общая закономерность их группировки [80].

Мезокомплекс часто начинается с серии элементарных комплексов I типа. Их число и мощность могут быть различными. Например, в разрезах плинсбах (?)—домерских отложений западного берега Анабарской губы их три, домер—гоарских пород р. Анабар — два—три, в основании разреза юрских отложений Ферганской и Таджикской депрессий значительно больше. Мощность элементарных комплексов изменяется от нескольких метров до первых десятков метров. Вверх по разрезу (от комплекса к комплексу) наблюдается устойчивая тенденция увеличения степени дисперсности терригенного материала как в нижней, так и в верхней частях комплексов. Далее вверх по разрезу серия комплексов I типа сменяется комплексами IV типа. Нижние из них характеризуются увеличением вверх по разрезу дисперсности материала, а верхние, слагающие основание второй половины мезокомплекса, наоборот, — уменьшением его. В самой верхней части эти комплексы почти во всех изученных разрезах снова сменяются серией комплексов I типа. Однако направленность изменения гранулометрического состава пород противоположна той, что отмечена для нижней части мезокомплекса. Их количество и общая мощность значительно больше, чем в нижней части. Комплексы II типа нами наблюдались в двух разрезах, но, по описанию многих геологов, они часто встречаются, в том числе и в разрезах седиментационных бассейнов Сибири. Подобные комплексы описаны как "обратные", "регрессивные" (неполные) в составе мощной эндобальской свиты перми Западного Верхоянья. Можно предполагать, что они входят в первую и вторую половины мезо- и более крупных комплексов IV типа.

Рассмотренная комбинация элементарных комплексов образует мезокомплекс, который по приведенной выше морфоструктурной классификации можно отнести к IV типу. Мощность мезокомплексов различна в разных регионах и изменяется от десятков метров до первых сотен. Так, например, в изученных разрезах юры и некома по р. Анабар и в районе Анабарской губы она составляет 180—250 м. По своему генезису это трансгрессивно—регрессивные

комплексы. В свою очередь, они группируются в комплексы более крупного ранга.

Взаимоотношение мезоциклокомплексов в разрезе НГНБ и их группировка в циклокомплексы более высокого ранга остаются пока еще неизученными. Исследования в этом направлении, безусловно, приведут к интересным открытиям. Сложность изучения макроциклов по данной методике заключается в том, что они охватывают значительный стратиграфический объем, часто превышающий систему, а следовательно, требуют объединения большого числа различных специалистов. Следовательно, в самом циклическом подходе к изучению седиментационных бассейнов заложены принципы комплексности, коллективности и координации (интеграции) исследований.

О структуре и взаимоотношении мезоциклокомплексов (МЗЦК), входящих в состав макроциклокомплексов (МКЦК), можно заметить лишь следующее. Трансгрессивная половина МЗЦК всегда в несколько раз меньше регрессивной. Это отношение в изученных разрезах мезозоя и кайнозоя изменяется от 1:3 до 1:6 и зависит от положения в МКЦК, а также от тектонического режима бассейна. Такая же зависимость существует для его мощности и стратиграфического объема. Мезокомплексы финально-трансгрессивной фазы МКЦК имеют максимальную мощность, площадь распространения и стратиграфический объем. Это позволяет сделать совершенно однозначный вывод о том, что площадь распространения трансгрессивных (и регрессивных) осадков цикла и время (абсолютное или относительное) определяют масштаб, но не ранг циклокомплекса.

Найденное взаимоотношение седиментационных комплексов является самым общим, принципиальным. Несомненно, в комбинации типов, в размерах и количестве комплексов заложена огромная информация об особенностях тектонического режима, истории бассейна и эволюции осадконакопления, установление которых, безусловно, будет способствовать выявлению закономерностей размещения осадочных полезных ископаемых и их эффективным поискам.

Прикладные вопросы цикличности

Изучение цикличности и разработка теоретических вопросов имеют прямое, непосредственное отношение к решению большого комплекса прикладных задач. Поэтому они названы прикладными, хотя в частных, отдельных направлениях геологии (например, стратиграфии, геологии нефти и т.д.) – это вопросы теории.

Краеугольным камнем любых геологических исследований, как известно, является стратиграфия. Попытки усовершенствовать международную (планетарную) стратиграфическую шкалу на основе цикличности – ритмичности или даже создать новую ритмостратиграфическую шкалу, более совершенную, чем существующая, предпринимались неоднократно, однако нельзя сказать, что эта задача решается успешно.

Главное значение цикличности строения осадочных толщ, применительно к стратиграфии, мы видели в использовании этого, наиболее общего их свойства для разработки и усовершенствования, прежде всего, региональной стратиграфической шкалы.

Проблема цикличности в стратиграфии

Во всем мире в настоящее время идет острая дискуссия по теоретическим вопросам стратиграфии, связанная в значительной мере с составлением Международного стратиграфического кодекса. Горячие споры о том, каким быть стратиграфическому кодексу СССР, идут и у нас в стране. Об этом свидетельствует острая полемика в открытой печати, два опубликованных варианта Проекта стратиграфического кодекса СССР (1970, 1974 гг.), существенно отличающихся друг от друга и, тем более, от предыдущих официальных стратиграфических рекомендаций (1956, 1960, 1965 гг.). Естественно, решение многих вопросов нефтяной геологии находится в прямой зависимости от решения основных проблем региональной стратиграфии. Именно поэтому изучение цикличности строения осадочных толщ проводилось совместно с исследователями стратиграфических подразделений ИГиГ (лаборатории стратиграфии и палеонтологии палеозоя и мезокайнозоя), СНИИГТИМС,

Таджикского отделения ВНИГНИ и др. На базе этих и предыдущих исследований решение наиболее остродискуссионных вопросов региональной стратиграфии нами предлагается в следующем виде.

Литостратиграфические подразделения (ЛСП) - основной объект региональных стратиграфических исследований нефтегазоносных бассейнов. Поэтому в стратиграфическом кодексе СССР они должны входить в категорию основных стратиграфических подразделений, а не вспомогательных.

Весьма острая и запутанная проблема ранговой соподчиненности ЛСП может найти практическое решение на базе изучения цикличности. Это положение сформулировано следующим образом.

Литостратиграфические подразделения - это тела, соответствующие седиментационным циклам, точнее, их вещественному отражению - циклокомплексам и их частям (фазам, субфазам и т. д.). Следовательно, структура циклокомплексов и их соподчиненность и есть структура и иерархическая соподчиненность ЛСП. При таком подходе номенклатура и терминология ЛСП должны быть значительно расширены по сравнению с существующими, тем более предлагаемыми в проекте стратиграфического кодекса СССР (1974).

Находит свое решение и не менее остродискуссионная проблема "скольжения" (диахронности) или "нескольжения" (изохронности) границ ЛСП. Границы тел и ЛСП, соответствующих циклокомплексам, будут наименее скользящи, практически изохронны (циклы следуют в пределах региона один за другим), а границы тел, отвечающие разделам между телами внутри циклокомплексов (фазами циклов), будут практически всегда диахронны, скользящи. Чем крупнее по времени цикл, тем больше скольжение. Ближайшей задачей на пути решения этой проблемы является обсуждение принципов, законов и правил выделения региональных литостратиграфических подразделений на основе цикличности. Некоторые из них уже вынесены на обсуждение [67, 169, 145]: принцип ритмичности (цикличности), правило двойной соподчиненности литостратиграфических подразделений, правило базальности, закон диахронности, закон стратиграфической летописи, принцип классификации перерывов и др.

Внимание геологов-нефтяников все более и более привлекают древние толщи, лишенные или почти лишенные остатков скелетной

фауны. Так, основные газоносные горизонты в пределах Сибирской платформы (Тунгусская синеклиза, Иркутский амфитеатр, Ботуобинская седловина) связаны с докембрийскими толщами. При изучении этих и более древних пород, биостратиграфические методы расчленения которых малоэффективны, цикличность их строения и выделение на этой основе системы литостратиграфических подразделений приобретает особо важное значение. Среди последних, очевидно, будут две категории подразделений, отличающихся по своему значению: подразделения, отвечающие циклокомплексам различного типа и отвечающие их частям (фазокомплексам и гемикомплексам). В связи с этой проблемой встает задача создания сети опорных разрезов циклокомплексов в каждом седиментационном бассейне. Требования к выбору таких разрезов необходимо разработать и сформулировать. Ясно одно, что они будут принципиально иными, чем те, которые предъявляются к выбору биостратиграфических опорных разрезов. Набор таких разрезов должен дать по возможности полную картину последовательности в стратиграфическом разрезе циклокомплексов седиментационного бассейна. Наличие подобных опорных пунктов, безусловно, будет дисциплинировать геологов и способствовать строгой упорядоченности исследований в этом направлении, возможности контроля и проверки, привязки палеонтологических, геохимических и прочих данных к реальным геологическим телам — циклокомплексам и их частям.

С учетом данных теоретических разработок были вынесены на обсуждение конкретные предложения по уточнению стратиграфической схемы нефтегазоносных отложений мезозоя Западной Сибири и рассмотрена принципиальная модель новой схемы [64,67]. Начата разработка на той же основе стратиграфической схемы мезозойских отложений Енисей-Хатангского и Лено-Вилуйского НГНБ. Сделаны конкретные предложения по стратиграфии вендских толщ Иркутского амфитеатра.

Разработаны предложения по составлению единого Всесоюзного фонда геологических разрезов. Эти предложения доложены А.А. Трофимуком и Ю.Н. Карогодиным [145] на Первой Всесоюзной конференции по цикличности осадконакопления и закономерностям размещения горючих полезных ископаемых.

Цикличность и литолого-палеогеографические исследования

Литолого-палеогеографические исследования ИГНБ очень часто сталкиваются с труднопреодолимыми или даже непреодолимыми препятствиями на своем пути — отсутствием фауны в огромных по мощности и значительных по площади распространения толщах осадочных пород. Это могут быть континентальные осадки, не содержащие фауны, или древние морские (например, докембрийские, во время формирования которых скелетная фауна еще не существовала), или морские отложения с фауной, но из-за малого диаметра керна и ограниченного его отбора и выноса в процессе бурения находки которой редки, фрагментарны, и, следовательно, ярусное расчленение разрезов чрезвычайно затруднено. В качестве примера можно привести разрез мезозойских отложений Западной Сибири.

Без фаунистического обоснования и ярусного расчленения к нижней, средней и отчасти верхней кре отнесены континентальные углистые и угленосные отложения заводоуковской серии. На подавляющей части территории Западно-Сибирского седиментационного бассейна (за исключением крайнего северо-востока) в породах этой серии, достигающей нескольких сот метров, не встречено макрофауны. В центральных районах низменности (Мансийская синеклиза) неомом представлен мощной (до 800 м) литологически однородной толщей морских глин (фроловская свита), находки фауны в которых весьма редки. Следовательно, о более или менее обоснованном расчленении толщи на ярусы не может быть речи. В разрезах рассматриваемого региона неизвестна вообще фауна барремского, аптского, сеноманского, датского и других ярусов. В восточной половине равнины разрез неомом-сеномана (>2000 м) сложен континентальными и прибрежно-континентальными сероцветными песчано-алевроитовыми породами с подчиненными прослоями глин, пестроцветными глинисто-алевроито-песчаными образованиями (неомом), в которых даже единичные находки макрофауны большая редкость.

В палеозойских и тем более в допалеозойских отложениях Сибирской платформы и других регионов проблема ярусного расчленения стоит еще более остро. Например, в течение многих лет

ведется острая полемика между геологами по вопросам корреляции фаунистически охарактеризованных разрезов восточных и очень слабо охарактеризованных фауной западных районов Сибирской платформы. Естественно, полярные и более дробные литолого-палеогеографические реконструкции, как правило, носят весьма условный и во многом субъективный характер. С находками новой фауны или даже переопределениями ранее известной (что также бывает нередко) меняется корреляция, а следовательно, перестраиваются литолого-палеогеографические карты. Эти изменения бывают очень существенными. Могут ли в этой сложной проблеме помочь исследования цикличности строения осадочных толщ?

В исследованиях литолого-фашиального и палеогеографического направлений, по нашему мнению, пропускается один весьма важный естественный этап - выделение циклов осадконакопления различного масштаба и анализ изменения обстановок и условий седиментации внутри них и от цикла к циклу. В качестве главных документов в этих исследованиях предложено составлять схемы и карты строения толщ, отвечающих частям циклокомплексов (фазо-комплексам, гемикомплексам) и циклокомплексам различного масштаба, предшествующие составлению литолого-палеогеографических схем. На эти карты или схемы должна быть вынесена вся необходимая геологу информация: морфология кровли и подошвы (в изогипсах), характер изменения мощностей (в изопахитах), литологический состав пород, установленный или предполагаемый возраст и фашиальные условия их образования, по возможности - количество и тип более мелких циклокомплексов, слагающих толщу (для крупных фазо- и гемикомплексов), содержание и тип органического вещества, степень его метаморфизма, тип коллекторов и изменение их свойств, изменение экраняющих свойств и другие данные, важные при решении тех или иных частных задач. Такие карты, в отличие от литолого-палеогеографических, коренным образом никогда не изменяются. Они лишь будут уточняться по мере получения новых данных. Эти карты послужат основой и для литолого-палеогеографических реконструкций, и для дифференцированного подсчета объемно-статистическим или объемно-генетическим методами прогнозных запасов полезных ископаемых, и многих других практических целей.

Проблема цикличности в тектонике

С возникновения идеи цикличности формирования осадочных толщ этот процесс связывался в первую очередь с тектоникой. Однако до сих пор данная проблема остается даже в главном нерешенной. Ясно одно — тектонический фактор является ведущим в образовании седиментационных циклов.

В работах отчетного периода рассмотрены и нашли определенное решение вопросы связи тектонических подразделений осадочного покрова НГНБ с циклокомплексами [67,68] и их классификации и номенклатуры. Установлено также, что интенсивность структуроформирующих движений в Западной Сибири определенным образом связана с фазами крупных циклов. Максимальная интенсивность совпадает с окончанием начально-регрессивной и началом финально-регрессивной фаз. Выявление этой закономерности очень важно для прогноза времени заполнения ловушек нефтью и газом и решения проблемы условий формирования и закономерностей размещения залежей углеводородов.

Установление двойного характера литостратиграфических границ (скользящих и нескользящих) имеет важное значение при выборе горизонтов для структурных построений и палеоструктурных реконструкций. С учетом этого положения в лаборатории начата разработка новых методов прогноза и реставрации глубоких горизонтов с использованием проективных свойств геометрии [97, 98, 178].

Реставрация структурных планов глубоких горизонтов локальных и более крупных поднятий НГНБ (до бурения и сейсморазведочных работ) имела важное значение в связи с быстровозрастающей технической возможностью поиска залежей на глубинах более 4-5 тыс. м и теоретической обоснованностью их нахождения до 7-10 тыс. м.

На материале Ферганского, Западно-Сибирского, Енисей-Хатангского, Лено-Вилуйского НГНБ отработывалась методика количественной оценки глубин "зарождения" поднятий и степени их кривизны (Гауссовой, удельной), смещения свода структур и т.д. Это позволяет на количественной основе классифицировать и районировать как крупные территории НГНБ, так и отдельные районы

внутри седиментационных бассейнов и наметить связь с этими параметрами продуктивности локальных поднятий [70, 179, 181].

Эти материалы были доложены на совещании в Тюмени [70, 171, 172, 197], Новосибирской конференции [97] и представлены в тезисах Красноярского совещания [172]. Предложена классификация осадочных покровов седиментационных бассейнов на моно- и полициклические [67, 69, 172].

Изучение цикличности осадочных толщ позволило выявить место и стратиграфическое положение перерывов и размывов в разрезах бассейнов и, учитывая прямую связь их масштаба с размером циклов (чем крупнее цикл, тем крупнее перерыв), дать на этой основе их классификацию. Это немаловажно как для решения ряда вопросов стратиграфии, тектоники, палеогеографии, так и поисков полезных ископаемых (железных руд, бокситов, стратиграфических залежей углеводородов и т.д.).

Многие из этих теоретических разработок нашли конкретное применение при тектоническом изучении нефтегазоносных бассейнов азиатской территории СССР [177, 180]. В частности, анализ тектонических деформаций по отдельным горизонтам структурных этажей позволил выявить интересные закономерности в размещении крупных поднятий - ловушек в Западной Сибири по их амплитуде и гипсометрии замков, определенную "миграцию" их во времени [67].

Таким образом, на базе изучения цикличности с учетом разработанной морфоструктурной классификации циклов, многие вопросы тектоники нефтегазоносных областей нашли новое решение.

Цикличность и закономерности размещения залежей нефти и газа

Решение рассмотренных выше задач региональной стратиграфии, палеогеографии и тектоники, безусловно, имеет прямое отношение к проблеме закономерностей размещения залежей углеводородов. Однако существует и ряд вопросов, решение которых в аспекте цикличности непосредственно связано с данной проблемой.

Так, например, было установлено на материале различных нефтегазоносных бассейнов, что коллекторы (резервуары) нефти и газа, равно как и экраны, занимают совершенно определенное

место в различных морфоструктурных типах циклокомплексов. Показано, что в трансгрессивно-регрессивных мезо- и макроцикло-комплексах резервуары занимают главным образом регрессивную и в меньшей части инициально-трансгрессивную части. Наиболее мощными, емкими коллекторами характеризуются образования финально-регрессивной фазы.

Экранирующие толщи связаны с финально-трансгрессивной и нередко с начально-регрессивной фазами. Выявленная закономерность позволила для мезозойско-кайнозойских отложений Западной Сибири предложить классификацию резервуаров и экранов, а также нефтегазоносных подразделений [67].

Учитывая всеобщий закономерный характер приуроченности резервуаров и экранов к толщам определенных фаз циклов, сформулированы принципы нефтегеологического районирования седиментационных бассейнов. Эти представления были изложены в докладе А.А. Трофимука, Ю.Н. Каргодина в Москве (1973 г.) на Всесоюзном совещании по принципам нефтегеологического районирования [137].

На материале Западной Сибири было установлено, что внутри седиментационных циклов происходит закономерное изменение типа рассеянного органического вещества (РОВ). В начально-трансгрессивную фазу мезо- и макроциклов формируется смещенное РОВ сапропелевого и гумусового типов. В финально-трансгрессивную и начально-регрессивную - преимущественно сапропелевое, а в финально-регрессивную - гумусовое.

Учитывая расчеты и экспериментальные данные о прямой зависимости жидких и газообразных углеводородов (при условии происхождения ими главной фазы нефтеобразования) от типа РОВ, предложено выделять в разрезах потенциально нефте- и газогенерирующие, а также смещенные формации. Показано их определенное место в мезо- и макроциклах. Примером нефтегенерирующей формации в разрезе мезозоя Западной Сибири являются верхнеюрско-неокомские образования, богатые (а в некоторых районах и стратиграфических интервалах аномально насыщенные) сапропелевым РОВ. Как известно, именно с неокомскими породами в этом регионе связаны основные залежи жидких углеводородов. Типичным примером газогенери-

рующей формации являются континентальные и прибрежно-континентальные валанжин-сеноманские породы мощной (более 2000 м) усть-тазовской серии. В ней сосредоточены основные запасы газа. В средне- и отчасти верхнеюрских образованиях выявлены как нефтяные, так и газовые залежи (с примерно равным соотношением). Эту толщу континентальных и мелководно-морских отложений со смещенным типом РОВ можно отнести к нефтегенерирующей формации.

Для правильного выбора объектов поисково-разведочного бурения очень важно решение вопроса о времени формирования залежей нефти и газа. И здесь изучение цикличности может помочь в выявлении главных этапов формирования залежей углеводородов. Установление крупных седиментационных циклов в нефтегазоносном бассейне означает и выявление этапов формирования и переформирования месторождений, так как трансгрессивно-регрессивные циклы заканчиваются регрессией, поднятием региона, а следовательно, и общим снятием давления в недрах. Именно такие этапы наиболее благоприятны (при достижении необходимой стадии метаморфизма РОВ) для массового выделения в свободную фазу углеводородов и их активной миграции. Это уже отмечали для Западной Сибири один из авторов [169,67], И.И. Нестеров, В.В. Потеряева (1971) и некоторые другие.

Выполненные теоретические разработки позволили сформулировать основные положения закономерностей размещения месторождений и предложить карту перспектив открытия месторождений нефти и газа в мезозойских отложениях Западной Сибири [67].

В результате выполненных в данном аспекте исследований по Западной Сибири стали очевидными целесообразность и необходимость продолжения подобных работ по другим нефтегазоносным бассейнам азиатской части СССР. По единой программе начато комплексное изучение мезозойских отложений Енисей-Ленского и Лено-Вилуйского [147] бассейнов.

Заключен договор с таджикскими геологами о научном сотрудничестве в области изучения цикличности и нефтегазоносности мезокайнозоя Афгано-Таджикского бассейна. Получены первые инте-

ресные результаты в связи с изучением цикличности венд-кембрийских пород Иркутского амфитеатра. По мере готовности тех или иных теоретических и методических разработок они направлялись для использования в практике заинтересованным геологическим организациям: Киргизской геофизической экспедиции, тресту "Красноярскнефтегазразведка", Министерству геологии РСФСР.

В настоящее время стали вполне реальными постановка и решение проблемы закономерностей размещения крупных зон нефтегазонакопления в целом для всех основных бассейнов азиатской территории СССР и разработка на этой основе геологических методов поисков крупных и гигантских месторождений. Именно эту проблему и следует считать главной задачей программы исследований лаборатории геологии нефти и газа на ближайшую пятилетку.

ПРОБЛЕМА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЯ В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

В 1970 г. в лаборатории геохимии горючих ископаемых были получены первые геохимические данные, свидетельствующие в пользу палеозойского происхождения некоторых нефтей из западной части Томской области: довольно тяжелый углерод, соответствующий морским фациям палеозоя, специфические оптические свойства. Это дало основание вновь поставить вопрос о возможной нефтегазоносности палеозоя в Западной Сибири [20].

Перспективы нефтеносности палеозоя Западно-Сибирской низменности впервые обосновывались еще в начале 30-х годов.

И.М. Губкин считал перспективными и мезозойские, и палеозойские отложения, а Н.С. Шатский — только палеозойские. На начальных этапах широких нефтепоисковых работ (40-50-е гг.) многие геологи отдавали предпочтение палеозойским отложениям, поскольку по обрамлению низменности проявления нефти и газа отмечались преимущественно в палеозое и триасе.

Однако в 60-е годы, в связи с открытием крупных месторождений нефти и газа в мезозое, обоснованием нефтепроизводящих свойств мезозойских отложений и разработкой представлений о широком развитии герцинского фундамента, большинство исследователей Западной Сибири утратило интерес к палеозойским отложениям. Даже притоки нефти из верхней части доюрских образований стали объяснять миграцией из мезозойских залежей.

Новая постановка проблемы палеозойской нефти сразу же была поддержана Томским и Новосибирским геологическими управлениями, одобрявшими исследования в этом направлении и оказавшими содействие в сборе фактического материала. Крупные нефтяные фонтаны из палеозойских известняков на Верхтарской площади (март 1971 г.), а затем и на других площадях, усилили внимание к этой проблеме.

В конце 1971 г. был завершен первый этап исследования нефтегазоносности палеозоя, проведенный в основном по материалам Новосибирской области и прилегающих к ней районов Томской области. В отчете и в ряде публикаций, подготовленных на его базе [29, 35, 36, 38, 120, 121, 154, 183], было доказано широкое распространение промежуточного тектонического комплекса, сложен-

ного в основном палеозоем, генетическая самостоятельность нефтеобразования в палеозое, обоснованы высокие прогнозные запасы нефти и выделен наиболее перспективный район, простирающийся в субмеридиональном направлении от Межовского свода до Нижневартовского.

На втором этапе исследования (1972-1975 гг.) обрабатывались материалы по району площадью около 250 тыс. кв. км., в котором имеется сравнительно густая сеть скважин, вскрывших доюрские образования. В этот район включены большая часть Томской области и северная часть Новосибирской. Доюрские образования вскрыты здесь на 144 площадях 310 скважинами. По отдельным вопросам использовались также данные и по другим районам юга Западной Сибири.

В обработке материалов принимали участие весь состав лаборатории геохимии горючих ископаемых (В.С. Вышемирский, В.Ф. Шугуров, В.Н. Крымова, С.М. Рыжкова, Л.В. Юшина, Л.С. Ямковская, Л.А. Белобородова, Г.П. Туркова, Т.И. Кулешова, Н.С. Плотнерчук, Л.И. Черепанова) и кабинета масс-спектрометрии (Е.Ф. Доильницын, А.П. Перцева, В.Н. Сизиков, В.И. Зюзин, Б.П. Кутьков), отдельные сотрудники лабораторий геологии нефти и газа (А.А. Трофимук, О.П. Вышемирская), микропалеонтологии (О.В. Юферев, О.И. Богуш), спектроскопии (Н.В. Арнаутков, А.Д. Киреев), геологического музея (А.М. Дымкин, Э.А. Леснова), а также сотрудники Новосибирского геологического управления (З.Я. Сердюк, М.А. Алексеева), ВНИГРИ (Г.М. Парпарова), ВНИГНИ (Р.Г. Панкина), НВ НИИГТ (А.С. Зингер, А.К. Жутовт). Научное руководство осуществлялось А.А. Трофимуком и В.С. Вышемирским.

В ходе исследования обработано 2000 м керн глубоких скважин и выполнено 11363 разнообразных определений. Составлен научный отчет, написаны коллективная монография [176] и серия статей [41-43, 142, 162, 163, 182, 184, 185, 187]. Ниже кратко излагаются основные результаты работы по схеме, принятой в упоминавшейся монографии.

I. Биостратиграфия палеозойских отложений *

Палеозойская фауна встречена в керне 27 скважин. В 24 из них она представлена фораминиферами, в одной - мшанками и брахиоподами, в одной - радиоляриями (есть также и споры) и в одной - пеллециподами. По фораминиферам и, в меньшей степени, по другим группам выделено четыре основных фаунистических комплекса, выдерживающихся в пространстве, и четыре комплекса с недостаточно ясным стратиграфическим положением.

Комплекс с радиоляриями из сем. Staurosphaeridae, Stilosphaeridae описан только в разрезе Барабинской опорной скважины, расположенной непосредственно к югу от изучаемой территории. Представители указанных семейств радиолярий сходны с комплексом радиолярий из нижнего девона Урала, но споры (*Zonotriletes acicularis* Andrejeva, *Z. acromelus* A., *Z. armigerus* A., *Z. maculatus* A. и др.), по Е.М. Андреевой, имеют верхнедевонский облик. Поэтому возраст комплекса может быть определен не точнее как девонский.

Комплекс с фораминиферами Neosarchaesphaera, Cribrosphaeroides отмечен на Верхтарской, Усть-Сильгинской, Северосильгинской, Южномыльджинской, Мыльджинской, Колотушной, Чарымской, Медведевской, Тамбаевской, Водораздельной, Нижнетабоганской и Тенинской площадях, а также в Тургайском проливе (Косолаповская площадь). Отложения, содержащие этот комплекс, представлены серыми органогенными известняками, прослоями фораминиферовыми, с водорослями, брахиоподами и строматопорами.

Наиболее детально данный комплекс изучен по керну из четырех скважин Верхтарской площади. Среди однокамерных фораминифер здесь большую группу образуют виды, широко распространенные в живетском ярусе среднего девона - турнейском ярусе нижнего карбона других областей. К ним относятся *Parathuramina spinosa* Lip., *P. suleimanovi* Lip., *Vicinesphaera squalida* Antrop., *Radiosphaera basilica* Reithl. Более узкое вертикальное распространение имеют *Parathuramina paulis* E. Вук.

* Номера пунктов соответствуют номерам глав книги. Данная глава книги составлена О.В. Уфревым и О.И. Богуш.

и *Stribosphaeroides* ?, неизвестные из отложений моложе нижней части турнейского яруса и в основном характеризующие живетский, французский и фаменский ярусы европейской части СССР и Средней Азии.

Вместе с тем в комплексе широко представлены явно девонские формы: *Neosphaera polyzona* (Antrop.), известная в верхней части французского и в фаменском яруса Урала и в фамене Тянь-Шаня, *Neosphaera radiata* M. Macleay (поздний девон Западной Туркмении), *N. aff. magna* (Sul.), близкая к виду, происходящему из фаменских отложений Колво-Вишерского края, *Archaeolagena shesmae* Antrop. и *Uslonia* (верхний девон Приуралья и Тянь-Шаня), *Archaeolagena borealis* Pron. (эifelский и французский ярусы Урала), *Vicinesphaera squalida* Antrop., *Parathuramina* sp., *Saccamina* sp., *Bisphaera* sp., *Caligella* cf. *antropovi* (Lip.) и *Amphiroa* cf. *ramosa* (Phill.), свойственные, по В.Г. Хромых, среднему девону.

Поскольку в рассматриваемом комплексе имеются паратурам - мины, не известные в отложениях древнее живетского яруса среднего девона, и виды архелаген, не найденные в породах моложе французского яруса верхнего девона, содержащие этот комплекс известняки Верхтарской площади следует датировать живетским - французским ярусами. Однако на ряде других площадей состав этого комплекса не позволяет датировать содержащие его отложения точнее, чем живетский - фаменский ярусы девона.

Комплекс с *Quasiendothura* sp., *Earlandia minima* фиксируется на многих разведочных площадях, но датируется в широком возрастном интервале. В его составе определены *Archaeosphaera* sp., *Vicinesphaera squalida* Antrop., *V. grandis* Reitl., *Evolutina* sp., *Parathuramina* ex gr. *darmarae* Sul., *P. aff. bella* Reitl., *Bisphaera elegans* Viss., *Irregularina karlensis* Viss., *Radiosphaera basilica* Reitl., *R. spinosa* Reitl., *Calcisphaera plavskensis* Reitl., *Astrosphaera pulchra* Reitl. и др.

Однокамерные фораминиферы приведенного комплекса представлены видами, распространенными в других областях от живетского яруса среднего девона до турнейского яруса нижнего карбона. Более определенные данные о возрасте комплекса дают многока -

мерные фораминиферы (*Septaglomospiranella?* sp., *Quasiendothyra* ? sp. (ex *gr. communis* Raus.), распространение которых ограничено верхней частью фаменского яруса - нижнем турне.

На Водораздельной, Нижнетабоганской, Тенинской, Колотушной и Чарьмовской площадях известняки, содержащие описываемый комплекс, вниз по разрезу незаметно переходят в явно девонские известняки. Поэтому вполне вероятно, что турне на этих площадях отсутствует. На Останинской, Шахматной и Речной площадях известен пока только этот комплекс.

Комплекс с фораминиферами *Quasiendothyra kobeitusana* и брахиоподами *Spirifer ex gr. tornacensis* описан только по двум площадям, расположенным за пределами изучаемого района: Косолаповской (Тургайский пролив) и Рявкинской (Петропавловская область).

Quasiendothyra kobeitusana (Raus.), встречаемая на Косолаповской площади, является видом-индексом одноименной зоны нижнего турне. На Рявкинской площади определены многочисленные брахиоподы: *Spirifer sibiricus* Leb., Sp. ex *gr. tornacensis* Kon., *Cyrtospirifer jeffersonensis* Well. и др., сходные с комплексом брахиопод кассинского горизонта нижнего турне Центрального Казахстана.

Комплекс с мланками *Fenestella rudis* описан В.П. Нехоролевым в упоминавшемся выше разрезе Рявкинской скважины, выше пород с нижнетурнейскими брахиоподами. Возраст комплекса может рассматриваться как турнейско-визейский, не точнее.

Комплекс с *Mediocris breviscula*, *Globoendothyra ex gr. globulus* на изученной территории встречен только на Верхнесалатской площади. Он известен также и западнее, на Южнодемянской площади. На Верхнесалатской площади в прослоях органогенных известняков терригенно-карбонатной толщи определены характерные для визейского яруса фораминиферы: *Globoendothyra ex gr. globulus* (Nichw.), *Endostaffella* sp., *Eostaffella* sp., *Permodiscus* sp., *Propermodiscus* sp.

Комплекс с *Planospirodiscus minimus* описан только по керну со Средневазганской площади. Здесь в известняках, аргиллитах и песчаниках определены *Archaeodiscus krestovnikovi* var. *krestovnikovi* Raus., *A. velgurensis* Grozd. et Leb., *A. vische* -

rensis Grozd. et Leb., A. donetzianus Sosn., Planospirodiscus minimus (Grozd. et Leb.), P. stilus (Grozd. et Leb.), Asteroarchaediscus ex gr. rugosus (Raus.), Neoarchaediscus timanicus (Reitl.), N. gregorii (Dain), Planoarchaediscus stilus (Grozd. et Leb.), Endothyra prisca (Raus. et Reitl.), Eostaffella mosquensis Viss. и др.

Сходные комплексы архедисцид на Таймыре, Северном Хараулахе и в пределах Колымского массива характеризуют отложения мамодийского яруса, которому в Экваториальном биогеографическом поясе отвечает нижняя часть башкирского яруса.

Комплекс с двустворками Javorskiella описан В.С. Бочкаревым и Ю.С. Папиным в разрезе Вартовской площади. Кроме Javorskiella, определены представители родов Augea, Mraacciella и Kinekaella, характерные для фауны М Кузбасса. Возраст комплекса можно датировать только в широком интервале: верхняя часть карбона — нижняя пермь.

Верхнепалеозойские палеонтологически охарактеризованные отложения известны также к западу (Викуловская площадь) и к юго-западу (Тебисская площадь) от изучаемого района.

2. Распространение промежуточного комплекса *

Под промежуточным комплексом Западно-Сибирской плиты понимается толща отложений, залегающая в виде прерывистого тела между складчатым фундаментом и платформенным чехлом. В состав этого комплекса входят разнообразные структурные элементы, переходные от геосинклинальных к платформенным и, возможно, платформенные.

Промежуточный комплекс от платформенного чехла на большей части изученной территории отделяется вполне уверенно по литологическим различиям и резкому перерыву, коре выветривания и благодаря одновозрастности (за редкими исключениями) базальной толщи осадочного чехла (тыменская свита ниже-среднеюрского возраста). Нижние горизонты тыменской свиты иногда представля-

* Соответствующую главу книги составил В.С. Вышемирский при участии З.Я. Сердюк и В.Ф. Шугурова.

ют собой перестроенную кору выветривания, которую следует относить к платформенному чехлу.

Для разграничения промежуточного комплекса и складчатого фундамента на юго-востоке Западно-Сибирской плиты использовались разнообразные материалы и методы:

- а) степень эпигенеза осадочных пород,
- б) магнито- и гравиметрия,
- в) сейсмические методы,
- г) характер пликвативных дислокаций,
- д) степень катагенеза органического вещества,
- е) степень битуминозности органического вещества и состав битумоидов.

В течение продолжительного времени строение промежуточного комплекса и складчатого фундамента плиты изучается главным образом путем интерпретации магнитометрических и гравиметрических данных с учетом дислоцированности пород, определяемой по керну скважин. Почти все имеющиеся карты фундамента построены преимущественно по этим материалам (СНИИГТИМС и др.). Однако магнито- и гравиразведка, как известно, не являются надежными методами для изучения глубоко залегающих осадочных толщ. Кроме того, для Западно-Сибирской плиты недавно было убедительно показано, что гравитационные аномалии не согласуются с данными глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ), поскольку здесь нет границ с доминирующим гравитационным эффектом, а имеющиеся границы залегают несогласно друг с другом в связи с инверсией структурных форм с глубиной (С.В. Крылов и др.).

На многих площадях в палеозойском керне отмечаются наклоны слоев $30-40^{\circ}$ и даже до 80° , что нередко используется в качестве основания для отнесения соответствующих отложений к складчатому фундаменту. Это не убедительно по многим причинам.

Во-первых, наклоны слоев не везде имеют тектоническую природу. Так, на Вартовской площади в одном куске керна наблюдаются наклоны слоев до $40-45^{\circ}$ в противоположные стороны. Безусловно, это косая слоистость при общем пологом залегании слоев (в соседней скважине $5-10^{\circ}$). Подобная картина отмечалась и на некоторых других площадях. По большинству скважин палео-

зойский керн представлен мелкими разрозненными обломками, в которых косую слоистость легко пропустить.

Во-вторых, углы наклона зачастую сильно изменяются по разрезу на весьма коротких расстояниях, что можно объяснить либо той же косою слоистостью, либо плейчатостью, тогда как наличие крупных пликвативных дислокаций в таких случаях не доказывается. Например, на Южносибирской площади в скв. I на протяжении 16 м углы наклона слоев изменяются в следующей последовательности (сверху вниз): 30° , 70° , 20° , $30-40^{\circ}$, $50-70^{\circ}$.

В-третьих, на ряде площадей наблюдается очень пологое залегание слоев (от нуля до $10-15^{\circ}$), не характерное для складчатых областей. Причем скважины с пологим и крутым залеганием нередко располагаются рядом друг с другом и существенно не различаются по литификации пород.

В-четвертых, промежуточный комплекс, представленный образованиями переходного характера, может быть местами значительно дислоцирован и по углам наклона слоев не отличаться от складчатых областей. В раскрытых краевых прогибах и межгорных впадинах, в том числе и в нефтеносных, крупные пликвативные дислокации явление обычное, хотя и не повсеместное. Даже в платформенных чехлах известны довольно резкие дислокации с углами наклона слоев до $40-45^{\circ}$.

Некоторые сейсмические методы, такие как ГСЗ, КМВ, ОГТ, являются действенными средствами не только диагностики складчатого фундамента и промежуточного комплекса, но и определения их внутренней структуры. Южная половина Западно-Сибирской плиты пересечена несколькими профилями ГСЗ, два из которых проходят по изучаемой территории — вдоль рек Обь и Кеть. Результаты этих исследований детально изложены в работах Н.Н. Пузырева, С.В. Крылова и др.

На профилях ГСЗ по граничным скоростям выделяются границы Ф (поверхность промежуточного комплекса), I (поверхность складчатого фундамента), II (какая-то неоднородность внутри консолидированной земной коры), M (граница Мохоровичича).

Промежуточный комплекс, заключенный между границами Ф и I, очень широко распространен и прослеживается на 80-85% общей протяженности профилей ГСЗ в пределах Западно-Сибирской плиты.

Посредством КМПВ к югу от изучаемой территории отбивается граница f (между осадочным чехлом и пермо-триасом). Данные ГСЗ и КМПВ хорошо согласуются с материалами бурения.

Надежное разграничение складчатого фундамента и промежуточного комплекса можно провести по степени катагенеза углей и рассеянного органического вещества, которая до наших работ не изучалась. Наши данные изложены в п. 5. Во всех точках опробования складчатого фундамента фиксируется антрацитовая стадия, а в области развития промежуточного комплекса, выделенной в основном по литологическим данным, — от Д до К и лишь в одном небольшом районе — Т.

Изучение степени эпигенеза осадочных пород на сегодняшний день является важнейшим средством диагностики промежуточного комплекса и складчатого фундамента, поскольку оно реально осуществимо в отношении каждой скважины, вскрывшей доюрские осадочные породы с отбором керна.

Осадочные породы фундамента подверглись существенным метаморфическим изменениям: глинистые минералы нацело преобразованы в мелкокристаллические кварцево-хлоритовые агрегаты с примесью других вторичных минералов, терригенные зерна полностью утратили свою первоначальную форму, подвергнувшись глубокой перекристаллизации. Эти породы явно претерпели геосинклинальный и складчатый этапы развития.

Осадочные породы промежуточного комплекса по характеру преобразования минералов во многих случаях не отличаются от пород нижней части осадочного чехла. Чаще все-таки отмечаются более глубокие изменения, но далеко не такие, какие свойственны складчатым областям вообще и складчатому фундаменту Западно-Сибирской плиты в частности. Так, глинистая составляющая терригенных пород лишь частично гидрослодизирована и хлоритизирована. Терригенные зерна в основном сохранили свою форму. Если в нижней части осадочного чехла конформные, инкорпуляционные и другие контактовые изменения составляют обычно 15-25 % общего числа контактов, то в промежуточном комплексе — 15-30%, а в складчатом фундаменте — всегда 100 %.

В известняках промежуточного комплекса не отмечается никаких изменений, вызываемых значительным катагенезом, за ис-

включением нескольких случаев контактового метаморфизма. В отдельных шлифах наблюдается частичная перекристаллизация такого же характера, как и в изученных осадочных чехлах. Встречаются также и окремнелые известняки, которые в Западной Сибири иногда отождествляют с роговиками и на этом основании относят к метаморфическим породам. В действительности здесь, как и в Урало-Поволжье, имеются именно окремнелые известняки, пространственно связанные неизмененными известняками.

Определенные основания для разграничения промежуточного комплекса и складчатого фундамента дают также и магматические породы. Гранитные массивы имеются только в фундаменте. Вулканоогенные породы различаются по степени вторичных изменений (см. п. 6).

Ясные различия в эпигенезе осадочных пород, изученные по большому количеству проб, послужили основой для построения схематической карты распространения промежуточного комплекса и складчатого фундамента, которая согласуется с материалами ГСЗ и подтверждается определениями степени катагенеза органического вещества и характером битуминизации его, изучены тоже по большому количеству проб (см. пп. 9, II). Породы фундамента и промежуточного комплекса отчетливо различаются по содержаниям и составу битумоидов, а также по проявлениям латеральной миграции битумоидов.

В соответствии с упоминавшейся картой, при общей площади исследованной территории в 233 тыс. кв. км, промежуточный комплекс имеется на площади 191 тыс. кв. км (82%), тогда как на выступы фундамента, вскрывающиеся непосредственно под осадочным чехлом, приходится только 42 тыс. кв. км (18%). По данным ГСЗ, рассмотренным выше, намечаются примерно такие же соотношения.

Мощность промежуточного комплекса, по данным ГСЗ, колеблется в основном от 2 до 5 км. На отдельных участках к югу и юго-востоку от изучаемой территории она достигает 10 км.

Таким образом, строение доюрского основания представляется не в виде сплошного развития складчатого фундамента, преобладающего герцинского, на поверхности которого имеются мелкие изолированные островки промежуточного комплекса, как это

было понято в результате интерпретации грави- и магниторазведки, а в виде мощного и весьма обширного покрова промежуточного комплекса, который местами прерывается небольшими выступами складчатого фундамента.

О возрасте промежуточного комплекса пока можно судить только по палеонтологическим остаткам из пород, залегающих непосредственно под юрскими отложениями. На большой территории левобережья Оби развиты карбонатные и терригенно-карбонатные толщи, датируемые от среднего девона до среднего карбона. Судя по фауне, преобладают девонские отложения. Очевидно, они имеются и в правобережной части района. На крайнем востоке его (Вездеходная и Мартовская площади) под тюменской свитой вскрыты известняки, а на Вартовской площади (между Александровским и Пайдугинским сводами) в верхнепалеозойских песчаниках имеется гравий известняков с девонской микрофауной.

Поскольку девонская фауна собрана в верхней части промежуточного комплекса, а общая мощность его измеряется несколькими тысячами метров, можно выразить уверенность в том, что нижние горизонты промежуточного комплекса, пока нигде не вскрыты бурением, значительно древнее среднего девона.

К востоку от Оби располагается широкая полоса сероцветных терригенных верхнепалеозойских отложений (C_2 -P). Небольшое поле этих отложений выделяется также и на северо-западе изученной территории. К востоку от Пайдугинского свода под платформенным чехлом залегает мощная толща эффузивов с прослоями красноцветных песчано-глинистых пород. По аналогии с Сибирской платформой она отнесена к пермо-триасу. Эта толща вскрыта и на крайнем западе изученной территории (Карандашевская площадь). На ряде площадей в области развития среднего и верхнего палеозоя скважины вскрыли под тюменской свитой довольно свежие эффузивы и не вышли из них. При отсутствии осадочных пород уверенно судить о возрасте этих эффузивов пока нельзя. Вероятнее всего, они пермо-триасовые.

Судя по палеогеологической карте, в доюрское время в западной половине изученной территории в промежуточном комплексе имелось обширное поднятие, которое в основных чертах сохранилось до современной эпохи. Так, на Средневажганском своде девонские отложения залегают сейчас на меньших глубинах, чем

верхнепалеозойские восточнее Сенькино-Сильгинского свода. Нурольская впадина, ясно выраженная по мезозойским реперам, возникла после формирования промежуточного комплекса. В ее пределах тюменская свита повсюду налегает на девон, местами, возможно, на переходные слои от девона к карбону. Следовательно, в предъюрское время эта территория располагалась в пределах поднятия. В мезозойское время поверхность промежуточного комплекса здесь испытала погружение. Однако палеозойское поднятие все же сохранилось. Девонские отложения в Нурольской впадине залегают сейчас примерно на тех же глубинах, что и верхнепалеозойские на Колпашевской площади.

На рассматриваемой территории палеонтологических определений по складчатому фундаменту пока нет. Поэтому о возрастных соотношениях его с промежуточным комплексом приходится судить только по косвенным данным. Из несомненной гетерогенности фундамента Западно-Сибирской плиты в целом следует, что любая из толщ промежуточного комплекса, кроме пермо-триаса, может быть одновозрастной с тем или иным элементом складчатого фундамента, но этого нельзя заранее утверждать в отношении любого района плиты.

В нашем районе мощная карбонатная толща среднего палеозоя, развитая практически по всей территории распространения промежуточного комплекса, не встречена скважинами ни на одном выступе фундамента. Это дает основание предполагать, что складчатый фундамент здесь либо древнее, либо моложе среднего палеозоя. С другой стороны, на профилях ГСЗ фиксируется в основном практически горизонтальное залегание промежуточного комплекса на складчатом фундаменте, а выступы фундамента ограничены зонами глубинных разломов. Все это свидетельствует в пользу древней консолидации массивов фундамента, погребенных под мощными палеозойскими толщами промежуточного комплекса.

Верхнепалеозойская толща промежуточного комплекса по литологическому составу однотипна со складчатым фундаментом Пайдугинского выступа и, в меньшей степени, Сенькино-Сильгинского. Кроме того, на профилях ГСЗ к северо-западу, к юго-востоку и к востоку от г. Колпашево фиксируются резкие изменения мощностей промежуточного комплекса. Поэтому возможно, что верхнепалеозойская толща промежуточного комплекса частично или пол-

ностью одновозрастна породам некоторых выступов складчатого фундамента, в частности Пайдутинского и Сенькино-Сильгинского. Тогда эти выступы (или отдельные части их) следует рассматривать в качестве районов герцинской складчатости, а верхнепалеозойскую толщу промежуточного комплекса близ этих выступов — в качестве отложений краевых прогибов и (или) межгорных впадин, связанных с герцинидами. В связи с этим представляется вполне закономерным, что значительный катагенез органического вещества (стадия Т), характерный для субгеосинклинальных обстановок, намечается только в районе Колпашевской площади. Возможно, этот район примыкал к герцинской геосинклинали.

3. Литология *

Дюжские образования промежуточного комплекса представлены разнообразными осадочными породами и вулканитами, местами прорванными интрузиями. Поскольку по палеозою не проведено ни одной опорной скважины и он вскрыт скважинами лишь на глубину первых десятков (в отдельных случаях — первых сотен) метров, а отложения на большей части территории существенно дислоцированы, мы не можем судить о строении разрезов и мощностях перечисленных в предыдущей главе толщ, хотя общая мощность промежуточного комплекса в первом приближении известна. Однако каждая толща вскрыта многими скважинами в разных районах, что дает возможность охарактеризовать основные типы пород, слагающих эти толщи.

Средний девон — средний карбон

Отложения этого возраста вскрыты 55 скважинами на 37 площадях. Толща сложена в основном известняками. Встречаются прослойки аргиллитов, алевролитов, песчаников и кремнистых пород, а также мелкие дайки, силлы и покровы магматических пород.

* Соответствующую главу книги составила З.Я. Сердюк при участии В.С. Вышемирского и В.Ф. Щутурова.

Органогенные известняки - наиболее распространенные породы в среднем палеозое изученной территории. Чисто биоморфные разности значительно уступают детритово-биоморфным. Несомненно, все они накопились в сравнительно мелководном морском бассейне, являвшемся частью обширной девон-карбоновой акватории.

Макроскопический облик органогенных известняков весьма разнообразен. Имеются светло-серые пористо-кавернозные слабоцементированные разности, серые и темно-серые крепкие, массивные, с беспорядочно ориентированными трещинами, большей частью выполненными кальцитом, черные кавернозно-трещиноватые. Встречаются также брекчии, псевдобрекчии трещиноватости и выщелачивания, а также разности с тонкой правильной слоистостью.

Микроскопическое изучение показало, что органогенные известняки состоят в основном из целых кальцитовых раковин и их фрагментов. Ядра и створки раковин сложены крипто- и мелкокристаллическим кальцитом. На участках с явно выраженной перекристаллизацией кальцита контуры створок теряются. Иногда в цементе имеется тонкодисперсное углисто-глинистое вещество, придающее породе темный оттенок. Почти повсеместно содержится пирит в виде сыпи и глобулей. Трещины обычно выполнены мелко- и среднезернистым кальцитом двух-трех генераций.

Очень часто фиксируются новообразования доломита, метасоматически замещающего кальцит. Зерна доломита, ромбовидной и неправильной формы, развиваются вначале по кальциту цемента, а затем захватывают и ядра раковин. Иногда происходит полное замещение кальцита доломитом. Количество нерастворимого остатка варьирует от нуля до 20%. В основном он состоит из каолинита и смеси гидрослюда с монтмориллонитом, что подтверждается термическим и рентгено-структурным анализами. В отдельных случаях отмечается существенная примесь песчано-алевритовых зерен кварца, полевых шпатов, обломков эффузивов.

Органогенные известняки обладают неплохими емкостными и фильтрационными свойствами. Об этом свидетельствуют крупные притоки нефти и воды из многих скважин, случаи катастрофического поглощения бурового раствора, а также определения пористости (до 20-25%), проведенные без учета трещинно-кавернозной емкости.

Хемотрогенные известняки либо встречаются в виде прослоев в органогенных известняках, либо полностью слагают вскрытый разрез карбонатной толщи. Они серые и темно-серые, то массивные однородные, то с несовершенной горизонтальной или полого-волнистой слоистостью, обусловленной алеврито-глинистым материалом, сырьем аутигенного пирита, тонкодисперсным органическим веществом. Рассматриваемые породы образуют непрерывный ряд от чистых известняков до известковистых доломитов (содержание доломита более 50%).

Структура карбонатной массы от криптокристаллической до мелкозернистой, а в перекристаллизованных участках — до среднезернистой. Контуры зерен чаще ровные, реже извилистые за счет врастания одних зерен в другие в результате перекристаллизации. Иногда отмечается глинистая примесь в межзерновых пространствах, в кавернах и трещинах. Глинистый материал представлен гидрослюдой и монтмориллонитом. Он интенсивно пигментирован бурным веществом, отчасти, вероятно, битуминозным. Содержание нерастворимого остатка колеблется от 0,8 до 10%, в отдельных случаях до 15–19%. Наряду с глинистым материалом существенную часть его составляет аутигенный пирит, представленный глобулями и кубическими зернами.

Описываемые породы обычно трещиноватые и кавернозные. Пористость колеблется от 7 до 13%. Проницаемость достигает 300, а иногда и 6000 мД. На контактах с очень тонкими магматическими телами отмечаются изменения хемотрогенных известняков в зонах, измеряемых сантиметрами. В этих зонах они рыхлые, пачкают руки, по внешнему виду напоминают обожженные известняки. В ближайшем к крупным магматическим телам керне (около 17 м) никаких признаков метаморфизма в известняках не обнаруживается.

Кремнистые породы вскрыты скважинами на 3 площадях. Обычно они образуют пластовые тела и парагенетически связаны с органогенными известняками. Породы светло- и темно-серые, слабоцементированные, иногда рыхлые. Текстуры их однородные, несовершеннослоистые, псевдобрекчиевидные.

Органогенные кремнистые породы представлены спонголитами и радиоляриями. Частицы остатков сложены опалом и халцедоном, а цементирует их пелитоморфное слабооляризирующее

кремнистое вещество, иногда в смеси с глинистым материалом каолинитового состава. Изредка встречаются остатки известковых раковин. Выветрелые разности обладают хорошими коллекторскими свойствами. Пористость колеблется от 18 до 28%.

Конгломераты и гравелиты встречены на трех площадях и только в основании платформенного чехла. Поэтому отнесение их к среднему палеозою не вполне уверенное, за исключением Останинской площади, где по ним развита кора выветривания. Обломочный материал плохо отсортирован. Размеры обломков 0,2–5 мм и более. Окатанность плохая и средняя. По составу они сходны с подстилающими породами промежуточного комплекса и с породами ближайших выступов складчатого фундамента.

Песчаники и алевролиты вскрыты скважинами на 9 площадях. Они весьма разнообразны по структурным и текстурным особенностям, цвету, степени литификации. Песчаники чаще мелко- и среднезернистые, алевролиты – от крупнозернистых до сильно глинистых, переходящих в алевролитистые аргиллиты. Породы неравномерно карбонатные. Иногда они разбиты трещинами, выполненными кальцитом, доломитом или сидеритом. По составу эти породы образуют две разновидности: кварц-граувакковую и туфогенную.

В кварц-граувакковых песчаниках на кварц приходится 5–35%, на полевые шпаты – 7–15%, обломки пород (кремнистые, микрокварциты, известняки, эффузивы) – 55–85%. Количество цемента колеблется в пределах 3–45%. В его составе преобладают каолинит и гидрослюда. Тип цементации контактовый, порово-пленочный, порово-базальный и базальный (в случае кальцитового цемента). Эпигенетические изменения проявились в частичном растворении зерен на контактах между ними, в локальной линейной серицитизации, иногда в еле заметных элементах филлитизации.

Туфопесчаники и туфоалевролиты в зависимости от степени окисления железистых минералов варьируют по окраске от серых и темно-серых до зеленоватых, бурых и вишнево-красных. Обломочный материал представлен вулканическим стеклом и эффузивами (60–80%), а также кварцем, полевыми шпатами, разнообразными метаморфическими и осадочными породами. Цемент в основном хлоритовый. Тип цементации контактовый, порово-пленочный, крустификационного строения, порово-базальный и базальный. Количест-

во цемента колеблется от 8 до 35%. Эпигенетические изменения слабые. Только в некоторых пробах отмечается частичная перекристаллизация глинистого цемента в серицит-хлоритовые и кварц-серицитовые агрегаты.

Песчаники обоих типов залегают в виде прослоев и отдельных пачек в фаунистически охарактеризованных известняках. Характер гранулометрических коэффициентов и кумулятивных кривых свидетельствует в пользу морского происхождения их. Пористость песчаников колеблется от 5 до 21%. Максимальная проницаемость - 124 мД.

Аргиллиты в среднем палеозое играют небольшую роль и, видимо, тяготеют в основном к верхней части разреза. Они темно-серые и черные, то однородные, массивные или грубоплитчатые, то с тонкой горизонтальной слоистостью, обусловленной послойным распределением обломочного материала, органического вещества и шпирита. Глинистая составляющая представлена либо тонкочешуйчатыми спутанно-волоконистыми агрегатами каолинита, хлорита и гидрослюда, либо параллельно ориентированными чешуйками гидрослюда и монтмориллонита. Довольно часто отмечаются карбонаты (до 25-45%): в основном пелитоморфный и тонкозернистый кальцит.

Обломочный материал встречается в аргиллитах не повсеместно. Содержания его колеблется от 3 до 35%, размеры - 0,01-0,16 мм. Обычно он представлен неокатанными зёрнами кварца, полевых шпатов, слюды и обломков пород. В некоторых скважинах аргиллиты значительно обогащены пирокластическим материалом.

Средний карбон - пермь

Это сероцветная терригенная толща, характеризующаяся частым переслаиванием слабо- и среднелитифицированных пород. На ряде площадей в ней имеются магматические образования. По общему облику эти отложения сходны с безугольными частями разреза верхнего карбона - нижней перми Кузбасса, сформировавшись в крупных опресненных водоемах переходного характера от прибрежно-лагунных к озерным.

Конгломераты и гравелиты встречаются лишь на нескольких площадях, но везде они разнообразны и содержат обломки подстилающих пород и ближайших выступов складчатого фундамента.

Например, на Ледовой площади конгломераты мелкогалечные, серые и зеленовато-серые, слабосцементированные. В галечном материале преобладают аргиллиты (70%). Цемент гидрослюдистый. На Овражной площади гравелиты серые граувакковые, разнозернистые. В обломочном материале преобладают кремнистые, глинисто-кремнистые породы и эффузивы. На Вартовской площади гравелиты известковистые. В обломках органогенных известняков определена девонская микрофауна.

Песчаники и алевролиты вскрыты скважинами на 13 площадях. Они залегают в виде прослоев и пачек различной мощности. Выделяются полимиктовые, граувакковые, кварцевые и туфогенные разновидности.

Полимиктовые песчаники и алевролиты серые и темно-серые, с тонкой горизонтальной, волнистой и кривой слоистостью. Кварц, полевые шпаты и обломки пород содержатся примерно в одинаковых количествах. Аутигенные минералы представлены пелитоморфным и тонко-мелкозернистым кальцитом, развивающимся по глинистому цементу и отдельным обломочным зернам. Имеется пирит в виде кубических зерен и глобулей. Цемент глинистый и глинисто-карбонатный. Количество его изменяется от 3 до 45%.

Граувакковые песчаники и алевролиты зеленовато-серые и серые, слабо сцементированные, крупно-мелкозернистые и средне-мелкозернистые, плохо отсортированные. Имеются переходные разновидности к алевролитам и собственно алевролиты. Слоистость несовершенная, чаще кривая. В песчано-алевритовом материале преобладают обломки пород (80-95%), в одних случаях - карбонатных, в других - кремнистых и глинисто-кремнистых, в третьих - разнообразных осадочных и метаморфических. Цемент хлорит-гидрослюдистый, хлорит-каолиновый, кальцитовый. Он составляет от 10 до 50% породы. Тип цементации контактово-поровый, порово-базальный, базальный.

Кварцевые песчаники встречаются только на Киев-Еганской площади. Они серые, мелкозернистые, алевритистые. Обломочный материал полуугловатый и полукатанный. В его составе преобладает кварц (70-90%). Цемент каолинит-гидрослюдистый, контактово-поровый, местами регенерационный кварцевый.

Туфопесчаники и туфоалевролиты отмечаются только в восточной части изученной территории. Они серые, с зеленоватым или красно-бурым оттенком за счет окисления железа. Обломочный материал угловатый и полугловатый. Он представлен обломками вулканического стекла и разнообразных пород, полевым шпатом, кварцем. Обломки интенсивно хлоритизированы, карбонатизированы, реже каолинитизированы. Цемент хлоритовый, с примесью карбонатов, лейкоксена, каолинита.

Пористость песчаников не превышает 15%, а проницаемость - 10 мД.

Аргиллиты верхнего палеозоя вскрыты скважинами на 7 площадях. Они темно-серые и черные, обычно с тонкой горизонтальной слоистостью. Основная масса представлена гидрослюдисто-каолинитовыми агрегатами, реже кремнисто-хлоритовыми с примесью каолинита и монтмориллонита. Обломочный материал (5-40%) распределен неравномерно. Он представлен алевритовыми и редкими песчаными зернами кварца, полевых шпатов и обломками пород, главным образом осадочных.

Верхнепалеозойские аргиллиты совершенно непроницаемы. Очевидно, они могут выполнять роль покрышек над нефтяными и газовыми залежами.

Пермо-триас

Осадочные и вулканогенные образования пермо-триаса имеются на крайнем востоке и западе изученной территории. В ряде других районов скважины вскрыли эффузивы траппового типа и не вышли из них. Они рассмотрены в п. 6.

На востоке пермо-триас вскрыт скв. Ажарминской-450 на мощность 375 м. Он представлен здесь туфогенными песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Породы розовато-серые, с красными и зеленоватыми пятнами, в разной степени известковистые, некрепкие, с нерезко выраженной полого-волнистой слоистостью.

Песчаники средне- и мелкозернистые. Обломочный материал плохо окатанный. Он составляет 70-80% объема породы и представлен полевыми шпатами и обломками пород, в основном эффу-

зивных. Цемент поровый, порово-пленочный, иногда базальный. Он состоит из хлорита, по которому развиты новообразования пренита, кальцита и лейкоксена. Пористость песчаников достигает 22%, а проницаемость — 135 мД. Аргиллиты развиты преимущественно в нижней части разреза. Они тонкослоистые, со значительной примесью алевритового материала (15-20%). Глинистая составляющая представлена тонкочешуйчатым хлоритом, агрегатами лейкоксена и кальцитом.

На западе (скв. Карандашевская-1) верхняя часть разреза сложена сиренево-серыми и красновато-серыми известковисто-железистыми аргиллитами со слабо выраженной волнистой слоистостью, а нижняя часть — миндалекаменными андезитовыми порфиритами.

На трех площадях обнаружены бёмит-диаспоровые бокситы предположительно пермо-триасового возраста. На Чинзарской и Лугинецкой площадях они подстилаются основными эффузивами и туфами, а на Чарьмовской — органогенными известняками.

Кора выветривания

Верхняя часть доюрских образований на большинстве площадей превращена в кору выветривания. Время формирования ее заключено между концом пермо-триаса и началом тюменского времени, т.е. примерно серединой лейаса. Мощность коры изменяется от нуля до 100 м и более (скв. Усть-Пуглалынская-51). По вертикали обычно наблюдается плавный переход от коры выветривания через менее выветрелые породы к невыветрелым.

Эффузивы и граниты испытывают в зоне выветривания очень глубокие изменения. Первичные текстуры и структуры почти полностью исчезают. По первичным минералам развиваются каолинит, лейкоксен, сидерит. Породы нередко превращаются в розовато-серую мучнистую массу. Кора по магматическим породам обладает весьма разнообразными коллекторскими свойствами.

Известняки в зоне древнего гипергенеза подверглись растворению и выщелачиванию, а в верхней части коры превращены в глинистую или кремнисто-глинистую массу. Эта часть мало где сохранилась, а нижняя часть коры обладает хорошими коллектор-

скими свойствами. Из нее на ряде площадей получены мощные нефтяные фонтаны.

Кремнистые и глинисто-кремнистые породы в коре выветривания неравномерно отбелены и приобрели брекчиевидные текстуры. Терригенные породы разрыхлены, отбелены, каолинитизированы и сидеритизированы. В ряде случаев они обладают неплохими коллекторскими свойствами.

4. Геохимические фации *

Геохимические фации изучались по характеру распределения в породах форм железа в связи с органическим углеродом и битумоидами, а также ряда малых химических элементов.

Формы железа изучены по 250 пробам пород. Во всех трех толщах промежуточного комплекса от песчаников к аргиллитам и известнякам средние содержания Fe_p возрастают, а $Fe_{обл}$ - снижаются. В пермо-триасе, особенно в грубозернистых породах, содержания $Fe_{обл}$ в 3-4 раза выше, чем в более древних толщах. Очевидно, в эпохи формирования верхнепалеозойской и, особенно, среднепалеозойской толщ дифференциация осадочного материала проявлялась довольно полно, рельеф областей питания был выполненным, а химическое выветривание - интенсивным. В пермо-триасе механическое выветривание преобладало над химическим, а области питания примыкали к областям седиментации. Однако и в нижних толщах имеются зоны повышенных концентраций $Fe_{обл}$ близ выступов складчатого фундамента, которые, вероятно, были местными областями размыва.

Из форм реакционно-способного железа повсюду преобладает $Fe_{зак}$ (62-90,7%). В нижней толще значительную роль играет $Fe_{пир}$ (в аргиллитах и известняках соответственно 10 и 34%), а в верхней - $Fe_{ок}$ (в аргиллитах 30,6%). Средняя толща занимает промежуточное положение. Распределение в породах форм железа и редуцированного углерода, рассчитанного по методике Н.М. Страхова и коэффициентам В.А. Успенского, свидетельствует о господстве в среднем палеозое восстановительных обстановок. Верхнепалеозойская толща формировалась в слабовосстановитель -

* Соответствующую главу книги составили В.С. Вышемирский и

В.Ф. Шутуров.

ных условиях, но по отдельным пробам с Колпашевской, Шудельской, Мыгынтинской площадей можно судить о том, что местами возникали слабоокислительные обстановки. В пермо-триасе широко развиты окислительные и слабоокислительные фации.

Корреляционный анализ форм железа, $C_{\text{орг}}$, битумоидов, коэффициента битумоидности (β), редуцированного железа не подтвердил широко распространенное представление Н.М. Страхова и С.Г. Неручева о формировании геохимических фаций за счет окисления органического вещества в тех же пластах. Отношение редуцированного углерода к исходному не имеет значимых связей ни с $C_{\text{орг}}$, ни с битумоидами, ни с β . С другой стороны, $C_{\text{орг}}$ и β надежно связаны с процентом $Fe_{\text{пир}}$ от $Fe_{\text{р}}$. Следовательно, геохимическая обстановка влияет на накопление и битуминизацию органического вещества значительно сильнее, чем последнее — на восстановление железа в илах.

По 450 пробам изучено распределение в породах 10 малых элементов. Выделено четыре группы проб, различавшихся характером распределения малых элементов по гранулометрическим типам пород. В пермо-триасе ряд элементов транспортировался в виде взвесей, что согласуется с невысокой ролью химического выветривания. В верхнем и, особенно, в среднем палеозое распределение малых элементов более упорядоченное, что свидетельствует о переносе их главным образом в растворенном состоянии. Однако близ выступов складчатого фундамента, сложенных метаморфическими породами, упорядоченность малых элементов снижается, тогда как близ гранитных выступов она остается высокой. Видимо, роль химического выветривания была ослаблена только на выступах метаморфических пород.

На основе соотношений $Fe_{\text{пир}}$ и $C_{\text{орг}}$, предложенных Н.М. Страховым, составлена карта размещения фаций по группам солености. Среднепалеозойская толща по всей изученной территории формировалась в морском бассейне с нормальной соленостью, что согласуется также и с характером фауны (фораминиферы, мшанки, брахиоподы и др.). Верхнепалеозойской толще свойственны солоноватоводные условия прибрежных частей бассейна. Это также подтверждается фауной двустворок. Пермо-триасовые отложения формировались в пресноводных условиях, но небольшая часть их, возможно, в солоноватоводных.

По комплексу фашиально-геохимических и палеогеографических условий среднепалеозойская толща промежуточного комплекса обладает весьма высокими перспективами на нефть и газ. Верхнепалеозойская толща менее благоприятна для нефтеобразования, а пермо-триасовая — явно бесперспективна.

5. Катагенез осадочных толщ *

В качестве наиболее надежного показателя стадий катагенеза принималась отражательная способность витринита углистых включений и рассеянного органического вещества, а также данные по составу последнего. Эти исследования выполнены во ВНИГРИ Г.М. Парпаровой. В качестве вспомогательных методов использовались ИК-спектрометрия автохтонных битумоидов, термографический анализ аргиллитов, плотности глинистых пород, степень изменения контактов терригенных зерен в песчаниках. Разными методами исследовались в основном разные пробы, но для отдельных проб использовано по два метода.

Углетермографическими методами (13 проб) выявлены стадии катагенеза Д-ДГ, ГЖ, Ж, Ж-К, Т-ПА, А; методом ИК-спектрометрии (9 проб) — Д, Д-Г, ГЖ, Ж, Т; термографическим методом (8 проб) — ГЖ, Ж, К, К-Т, ПА. Плотности глинистых пород (130 проб) колеблются в интервале 2,51-2,77, что в других хорошо изученных районах соответствует стадиям катагенеза от Д-Г до ПА-А. Степень изменения контактов терригенных зерен как в палеозое (40 проб), так и в юрских отложениях нарастает с глубиной. Причем на обширных территориях распространения промежуточного комплекса между палеозоем и базальными горизонтами осадочного чехла различие по этому показателю весьма небольшое, видимо, не выходящее за пределы одной стадии катагенеза. На юго-востоке Среднеазиатского свода и в прилежащих районах Нурольской впадины различия вообще нет. На выступах складчатого фундамента в доюрских породах контакты зерен преобразованы несравненно сильнее, чем в юрских.

* Соответствующую главу книги составил В.Ф. Шугуров при участии О.П. Вышемирской, В.С. Вышемирского, Г.М. Парпаровой, Л.В. Юлиной.

По перечисленным данным составлена схематическая карта катагенеза доюрских осадочных пород. Наиболее низкий для изученной территории катагенез (стадии ДГ-Г) установлен в значительной по площади зоне, включающей существенные части Нурольской впадины, Среднеवासюганского и Пайдугинского сводов. Более высоким катагенезом (ГЖ-Ж) характеризуются две зоны. Одна из них расположена между Александровским, Сенькино-Сильгинским и Пайдугинским выступами складчатого фундамента, а вторая - на восточном крае изученной территории. Зона с катагенезом до стадии Е занимает большую территорию на левобережье Оби и переходит на правобережье между Александровским и Сенькино-Сильгинским выступами складчатого фундамента. Небольшая зона с таким же катагенезом предположительно выделяется на крайнем юго-востоке (Мартовская, Вездеходная площади).

Наиболее глубокие катагенетические преобразования отложенный промежуточный комплекс отмечаются в районе г. Колпашево (Колпашевская, Североколпашевская, Шудельская площади). Разные методы дают существенно различные оценки стадий катагенеза: Ж, К, К-Т, Т и даже А. Вероятнее всего, в этом районе степень катагенеза изменяется по площади в основном в пределах стадий К-Т. На схематической карте для всего района показана стадия Т.

Все пробы пород, отобранные с выступов складчатого фундамента, характеризуются интенсивным катагенезом до стадий ПА и А. Возможность сохранения здесь палеозойских залежей нефти полностью исключается, а сколько-нибудь существенная газоносность весьма сомнительна.

Промежуточный комплекс по условиям катагенеза высоко перспективен на газ по всей территории его распространения и на нефть - везде, кроме района г. Колпашево. Особенно интересен район с катагенезом ДГ-Г. Здесь благоприятные условия для образования и сохранения нефтяных и газовых залежей имеются по всей огромной толще промежуточного комплекса.

6. Магматизм *

Глубинные магматические породы

На рассматриваемой территории скважинами вскрыты интрузивные породы гранитоидного, габброидного и ультрамафического рядов.

Гранитоидные породы наиболее распространены и образуют крупные плутоны на Александровском, Межевском и Сенькино-Сильгинском сводах. Они подразделяются на два дифференцированных ряда: гранит – гранодиорит – диорит и гранит – граносиенит – сиенит. Все они встречаются в одном массиве и представляют собой либо отдельные фазы интрузии, либо продукты контаминации, возникшие в результате взаимодействия расплава с породами рамы. Встречаются также и массивы простого состава.

Наиболее крупный массив гранитоидов батолитового типа приурочен к Межевому своду. Формирование массива проходило по крайней мере в четыре фазы. Наиболее ранними являются биотитовые граниты, составляющие большую часть массива. Вторая фаза представлена микроклиновыми гранитами порфировидного строения, третья – гранитами аляскитового типа, последняя – аплитовыми гранитами. В северной и восточной частях массива развиты гранодиориты и диориты. Судя по такситовым текстурам, эти породы представляют собой контаминированные разности гранитной магмы. Почти во всех гранитных массивах встречены аляскиты, а на отдельных площадях также роговообманково-биотитовые граниты и монцониты.

Габброиды и ультрабазиты распространены не столь широко, как это предполагалось геофизиками. Скважинами установлено развитие габбро-диабазов на Северовасюганской площади и дунитов (?) – на Фестивальной. Не исключено, что габбро-диабазы слагают пластовые тела типа силлов и являются более древними, чем граниты.

* Соответствующую главу книги составил А.М. Дымкин при участии М.А. Алексеевой и Э.А. Лесновой.

Вулканогенные породы складчатого фундамента

В складчатом фундаменте вулканогенные породы распростра-
нены довольно широко. Они представлены базальтовыми, диабазо-
выми и плагиобазальтовыми порфиритами и их некоторыми пирокла-
стическими аналогами. Кроме того, на отдельных площадях
встречены кислые вулканиты: кварцевые порфиры, фельзиты и фель-
зитовые порфиры, дацитовые порфиры и пирокластические образо-
вания.

Взаимоотношения вулканитов с другими породами складчатого
фундамента и с образованиями промежуточного комплекса остаются
недостаточно выясненными. Поскольку нет прямых данных о воз-
расте, мы опираемся в основном на характер измененности пород,
полагая, что степень метаморфизованности вулканитов находится
в прямой зависимости от их возраста. При этом не исключены су-
щественные отклонения, обусловленные какими-либо локальными
причинами, но в общем случае данный признак, конечно, надежен.

Вулканиты складчатого фундамента изменены заметно интен-
сивнее аналогичных пород промежуточного комплекса. Для них ха-
рактерен парагенезис вторичных минералов: альбит + эпидот ±
кварц ± кальцит. Это типичная ассоциация, соответствующая хло-
ритовой зоне фации зеленых сланцев. В толщах складчатого фун-
дамента несравненно сильнее проявились процессы динамометамор-
физма, катаклаза, а на отдельных участках — и милонитизации.
Эти породы могут быть не только палеозойскими, но и более
древними образованиями.

Вулканогенные породы промежуточного комплекса

На исследованной территории преобладают породы основного
ряда: базальтовые, диабазовые и андезитовые порфириты, реже —
гиалобазальты, литовиттрокластические туфы диабазов и туфола-
вы. Вулканиты кислого состава представлены липаритовыми порффи-
рами, фельзитовыми альбитофирами и фельзитовыми порффирами,
кварцевыми кератофирами.

Все разновидности кислых пород претерпели существенные
изменения, выразившиеся в широком развитии вторичных парагене-

зисов: альбита, эпидота, серицита. Однако они менее изменены, чем кислые вулканы складчатого фундамента. С другой стороны, имеются некоторые данные об их возрасте. Например, на Шахматной площади липаритовые порфиры перекрывают известняки, датируемые верхним девоном — нижним карбоном.

Вулканы основного ряда в промежуточном комплексе явно более свежие, чем в складчатом фундаменте. Если они и несут признаки вторичного изменения, то это, как правило, выражается в появлении низкотемпературных ассоциаций, свидетельствующих о начальной стадии регионального метаморфизма, либо даже регионального катагенеза. Лишь на отдельных участках отмечаются более глубокие локальные изменения, вызванные, скорее всего, повышенной тектонической активностью или инфильтрацией гидротерм.

Эффузивы и туфы не образуют тел большой протяженности. Вероятно, потоки и покровы развиты локально и связаны с изолированными друг от друга вулканическими очагами центрального типа. Причем во многих случаях состав и условия залегания вулкаников ясно свидетельствуют об излиянии лав в маринных и субмаринных условиях. Очевидно, эффузивы и туфы, а также диабазовые межпластовые тела не могли оказать существенного влияния на образование нефти и особенности ее миграции.

Вулканы трапповой формации

По петрохимическим свойствам, минеральному составу и условиям залегания они близки к траппам Сибирской платформы. Такие же образования известны и западнее, в районах, непосредственно примыкающих к восточному склону Урала.

Эти породы размещаются в верхней части промежуточного комплекса, образуя покровы, потоки, интрузивные залежи, а также, вероятно, дайки. Последние, видимо, являются корневыми частями эффузивов и приурочены к разломам, по которым изливались лавы. Рассматриваемые породы претерпели незначительную дифференциацию. Выделенные здесь разновидности (базальты, андезитобазальты, оливин-пироксеновые порфириты, долериты, габбро-долериты и конгациабазы) различаются только по структурно-

текстурным признакам, тогда как по вещественному составу они очень близки.

Другая важная особенность этих образований – почти полное отсутствие пирокластических составляющих. Это позволяет предполагать, что, в отличие от средне-верхнепалеозойских вулканитов, основная масса трапповых вулканитов связана не с вулканами центрального типа, а с крупными разломами, служившими путями для магматических расплавов.

Породы трапповой формации очень хорошо сохранились. Главные породообразующие минералы в них почти не затронуты вторичными изменениями. Во многих разновидностях базальтов сохранилось вулканическое стекло. Очевидно, региональный метаморфизм на породы этой формации не оказал сколько-нибудь значительного влияния.

7. Методика геохимических исследований *

Производились как массовые, так и детальные (но по ограниченному количеству проб) исследования нефтей и битумоидов. Первые использовались главным образом для количественной оценки перспектив нефтеносности на основе объемно-генетического метода, вторые – для изучения генетических связей нефтей с битумоидами и для сравнения палеозойских нефтей и битумоидов с юрскими.

Определение плотности нефтей и их фракций, содержания углерода и водорода в битумоидах и фракциях нефтей, выделение нормальных парафинов из парафин-циклопарафиновых фракций нефтей производились по стандартным методикам. Температурная разгонка нефтей осуществлялась от начала кипения до 550°C с отбором фракций через каждые 50°C, начиная с 200°C. Бензиновая часть отгонялась при атмосферном давлении, а более высококипящие фракции – в вакууме с остаточным давлением 1 мм рт.ст.

Адсорбционная хроматография нефтей производилась по мето-

* Соответствующую главу книги составили авторы глав VIII и IX
Е.Ф. Домльницян, А.П. Перцева.

дике, в основном заимствованной в ИОФХ Казанского филиала АН СССР. Выделялись следующие углеводородные группы: парафины и циклопарафины (ШП), моноциклоароматика (МЦА), неконденсированная бициклоароматика (БЦА), конденсированная бициклоароматика (КБЦА) и полициклоароматика (ПЦА).

Содержание серы определялось экспрессным методом, посредством эмиссионного спектрального анализа на вакуумном квантометре "Квантовак-1500 В". Инфракрасные спектры поглощения снимались на спектрофотометре ИА-10 (ГДР). Экстракция битумоидов из пород производилась хлороформом при комнатной температуре, с использованием центрифуги "Хирана" и аппарата для перемешивания жидкостей "АН-Г". Эта методика заимствована у СНИИГТМСа, но в нее внесены некоторые изменения. Групповой состав битумоидов определялся методом адсорбционной хроматографии, разработанным во ВНИГРИ.

Выделение индивидуальных нормальных алканов производилось посредством препаративной газовой хроматографии. Сначала из фракции до 200°C по стандартной методике выделялась фракция нормальных алканов, а затем из нее на хроматографе ПАХВ-05 выделялись индивидуальные нормальные алканы от C_7 до C_{12} . На том же хроматографе из фракции 80-115°C, освобожденной от нормальных алканов, выделялись бензол и толуол.

Оптическая активность нефтей и битумоидов изучалась по величине оптического вращения $[\alpha]$, измерявшейся на круговом поляризаторе "СМ". Оптическое вращение непосредственно определялось у температурных и углеводородных фракций нефтей и у масляных фракций битумоидов. Оптическая активность дистиллятов нефтей рассчитывалась на основе принципа аддитивности.

Измерение отношений стабильных изотопов углерода в нефтях, фракциях, индивидуальных углеводородах и в битумоидах производилось на масс-спектрометре МИ-1301, модернизированном для прецизионных измерений методом раскомпенсации. Была предложена и реализована схема накопления, позволившая проводить определения величины $\delta^{13}C$ с точностью не хуже $\pm 0,02\%$. Измерения производились по отношению к лабораторному стандарту с $\delta^{13}C = -2,500 \pm 0,005\%$, а затем пересчитывались на международный стандарт PDB.

8. Геохимия нефтей *

Из палеозоя рассматриваемой территории притоки нефти получены из 15 скважин на 12 площадях. На одной площади получен газ. Еще на шести площадях нефти, сходные с палеозойскими, имеются в нижней части осадочного чехла. Авторы неоднократно выступали в печати с разнообразными материалами, свидетельствующими о генетической связи палеозойских нефтей с палеозойскими же отложениями [20, 38 и др.]. Однако ряд исследователей продолжает считать, что все нефти, встреченные в палеозое, мигрировали из мезозойских отложений. Поэтому выяснение природы нефтей палеозоя остается актуальной задачей.

До последнего времени в мезозое Западной Сибири выделялось три типа нефтей (СНИИГТИМС). К первому из них относились нефти из нижней - средней юры и палеозоя. Однако по целому комплексу признаков (высокое содержание парафина, низкие содержания серы, смол, нормальных алканов) палеозойские нефти отличаются от ниже-среднеюрских не в меньшей степени, чем последние от верхнеюрских и нижнемеловых. Это дает основание выделять палеозойские нефти в самостоятельный генетический тип. Данное заключение с ещё большей очевидностью вытекает из анализа таких показателей, какие в основном определяются характером материнского органического вещества. Из этих показателей изучались оптическая активность, изотопный состав углерода и серы.

Оптическая активность исследовалась у 59 нефтей. У палеозойских нефтей активность значительно ниже, чем у юрских, и она начинает проявляться с более высококипящих фракций. Отрицательное (левое) вращение у отдельных фракций, а также пассивность дистиллята в целом отмечались только у палеозойских нефтей. Изучение дробных углеводородных фракций показало, что оптическая пассивность некоторых дистиллятов объясняется не отсутствием в них оптически активных молекул, а противоположными знаками оптического вращения у разных соединений.

Посредством многофакторного корреляционного анализа изу-

* Соответствующую главу книги составил В.С. Вышемирский при участии С.М. Рыжковой, Л.В. Кушиной, Л.С. Ямковой.

чались зависимости оптической активности от многих других свойств нефтей. Выявились весьма тесные парные и частные положительные связи оптической активности с удельным весом, суммарным содержанием смол и асфальтенов. Однако с возрастанием этих параметров оптическая активность у нефтей разных групп увеличивается с разной интенсивностью, и на графиках, отражающих эти зависимости, палеозойские, юрские и нижнемеловые нефти образуют самостоятельные поля. Причем нефти из базальных пластов юры, сходные с палеозойскими, расположились в пределах поля палеозойских нефтей. У палеозойских нефтей преломление всех температурных фракций намного ниже и нарастает оно с повышением температуры слабее, чем у юрских.

Изотопный состав углерода определен в 106 нефтях и в 187 разнообразных фракциях и индивидуальных углеводородах.

По средним данным нефти из существенно континентальных отложений (тюменская свита, верхняя часть васюганской и нижняя часть покурской) ясно отличаются от нефтей из существенно морских отложений (палеозой, нижняя часть васюганской свиты, куломзинская, тарская, вартовская свиты). У первых средние значения $\delta^{13}C$ изменяются по свитам от -3,03 до -3,15% (общее среднее - 3,09%), а у вторых - от -2,91 до -3,03% (общее среднее - 2,95%).

Облегчение углерода от морских обстановок к континентальным у живых организмов и погребенных органических материалов, в том числе и у нефтей, позволяет рассматривать приведенные данные в качестве свидетельства сингенетичности большинства изученных нефтей, в том числе и палеозойских, вмещающим отложениям. Интервалы колебания конкретных значений $\delta^{13}C$ у разных групп нефтей частично перекрываются. Однако это происходит за счет немногих нефтей, сингенетичность которых вызывает сомнения. Если исключить эти нефти, то палеозойские нефти будут отличаться от ниже-среднеюрских не только по средним значениям, но и по всем конкретным (соответственно 2,61-3,03% и -3,11-3,22%). Многие нефти базальных горизонтов платформенного чехла, сходные с палеозойскими по целому ряду признаков, не отличаются от них и по изотопному составу углерода.

Особый интерес представляют данные по тем площадям, на ко-

торых изучен изотопный состав нефтей из разных горизонтов. Например, на Останинской площади у нефтей, полученных из палеозоя, базального пласта Тюменской свиты, из верхней части тюменской свиты и из пласта Ю-1 $\delta^{13}\text{C}$ составляет соответственно -2,92%, -2,86%, -3,21%, -3,18%. У всех нефтей эти данные согласуются с фациями вмещающих отложений, кроме базального пласта, в который нефть, вероятно, мигрировала из палеозоя.

Еще более убедительны данные по изотопному составу фракций нефтей и индивидуальных углеводородов. Одноименные температурные фракции нефтей, взятых из разных групп, различаются между собой более резко, чем нефти в целом. Почти все одноименные углеводородные и неуглеводородные фракции нефтей разных генетических групп тоже различаются сильнее, чем нефти в целом. Все эти различия не только количественные, но и качественные. У палеозойских нефтей одни компоненты по углероду тяжелее, чем нефть в целом, а у мезозойских - другие.

Все изучавшиеся индивидуальные углеводороды (нормальные алканы от C_7 до C_{12} , бензол, толуол) в палеозойских нефтях по углероду тяжелее, чем в юрских. Причем, если у юрских нефтей в ряду нормальных алканов углерод последовательно утяжеляется на 0,9%, то у палеозойских - только на 0,14% и со значительными отклонениями внутри ряда. В юрских нефтях у бензола и толуола углерод тяжелее, чем у любого алкана, а в палеозойских - легче.

Изотопный состав серы палеозойских нефтей определялся по нашим пробам во ВНИГНИ Р.Г. Панкиной. К сожалению, из-за низкой сернистости этих нефтей удалось получить лишь одно надежное определение (скв. Мыльджинская-1). δS^{34} составляет у этой нефти +4,7%, что намного больше, чем у юрских и нижнемеловых нефтей. По заключению Р.Г. Панкиной, даже по одной этой пробе можно "со значительной долей вероятности" говорить о генетической связи этой нефти с палеозойскими отложениями.

Комплекс проведенных исследований ясно свидетельствует о генетической самостоятельности нефтеобразования в палеозойских отложениях промежуточного комплекса.

9. Геохимия рассеянного органического вещества и битумоидов

Рассеянное органическое вещество *

Распределение органического вещества в доюрских образованиях протекло по 370 определениям $C_{орг}$: 324 из них выполнены по нецветным породам промежуточного комплекса. Составлена карта распределения органического вещества, на которой ясно выражено влияние литологии, палеогеографии и геохимических фаций.

Среднепалеозойские терригенно-карбонатные отложения содержат преимущественно сапропелевое органическое вещество. В аргиллитах содержание $C_{орг}$ изменяется в широких пределах (0,12-1,50%), составляя в среднем 0,67%, что значительно ниже кларка, в алеволитах оно находится на кларковом уровне, а в карбонатных породах - в 3,5 раза выше кларкового (0,72%), примерно на уровне одновозрастных отложений Волго-Уральской области. Среднепалеозойскую толщу в целом следует оценивать как весьма обогащенную органическим веществом, поскольку относительно бедные $C_{орг}$ терригенные породы составляют в ней очень малую часть разреза.

Верхнепалеозойские терригенные отложения по содержаниям $C_{орг}$ несколько уступают юрским, но значительно превосходят среднепалеозойские и нижнемеловые. Особенно много $C_{орг}$ в районе г. Колпашево: в аргиллитах - 1,44%, в алеволитах - 0,97%. К северу, по мере увеличения роли пресноводных слабоокислительных обстановок, содержания $C_{орг}$ снижаются в аргиллитах до 1,04% и в алеволитах - до 0,50% (средние данные). Однако и здесь верхнепалеозойскую толщу можно считать обогащенной органическим веществом выше кларкового уровня, но оно преимущественно гумусовое.

Пермо-триасовые отложения, формировавшиеся в окислительных и слабоокислительных фациях, характеризуются очень низкими

* Соответствующий раздел книги составили В.С. Вышемирский и В.Ф. Шугуров при участии Г.М. Парпаровой.

содержаниями $C_{орг}$ во всех породах (0,01-0,10%). В коре выветривания содержания $C_{орг}$ снижаются до 0,02-0,08% по мере усложнения гипергенных изменений. Весьма вероятно, что имеющимся керном представлены породы, большей частью затронутые выветриванием. Поэтому приведенные выше данные по обогащенности палеозойских пород органическим веществом, возможно, несколько занижены.

По содержаниям органического вещества обе палеозойские толщи безусловно благоприятны для нефте- и газообразования, а пермо-триасовая - явно неблагоприятна. По генетическому типу органического вещества наиболее перспективна на нефть среднепалеозойская толща.

Геохимия битумоидов *

Битуминозность доюрских образований изучена по 383 пробам. Для сравнения с ними исследовано 83 пробы из юрских отложений. В 153 битумоидах определено содержание углерода и водорода, в 253 - содержание серы, в 107 - групповой состав, в 104 - изотопный состав углерода, в 49 - оптическая активность масел. 40 битумоидов изучено методом ИРС.

Все битумоиды были разделены на два типа: преимущественно автохтонные и преимущественно аллохтонные. У первых коэффициент битуминозности колеблется в основном в пределах 0,3-2% (в известняках до 5-6%), а у вторых он достигает 30-40% и более. Существенны различия также по содержаниям петероэлементов углерода, водорода, масел, смол, асфальтенов, изотопов углерода. В осадочных породах палеозоя в 45% проб преобладает автохтонный битумоид. Следовательно, основная масса битумоидов сингенетична этим отложениям.

На картах распространения автохтонных и аллохтонных битумоидов в породах промежуточного комплекса выделено пять районов (А, Б, В, Г, Д). Средние содержания по районам у автохтонных битумоидов колеблются от 0,013 до 0,037% (в аргиллитах 0,015 -

* Соответствующий раздел книги составил В.С. Вышемирский при участии В.Н. Крыловой и С.М. Рыжковой.

0,058%), у аллохтонных - от 0,011 до 0,045%. В осадочных породах складчатого фундамента автохтонные битумоиды составляют 0,008% и аллохтонные - 0,011%.

Наиболее высокие содержания битумоидов отмечаются в районе Б (субмеридиональная полоса, протягивающаяся от Межовского свода до северного окончания Средневажганского). Здесь битуминозность пород среднего палеозоя значительно выше, чем в одновозрастных отложениях Татарии и в нижнемеловых - Среднеобской области. В районе В, расположенном между Александровским сводом и северной частью Пайдугинского, битуминозность пород верхнего палеозоя примерно вдвое ниже, чем у среднего палеозоя района Б, но все же она находится на уровне нижнего мела Среднеобской области.

Минимальная битуминозность отмечается для верхнего палеозоя района Г, расположенного к востоку и юго-востоку от Сенькино-Сильгинского свода. В районах А (обширная территория на левобережье Оби) и Д (крайний восток изученной территории) битуминозность пород среднего палеозоя находится примерно на кларковом уровне (автохтонные - 0,013-0,014%, аллохтонные - 0,021-0,029%). Во всех районах соотношения в битуминозности пород различных типов такие же, как и в большинстве других осадочных бассейнов.

В коре выветривания по осадочным породам битумоидов очень мало, и содержание их быстро увеличивается с глубиной по мере приближения к невыветрелым породам, а в последних содержание битумоидов изменяется независимо от расстояний до подошвы коры. Это дает основание распространять рассмотренные выше данные по битуминозности невыветрелых пород на более глубокие горизонты промежуточного комплекса, еще не вскрытые скважинами. Невыветрелые осадочные породы складчатого фундамента содержат намного меньше битумоидов, чем такие же породы промежуточного комплекса. Особенно велико различие по автохтонным битумоидам (в 2,5-3 раза).

Общей особенностью состава палеозойских битумоидов является низкое отношение углерода к водороду за счет высокого содержания водорода. В складчатом фундаменте это отношение изменяется в основном от 6,6 до 6,9, а в промежуточном комплексе -

от 6,8 до 7,9. Вероятно, С/Н в значительной степени определяется катагенезом. Поэтому оно в промежуточном комплексе выше, чем в фундаменте, но ниже, чем в юре. Эта закономерность четко прослеживается и внутри промежуточного комплекса.

На большинстве площадей палеозойские битумоиды ясно отличаются от юрских по элементному составу, оптической активности, изотопному составу углерода. В первых углерода меньше, а водорода и гетероэлементов больше, чем во вторых. Такие соотношения нельзя объяснить миграцией юрского битумоида в палеозой. У палеозойских битумоидов оптическое вращение во много раз ниже, чем у юрских. Зачастую оно левое, чего ни разу не наблюдалось у юрских битумоидов. Очень важно, что по этому показателю различия между палеозойскими и юрскими нефтями принципиально такие же.

По изотопному составу углерода битумоидов сингенетичность палеозойских нефтей обосновывается еще более убедительно, поскольку этот параметр обнаруживает строгую зависимость от фаций отложений как у нефтей, так и у битумоидов. От континентальных обстановок к морским углерод утяжеляется и по разрезу, и по простиранию. δC^{13} у автохтонных битумоидов из морских отложений палеозоя составляет в среднем - 2,26, а из континентальных - 2,74. У аллохтонных битумоидов углерод повсюду значительно легче, приближен к нефтям.

Чередование в разрезе нефтей с легким и тяжелым углеродом, точно соответствующее фациям вмещающих отложений, сопровождается таким же чередованием битумоидов с легким и тяжелым углеродом. Это свидетельствует о генетической связи большинства залежей нефти, в том числе и в палеозое, с породами вмещающих толщ. Особенно показательно сравнение среднепалеозойской морской толщи и налегающей на нее преимущественно континентальной ниже-среднеюрской тюменской свиты. В первом случае и в битумоидах, и в нефтях углерод тяжелый, а во втором - легкий.

10. Органическое вещество подземных вод *

Были изучены все пробы вод, полученные при опробовании скважин из палеозойских отложений (14 проб) и из зоны контакта с мезозоем (12 проб). Для сравнения исследовано 27 проб из различных горизонтов юры. Определялось 12 органических компонентов: низшие органические кислоты, летучие фенолы, бензол, толуол и др.

В отличие от ионно-солевого состава вод, состав водорастворенного органического вещества (ВОВ), благодаря значительной дифференциации многих его показателей и высокой суммарной информативности, дал возможность выделить в юрском разрезе гидрогеохимические зоны, отличить палеозойские воды от юрских, наметить региональные особенности тех и других, а также судить о зависимости состава ВОВ от типа рассеянного в породах органического вещества и о характере нефтегазоносности изучаемых отложений.

Воды юрских отложений на крайнем северо-востоке рассматриваемой территории характеризуются весьма своеобразным составом ВОВ, а на всей остальной территории в юрском разрезе ясно выделяются три гидрогеохимические зоны, занимающие определенное стратиграфическое положение. Первая зона приурочена к марьяновской свите, вторая — к васюганской и верхней части тёмной, третья — к нижней части тёмной.

Для первой зоны характерны аномально высокие концентрации фенолов (13 мг/л), карбонильных соединений, аминов и низших органических кислот. Во второй зоне значительно снижаются концентрации фенолов (0,4–2 мг/л), аминного азота, карбонильных соединений. У низших органических кислот существенно изменяется индивидуальный состав. В третьей зоне резко снижается содержание органических кислот. Отмечается дальнейшее снижение концентраций фенолов. Все особенности выделенных гидрогеохимических зон хорошо согласуются с типами рассеянного органического вещества и составом нефтей в соответствующих толщах.

На северо-востоке в водах полностью отсутствуют фенолы, снижаются концентрации ряда других компонентов ВОВ. В пределах

* Соответствующую главу книги составили В.С. Вышемирский, А.К. Жутовт, А.С. Зингер.

васюганской и тюменской свит здесь тоже намечаются две гидрохимические зоны. Верхнюю можно параллелизовать со второй зоной основной территории, а нижнюю - с третьей.

Воды доюрских образований по комплексам ВОВ весьма разнообразны и резко отличны от вод третьей зоны юрских отложений. Уже одно это свидетельствует о независимости доюрских водоносных горизонтов и об отсутствии широкого обмена флюидами, в том числе и нефтью, между рассматриваемыми комплексами отложений.

В южной части изучаемой территории воды промежуточного комплекса характеризуются высокими содержаниями фенолов, низших органических кислот, бензола. По составу ВОВ они сходны с водами васюганской свиты, но резко отличны от вод разделяющей их тюменской свиты. Различия в составе ВОВ согласуются с тем, что в породах тюменской свиты преобладает гумусовый материал, а в породах васюганской свиты и, особенно, палеозоя - сапропелевый. Судя по водам, перспективы палеозойских отложений на нефть и газ в южных районах высокие. Здесь вероятнее всего месторождения легких нефтей и газовых конденсатов.

На северо-западе изучаемой территории палеозойские воды отличаются от вод третьей гидрогеохимической группы менее резко, чем на юге, но все же достаточно ясно. Например, здесь в палеозойских водах низших органических кислот в два с лишним раза больше, чем в ниже-среднеюрских. Комплекс ВОВ, в частности высокие концентрации бензола, позволяет положительно оценивать перспективы этого района и на нефть, и на газ, за исключением выступа складчатого фундамента на Каймысовском своде, где в палеозойских водах резко снижаются концентрации низших органических кислот, а фенолы совсем исчезают.

На крайнем востоке в палеозойских водах нет фенолов и понижены концентрации низших органических кислот, но по углеводам, бензолу, толуолу, аминам они не уступают палеозойским водам других районов. По комплексу ВОВ палеозойские отложения восточного района перспективны главным образом на газ.

Таким образом, изучение ВОВ свидетельствует в пользу генетической самостоятельности палеозойских вод, а следовательно - и нефтей. Лишь в зоне контакта палеозоя с тюменской свитой иногда фиксируется проникновение юрской воды в кору выветрива-

ния (один случай) и палеозойских вод – в базальные горизонты тюменской свиты. Во всех районах развития промежуточного комплекса палеозойские воды по комплексу ВОВ сходны с водами тех или иных толщ других нефтегазоносных областей.

II. Рельеф поверхности доюрских образований *

Поверхность доюрских образований выработана в течение длительного континентального перерыва, предшествовавшего накоплению платформенного чехла. В этом процессе важную роль играли тектонические движения. Поэтому изучение рельефа доюрских образований дало возможность судить о характере локальных поднятий в палеозое и о степени унаследованности их мезозойско-кайнозойскими поднятиями.

Анализ рельефа поверхности доюрских образований проведен исключительно по данным бурения и только по тем 36 площадям, на которых доюрская поверхность была вскрыта несколькими скважинами. Для каждой площади были построены серии геологических и палеогеологических профилей, а по ряду площадей, кроме того, структурные и палеоструктурные карты. По профилям и картам прослежено развитие рельефа доюрской поверхности, распространение коры выветривания, содержание и особенности состава битумоидов в невыветрелых осадочных породах палеозоя.

Из этих материалов следует, что доюрская поверхность имеет главным образом эрозионно-тектонический характер. Ее рельеф еще до отложения тюменской свиты был в основном прямым, т.е.

локальным поднятиям палеозоя соответствовали положительные элементы доюрской поверхности. Затем эти поднятия были в значительной мере унаследованы мезозойскими структурами. Это заключение вытекает из следующих данных.

I. Почти на всех площадях реперы мезозоя и доюрская поверхность занимают наиболее высокое гипсометрическое положение в одних и тех же скважинах, в которых обычно отмечаются минимальные мощности мезозойских свит.

* Соответствующую главу книги составил В.С. Вышемирский.

2. Амплитуды современных локальных поднятий по поверхности палеозоя вдвое больше, чем по кровле баженовской свиты. Еще в тюменское время амплитуды поднятий по поверхности палеозоя были больше амплитуд современных поднятий по мезозойским реперам.

3. Кора выветривания развита в основном на низких участках доюрской поверхности, а на высоких — она либо полностью размыта, либо резко сокращена по мощности.

4. На положительных элементах доюрского рельефа битуминозность неветрелых палеозойских пород выше, а битумоиды восстановленнее, чем на низких участках рельефа. Поскольку во многих осадочных бассейнах установлено повышение концентраций битумоидов к сводам поднятий, можно считать, что так же обстоит дело и в палеозое рассматриваемой территории.

5. Почти все проявления нефти и газа из палеозоя получены не из коры выветривания, как это утверждается во многих работах, а из неветрелых или слабо ветрелых пород на положительных элементах доюрского рельефа.

По характеру унаследованности палеозойских локальных поднятий мезозойскими выделено пять генетических групп поднятий: 1) вполне унаследованные (развивались унаследованно по отношению к доюрской поверхности на протяжении всего мезозоя); 2) неполно унаследованные (характер распределения движений по структуре в отдельные отрезки мезозойской истории изменялся, но современные структурные планы по юрским реперам и доюрской поверхности все же согласуются); 3) переформированные согласные (за счет полной переработки в мезозойское время имеют общие своды по реперам мезозоя и доюрской поверхности); 4) переформированные несогласные (неунаследованные мезозойские движения малой амплитуды привели к несовпадению структурных планов); 5) погребенные (над сводом по доюрской поверхности структура в мезозое отсутствует).

В районах развития промежуточного комплекса структуры I-го типа составляют 60%, а первых трех типов — 88%. Лишь на 12% структур своды по мезозойским реперам и доюрской поверхности значительно не совпадают (4-й и 5-й типы). На выступах складчатого фундамента такие структуры составляют 27,3%.

Изложенные материалы имеют важное значение для разработки методики поисковых работ на нефть и газ в палеозойских отложениях. Поскольку на большинстве площадей мезозойские структурные планы в основном совпадают с рельефом доюрской поверхности, а последняя отражает палеозойскую структуру, можно начальный этап поисков на палеозойскую нефть вести по мезозойскому структурному плану, уточняя затем палеозойскую структуру по первым скважинам, вскрывшим доюрскую поверхность.

12. Перспективы нефтегазоносности *

Промежуточные тектонические комплексы платформ в геотектоническом плане отличаются от известных нефтегазоносных бассейнов, связанных с краевыми прогибами и межгорными впадинами, в основном тем, что они погребены под платформенными чехлами. Это затрудняет поисково-разведочные работы, но может создавать и важные преимущества: высокое качество нефтей благодаря интенсивному катагенезу, большая мощность отложений, расположенных в главной зоне катагенеза, экранирование продуктивных толщ осадочным чехлом. Поиски нефти и газа в промежуточных комплексах еще только начинаются, но они уже привели к открытию месторождений в ряде районов (Восточное Предкавказье, Устьерт, Австралия, Техас и др.).

На Западно-Сибирской плите на промежуточный комплекс поискового бурения не проводилось. Он вскрывался на очень малую глубину скважинами, в задачу которых входило только изучение нефтегазоносности мезозоя. Тем не менее, в 15 скважинах на 12 площадях из палеозоя были получены притоки нефти. Очень важно, что эти нефти генетически связаны с самими палеозойскими отложениями. Об этом свидетельствуют не только геохимические и гидрохимические материалы, рассмотренные выше, но и геологические условия.

На юго-востоке Западно-Сибирской плиты в тюменской свите отмечаются лишь редкие и очень мелкие залежи нефти, а единственный на этой территории промышленно-нефтеносный горизонт

* Соответствующую главу книги составили А.А. Трофимук и В.С. Вышемирский.

(Ю-1) отделен от поверхности палеозоя толщей преимущественно непроницаемых и плохо проницаемых пород мощностью 100-200 м и более, что значительно превышает амплитуды тех поднятий, на которых получена нефть из палеозоя. Даже в мульдах соседних впадин пласт Ю-1 обычно залегает гипсометрически выше, чем поверхность палеозоя на поднятиях.

Помимо 12 площадей с притоками нефти и газа из палеозоя, 6 площадей с нефтями палеозойского типа в основании мезозойского чехла и 4 площадей (кроме явно нефтеносных) с ароматическими углеводородами в палеозойских водах, по крайней мере еще на 10 площадях при проводке скважин в палеозойских отложениях были отмечены разнообразные проявления нефти и газа.

Если перспективность палеозойских отложений вполне доказывается притоками и проявлениями нефти и газа, то об интенсивности процессов нефте- и газособразования можно судить по объемам осадочных пород промежуточного комплекса и по их нефтепроизводящим свойствам.

Как показано в пп. 2,3,5, промежуточный комплекс развит на 82% изученной территории и сложен неглубоко литифицированными породами мощностью 2-5 км и более. Умеренный катагенез верхней части промежуточного комплекса позволяет рассчитывать на сохранение благоприятных условий формирования нефтяных залежей в значительной части разреза: от 1 до 3 км, тогда как в платформенном чехле нефтегазоносность ограничивается здесь лишь нижними одной-тремя сотнями метров. Только за счет этого палеозой может оказаться продуктивнее мезозоя.

В фациальном отношении среднепалеозойская толща тоже перспективнее мезозоя. Если в последнем к югу и юго-востоку фации становятся неблагоприятными для нефтеобразования, то для среднего палеозоя таких изменений не отмечается.

Наиболее ярким свидетельством нефтепроизводящих свойств промежуточного комплекса является высокое содержание в породах автохтонных и аллохтонных битумоидов. В верхней двухкилометровой части промежуточного комплекса содержится 120 млрд. т сингенетичных битумоидов, в том числе на левобережье Оби 90 млрд. т, тогда как в девоне Татарского свода и всех окружающих его впадин - только 60 млрд. т.

Расчет масштабов эмиграции битумоидов из материнских пород, выполненный четырьмя независимыми методами, дал близкие результаты. В наиболее перспективном районе, охватывающем Нюрольскую впадину, Средневасюганский свод и часть Пудинского (как упоминалось в п. 2, здесь в палеозое прослеживается крупное сводовое поднятие), масштабы эмиграции битумоидов на 1 кв. км достигают 8,6 млн. т, на остальной части левобережья Оби — 3,7 млн. т, между Александровским и Пайдугинским сводами — 4,4 млн. т, к югу и востоку от Сенькино-Сильгинского свода — 2,6 млн. т и к востоку от Пайдугинского свода — 3,1 млн. т.

В палеозое рассматриваемой территории вероятно открытие залежей почти всех типов, известных в других нефтегазоносных провинциях. Скорее всего, большая часть запасов будет сосредоточена в сводовых залежах. Как и в раскрытых краевых прогибах и межгорных впадинах, следует ожидать дизъюнктивные осложнения складок и формирование тектонически экранированных залежей. В наиболее перспективной (среднепалеозойской) толще преобладают органогенные известняки, в которых обнаружены остатки организмов — рифообразователей. Поэтому можно предполагать, что значительная часть нефтяных ресурсов связана с рифогенными массивами.

Особый интерес вызывают зоны регионального выклинивания промежуточного комплекса на склонах выступов складчатого фундамента. Причем породы промежуточного комплекса, по-видимому, воздымаются в сторону зон их полного выклинивания, поскольку выступы фундамента в основном совпадают с поднятиями, унаследованными мезозойскими движениями. В таких зонах могут формироваться крупные стратиграфически экранированные залежи, сходные с месторождением Ист-Тексас (США). Непосредственно на склонах складчатого фундамента известны притоки нефти и газа (Верхнекомбарская площадь) и повышенные концентрации в водах ароматических углеводородов (Первомайская и Сибкраевская площади). Близ выступов складчатого фундамента зафиксировано наибольшее количество проявлений нефти.

В палеозойских отложениях промежуточного комплекса на юго-востоке Западно-Сибирской плиты весьма вероятно открытие крупных высокодебитных месторождений неподалеку от промышленных центров

и транспортных магистралей. Поиски этих месторождений представляют собой одну из наиболее актуальных геологических задач. В связи с этим рекомендован комплекс региональных и методических работ, выделены районы для первоочередного опорного, параметрического и поискового бурения.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ БИТУМОИДОВ
ИЗ ДИСПЕРСНОГО УГОЛЬНОГО ВЕЩЕСТВА

Экспериментальные исследования физико-химических условий образования нефтеподобных битуминозных веществ из угольного вещества, активированного сверхтонким измельчением, было начато в конце 1969 г. на основании постановления Госкомитета по науке и технике при Совете Министров СССР.

Основанием для проведения исследования в этом направлении послужили ранее накопленные материалы экспериментальных работ, которыми доказано образование битумоидов в тонкодисперсных минеральных системах, характеризующихся достаточно высокими восстановительными свойствами и способностью генерировать водород ^{*}.

Цель исследований, запланированных на отчетный период, состояла в выявлении тех закономерностей трансформации органических веществ в тонкодисперсной минеральной массе, которые можно применить при анализе условий природного нефтеобразования.

Известно, что твердые вещества в тонкодисперсном состоянии проявляют необычные свойства и, как правило, характеризуются высокой химической активностью. Угольное вещество не является исключением из правила: уголь, активированный посредством тонкого измельчения, реагирует с водородом при комнатной температуре с образованием органических соединений, устойчивых при заданных значениях потенциалов pH и Eh .

В наших экспериментах исходное угольное вещество активировалось измельчением в планетарных центробежных мельницах. Планетарные мельницы позволяют получить материалы высокой степени дисперсности (размеры частиц менее 1 мкм) за короткий отрезок времени (менее 60 мин.), причем измельченный материал обладает высокой химической активностью.

^{*} Результаты исследований водородгенерирующих минеральных систем и физико-химических условий образования битумоидов в среде тонкодисперсного минерального вещества опубликованы в "Докладах АН СССР", т. 174, № 5, 1967, с. 1185; т. 182, № 2, 1968, с. 445 и т. 189, № 2, 1969, с. 397.

Угольное вещество при таком измельчении изменяет структуру и химический состав в результате окислительно-восстановительных реакций и крекинга высокомолекулярных соединений. Эти изменения находят свое отражение в показателях химического состава измененного угля, его технической характеристике и выходе хлороформенного экстракта. Если измельченный уголь находится в минеральной среде, которая обеспечивает генерацию свободного водорода (в результате окислительно-восстановительных реакций с водой), то имеет место присоединение водорода к химически активному угольному веществу. Продуктами таких процессов являются углеводородные газы и битумоиды (хлороформенный экстракт).

Серией опытов, поставленных с углями различных марок от антрацита до бурого, а также торфом и целлюлозой, выявлены следующие закономерности:

а) выход углеводородных газов имеет два максимума на шкале углефикации: первый приходится на угли марок Б и Д, а второй - на К и Т;

б) выход хлороформенного экстракта имеет один максимум, приходящийся на уголь марки К;

в) при более высоком значении восстановительного потенциала в процесс битумообразования вовлекаются не только бурый уголь, но даже торф и целлюлоза, однако максимум выхода битумоида при этом не смещается.

Проведенные эксперименты первого этапа выявили тенденцию превращения угольного вещества в тонкодисперсных водогенерирующих системах. На следующем этапе исследования проводился подбор оптимальных условий процесса, обеспечивающих максимальный выход битумоидов. Для этих опытов взяты угли пласта М₃ (Донбасс) одной генетической линии, но различающиеся по степени углефикации. Навеска угля измельчалась в герметичных барабанах планетарной мельницы в среде азота, углекислого газа, в воде и водном растворе хлорного железа. После измельчения барабаны выдерживались в термостате. Выход битумоидов (в расчете на горючую массу) после сверхтонкого измельчения угля и выдержки в восстановительных условиях при непрерывной генерации водорода поднимается до десятков процентов, достигая в макси-

муме 36,36%. Сопоставление выхода хлороформенного экстракта, полученного из угля одной марки, но обработанного в различных средах, показывает, что максимум наблюдается при измельчении либо в растворе хлорного железа (угли марок Г и К), либо в атмосфере CO_2 (уголь К).

Групповой состав битумоидов изменяется в сторону относительного увеличения выхода асфальтенов.

Элементный состав полученных хлороформенных экстрактов характеризуется следующими величинами: углерод - около 80%, водород - от 6,73 до 7,80%, азот + кислород - 9,61-13,00%, сера - около 1%. Приведенные данные свидетельствуют о том, что полученные продукты уже достаточно обогащены водородом, но все еще богаты азотом и кислородом. Иначе говоря, опытами выявлена направленность превращения дисперсного угольного вещества, причем полученные продукты приближаются по составу к природной нефти. ИК-спектроскопия подтверждает сказанное, так как в петролейной фракции отчетливо выделяются полосы поглощения в интервалах $1380-1370 \text{ см}^{-1}$ и $1480-1470 \text{ см}^{-1}$, характерные для метановых углеводородов. Детальное изложение методики исследования превращений угольного вещества при диспергировании и анализ полученных продуктов опубликованы в работах [47, 156, 174].

Обсуждая полученные результаты с позиций применимости изученных закономерностей превращения угольного вещества в дисперсно-рассеянном состоянии к познанию процесса нефтеобразования в нефтематеринских осадочных толщах, следует прежде всего обратить внимание на элементы подобия экспериментальных систем природным. Элементы сходства прослеживаются по следующим признакам:

- а) в экспериментах используются природные органические вещества;
- б) в экспериментах используются водные растворы, концентрации которых не превышают естественных;
- в) степень измельчения угольного вещества в опытах соответствует дисперсности органического вещества в осадочных породах;
- г) силы, прилагаемые к измельченному материалу, не превышают сил, действующих в природе;

д) температурный интервал и диапазон давлений не выходит за пределы тех величин, которые могут иметь место в толще осадочных пород;

е) величины окислительно-восстановительного и водородного потенциалов экспериментальных систем лежат в пределах, свойственных природным системам.

Элементы сходства экспериментальных систем с природными дают основание для сопоставления закономерностей, выявленных в эксперименте с закономерностями природных процессов.

Первый вопрос, который можно обсуждать на основе экспериментальных данных, касается закономерной зональности размещения газоносных и нефтеносных залежей в пределах одного бассейна, такого, например, как Западно-Сибирская низменность. Известно, что по обрамлению бассейна, где органическое вещество находится на низких степенях углефикации, локализуются преимущественно месторождения газа. В удалении от краевых частей, там, где органическое вещество, захороненное в минеральной массе, под влиянием факторов метаморфизма достигло более высоких степеней углефикации, располагаются месторождения нефти. С глубинными отложениями центральных областей осадочного бассейна, где органическое вещество метаморфизировано и соответствует отощенным и тощим углям, вновь ассоциируют месторождения газа.

Описанная зональность размещения месторождений в зависимости от степени углефикации рассеянного органического вещества может быть сопоставлена с экспериментальными данными, которые показывают, что при низких степенях углефикации в опытах образуются преимущественно углеводородные газы, причем максимум генерации горячих газов приходится на угли марок Б и Д. В опытах с углями средних степеней углефикации наблюдается обильное образование жидких битумоидов при очень низком выходе углеводородных газов. Это соответствует зоне локализации нефтяных месторождений бассейна. В опытах с углями высоких степеней углефикации вновь фиксируются максимум выделения углеводородных газов, что коррелируется с отмеченной выше закономерной приуроченностью газовых месторождений к центральным областям бассейна — областям высокой степени метаморфизма осадков и органического вещества, в них захороненного.

Второй вопрос, который можно обсуждать с привлечением экспериментальных данных, касается представлений о "главной фазе" (по Н.Б. Вассоевичу) или "главной зоне" (по А.Э. Конторовичу) нефтеобразования. На основании обобщения обширного материала выявлено, что главная фаза нефтеобразования начинается на той стадии катагенеза, на которой органическое вещество достигает степени углефикации, соответствующей маркам Г, Ж, К. Именно эта закономерность выявлена в экспериментах и может быть сопоставлена с закономерностью, изложенной, например, в работе В.Д. Наливкина с сотрудниками.

Резюмируя изложенное, следует отметить, что результаты экспериментальных исследований трансформации дисперсного угольного вещества в водородгенерирующих минеральных системах не противоречат природным геохимическим закономерностям нефтегазообразования, а элементы подобия экспериментальных систем природным нефтепроизводящим системам позволяют утверждать, что избранная нами модель открывает новые возможности лабораторного исследования сложного природного процесса.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Нефтяная и газовая промышленность в последний период приобрела для Советского Союза особенно важное значение. Как показано в работах А.А.Трофимука, поиски, разведка и добыча нефти и газа в Советском Союзе характеризуются высокой экономической эффективностью. Затраты на производство одной тонны условного топлива в нефтяной и газовой промышленности значительно ниже, чем в угольной [105]. По этим показателям СССР превосходит многие нефте- и газодобывающие страны [110].

В условиях народного хозяйства нашей страны расширение потребления нефти и газа дает огромный экономический эффект. Например, увеличение доли нефти и газа в энергетическом балансе с 25 до 55% в период с 1956 по 1967 г. сэкономило 16 млрд. руб. [110]. Если бы в 1970 г. газ не добывался и вместо него использовался уголь, это выразилось бы в потере 15 млрд. руб. [105]. Особенно велик экономический эффект наращивания добычи нефти и газа в Сибири. Недобор 10 млн. т нефти в Западной Сибири повлечет за собой потерю для государства 170 млн. руб.

Быстро растущие потребности в нефти и газе и чрезвычайно высокая экономическая эффективность нефтяной и газовой промышленности обуславливают настолько высокие темпы добычи, что имеется настоятельная необходимость, несмотря на открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, немедленно готовить новые крупные базы нефте- и газодобычи. И мы располагаем для этого вполне достаточными природными условиями [124, 125, 126, 128]. Осадочные бассейны составляют 11,2 млн. кв. км, т.е. 50% территории СССР. Более половины перспективных территорий находится в Сибири и на Дальнем Востоке. Сюда перемещаются основные объемы поисковых работ на нефть и газ.

На поиски новых месторождений минерального сырья государство ежегодно затрачивает более 3 млрд. руб., и более половины этой суммы приходится на долю нефти и газа [133]. Осваивая эти средства, советские геологи и геофизики успешно наращивают запасы нефти и газа, открывают новые крупные месторождения. Наиболее ярким открытием явилось выявление ресурсов нефти и газа

в Западной Сибири. Однако для дальнейших достижений в этой области необходимо не только расширять объемы работ и совершенствовать геологические, геофизические и геохимические методы поисков. Еще большее значение имеет разработка рациональной стратегии поиска и организации поисковых работ. По этим вопросам А.А. Трофимук в отчетный период опубликовал несколько работ и неоднократно выступал на конференциях и совещаниях.

Анализируя историю открытия Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции, А.А. Трофимук показал, что в научном отношении эта задача была более сложной, чем открытие нефти в Урало-Поволжье [134]. По Западной Сибири еще с 30-х годов имелись весьма противоречивые оценки перспектив нефтегазонасыщенности (И.М. Губкин, Н.С. Шатский). Здесь практически отсутствовали поверхностные проявления нефти и газа, которые в довоенные годы служили основными критериями нефтегазонасыщенности, в частности, и в Урало-Поволжье. Поисковые работы в Западной Сибири начинались только на основе общих теоретических предпосылок и проходили в более сложных природных условиях. Несмотря на это, основные ресурсы в Западной Сибири были выявлены в более короткий срок и с меньшими затратами, чем в Урало-Поволжье. Важнейшие месторождения в Урало-Поволжье начали открывать только через 15-18 лет после открытия первых месторождений, а в Западной Сибири - через 7 лет. Это различие обусловлено главным образом разной стратегией поисков.

В Урало-Поволжье никогда не было генерального плана поисков. В разных районах работали разные организации и разными методами. Изучались отдельные, удаленные друг от друга структуры. При этом в основном шли от известных месторождений к ближайшим неразбуренным структурам. Работы концентрировались в небольших районах. К тому же организации, ведущие поиск, вынуждены были приступать и к разработке месторождений, затрачивая свои ресурсы на разведку.

В начальный период поисковых работ в Западной Сибири они проходили примерно так же, как и в Урало-Поволжье, и даже хуже. Здесь шли от непродуктивных площадей к неизвестным. Однако в начале 60-х годов обстановка резко изменилась. Начался новый, весьма плодотворный этап поисков, который можно выразить формулой "от общего к частному". Западно-Сибирская равнина стала

рассматриваться в качестве единого объекта поисков. Однотипные по всей равнине региональные работы выявили основные черты всего объекта в целом, определили наиболее вероятные зоны нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Были оценены по районам и стратиграфическим комплексам прогнозные запасы нефти и газа объемно-генетическим методом. Генеральным планом предусматривалось первоочередное открытие наиболее крупных месторождений.

Благодаря такой схеме поиска в короткий срок были выявлены весьма продуктивные нефтегазоносные районы в разных частях Западно-Сибирской равнины, зачастую вдали от опорных баз и ранее открытых месторождений. Очень важно, что поисковики были в основном освобождены от подготовки месторождений к разработке. Исключение, сделанное для Самотлорского месторождения, сразу же дало о себе знать. Выход в новые районы значительно замедлился.

Опыт освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции совершенно необходимо использовать в других новых районах, в первую очередь на Сибирской платформе. Здесь тоже нужно идти "от общего к частному". При этом следует принять меры к дальнейшему совершенствованию частных методов. Особенно важно добиться значительно более широкого использования математических методов в обработке геофизических, геологических и геохимических данных, разработать более рациональные методы опробования скважин [133].

Важным вопросом повышения эффективности поисков нефти и газа является правильный выбор наиболее перспективных объектов для региональных исследований и поисков экономически выгодных месторождений [133]. В европейской части СССР рекомендуется обратить внимание на район между Тиманом и Уралом. Здесь нефтегазоносные палеозойские отложения представлены более полно, чем в Урало-Поволжье. Вторым объектом этого региона - Прикаспийская впадина, в подошвенных отложениях которой возможно открытие значительных газовых ресурсов. В азиатской части СССР, наряду с Западно-Сибирской равниной, особого внимания заслуживают Сибирская платформа и ряд других территорий [133].

А.А. Трофимук в отчетный период неоднократно ставил вопрос о более рациональной организации поисковых работ на нефть и газ в масштабах всей страны [126, 133]. Этими работами занимаются Министерство геологии СССР и Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР. Первое – преимущественно в новых районах, остальные – в районах с уже имеющимися добывающими предприятиями. При этом многие организации Министерства геологии СССР перегружены работой по подготовке запасов промышленных категорий, в том числе и по таким месторождениям, о разработке которых вопрос еще не решен. Это задерживает выход в новые перспективные районы.

В связи с этим предполагалось запретить организациям Министерства геологии СССР тратить средства и материалы на обоснование категорий запасов, более высоких, чем C_I . Эта категория обеспечивает оценку запасов с точностью $\pm 30-40\%$. Такая точность вполне достаточна для решения вопроса о целесообразности ввода месторождения в разведку. Дальнейшая доразведка должна осуществляться нефтегазодобывающим учреждением, тогда как поисковой организации следует переходить на новые, неизученные объекты.

Важную роль в поднятии эффективности поисков нефти и газа играет система оплаты труда поисковиков. Главным показателем поисков должен быть не пробуренный метраж, а прирост запасов по категории C_I .

Западная Сибирь

В отчетный период проведена большая работа по выявлению перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений промежуточного тектонического этажа на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. Результаты этой работы изложены в специальном разделе данного отчета. Исследования по нефтегазоносности мезозойских отложений рассматриваются ниже, кроме геолого-математических работ, освещенных в главе "Логико-математические средства в задачах прогнозно-поискового профиля".

В 1972 г. СНИИГТимС и ИГиГ СО АН СССР выпустили крупную

коллективную монографию по нефтегазоносности мезозойских отложений, в которой четыре основных раздела составлены с участием А.А. Трофимука [54-56, 80]. Он же совместно с Э.Э. Фотиади и Ф.Г. Гурари осуществил редактирование всей книги.

Детально рассмотрена диагностика нефтепроизводящих свит и интенсивность генерации нефти и газа на основе анализа первичной миграции [80]. Оценены масштабы газообразования по типам пород и стратиграфическим комплексам. Составлены схематические карты масштабов образования углеводородных газов на всю территорию Западно-Сибирской равнины. Подсчитаны объемы воды, отжимаемой при уплотнении глин, и содержания углеводородных газов в породах.

На основе этих материалов дан анализ количественных соотношений между генерируемыми газами и отжимаемыми водами на разных стадиях катагенеза. Из него следует, что при невысоких содержаниях органического вещества в породах (0,5-1%) генерирующиеся газы будут полностью растворяться в отжимаемых водах. Единственной формой первичной миграции газов в таких случаях будет водный раствор. При содержаниях органического вещества 2% и более значительная часть газов сможет мигрировать в свободном состоянии. Эти данные свидетельствуют о том, что в мезозойских отложениях Западной Сибири была возможна миграция газа и в свободном, и в растворенном состоянии. Авторы показали, в каких отложениях и на каких глубинах преобладала та или иная форма миграции.

По масштабам первичной миграции углеводородов оценены и отображены на картах количества углеводородов, эмигрировавших из выделенных авторами нефтепроизводящих толщ. Эти количества нарастают от южных, юго-восточных и западных районов Западно-Сибирской плиты к центральным и особенно к северным, а также сверху вниз по разрезу, достигая максимума в нижне-среднеюрских отложениях.

На основе анализа распределения залежей нефти и газа, а также изменений по простиранию и по разрезу нефтепроизводящих свойств отложений в пределах Западно-Сибирской плиты, оценено влияние различных факторов на формирование и пространственное размещение залежей нефти и газа [55]. Палеоландшафты определяли не только тип, но и количество накапливавшегося органичес-

кого вещества. Для нефтеобразования наиболее благоприятные обстановки создавались в юрское и неокомское время в центральных и северных районах плиты, а для газообразования — в сеноманских отложениях северных районов. Распределение залежей нефти и газа свидетельствует о том, что главными зонами нефтегазообразования были крупные, длительное время прогибавшиеся депрессии.

Западно-Сибирская плита уже продолжительное время является своеобразным полигоном, на котором разрабатывается методика оценки прогнозных запасов нефти и газа объемно-генетическим методом. В данной работе приведено систематическое описание всех последовательных операций, обеспечивающих достаточно надежную оценку прогнозных запасов, а также полученные эмпирическим путем коэффициенты аккумуляции нефти и газа (раздельно) в залежи по всем основным районам плиты [54]. Для газа они колеблются от 0,18 до 9,5%, для нефти — от 1,1 до 9,9%. Изложенная методика может найти применение в других нефтегазоносных провинциях и в районах поисков нефти и газа.

В ряде работ А.А. Трофимук совместно с другими исследователями обосновал направления дальнейших нефтегазопроисследовательских работ в Западной Сибири [51, 56, 105, 107, 116]. Доказывается целесообразность дальнейшего расширения поисковых работ в центральных и особенно в северных районах, в частности в еще слабо изученных северных частях Сургутского и Нижневартовского сводов, в Надым-Пурской и Пурско-Тазовской нефтегазоносных областях. Важнейшим основанием для этой рекомендации является увеличение в северном направлении стратиграфического диапазона нефтегазопроизводящих свит и продуктивных отложений.

В связи с этим большое значение приобретает дискуссионный вопрос о перспективности северных районов Западной Сибири на нефть. В работах А.А. Трофимука с соавторами [51, 56] убедительно показано, что этот вопрос следует решать положительно. К северу возрастает роль морских фаций с сапропелевым органическим веществом, благоприятных именно для нефтеобразования. Имеется надежный экран верхнеюрско-валанжинских глин на умеренных глубинах (3,2–3,5 км). Судя по разведанным районам За-

падной Сибири, принцип дифференциального улавливания здесь не выдерживается, и с наиболее прогнутыми депрессиями связано формирование нефтяных залежей. Это дает основание ожидать, что обширные депрессии северных районов тоже вполне могут быть нефтеносными.

Низкие оценки перспектив северных районов на нефть обычно основывались на якобы напряженном температурном режиме недр, неблагоприятном для сохранения нефтяных залежей. Однако анализ новых материалов показал, что геотермический градиент в северном направлении значительно снижается, и температуры на глубинах регионального экрана, упоминавшегося выше, нигде не будут превышать 100°C . Это показано на соответствующих картах [51]. Следовательно, мощные нефтепроизводящие толщи севера Западной Сибири находятся в пределах главной зоны нефтеобразования.

Обоснованы направления работ также и по южным, юго-восточным районам Западно-Сибирской плиты [56]. Здесь рекомендуются поиск стратиграфически и литологически экранированных залежей, выявление и разбуривание малоамплитудных локальных поднятий, оценка малоизученных восточных районов Томской области, в которых намечаются зоны морских фаций верхней юры.

Совместно с ведущими геологами Тюмени А.А. Трофимук выступал в центральной печати с аргументированными предложениями по развитию газовой промышленности на севере Тюменской области [116]. Показана экономическая целесообразность с самого начала ориентироваться на большие объемы добычи. При добыче 40–50 млрд. м^3 в год тюменский газ в центральных районах европейской части СССР по себестоимости не будет существенно отличаться от оренбургского и среднеазиатского газа. Однако при значительно более высоком уровне добычи, соответствующем уже разведанным запасам, тюменский газ будет дешевым топливом даже в европейской части СССР.

Авторы предложили пункт Директив XXIV съезда КПСС о снижении на 25% стоимости разведочного бурения распространить на более общий целевой показатель – объем подготовленных запасов. Предложено также в течение 9-й пятилетки на севере Тюменской области ввести в разработку не только Медвежье месторождение, что предусматривалось государственным планом, но также и Уренгойское.

Сибирская платформа

В работах А.А. Трофимука Сибирская платформа рассматривается в качестве основного резерва для последующего развития нефтяной и газовой промышленности страны [102, 105, 126].

Здесь, несмотря на невысокую степень изученности, выделены обширные перспективные земли со значительными мощностями осадочного чехла. Ускоренное выявление ресурсов этой территории диктуется еще и необходимостью создания новых баз нефтегазодобычи на востоке страны.

В разрезе осадочного чехла Сибирской платформы выделяется три крупных структурных яруса, перспективных на нефть и газ [102]: нижний (рифей, нижний и средний палеозой), средний (верхний палеозой - нижний триас) и верхний (верхний триас-мел). В истории формирования нижнего структурного яруса трансгрессивные циклы осадконакопления многократно сменялись регрессивными, с которыми связано накопление мощных гидрхимических толщ, благоприятных для сохранения залежей нефти и газа от разрушения. Карбонатные породы этого яруса обладают высокими нефтепроизводящими качествами. Общая мощность нижнего структурного этажа достигает 6000 м, в том числе на нижний кембрий приходится около 300 м. Этот структурный этаж распространен почти по всей платформе. Он отсутствует лишь на Анабарском массиве и некоторых локальных участках.

Средний структурный этаж развит в пределах Вилуйской и Тунгусской синеклиз. В последней мощность его не превышает 1000 м. Особенно перспективен этот этаж в Вилуйской синеклизе, где он перекрыт верхним структурным этажом и не подвергся существенному влиянию трапшного магматизма. Верхний структурный этаж развит только в Вилуйской синеклизе. Байкальская, каледонская, герцинская, ларамийская эпохи складчатости обусловили формирование крупных тектонических структур и структурных ловушек сразу же после отложения осадков каждого структурного этажа.

Предтаймырский и Предверхоанский краевые прогибы на протяжении почти всей истории формирования осадочного чехла Сибирской платформы представляли собой геосинклинальные области накопления терригенно-карбонатных осадков открытого моря. Здесь представлены все три структурных этажа суммарной мощностью до 10–12 тыс. м. На долю верхнего структурного этажа приходится примерно 6 тыс. м. Из предгорных прогибов на Сибирскую платформу распространялись морские трансгрессии. Структурообразующие движения Таймыра и Верхоянья существенным образом влияли на характер деформаций в платформенном чехле.

В осадочном чехле Сибирской платформы выделяются крупные структурные элементы: Ангаро-Ленская Тунгусская и Вилуйская синеклизы, Енисейская, Анабарская и Алданская антеклизы. В пределах Ангаро-Ленской синеклизы выявлены обширные сводообразные поднятия: Мирненский, Усть-Кутско-Непский, Братский, Пушкинско-Захаровский своды и др. Главные перспективы здесь связываются с кембрийскими отложениями. Перспективны также рифейские, ордовикские и силурийские отложения. В пределах Анабарской антеклизы выявлены Мархинский вал, Нижне-Моркокинский и Икелинский своды. В нижнем кембрии известны песчаники, насыщенные густой нефтью, есть источники, выносящие нефть из среднекембрийских отложений.

Вилуйская синеклиза – наиболее перспективная нефтегазоносная провинция Сибирской платформы. В ее осадочном чехле представлены все три структурных этажа общей мощностью до 11 тыс. м. В ее пределах выявлены длительно развивавшиеся Сунтарский и Якутский выступы фундамента. Весьма перспективны центральные сводовые поднятия, зоны выклинивания верхнего структурного этажа на бортах синеклизы, грабенообразная Кемпендэйская впадина, выполненная мощными толщами, в том числе и галогенными. Поисковыми работами охвачен пока только верхний структурный ярус. В нем почти по всей синеклизе фиксируются благоприятные для нефтеобразования геохимические обстановки и стадии катагенеза, что отражено в комплексе карт, составленных СНИИГТИМСом при участии наших сотрудников [46]. На Хапчагайском своде уже выявлено 6 газовых месторождений

Сибирская платформа и ее обрамление - главный объект поисков нефти и газа в СССР. На Сибирской платформе много весьма перспективных объектов. Первоочередными из них следует рассматривать Вилуйскую и Тунгусскую синеклизы, Приверхоянский прогиб, в пределах которых развито по 2-3 структурных этажа, а также крупные структуры, окаймляющие платформу с юга: Канскую впадину, Иркутский прогиб, Ангаро-Илимский вал, Верхне-Ленскую впадину, Ангаро-Ленский и Берёзовский прогибы [107].

Дальний Восток и Северо-Восток СССР

В ряде работ А.А.Трофимука обосновывается высокая перспективность на нефть и газ осадочных бассейнов Дальнего Востока и Северо-Востока СССР, занимающих площадь в 1 млн. км², и шельфов дальневосточных морей [102, 105, 126]. Эти бассейны очень слабо изучены, тогда как разрабатываемые месторождения не обеспечивают потребностей этих обширных районов. Поэтому ускоренные поиски здесь месторождений нефти и газа и создание на их базе новых центров нефтяной и газовой промышленности являются настоятельной необходимостью [126].

В отчетный период вышло несколько работ с участием А.А. Трофимука и под его редакцией, в которых рассмотрены перспективы на нефть и газ всех осадочных бассейнов Дальнего Востока и Северо-Востока СССР. Среди них выделены первоочередные объекты для поисковых работ [102, 104, 107, 131, 144].

В пределах Монголо-Манчжурской платформы выделяется обширный Зей-Буреинский бассейн, перспективный на нефть и газ [104]. Этот бассейн сравнительно хорошо изучен. Он представляет собой несколько крупных депрессий, выполненных мезозойскими отложениями, которые по всему бассейну погребены под третичными образованиями. Параметрическим и поисковым бурением выявлены признаки нефти и газа в разрезе нижнего мела. Битумы и неф-

ти по составу идентичны нефтям впадин Сунляо (КНР) и Дзунбаива (МНР). Некоторые структуры в сводовых частях переработаны трапшным магматизмом. Поэтому поисковое бурение проводится в основном на крыльях структур.

В области мезозойской и герцинской складчатости Хабаровского и Приморского краев выделяются Верхнезейский, Ушумунский, Верхнебуреинский, Среднеамурский, Суйфунский, Сучано-Даубихинский, Хангайский, Бикинский возможные нефтегазоносные бассейны. Перспективен также Главный Сихотэ-Алиньский синклинорий. Большинство из этих бассейнов еще очень слабо изучено. Однако во всех них установлено развитие мощных толщ мезозоя и кайнозоя, в значительной мере представленных благоприятными для нефте- и газообразования фациями. Имеются проявления газов и нефтей. Последние по составу сходны с минусинскими. Во многих случаях установлена повышенная битуминозность пород и яркие следы миграции битумоидов. Во всех перечисленных бассейнах выявлены нефтепроизводящие толщи в юрских и меловых отложениях (в ряде случаев и в третичных), а также структурные ловушки и экранирующие толщи. Все это свидетельствует о возможности открытия залежей нефти и газа в этих бассейнах.

В Забайкалье известны небольшие межгорные наложенные впадины, выполненные мезозойскими и кайнозойскими озерно-континентальными толщами (Баргузинская, Селенгинская, Гусиноозёрная, Верхнеангарская, Индольская, Ингондьянская и др.). В Усть-Селенгинской впадине мощность третичных терригенных пород превышает 3000 м. Здесь наблюдались выделения метана и водорода из нижней части осадочной толщи. В некоторых впадинах (Ононская и др.) в меловых и юрских отложениях зафиксированы пропитанные нефтью песчаники. Поиски нефти и газа в этих впадинах могут привести к открытию небольших месторождений, но ценность их будет значительной, поскольку близ этого района еще нет нефтегазодобывающих предприятий [102].

На Северо-Востоке СССР тоже выделяется ряд осадочных бассейнов, перспективных на нефть и газ [102, 104, 107, 131]. Индигиро-Зырянский бассейн расположен между Алазейским плато и Илинэ-Тасским горст-антиклинорием. Он выполнен мощной толщей верхнеюрско-нижнемеловых отложений, с которыми связано бес-

колько выходов углеводородных газов. Они существенно метановые, с примесью тяжелых гомологов. Момский бассейн, расположенный между Илин-Тасским горст-антиклинорием и Тас-Хаяхтасским поднятием, по характеру осадочного выполнения сходен с Индигиро-Зырянским. В нем известны косвенные признаки нефтеносности: повышенные концентрации в водах аммония, йода, брома. Перспективность этого бассейна, видимо, ниже, чем Индигиро-Зырянского, поскольку нижнемеловые отложения здесь значительно эродированы. Северо-Колымский бассейн, расположенный к северо-востоку от рассмотренных выше, вероятно, еще менее перспективен, за исключением северной его части.

Ямско-Туйский бассейн объединяет систему небольших впадин, расположенных на северном побережье Охотского моря. Они выполнены слабо литифицированными угленосными отложениями эоцена - голоцена мощностью 400-800 м, местами до 1500-2000 м. В некоторых прогибах имеются пачки морских отложений. Выявлены хорошие коллекторы и покрышки. Судя по характеру отложений и гумусовой природе органического вещества, кайнозойские отложения этих впадин могут быть газопродуцирующими.

Бассейны Корякско-Камчатской кайнозойской складчатой области (Пенжинский, Паропольский, Пусторецкий, Охотско-Западно-Камчатский, Хатырский, Центрально-Камчатский, Восточно-Камчатский, Олиторский, Голыгинский) занимает огромную площадь, но в большинстве своем очень слабо изучены. Несмотря на это, более чем в половине из них известны прямые признаки нефтегазонасности: прожилки асфальта, выходы газа, высачивания нефти. Все эти бассейны выполнены осадочными и вулканогенно-осадочными толщами мезозоя и кайнозоя. Нефтепродуцирующие отложения выделяются в меловых, палеогеновых и неогеновых толщах, которые содержат пачки благоприятных в фациальном отношении пород.

В самое последнее время выявлена перспективность на нефть и газ Курильских островов [144]. Новые данные бурения и геофизики позволяют утверждать, что на всех островах Большой Курильской дуги под миоцен-плиоценовыми вулканитами имеются несильно литифицированные верхнеолигоцен-миоценовые и, вероятно, более древние морские отложения, с которыми связаны многочисленные

признаки нефтегазоносности: прожилки твердых битумов, метан и гомологи метана в подземных водах, а также нафтеновые кислоты, смолы, йод, бром. Курильские острова представляют собой элементы зоны поднятия. В их сторону вполне вероятна миграция углеводородов из прилегающих прогибов Охотского моря и Тихого океана. Это дает основание надеяться на открытие здесь значительных ресурсов нефти и газа. Рассмотрены также перспективы нефтегазоносности ряда других территорий [107] .

Опубликованные работы

1. Бабич В.В., Федосеев Г.С. Некоторые принципы формирования признаков пространств для целей прогнозирования полезных ископаемых.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ при поиске полезных ископаемых. Новосибирск, изд. Вычислительного центра СО АН СССР, 1973, с. 82-83.
2. Бабич В.В., Красавчиков В.О., Федосеев Г.С. Комплексная оценка информативности признаков при решении прогнозных задач.- В кн.: Состояние и направление исследований по металлогении траптов. Красноярск, изд. КО СНИИГТМС, 1974, с. II7-II8.
3. Бабич В.В., Федосеев Г.С. Типизация прогнозно-поисковых задач и некоторые подходы к их решению.- В кн.: Состояние и направление исследований по металлогении траптов. Красноярск, изд. КО СНИИГТМС, 1974, с. II8-II9.
4. Бетехтина О.А., Шугуров В.Ф. Опыт комплексного палеоэколого-геохимического анализа разреза угленосных отложений Кузбасса.- В кн.: Среда и жизнь в геологическом прошлом. Новосибирск, "Наука", 1973, с. 130-137.
5. Бишаев А.А. Метод нахождения целевой информативности признаков.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГТМС, 1973, с. 55-56.
6. Бишаев А.А. Итерационный метод нахождения информативной системы признаков для целевой классификации объектов.- В кн.: III Всесоюзная конференция по проблемам теоретической кибернетики. Новосибирск, изд. Ин-та математики СО АН СССР, 1974, с. 185-187.
7. Бишаев А.А., Карбышев В.Д. Методика решения задач классификации геологических объектов с помощью ЭВМ (на примере дифференцированных траптовых интрузий).- В кн.: Тезисы семинара "Применение математических методов и ЭВМ в геологии". Алма-Ата, ОНТИ КазИМС, 1974, с. 192-194.
8. Бланкова Т.Н., Вышемирский В.С., Крымова В.Н. Применение метода нейтронного активационного анализа с полупроводни-

- ковой спектрометрией для диагностики сингенетичных нефтей.- В кн.: Новые методы и приборы ядерной геофизики. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1971, с. 191-196.
9. Близначенко С.И., Каргодин Ю.Н. Нефтяные и газовые месторождения.- В кн.: Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. М., "Недра", 1972, с. 89-161.
10. Болдырев А.Д., Молчанов В.И. Экспериментальное исследование диспропорционирования водорода в углеводородах при сверхтонком измельчении.- В кн.: Механохимические явления при сверхтонком измельчении. Новосибирск, 1971, с. 89-93.
11. Болдырев В.В., Молчанов В.И., Аввакумов Е.Г. Реферативный обзор работ СО АН СССР в области механохимии.- В кн.: Механохимические явления при сверхтонком измельчении. Новосибирск, 1971, с. 5-22.
12. Вагеров В.С., Ватаманок Т.В., Каштанов В.А. и др. Минимизация диагностического набора признаков по их информативности для оценки перспективности локальных структур платформенной части Туркменской ССР.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГГМС, 1973, с. 27-30.
13. Вагеров В.С., Зелинский И.А., Каштанов В.А. и др. Тектоническое районирование мезозойско-кайнозойских отложений и роль тектонических признаков в прогнозе продуктивности локальных поднятий (на примере платформенной части Туркменской ССР).- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГГМС, 1973, с. 25-27.
14. Васильев Ю.Л., Дмитриев А.Н. Спектральный подход к сравнению объектов, охарактеризованных набором признаков.- "Докл. АН СССР", 1972, т. 206, № 6, с. 1309-1312.
15. Васильев Ю.Л., Дмитриев А.Н. Простой способ сравнения объектов, охарактеризованных набором признаков.- В кн.: При-

менение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГТыМС, 1973, с. 60-63.

16. Васильев Ю.Р., Виленский А.М., Дмитриев А.Н., Золотухин В.В., Карбышев В.Д. и др. Новый этап исследований в применении дискретных математических методов в оценке перспектив рудоносности дифференцированных трапповых интрузий севера Сибирской платформы.- В кн.: Состояние и направление исследований по металлогении траппов. Красноярское кн. изд-во, 1974, с. II3-II4.
17. Васильев Ю.Р., Дмитриев А.Н., Золотухин В.В. Оценка существенности основных признаков дифференцированных трапповых интрузий с медно-никелевым оруденением логико-математическими средствами анализа для поисковых целей.- В кн.: Состояние и направление исследований по металлогении траппов. Красноярское кн. изд-во, 1974, с. II5-II7.
18. Ватаманок Т.В., Камтанов В.А. и др. Оценка нефтегазоносности юрского продуктивного комплекса на локальных поднятиях в высокоперспективных районах юго-востока Западно-Сибирской плиты с применением ЭВМ.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГТыМС, 1973, с. 33-36.
19. Вопросы методики диагностики нефтепроизводящих свит. Ред. А.А. Трофимук, В.С. Вышемирский. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1973, 84 с.
20. Вышемирский В.С. О возможной нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири.- В кн.: Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск, "Наука", 1971, с. I33-I39.
21. Вышемирский В.С., Гонцов А.А., Крымова В.Н., Ушаков Г.Д., Ямковая Л.С. Экспериментальное изучение новообразования и эмиграции битумоидов при уплотнении глин.- "Геол. и геофиз.", 1971, № I, с. I7-I9.
22. Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н., Трофимук А.А. Поисковые признаки гигантских нефтяных месторождений.- В кн.: УШ Мировой нефтяной конгресс. М., 1971, с. 3-I6.

23. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Крымова В.Н., Перцева А.П., Рыжкова С.М. Об органической природе битумов, связанных с виллойскими кемберлитовыми трубками.- "Докл. АН СССР", 1971, т. 197, № 4, с. 927-928.
24. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Перцева А.П. О циклах нефтеобразования в кембрийских отложениях Иркутского амфитеатра.- "Реф. сб. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа", 1971, № 8, с.38-40.
25. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, "Наука", 1971, с. 168.
26. Вышемирский В.С., Рыжкова С.М. Оптические свойства нефтей Западной Сибири.- "Реф. сб. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа", 1971, № 8, с. 1-5.
27. Вышемирский В.С., Фрадкин Г.С. Академик Андрей Алексеевич Трофимук.- В кн.: Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск, "Наука", 1971, с. 5-15.
28. Вышемирский В.С., Фрадкин Г.С. К 60-летию академика Андрея Алексеевича Трофимука.- "Геология нефти и газа", 1971, № 7, с. 60-63.
29. Вышемирский В.С. Сибирь - кладовая энергии.- Газ. "За науку в Сибири", 1972, № 34, с. 3.
30. Вышемирский В.С. Изотопный состав углерода каустобиолитов как свидетельство против неорганического происхождения нефти.- В кн.: Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М., "Недра", 1972, с. 462-463.
31. Вышемирский В.С. Что вместо нефти?- Газ. "Советская Сибирь", 1972, 18 февраля, с. 4.
32. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф. Диагностика генетических типов битумоидов по изотопному составу углерода.- В кн.: Органическое вещество нефтегазопроизводящих пород - основной источник углеводородов нефти и газа. Ташкент, ИГИНГИМ, 1972, с. 14-15.
33. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Перцева А.П., Ямковая Л.С. Изотопный состав углерода индивидуальных жидких углеводородов и узких фракций нефтей Западной Сибири.-

- В кн.: Четвертый Всесоюзный симпозиум по геохимии стабильных изотопов. М., ГЕОХИ АН СССР, 1972, с. 84-85.
34. Вышемирский В.С. Сибирская нефть.- "Химия и жизнь", 1973, № 8, с. 3-7.
 35. Вышемирский В.С. Нефть палеозоя.- Газ. "Красное Знамя", 1973, № 114, с. 2.
 36. Вышемирский В.С., Гонцов А.А., Крымова В.Н., Юшина Л.В. Битумообразование в породах промежуточного комплекса Западно-Сибирской плиты.- "Докл. АН СССР", 1973, т. 210, № 1, с. 202-204.
 37. Вышемирский В.С., Гонцов А.А., Юшина Л.В. Латеральная миграция рассеянных битумоидов в водном потоке.- В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., "Наука", 1973, с. 79-84.
 38. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Перцева А.П., Рыжкова С.М. Палеозойские нефти в Западной Сибири.- "Нефтегазовая геология и геофизика", 1973, № 1, с. 33-35.
 39. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Перцева А.П. Изотопный состав углерода автохтонных и аллохтонных битумоидов.- "Докл. АН СССР", 1973, т. 210, № 2, с. 411-414.
 40. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Перцева А.П., Шорин В.П. Поведение стабильных изотопов углерода углей в процессе катагенеза.- "Докл. АН СССР", 1974, т. 218, № 2, с. 449-451.
 41. Вышемирский В.С. О тектонической природе доюрского рельефа на локальных поднятиях Западно-Сибирской плиты.- "Геол. и геофиз.", 1975, № 7, с. 3-9.
 42. Вышемирский В.С. Новый нефтеносный "этаж" в Западной Сибири.- Газ. "За науку в Сибири", 1975, 17 апреля, с. 3.
 43. Вышемирский В.С. Ключ к новым кладам.- Газ. "Вечерний Новосибирск", 1975, 14 апреля, с. 3.
 44. Вышемирский В.С. Краткий очерк научной, научно-организационной, производственной и общественной деятельности.- В кн.: Андрей Алексеевич Трофимук. М., "Наука", 1975, с. 12-36.
 45. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Крымова В.Н., Перцева А.П. Соотношения в изотопном составе углерода нефтей

- и битумоидов Западной Сибири.- "Докл. АН СССР", 1975, т. 222, № 5, с. 1206-1209.
46. Геохимические карты.- В кн.: Геохимия мезозойских отложений нефтегазонасыщенных бассейнов Сибири. М., "Недра", 1971. 119 с. ("Тр. СНИИГТГиМС", вып. 118). Авт.: А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, В.С. Вышемирский и др.
47. Гонцов А.А., Молчанов В.И., Андреева Т.А., Новгородова С.В. Некоторые физико-химические изменения углей при сверхтонком измельчении.- "Химия твердого топлива", 1974, № 4, с. 28-32.
48. Горелова С.Г., Шорин В.П., Щугуров В.Ф. и др. Опыт использования комплексной методики увязки трудно коррелируемых разрезов на примере Горловского антрацитового бассейна.- "Тр. СНИИГТГиМС", 1974, вып. 188, с. 54-59.
49. Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтяных. Ред.: А.А. Трофимук, Н.А. Еременко, Н.В. Лопатин и др. М., "Наука", 1972. 112 с.
50. Губкин И.М. Учение о нефти. Изд. 3. Отв. ред. А.А. Трофимук, М.И. Варенцов. М., "Наука", 1975. 384 с.
51. Гурари Ф.Г., Зимин Ю.Г., Трофимук А.А. О поисках нефти в северных районах Западно-Сибирской провинции.- "Геология нефти и газа", 1971, № 10, с. 6-10.
52. Гурари Ф.Г., Зимин Ю.Г., Карогодин Ю.Н. Термодинамические факторы дифференциального размещения нефтяных и газовых залежей Западной Сибири.- "Докл. АН СССР", 1972, т. 203, № 2, с. 453-455.
53. Гурари Ф.Г., Карогодин Ю.Н. и др. Типы залежей нефти и газа в Западной Сибири.- "Тр. СНИИГТГиМС", 1971, вып. 137, с. 22-35.
54. Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Методика оценки перспектив нефтегазонасыщенности крупных территорий.- "Тр. СНИИГТГиМС", 1972, вып. 131, с. 286-295.
55. Гурари Ф.Г., Трофимук А.А. и др. Главные факторы формирования и современного размещения залежей нефти и газа.- "Тр. СНИИГТГиМС", 1972, вып. 131, с. 279-285.
56. Гурари Ф.Г., Трофимук А.А. и др. Основные направления дальнейших поисков нефти и газа.- "Тр. СНИИГТГиМС", 1972, вып. 131, с. 296-299.

57. Дмитриев А.Н. Информационные аспекты геологического времени.- В кн.: Математизация и автоматизация в геологических исследованиях. Л., Учебное изд-во, 1972, с. 16-17.
58. Дмитриев А.Н., Бишаев А.А., Красавчиков В.О., Смертин Е.А., Федосеев Г.С., Штатнова Т.И. Логико-математический подход к решению прогнозно-поисковых задач.- В кн.: Математизация и автоматизация в геологических исследованиях. Л., Учебное изд-во, 1972, с. 103-104.
59. Дмитриев А.Н. Анализ геологических задач, сводимых к проблеме распознавания образов.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ при поиске полезных ископаемых. Новосибирск, изд. Вычислительного центра СО АН СССР, 1973, с. 69-71.
60. Дмитриев А.Н., Бишаев А.А., Красавчиков В.О., Смертин Е.А., Штатнова Т.И. Распознавание на базе построения всех тупиковых тестов.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГТыМС, 1973, с. 44-48.
61. Звонарев И.Н., Сендерзон Э.М., Шорин В.П., Шугуров В. Ф. Карбоновое угленакопление Кузнецкого бассейна. Новосибирск, "Наука", 1972. 351 с.
62. Зимин Ю.Г., Карогодин Ю.Н. Причины зональности нефтей юго-западных районов Западно-Сибирской низменности.- В реф. сб.: "Новые материалы по геохимии нефтей Сибири. Геология, методы поисков и разведки месторожд. нефти и газа". М., ОНТИ ВИЭМС, 1971, № 8.
63. Карогодин Ю.Н. К диагностике первичных и вторичных залежей нефти и газа Западной Сибири.- "Нефтегазовая геология и геофизика", 1971, № 22, с. 6-9.
64. Карогодин Ю.Н. Классификация, структура и номенклатура ритмов и соподчиненных с ними литостратиграфических, гидрогеологических и нефтегазоносных подразделений.- В кн.: Проблемы нефтегазоносности Сибири. Новосибирск, "Наука", 1971, с. 150-163.
65. Карогодин Ю.Н. и др. Результаты, перспективы и направление

- геологоразведочных работ на нефть и газ в Томской области.- "Тр. СНИИГТИМС", 1971, вып. II2, с. 9-20.
66. Карогодин Ю.Н. Ритмичность и литолого-фациальные предпосылки дифференциального размещения нефтяных и газовых залежей Западной Сибири.- В кн.: Тезисы докладов семинара по литологии, палеогеографии и геохимии нефтеносных отложений Средней Азии. Ташкент, "Фан", 1971, с. 55-57.
67. Карогодин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М., "Недра", 1974. 176 с.
68. Карогодин Ю.Н. Геоцикличность - основа тектонического районирования осадочных покровов.- В кн.: Цикличность осадконакопления и закономерности размещения горючих полезных ископаемых. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1975, с. 87-88.
69. Карогодин Ю.Н. Взаимоотношение седиментационных циклокомплексов в разрезах нефтегазоносных бассейнов.- "Докл. АН СССР", 1975, т. 220, № 6, с. 1414-1416.
70. Карогодин Ю.Н., Прокопенко А.И. Новое в методике изучения локальных поднятий и прогнозирования структурных планов глубоких горизонтов нефтегазоносных территорий.- "Тр. ЗапСибНИГНИ", 1975, вып. 95, с. 151-152.
71. Карбышев В.Д., Смертин Е.А. Информационно-статистический подход при решении некоторых геологических задач.- В кн.: Математизация и автоматизация в геологических исследованиях. Л., Учебное изд-во, 1972. 22 с.
72. Карбышев В.Д. Группировка геохимических данных и вычисление корреляционного отношения.- В кн.: Математические методы при геохимических исследованиях. Свердловск, ИЦ ГИП УКСЭ, 1973, с. 45-46.
73. Карбышев В.Д. Изучение стохастических зависимостей при геологических исследованиях.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ при поиске полезных ископаемых. Новосибирск, изд. Вычислительного центра СО АН СССР, 1973, с. II7-II8.
74. Каштанов В.А. К вопросу об истории тектонического развития севера Западно-Сибирской плиты в мезозое и кайнозое.- "Тр. СНИИГТИМС", 1972, вып. I41, с. 101-105.

75. Каштанов В.А., Ван А.В. О связи бокситоносных отложений бассейна р. Турухан с туфогенно-осадочными породами альб-сеноманского возраста.- "Геол. и геофиз.", 1972, № 10, с. 128-130.
76. Каштанов В.А. и др. Елогуйская и Туруханская опорные скважины. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1973. 177 с.
77. Келасьева Л.И., Шугуров В.Ф. Конкреционные образования из угленосных отложений Изыхского месторождения Минусинского бассейна.- "Тр. СНИИГГиМС", 1975, вып. 221.
78. Киреев А.Д., Рыжкова С.М. Исследование сернистости нефтей Западной Сибири спектральным методом.- "Геол. и геофиз.", 1971, № 1, с. 126-129.
79. Конторович А.Э., Луговцов А.Д., Каштанов В.А., Фотиади Э.Э. Прогноз продуктивности локальных поднятий.- "Тр. СНИИГГиМС", 1972, вып. 138, с. 62-86.
80. Конторович А.Э., Рогозина Е.А., Трофимук А.А. Первичная миграция углеводородов и диагностика нефтепроизводящих толщ.- "Тр. СНИИГГиМС", 1972, вып. 131, с. 227-260.
81. Конторович А.Э., Трофимук А.А. К методике изучения истории залежей нефти и газа.- "Геология нефти и газа", 1973, № 7, с. 18-24.
82. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Каштанов В.А. и др. Метод прогноза нефтегазоносности локальных поднятий с применением ЭВМ.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГГиМС, 1973, с. 10-13.
83. Красавчиков В.О. Об одном алгоритме построения всех тупиковых тестов бинарной таблицы.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГГиМС, 1973, с. 64-65.
84. Красавчиков В.О. Модификация тестового подхода к анализу таблиц описаний на основе понятия пакета.- "Дискретный анализ", 1974, вып. 26, с. 36-60.
85. Кулаков Б.А., Карбышев В.Д. Использование статистических методов для анализа зонального строения поликомпонентных рудных тел.- В кн.: Состояние и направление иссле-

- дований по металлогении трапшов. Красноярское кн. изд-во, 1974, с. II4-II5.
86. Левчук М.А. Строение зоны Ольчанского разлома (Омолонский массив).— В кн.: Материалы научной студенческой конференции, секция геологии. Изд. МГУ, 1972, с. 14-18.
 87. Левчук М.А. Цикличность валанжин-готеривских отложений центральной части Енисей-Хатангского прогиба.— В кн.: Цикличность осадконакопления и закономерности размещения горючих полезных ископаемых. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1975, с. 87.
 88. Макогон Ю.Ф., Трофимук А.А. и др. Обнаруженные залежи природного газа в твердом (газогидратном) состоянии.— "Докл. АН СССР", 1971, т. 196, № 1, с. 203-206.
 89. Макогон Ю.Ф., Трофимук А.А. и др. Возможности образования газогидратных залежей природных газов в придонной зоне морей и океанов.— "Геол. и геофиз.", 1973, № 4, с. 3-4.
 90. Микуленко К.И., Старосельцев В.С., Конторович А.Э., Каптанов В.А. Методы изучения тектоники нефтегазоносных мезозойских отложений Сибири. М., "Недра", 1974. 201 с.
 91. Мирчинк М.Ф., Али-Заде А.А., Трофимук А.А. и др. Основные положения теории образования нефти и газа и их аккумуляции в свете новейших исследований.— В кн.: Последние достижения в понимании происхождения миграции и аккумуляции нефти и газа и соответствующие методы оценки перспектив нефтегазоносности.—УШ Мировой нефтяной конгресс. М., 1971, с. 59-74.
 92. Молчанов В.И. Выступление в прениях.— В кн.: Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М., "Недра", 1972, с. 284-286.
 93. Молчанов В.И. Исследование тонкодисперсных минеральных систем в связи с генерацией водорода и образованием битумоидов при тонком измельчении минералов.— В кн.: Четвертый Всесоюзный симпозиум по механоэмиссии и механохимии твердых тел. М., "Наука", 1973, с. 228-229.
 94. Молчанов В.И. Механохимические явления в геологических процессах.— В кн.: Четвертый Всесоюзный симпозиум по ме-

- ханомиссии и механохимии твердых тел. М., "Наука", 1973, с. 230-231.
95. Пайтыков Ч.М., Каштанов В.А. и др. Анализ результатов продуктивности локальных складок платформенной части Туркмении.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГТИМС, 1973, с. 30-32.
96. Проблемы нефтеносности Сибири. Ред. А.Л. Яншин, В.С. Вышемирский, Н.Н. Пузырев и др. Новосибирск, "Наука", 1971. 248 с.
97. Прокопенко А.И. Анализ цикличности строения моласс при прогнозировании структурных планов глубоких горизонтов локальных поднятий.- В кн.: Цикличность осадконакопления и закономерности размещения горючих полезных ископаемых. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1975, с. 234-236.
98. Прокопенко А.И. О геометрической характеристике нефтегазонасных структур Ферганы.- "Известия АН КиргССР", 1975, № 2, с. 46-48.
99. Рыжкова С.М. Оптическая активность двух типов нефтей Западной Сибири.- В кн.: Вопросы геологии и геофизики Сибири. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1971, с. 120-122.
100. Смертин Е.А. G-тесты в задачах тестового распознавания.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГТИМС, 1973, с. 65-66.
101. Строганов В.П., Вышемирский В.С. Сопровождение по проблеме "Время формирования залежей нефти и газа".- "Геология нефти и газа", 1975, № 2, с. 75-77.
102. Трофимук А.А. Перспективы поисков нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.- "Геология нефти и газа", 1971, № 5, с. 15-22.
103. Трофимук А.А. О дальнейшем развитии сибирской науки. Новогоднее интервью.- Газ. "За науку в Сибири", 1971, 6 января, с. 2.
104. Трофимук А.А. Общие геологические предпосылки и методы эф-

- фективного выявления новых баз нефтегазодобычи на Дальнем Востоке СССР.- В кн.: Нефтегазосносные бассейны Дальнего Востока СССР. М., "Недра", 1971, с. 173-178.
105. Трофимук А.А. Нефтегазосносность Сибири и ее значение для развития народного хозяйства СССР.- В кн.: Проблемы Севера. Вып. 15. Актуальные вопросы экономики Севера. М., "Наука", 1971, с. 38-43.
106. Трофимук А.А. Земля открытий.- Газ. "Советская Россия", 1971, 21 марта, с.2.
107. Трофимук А.А. Нефтегазосносность Сибири и Дальнего Востока в свете данных карты тектоники Евразии.- В кн.: Проблемы общей и региональной геологии. Новосибирск, "Наука", 1971, с. 255-259.
108. Трофимук А.А. Богатства сибирских недр - Родине.- "Партийная жизнь", 1971, № 7, с. 90-91.
109. Трофимук А.А. И.М. Губкин о прогнозе нефтегазосносности Сибири.- "Геология нефти и газа", 1971, № 8, с. 17-22.
110. Трофимук А.А. Выступление на совещании.- В кн.: Развитие производственных сил Иркутской области в 1971-1980 гг. Иркутск, Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1971, с. 300-304.
111. Трофимук А.А. Твердый газ (Об образовании месторождения твердого газа).- Газ. "Социалистическая индустрия", 1971, 6 марта, с. 4.
112. Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Академик И.М. Губкин.- "Геол. и геофиз.", 1971, № 6, с. 3-12.
113. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. УШ Мировой нефтяной конгресс.- "Геол. и геофиз.", 1971, № 12, с. 137-140.
114. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. Геохимические основы поисков нефти и газа в Сибири. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1971. 82 с.
115. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. и др. Распознавание образов гигантских нефтяных месторождений.- В кн.: Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск, "Наука", 1971, с. 34-50.
116. Трофимук А.А. Как взять тюменский газ?- "Правда", 1971, 28 марта, с. 3.

- II7. Трофимук А.А. Прогнозы И.М. Губкина в отношении нефтегазоносности Сибири.- В кн.: Губкинские чтения. К 100-летию со дня рождения. М., "Недра", 1972, с. 40-42.
- II8. Трофимук А.А. Преодолеть ведомственные барьеры.- В кн.: Пути ускорения использования достижений науки в народном хозяйстве. Новосибирск, изд-во СО АН СССР, 1972, с. 255-258.
- II9. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Вышемирская О.П., Олли И.А., Фрадкин Г.С. Новые варианты объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти и газа.- "Геология нефти и газа", 1972, № 5, с. 1-7.
- I20. Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Перспективы расширения сырьевой базы Новосибирской области на нефть и газ за счет палеозойских отложений.- В кн.: Оценка природных ресурсов Новосибирской области. Новосибирск, "Наука", 1972, с. 17-19.
- I21. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя на юге Западно-Сибирской низменности.- "Геол. и геофиз.", 1972, № 7, с. 3-13.
- I22. Трофимук А.А., Салманов Ф.К., Косыгин Ю.А. Вклад в нефтяную геологическую науку.- "Геол. и геофиз.", 1972, № 12, с. 138-139.
- I23. Трофимук А.А., Черский Н.В. и др. Об одном из возможных механизмов образования залежей природного газа.- "Геол. и геофиз.", 1972, № 8, с. 3-9.
- I24. Трофимук А.А. В поисках новых самотлоров.- Газ. "За науку в Сибири", 1973, 20 июня, с. 4.
- I25. Трофимук А.А. Ищем новые самотлоры (О нефтяных месторождениях Сибири).- Газ. "Московский комсомолец", 1973, 14 июня, с. 4.
- I26. Трофимук А.А. К большой нефти. Проблемы и суждения.- "Правда", 1973, 20 апреля, с. 2.
- I27. Трофимук А.А. У колыбели Второго Баку.- В кн.: Были индустриальные. Очерки и воспоминания. Изд. 2. М., Политиздат, 1973, с. 329-350.
- I28. Трофимук А.А. Успехи в развитии геологии нефтяных, газовых и угольных месторождений.- Газ. "За науку в Сибири", 1973, 30 мая, с. 3.

129. Трофимук А.А., Васильев Ю.Л., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. Сравнительное изучение гигантских месторождений нефти спектральным методом.- В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, изд. СНИИГТИМС, 1973, с. 3-6.
130. Трофимук А.А., Конторович А.Э., Вышемирский В.С. Успехи органической теории образования нефти.- В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., "Наука", 1973, с. 32-42.
131. Трофимук А.А. и др. Нефтегеологическое районирование Северо-Востока и прилегающего шельфа.- "Тр. Сев.-Вост. комплексного института", Магадан, 1973, вып. 49, с. 3-22.
132. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. Особенности накопления природных газов в зонах гидратообразования Мирового океана.- "Докл. АН СССР", 1973, т. 212, № 4, с. 931-934.
133. Трофимук А.А. Пути повышения эффективности поисков нефти и газа.- "Геология нефти и газа", 1974, № 8, с. 1-8.
134. Трофимук А.А. Важные уроки истории открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.- "Геол. и геофиз.", 1974, № 5, с. 29-36.
135. Трофимук А.А. Ни одна наука не может соперничать с экономической по степени влияния на развитие других фундаментальных наук.- "Экономика и организация промышленного производства", 1974, № 2, с. 4-7.
136. Трофимук А.А., Вышемирский В.С. и др. Фракционирование битумоидов в процессах миграции.- "Геол. и геофиз.", 1974, № 5, с. 124-129.
137. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. Принципы районирования нефтегазоносных бассейнов в аспекте цикличности седиментогенеза.- "Геол. и геофиз.", 1974, № 3, с. 12-19.
138. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. Основные типы циклокомплексов нефтегазоносных бассейнов Сибири.- "Докл. АН СССР", 1974, т. 214, № 5, с. 1156-1159.
139. Трофимук А.А., Крылов А.П. Нефть и автоматика.- "Известия" (Московский вечерний выпуск), 1974, 1 апреля.

- I40. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. и др. Влияние оледенений на распределение запасов УВ в земной коре.- "Докл. АН СССР", 1974, т. 218, № 2, с. 434-437.
- I41. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. Механизм разделения изотопов воды и газа в зонах гидратообразования земной коры.- "Докл. АН СССР", 1974, т. 215, № 5, с. 1226-1230.
- I42. Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Проблема нефтеносности палеозоя Западно-Сибирской низменности.- "Геология нефти и газа", 1975, № 2, с. 1-7.
- I43. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. Оценка масштабов (расстояний) миграции углеводородов по соотношениям между разведанными запасами и объемами материнских отложений и органических материалов.- В кн.: Масштабы (расстояния) миграции нефти и газа. Ташкент, "Фан", 1975, с. 6-7.
- I44. Трофимук А.А. Об осадочной толще Курильских островов.- "Известия АН СССР. Сер. геология", 1975, № 8, с. 25-31.
- I45. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. Теоретические и прикладные вопросы цикличности.- В кн.: Цикличность осадконакопления и закономерности размещения горючих полезных ископаемых. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1975, с. 3-5.
- I46. Фомин А.Н. Опыт изучения трещиноватых коллекторов палеогена Анадырской впадины.- В кн.: Материалы к конференции молодых ученых и аспирантов Института геологии и геофизики СО АН СССР. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1975.
- I47. Шаратов С.Н. О связи цикличности осадконакопления с нефтегазонасностью пермо-триасовых отложений Лено-Виллюйской синеклизы.- В кн.: Цикличность осадконакопления и закономерности размещения горючих полезных ископаемых. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1975, с. 188-189.
- I48. Щугуров В.Ф. К геохимии каменноугольных отложений Кузнецкого бассейна.- В кн.: Ископаемые угли Сибири и методы их изучения. Новосибирск, "Наука", 1971, с. 73-79.

149. Шугуров В.Ф. Конкреционные образования из карбоновых отложений Кузнецкого бассейна.- В кн.: Ископаемые угли Сибири и методы их изучения. Новосибирск, "Наука", 1971, с. 36-46.
150. Шугуров В.Ф., Чистяков А.Д. Кора выветривания в нижнекаменноугольных отложениях Кузнецкого бассейна.- В кн.: Ископаемые угли Сибири и методы их изучения. Новосибирск, "Наука", 1971, с. 150-152.
151. Шугуров В.Ф. Конкреционные образования из угленосных отложений Горловского бассейна.- "Тр. СНИИГТимС", 1974, вып. 188, с. 60-66.
152. Ядренкин В.М., Шугуров В.Ф. Сравнительная литолого-петрографическая и геохимическая характеристика угленосных отложений курейского, нижнетунгусского и бахтинского разрезов Тунгусской синеклизы.- "Тр. СНИИГТимС", 1974, вып. 188, с. 98-108.
153. Trofimuk A.A., Vyshemirsky V.S., Kontorovich A.E., Neruchev S.G. Bitumoid fraction in the processes of migration. -In: Advances in organic geochemistry, Paris, 1973, p. 359-365.
154. Trofimuk A.A., Vyshemirsky V.S., Zapivalov N.P. Oil-gas potentials of Paleozoic rocks in southern part of West Siberian plate.- "Int. Geol. Rev.", 1973, v. 15, N^o 7.
155. Vyshemirsky V.S., Dmitriev A.N., Trofimuk A.A. Criteria for predicting giant oil pools. Preprint of the 8th World Petroleum Congress. San Diego State College, 1971, p. 1-15.

Работы, сданные в печать

156. Андреева Т.А., Гонцов А.А., Курбатова Э.Г., Молчанов В. И., Новгородова С.В., Шарудо И.И. Исследование механохимической деструкции углей в различных средах.- "Химия твердого топлива".
157. Бабич В.В. Программа "Оптимальное бинарное кодирование признаков".

158. Бабич В.В. Программа "Подсчет строчечных нагрузок по заданной информативности для бинарных таблиц".
159. Бабич В.В., Красавчиков В.О., Федосеев Г.С. Классификация прогнозно-поисковых задач и их решение с использованием комплексной оценки информативности признаков.
160. Бабич В.В., Красавчиков В.О., Федосеев Г.С. Программы метода суммарного учета мер приуроченности и согласования.
161. Вышемирская О.П., Карбышев В.Д. Опыт математической обработки геохимических данных в нефтяной геологии. Новосибирск, "Наука".
162. Вышемирский В.С., Вышемирская О.П., Парпарова Г. М., Шугуров В.Ф., Юшина Л.В. Катагенез органического вещества в палеозойских отложениях юго-восточной части Западно-Сибирской равнины.- "Геол. и геофиз."
163. Вышемирский В.С., Жутовт А.К., Зингер А.С. Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности промежуточного тектонического комплекса Западно-Сибирской плиты.- "Докл. АН СССР".
164. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Реконструкция истории залежей нефти и газа и ее значение для теоретической нефтяной геологии.
165. Дмитриев А.Н., Каштанов В.А., Соколов А.Д. Прогноз продуктивности локальных поднятий с применением ЭВМ при помощи структурно-тектонических данных (на примере юрско-меловых нефтегазоносных комплексов Томской области).
166. Дмитриев А.Н., Кренделев Ф.П., Бишаев А.А., Смертин Е.А., Штатнова Т.И. Организация и обработка геологической информации с помощью ЭВМ на основе построения тупиковых тестов.
167. Дмитриев А.Н., Федосеев Г.С., Штатнова Т.И. и др. Логико-математическая обработка геологической информации (программы к ЭВМ для логико-математической обработки геологической информации).
168. Карогодин Ю.Н. Некоторые закономерности дифференциального размещения нефтяных и газовых месторождений-гигантов в разрезах нефтегазоносных бассейнов.

- I69. Карогодин Ю.Н. Принципы классификации и районирования осадочных покровов нефтегазоносных бассейнов.
- I70. Карогодин Ю.Н. Значение и место изучения цикличности седиментогенеза в комплексе геолого-геофизических исследований нефтегазоносных бассейнов (на примере мезозоя севера Центральной Сибири).
- I71. Карогодин Ю.Н., Прокопенко А.И. Новые подходы к прогнозированию структурных планов глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов.
- I72. Карогодин Ю.Н., Прокопенко А.И. Количественные подходы к изучению платформенных деформаций и прогнозирование структурных планов глубоких горизонтов нефтегазоносных областей.
- I73. Каштанов В.А. Некоторые особенности формирования и размещения осадочных полезных ископаемых в мезозойско-кайнозойских отложениях Западно-Сибирской плиты в связи с вулканизмом, синхронным осадконакоплением.
- I74. Каштанов В.А., Соколов А.Д. Структурно-тектонические факторы, как основа при прогнозе продуктивности локальных поднятий до ввода их в бурение (с применением ЭВМ).
- I75. Молчанов В.И., Гонцов А.А., Андреева Т.А., Новгородова С.В. Экспериментальное исследование преобразования органических веществ гуминового ряда в водородгенерирующей минеральной среде после тонкого измельчения.
- I76. Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности. Ред. А.А. Трофимук, В.С. Вышемирский. Новосибирск, "Наука".
- I77. Прокопенко А.И. Количественное выражение дизъюнктивных дислокаций седиментационных бассейнов в связи с их нефтегазоносностью (на примере Ферганской межгорной впадины). - В кн.: Методология и методика геологических и геофизических исследований в Сибири.
- I78. Прокопенко А.И. Об эффективности дополнения геолого-геофизических методов при выявлении антиклинальных структур и подготовке их к глубокому бурению. - В кн.: Методология и методика геологических и геофизических исследований Сибири.

179. Прокопенко А.И., Левчу М.А., Лыков Ю.А. Программа аппроксимации кривых (АК). - В кн.: Программы к ЭВМ для логико-математической обработки геологической информации. Новосибирск, изд. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР.
180. Прокопенко А.И. и др. Некоторые закономерности распределения локальных структур в блоковых полях Ферганы. - "Известия АН КиргССР".
181. Прокопенко А.И., Черных Б.П. Неоднородность геометрических параметров нефтегазоносных структур. - В кн.: Деформация и разрушение горных пород. Фрунзе, изд. Ин-та физики и механики горных пород АН КиргССР.
182. Рыжкова С.М. О новом типе нефтей в Западной Сибири. - "Геол. и геофиз."
183. Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты.
184. Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Нефтегазоносность палеозоя юго-восточной части Западной Сибири.
185. Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Перспективы Новосибирской области на нефть и газ в палеозойских отложениях.
186. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. Математическое прогнозирование гигантских нефтяных месторождений.
187. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Сердюк З.Я., Шугуров В.Ф. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.
188. Трофимук А.А. Вступительное слово на конференции "Цикличность осадконакопления и закономерности размещения горючих полезных ископаемых".

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Исследования в области происхождения нефти и газа и формирования их залежей	3
Логико-математические средства в задачах прогнозно- поискового профиля	14
Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассей- нов в связи с оценкой их перспектив	33
Проблема нефтегазоносности палеозоя в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты	54
Экспериментальные исследования физико-химических условий образования битумоидов из дисперсного угольного вещества	98
Региональные исследования	103
Опубликованные работы	116
Работы, сданные в печать	131