

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА В СИБИРИ

(КРАТКИЙ ОТЧЕТ ПО ТЕМЕ II-15
ЗА 1966-70гг.)

Научный руководитель
академик *А.А. Трофимук*

НОВОСИБИРСК-1971

1. ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Систематические поиски нефти и газа в Сибири, частично и на Дальнем Востоке, были начаты в послевоенный период, с 1948 года. К 1966 году, когда начались работы по данной теме, эти поиски увенчались существенным успехом только в Западно-Сибирской низменности, где было обнаружено несколько месторождений нефти и газа, в том числе и крупных, и в пределах Вилуйской синеклизы, где были выявлены первые высокодебитные месторождения природного газа. Дальнейшее развитие поисков нефти и газа в других районах Сибири и Дальнего Востока сдерживалось главным образом слабой изученностью, отсутствием уверенных критериев для прогнозной оценки возможной нефтегазоносности бассейнов осадконакопления.

Огромные пространства Сибирской платформы сложены мощным чехлом осадочных отложений рифея и нижнего палеозоя (преимущественно, нижнего кембрия). Именно здесь впервые на планете в столь древних отложениях зафиксированы многочисленные нефтепроявления, открыты первые нефтяные и газовые месторождения. Изучение геохимии органического вещества этих древних осадков, формировавшихся задолго до появления первых месторождений каменного угля, представляет первостепенный интерес для выявления состава органического вещества, возможностей его генерировать нефть и газ, установления общих теоретических предпосылок для обнаружения в этих осадках крупных месторождений нефти и газа.

В пределах Сибирской платформы, наряду с мощными осадочными толщами рифея и нижнего палеозоя, широко распространены отложения силура, девона, карбона и перми (Тунгусская и Вилуйская синеклизы, северная окраина Сибирской платформы), в которых также обнаружены многочисленные нефтепроявления, а из пермских от-

ложений получены промышленные притоки нефти (Южный Тигян в Якутской АССР). Общие условия накопления и катагенеза этих осадков благоприятны для процессов нефтегазообразования и формирования крупных залежей нефти и газа.

Существенные нефтегазопроявления обнаружены также в мезозойских отложениях, слагающих предгорные прогибы, окаймляющие Сибирскую платформу с севера и востока. Вилуйская синеклиза, выполненная преимущественно мезозойскими отложениями, уже зарекомендовала себя как крупная газonosная провинция. Под мезозойскими отложениями в пределах синеклизы расположены перспективные комплексы палеозоя и рифея, что характеризует Вилуйскую синеклизу как самую перспективную провинцию среди других провинций Сибирской платформы.

В целом вся территория Сибирской платформы весьма перспективна для поисков нефти и газа. Она должна стать основным плацдармом (после Западно-Сибирской плиты) поисков нефти и газа в стране. Все больше накапливается данных, свидетельствующих о том, что нефтегазonosный потенциал этой платформы равновелик или даже превышает соответствующий потенциал Западно-Сибирской нефтегазonosной провинции.

На огромных пространствах Дальнего Востока и примыкающей к нему территории восточной Якутии (к востоку от Верхоянской складчатой области), за исключением о. Сахалина, п-ва Камчатки, двух впадин на юге Дальнего Востока (Зея-Буреинской и Суйфунской), специализированных нефтепоисковых геологических и геофизических исследований, сопровождаемых бурением опорных и параметрических скважин, по существу не проводилось, хотя, судя по общим геологическим данным, на этой территории имеются многочисленные впадины, выполненные отложениями палеозоя, мезозоя и кайнозоя, благоприятными для нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Сибирь и Дальний Восток с севера и востока граничат с морями Северного Ледовитого и Тихого океанов. Значительные пространства этих морей заняты шельфовыми областями. Не менее двух третей шельфовых пространств СССР находится в Сибири и на Дальнем Востоке. Перспективные в нефтегазonosном отношении земли Западно-Сибирской низменности непосредственно продолжают в шельфовую область Карского моря. Нефтепроявления Нордвика,

о, Бол.Бегичев прослеживаются в шельфовой части моря Лаптевых. Предположительно перспективные в нефтегазonosном отношении площади продолжают под акваториями Восточно-Сибирского и Чукотского морей. Весьма перспективны в нефтегазonosном отношении также акватории Берингового, Охотского и Японского морей Тихого океана. Все акватории по существу ещё не освещены специальными региональными исследованиями на предмет выявления перспектив их нефтегазonosности.

В свете изложенного, основные задачи нефтяной геологии Сибири и Дальнего Востока состояли в следующем:

- дальнейшее совершенствование теории нефтегазообразования и нефтегазонакопления на объектах Сибири и Дальнего Востока;

- совершенствование методов геохимических исследований, как теоретической базы объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов;

- применение объемно-генетического метода для оценки прогнозных запасов малоизученных перспективных земель Сибири и Дальнего Востока;

- разработка новых методов поисков крупных нефтяных и газовых месторождений;

- обоснование перспектив поисков нефти и газа в Сибири, на Дальнем Востоке, а также в зоне акваторий морей, омывающих эту территорию.

Основная цель темы "Геохимические основы поисков нефти и газа в Сибири" заключалась в том, чтобы на основе исследований главным образом генетического характера повысить эффективность поисковых работ и ускорить выявление новых баз нефтедобычи на востоке страны с целью ещё большего улучшения географии их расположения. Для решения этой задачи использовался комплекс разнообразных геологических и геохимических методов, а также математические методы обработки информации.

Основные исполнители темы - лаборатория геологии нефти и газа (А.А. Трофимук) и лаборатория геохимии горючих ископаемых (В.С. Вышемирский). К выполнению отдельных разделов привлекались сотрудники других лабораторий института, а также других институтов и производственных организаций.

При выполнении темы уделялось внимание обоснованию перспективных возможностей добычи нефти и газа в стране, определению

той доли, которую могут играть районы Сибири в приросте добычи на протяжении конца этого столетия.

Часть исследований была посвящена также выявлению условий нахождения месторождений природного газа в твердой (газогидратной) фазе. Преобладающая часть Сибири и Дальнего Востока покрыта панцирем многолетней мерзлоты. Толщина промерзания местами достигает 1300 метров. В этих условиях теоретически вероятно существование залежей природного газа в твердом (газогидратном) состоянии. Нужно было доказать наличие таких залежей, оценить их особенности и за счет их учета повысить прогнозную оценку запасов газа.

Ниже дается характеристика проведенных Институтом и другими учреждениями (соисполнителями темы) исследований по выполнению задач, определенных темой.

II. НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА

Прогнозы нефтегазоносности и методика поисков нефтяных и газовых месторождений коренным образом зависят от генетических представлений, положенных в их основу. Все исполнители и соисполнители темы полностью разделяют принципиальные положения теории органического происхождения нефти и считают эту теорию единственной научно-обоснованной базой всего комплекса нефтегазопоисковых исследований. Поэтому, естественно, принимались меры по защите теории органического происхождения нефти от негативной критики со стороны исследователей, стоящих на позициях неорганического синтеза нефти (49, 100), и по её пропаганде (62 и др.).

Многие работы отчетного периода одновременно затрагивали как генетические, так и региональные вопросы нефтегазоносности, потому что региональные задачи исследовались на генетической основе, а генетические задачи — на базе региональных материалов, главным образом по Сибири. В данном разделе рассматриваются только генетические вопросы, тогда как региональные выделены в специальный раздел.

Общий обзор теории органического происхождения нефти неоднократно производился А.А. Трофимуком в предыдущие годы. И в отчетном периоде он рассматривал современное состояние этой тео-

рии в одной из статей (62), в докладах на Всесоюзном совещании по перспективам нефтегазоносности восточной части Сибирской платформы (1966 г.), на УП Всемирном нефтяном конгрессе в Мехико (совместно с Н.Б. Вассоевичем, 1967 г.), в Министерстве нефтяной промышленности СССР (1968 г.), в выступлении на Всесоюзном совещании по происхождению нефти (1967 г.) и в ряде выступлений в геологических организациях Сибири, а по отдельным вопросам также и во многих других статьях и выступлениях. При этом особое внимание уделялось наиболее полному применению теории органического происхождения нефти к решению важнейших практических задач: районированию мало изученных районов Сибири по перспективам нефтегазоносности, оценке прогнозных запасов нефти и газа объемно-генетическим методом, разработке наиболее эффективных методов нефтепоисковых работ и к решению конкретных вопросов региональной нефтегазовой геологии.

Из отдельных проблем теории органического происхождения нефти исследовались процессы миграции нефти и битумоидов, роль катагенеза в нефтеобразовании, сингенетичность нефтей и битумоидов осадочным породам, объемно-генетический метод оценки прогнозных запасов нефти и газа. Последней проблеме посвящена специальная глава.

В качестве основного метода изучения генетических связей нефтей и битумоидов с органическим веществом было выбрано исследование изотопного состава углерода. На эту работу в 1966 г. была ориентирована специальная экспериментальная группа под руководством Е.Ф. Доильницына и освоены соответствующие методики.

Измерения изотопных отношений углерода выполнялись на масс-спектрометрах типа МИ-1305. За внутрилабораторный стандарт было принято диффузионное масло с δC^{13} порядка - 2,5%. Оно было рекомендовано в качестве межлабораторного (возможно, всесоюзного) стандарта. Все определения пересчитаны на международный стандарт PDB ($\delta C^{13}\%$) и на отношение C^{12}/C^{13} . Установка для приготовления проб нефтей и битумоидов к виду, удобному для масс-спектрометрирования, заимствована у ВНИИЯГТ, но в ней были конструктивно изменены некоторые узлы (25). Всего в отчетный период было выполнено 120 определений.

С.Р. Силверменом на нескольких примерах по нефтеносным бассейнам США была установлена зависимость изотопного состава уг-

лерода нефтей от фаций нефтеносных свит (1958 г.), которая хорошо согласуется с четко выявленными различиями в изотопном составе наземных, пресноводных и морских организмов. Однако, в ряде последующих работ (В.Р. Эккельман, 1969 г., К. Крейчи-Граф, 1960, 1964 гг., Э.М. Галимов, 1968 г. и др.) эта зависимость отрицается. С другой стороны, противники теории органического происхождения нефти (А.Д. Бондарь, 1967 г., Е.Е. Вороной, 1967 г. и др.) начали привлекать изотопные данные по углероду для обоснования глубинного происхождения нефтей и битумоидов. Поэтому для более убедительной диагностики генетических связей нефтей с определенными осадочными толщами потребовалось дополнительное изучение закономерностей в распределении изотопов углерода в органических веществах.

Были исследованы отдельно дебитуминизированные угли и их битумоиды шести петрографических типов, но одной (газовой) стадии углефикации (22). Изотопный состав углерода у всех углей оказался примерно таким же, как и у соответствующих современных растительных материалов. Следовательно, гомогенное захороненное органическое вещество наследует изотопный состав углерода от живых организмов.

У битумоидов углерод чуть легче, чем у тех углей, из каких они извлечены. Это находится в соответствии с общим для всех элементов обогащением малых молекул легкими изотопами. Резкого облегчения углерода, отмечавшегося рядом исследователей для рассеянных битумоидов и керогена илов и пород, по сравнению с живыми организмами, для гомогенной органики и её битумоидов не наблюдается. Битумоид фюзинитового угля, наоборот, имеет более тяжелый углерод, чем сам уголь. Видимо, диагенез фюзинита в субавральных условиях способствовал обмену с углекислотой атмосферы, содержащей значительное количество тяжелого углерода.

Изложенные данные опровергают представление сторонников абиогенного происхождения нефти о потоке снизу углеводородов с легким углеродом. Этот процесс не отражался бы на рассеянном органическом веществе в целом, но приводил бы к облегчению битумоидов и в рассеянном органическом веществе, и в углях, чего явно не наблюдается. Действительные изменения в изотопном составе углерода вероятнее всего происходят на стадии диагенеза.

Наследование углями и их битумоидами изотопного состава углерода живых организмов подтверждает вероятность того, что изотопный состав углерода нефтей и битумоидов пород тесно связан с типами материнского органического вещества, которые, в свою очередь, зависят от фаций осадконакопления.

Зависимость изотопного состава углерода нефтей от фаций была показана С.Р. Силверменом (1958 г.) на небольшом материале. Причем, континентальные свиты в его примерах расположены выше морских. Поэтому углерод нефтей утяжеляется в одном направлении: книзу. Отсюда возникали сомнения в самой закономерности и попытки объяснить изотопный состав нефтей положением их в разрезе. В связи с этим нами было предпринято изучение нефтей в зонах изменения фаций по простиранию и в толщах с чередованием морских и континентальных фаций.

Фации бобриковского горизонта Саратовского Поволжья отчетливо изменяются по простиранию. На правом берегу р. Волги резко преобладают континентальные фации, а в Заволжье — морские. По нашим определениям, углерод бобриковских нефтей на правом берегу площадях значительно легче, чем в Заволжье (18). В первом случае он соответствует "континентальным" нефтям С.Р. Силвермена, а во втором — "морским".

В центральных и южных районах Западно-Сибирской низменности наблюдается чередование преимущественно морских (нижняя верхняя кры, нижний мел) и континентальных (нижняя-средняя кры, средняя часть верхней кры) нефтеносных свит. Изотопный состав углерода нефтей и битумоидов вполне соответствует имеющемуся распределению фаций: в морских фациях он тяжелее, чем в континентальных (25, 93, 100). Весьма показательно, что в морских отложениях палеозойского фундамента углерод битумоидов такой же тяжелый, как и у битумоидов из морских мезозойских отложений, а нефти с границы фундамента с мезозоем по изотопному составу углерода сходны с нефтями морских отложений (95). Таким образом, в Западной Сибири зависимость изотопного состава углерода нефтей четко прослеживается чередованием пяти толщ, редко различающихся и по фациям, и по изотопным данным.

Рассматриваемая закономерность подтверждается также на материалах по нефтям Южно-Эмбенской области и по нефтям, битумоидам и керогену Иркутского амфитеатра (99). В последнем районе в

одном горизонте (парфеновском) отмечается резкое облегчение углерода нефтей, пока не получившее удовлетворительного объяснения. Возможно, оно связано с подтоком сильно метаморфизованных углеводородов (99).

Анализ материалов, проводившихся в некоторых работах в доказательство отсутствия зависимости изотопного состава углерода нефтей от фаций материнских отложений, свидетельствует о недостаточной убедительности их, главным образом потому, что в них не проведено четкого разделения морских и пресноводных фаций (100).

Изотопные исследования проводились также для выяснения генетической природы битумов, связанных с Вилейскими кимберлитовыми трубками (98). Как известно, сторонники неорганического синтеза нефти предполагают миграцию битумоидов с больших глубин, из магматического очага. Однако, на трубке Удачной у битумов углерод намного легче, чем у алмазов (данные А.П. Виноградова). В 2-3 км от трубки углерод в битумоидах кембрийских отложений примерно такой же, как и в кембрии других районов Сибири. В битумах трубок углерод испытал не утяжеление, а, наоборот, облегчение, что никак не согласуется с влиянием каких-либо глубинных процессов.

В отчетный период было начато изучение оптических свойств нефтей и битумоидов: вращения и преломления. Исследовались все 50-градусные фракции дистиллятов 36-ти нефтей Западной Сибири и хлороформные растворы 10-ти битумоидов. Темные фракции нефтей тоже разбавлялись оптически пассивным хлороформом. Величина оптического вращения измерялась на круговом поляриметре "СМ" с точностью отсчета по лимбу 0,05°. Вся экспериментальная часть работы выполнена С.М. Рыжковой, многофакторная корреляция оптических свойств нефтей со многими другими их свойствами произведена В.С. Вышемирским. Основные материалы изложены исполнителями в отчете "Оптические свойства нефтей Западной Сибири" и в нескольких статьях (95, 96, 98, 101).

По изученным оптическим свойствам нефти Западной Сибири разделились на две неравные группы. У четырех нефтей, полученных из пограничной зоны между палеозойским фундаментом и мезозоем, оптическая активность дистиллята чрезвычайно низкая, а у одной из них (из верхней части фундамента Мыльджинского место-

рождения) фракции до 200°C и 200–250°C имеют ясно выраженное левое вращение. Но у дистиллятов в целом и у прозрачных неразогнанных нефтей вращение слабое правое. Преломление у всех фракций этих нефтей заметно пониженное.

Все остальные изученные нефти Западной Сибири, отобранные с 16-ти месторождений по широтному профилю от Шаима до Ваха, из 11-ти пластов от Ю₁ до А₁, показали правое вращение у всех вращающихся фракций. Углы вращения колеблются от 0–0,60° – у трех низкокипящих фракций до 2,40–9,36° – у фракции 500–550°, составляя в среднем для дистиллятов этих нефтей от 0,71° до 2,80°. Выделение двух групп нефтей свидетельствует о возможности использования этих оптических свойств для изучения генетических связей нефтей с материнскими отложениями.

У всех нефтей второй группы преломление нарастает в сторону высококипящих фракций сравнительно плавно, а оптическое вращение – скачкообразно, с переломом графика в интервале 300–450°. Причем, преломление даже у фракции до 200°C составляет существенную величину, которая возрастает к фракции 500–550°C только на 6–6,5%. Оптическое вращение увеличивается в ту же сторону в 30–40 раз, нередко с нуля, и львиная доля этого роста приходится на высококипящие фракции, богатые смолами и асфальтенами. По-видимому, вращение определяется главным образом смолами и асфальтенами, а преломление – молекулярным весом всех компонентов нефтей.

Многомерный корреляционный анализ подтверждает этот вывод. Наиболее ярко выражена связь оптического вращения с суммарным содержанием смол и асфальтенов. Частные связи с геологическим возрастом и углеводородным составом незначимы.

Сам факт оптической активности нефтей и битумоидов является одним из наиболее ярких доказательств органического происхождения нефти. Предположение сторонников абиогенного синтеза нефти об экстракции оптически пассивной нефтью активных веществ из осадочных пород опровергается материальным балансом. У рассеянных битумоидов оптическое вращение только в 5–7 раз выше, чем у фракции 500–550°C нефтей, и примерно того же порядка, что у остатка после перегонки. Совершенно очевидно, что в нефть переходит наиболее легкая часть битумоида, т.е. оптически наименее активная. Эта часть в значительной мере теряется при экстракции

и уходит из аргиллитов при первичной миграции. Следовательно, если связывать оптическую активность нефтей с экстракцией активных веществ из пород, то неизбежно приходится допускать образование всей нефти (или, по крайней мере большей части её) из рассеянных битумоидов.

Вторичное бактериальное происхождение оптически активных веществ, тоже предполагаемое "неорганиками", для многих изученных нефтей Западной Сибири совершенно исключается из-за высокотемпературных пластовых условий (80–125°C). Таким образом, оптическую активность нефтей и битумоидов Западной Сибири можно объяснить только органическим происхождением их.

Оптическое вращение использовалось также при изучении генетической природы битумоидов, связанных с вилюйскими кимберлитовыми трубками (98). И битумы трубки Удачной, и рассеянные битумоиды, извлеченные из кембрийских пород в 2–3 км от трубки, имеют правое оптическое вращение с углами от 0,62° до 4,45°. У битумов углы даже несколько больше, чем у битумоидов. Вероятно, это вызвано частичной потерей оптически мало активных легких фракций за счет термального воздействия магматического тела. Данные по оптическому вращению ещё более убедительно доказывают органическое происхождение битумов трубок, чем рассмотренные выше материалы по изотопному составу углерода.

Для выяснения генетических связей нефтей с материнскими отложениями использовались ещё нейтронный активационный анализ, экспрессные определения серы и групповой анализ нефтей и битумоидов. Активационный анализ выполнялся в лаборатории ядерной геофизики под руководством Т.Н. Бланковой, а определения серы – на квантометре спектральной лаборатории О.Д. Киреевым.

В Иркутском амфитеатре нефти парфеновского горизонта значительно обогащены металлами, по сравнению с нефтями осинского горизонта. В битумоидах, извлеченных из пород тех же горизонтов, принципиально такие же соотношения (92). Осинский и парфеновский горизонты различаются также по групповому составу нефтей и битумоидов и, как отмечалось выше, по изотопному составу углерода.

В Вилюйской синеклизе фиксируются ясные различия между триасовыми и нижнеюрскими битумоидами по групповому составу и содержанию серы. Характер различий примерно такой же, как между триасовыми и нижнеюрскими нефтями Неджелинского месторождения.

Тем самым доказываются сингенетичность нефтей вмещающим отложениям и множественность циклов нефтеобразования (21).

В области метаморфизма органического вещества выполнено несколько разнообразных исследований. В.С. Вышемирским были рассмотрены тектонические обстановки метаморфизма углей и нефтей (19). Показана ведущая роль температуры в метаморфизме органического вещества. Влияние тектонических напряжений реализуется при метаморфизме также через термальный эффект. С этих позиций разработана новая классификация метаморфизма углей, которая, как показано на ряде примеров, вероятно, приемлема и для нефтей.

Выделяются региональные и локальные виды метаморфизма. Первые распространяются на бассейны целиком или на их крупные части, представленные разными геоструктурами, вторые связаны с отдельными тектоническими структурами или магматическими телами. Региональных видов только два: статический метаморфизм (региональный метаморфизм тектонически спокойных районов) и динамометаморфизм (региональный метаморфизм геотермически активных районов, в связи с повсеместным развитием тектонических напряжений).

К локальным видам отнесены динамометаморфизм (связанный с отдельными тектоническими структурами) и контактовый метаморфизм. Показана невозможность регионального проявления контактового метаморфизма и локального — статического.

Локальный динамометаморфизм разделен на следующие подвиды: стрессметаморфизм (тангентальные напряжения), блокметаморфизм (вертикальные напряжения), интрузивный динамометаморфизм (динамическое воздействие интрузий) и фрикциометаморфизм (за счет трения и развальцевания). Приведены многочисленные примеры всех видов и подвидов метаморфизма.

В других работах того же автора данные по метаморфизму углей были использованы для оценки перспектив нефтегазоносности Лено-Вилуйской провинции (23) и Прикаспийской впадины (15). На всю территорию Приверхоанского краевого прогиба и Вилуйской синеклизы по данным около 1500 анализов составлена карта распространения марок верхнеюрских и нижнемеловых углей. По ней выделены районы, перспективные на нефть и газы различных типов, а также бесперспективные районы. Косвенным образом оценены марки углей и перспективность на нефть и газ более древних отложений,

до пермских включительно. Во внутренней зоне Приверхоанского прогиба выделены площади с аномально высоким метаморфизмом углей, вызванным резкими пликативными дислокациями.

Карта метаморфизма углей нижнего карбона свидетельствует о том, что в Волго-Уральской области с приближением к Прикаспийской впадине степень углефикации очень быстро нарастает. Столь же быстро уменьшается и удельный вес нефтей всех горизонтов. Учитывая резкое погружение пород в прибортовой зоне, можно не сомневаться в том, что здесь в нижнем карбоне метаморфизм углей превышает газовую стадию. Следовательно, сохранение нефтяных залежей в каменноугольных (не говоря уже о девонских) отложениях в погруженной части прибортовой зоны и, тем более, во внутренних районах Прикаспийской впадины нужно связывать в первую очередь с надосевыми отложениями (верхняя пермь, мезозой и, возможно, палеоген), метаморфизм которых оценивается марками Б₃-Г, благоприятными для образования и сохранения нефтяных залежей. Прикаспийскую впадину следует рассматривать не как часть Волго-Уральской области, а как самостоятельную, главным образом мезозойскую нефтегазоносную провинцию, в которую входят частично уже разведанные районы Эмбы и Мангышлака (10). Вполне вероятно, что в этой провинции, как и в Западно-Сибирской (тоже мезозойской), наиболее продуктивными будут внутренние, наиболее погруженные области.

Поскольку угли встречаются не по всему разрезу осадочного бассейна и не во всех районах, а исследование керогена пород связано со многими трудностями, была предпринята попытка изучения катагенеза по литолого-петрографическим признакам. В этой области внимание было сосредоточено на формах контактов терригенных зерен у песчаников. В шлифах подсчитывались относительные количества измененных при катагенезе и неизмененных контактов. Среди измененных контактов выделялись прямые, конформные, инкорпорационные и сутурные. О.П. Вышемирской было изучено и статистически обработано более 500 шлифов по Якутии, Западной Сибири, Нижнему Поволжью и Кузбассу (9, 10, 11).

Посредством многофакторной линейной корреляции найдено выражение связи контактовых изменений с катагенезом, выраженным через максимальную (для каждой пробы) глубину погружения. В центральной части Вилуйской синеклизы, где современная глубина за-

легания мезозойских отложений мало отличается от максимальной (за всю их историю) глубины погружения, показатели контактовых изменений четко коррелируются с глубиной залегания. По этим данным построена кривая, с помощью которой получены вероятные максимальные глубины погружения проб, исследованных из мезозоя соседних районов, испытавших кайнозойские поднятия. Таким образом были выделены районы с благоприятными и с неблагоприятными для нефтеобразования глубинами погружения (9, II). Методика, разработанная при этом исследовании, может быть применена и в других нефтегазоносных или перспективных провинциях.

На той же методической базе была выполнена работа по диагностике нефтеносных и водоносных песчаных коллекторов. В девоне Саратовского Поволжья в нефтеносных песчаниках катагенные изменения на контактах терригенных зерен намного слабее, чем в водоносных (10). Вероятно, это объясняется тем, что в перекристаллизации минералов большую роль играет растворяющая способность воды. В Западной Сибири различия оказались недостаточно четкими, что свидетельствует либо о молодости нефтяных залежей, которая доказывается здесь и другими материалами, либо о недоработанности методики применительно к особенностям этой провинции.

Из генетических проблем в отчетном периоде наибольшее внимание уделялось миграции нефти в рассеянном состоянии, т.е. миграции битумоидов. Работа выполнялась и в теоретическом плане, и в области экспериментального моделирования, и путем обобщения и статистической обработки региональных геологических материалов по многим районам. Основные результаты работ изложены в книге "Миграция рассеянных битумоидов", посвященной 100-летию со дня рождения И.М. Губкина (100). Она издается под редакцией А.А. Трофимука. Авторами её являются также В.С. Вышемирский и А.Э. Конторович (сотрудник СНИИГГТИМС). Приложение к книге составлено И.А. Улли. В экспериментальном моделировании и определительских работах участвовали также А.А. Гонцов, В.Н. Крымова, Л.В. Кушина, Л.С. Ямкова, сотрудник лаборатории экспериментальной тектоники Г.Д. Ушаков и ряд сотрудников СНИИГГТИМСа.

По результатам исследований в этой области подготовлен ряд статей (24, 34, 35, 49, 97, 103, 108), основное содержание которых отражено также и в указанной выше книге. Поэтому всю ра-

боту, выполненную в области миграции битумоидов, можно кратко изложить по разделам книги.

1. Генетическая связь рассеянных битумоидов с органическим веществом пород

Вопреки заключению В.В. Порфирьева и Н.В. Гринберга (1962г.), доказывается реальное существование в осадочных породах рассеянных битумоидов. В связи с этим обсуждаются экспериментальные работы СНИИГГТИМС по масштабам новообразования битумоида в процессе экстракции, широкое распространение пород с очень высоким коэффициентом битумоидности (до 90% и более), низкотемпературная экстракция мягкими растворителями, экстракция битумоидов из пород водой и сжатыми газами, различия между экстрактами, полученными разными растворителями.

Показана несостоятельность предположения о глубинном происхождении рассеянных битумоидов, которое Н.А. Кудрявцев (1967г.) пытался обосновать материалами по Западной Сибири, а И.М. Сухов (1967г.) – по Молдавии. Проведенная нами корреляция битуминозности пород с расстояниями до разломов показала отсутствие связи между этими признаками. Рассмотрен также широкий комплекс данных, опровергающих образование рассеянных битумоидов за счет залежей нефти.

Важным средством выяснения генетических связей битумоидов с органическим веществом является люминесцентная микроскопия. Люминесценция битумоидов наблюдается в ненарушенных породах даже в тех случаях, в каких горячим хлороформом можно извлечь только тысячные доли процента. Причем, после экстракции эти породы уже не люминесцируют. Более подробно люминесцентная микроскопия рассматривается в специальном разделе.

Статистически обработанные материалы по содержанию битумоидов в породе и по их составу тоже вполне определенно свидетельствуют о связи битумоидов с органическим веществом. Во всех изученных районах содержание автохтонного битумоида в глинистых породах строго коррелируется с содержанием органического вещества. Для некоторых районов установлена прямая связь между содержаниями битумоида и пиритного железа, что подтверждает благоприятность восстановительной обстановки для образования битумоидов.

67709

В Западной Сибири, а по менее точным данным и в других провинциях, прослеживаются различия в составе битумоидов, связанных с гумусовым и сапропелевым органическим веществом. В последнем случае в битумоидах больше масел, меньше асфальтенов и твердых углеводородов, отсутствует перилен, меньшая конденсированность ароматических структур, большая длина цепи у нормальных алканов и др.

В связи с обсуждаемым вопросом рассмотрены пути интерпретации данных по изотопному составу углерода битумоидов. Показана четкая зависимость этого параметра от фаций отложений. В битумоидах из отложений открытого моря δC^{13} составляет - 1,66-2,25%, из лагунных отложений - 2,42-79%, из прибрежно-морских - 2,41-2,61%, из озерно-аллювиальных - 2,82-2,96% (материалы по Западной Сибири и Сибирской платформе).

Таким образом, генетическая связь битумоидов с рассеянным органическим веществом надежно доказывается большим комплексом разнообразных данных, тогда как противоположная точка зрения не имеет ни одного сколько-нибудь убедительного обоснования.

II. Распространение рассеянных битумоидов в стратиффере

Обсуждаются данные Н.Б. Вассоевича, В.А. Успенского и других исследователей по кларковым содержаниям и общим объемам в стратиффере сущи органического вещества и битумоидов. Показано, что эти данные согласуются с расчетами Ф.Е. Викмана (1956 г.), основанными на балансе изотопов углерода. Количественное отношение нефтей и асфальтов к рассеянным углеводородам определено как 1:100-110, а к битумоидам - 1:140. При этом учтены запасы и средние составы нефтей и асфальтов, объемы углеводородов и битумоидов, а также потери низкокипящих фракций битумоидов при экстракции.

Для ряда осадочных бассейнов приведены запасы нефти в процентах к объемам осадочных пород, рассеянного органического вещества, битумоидов и углеводородов.

Путем сравнения коэффициентов битумоидности различных глин показано, что из нефтепроизводящих пород может эмигрировать значительно больше битумоидов, чем остается. Следовательно, запасы

нефти в залежах могут превышать суммарный вес углеводородов, рассеянных в нефтепроизводящих свитах того же района. С учетом этого положения формирование гигантских залежей асфальтов на р.Атабаске, в Аксубаево-Мелекесской депрессии и в других районах за счет рассеянных битумоидов представляется вполне вероятным. По Западной Сибири приведены конкретные данные, свидетельствующие о том, что для формирования имеющихся здесь гигантских нефтяных и газовых месторождений рассеянных углеводородов более, чем достаточно.

III. Соотношения в составе рассеянных битумоидов и нефтей

Обобщены и дополнены статистическими характеристиками многие работы в области сравнения свойств нефтей и битумоидов. Изложены материалы авторов по этому вопросу.

Наиболее убедительные материалы приведены в широко известных работах Р.З. Мартина с соавторами (1963 г.) и М.Б.Бреннема и П.В. Смита (1961 г.). Статистическая обработка этих данных показала, что в подавляющем большинстве случаев параметры состава и свойств нефтей и битумоидов, извлеченных из пород тех же формаций, хорошо коррелируются между собой.

В Западной Сибири выделяются три группы нефтей, сходные с битумоидами из тех же отложений по инфракрасным спектрам одинаковых температурных фракций, по содержанию твердых углеводородов, ванадия, никеля, нафтеновых, фенантроновых и антраценовых структур, по содержанию и длине цепей нормальных алканов и по ряду других признаков. Материалы подобного типа обобщены также по Волго-Уральской области, днепровско-Донской впадине и Предкавказью. В этих районах тоже выделяются группы нефтей, отличные друг от друга, но сходные с битумоидами из соответствующих материнских свит.

В Предкавказье на одних и тех же аналитических материалах Д.В. Жабрав с соавторами (1966 г.) показал многократные и вполне согласованные изменения по разрезу свойств нефтей и битумоидов, а Т.А. Ботнева (1967 г.) пришла к выводу об отсутствии закономерности и даже о противоположных изменениях свойств нефтей и битумоидов. Это, кажется, единственная крупная работа, в которой приведены данные о различном характере изменения нефтей и

битумоидов по разрезу. Однако, в работе Т.А. Ботневой были обнаружены совершенно недопустимые приемы обработки аналитических данных, что и привело к неправильным выводам.

Важными доказательствами генетической связи нефтей и битумоидов являются принципиально одинаковые изменения тех и других по зонам катагенеза и сближение их свойств с нарастанием катагенеза. По этому вопросу обсуждаются работы Г.Т. Филиппи (1965 г.) по бассейнам Вентура и Лос-Анжелос, а также материалы по Западной Сибири.

Рассмотрены все основные материалы по изотопному составу углерода и серы в нефтях, битумоидах и эвапоритовых отложениях. Статистически обосновано соответствие в изменениях изотопного состава серы в нефтях и битумоидах по разрезу, а изотопного состава углерода — по фациям.

Многочисленные и весьма разнообразные материалы по составу и свойствам нефтей и битумоидов не только убедительно доказывают генетическую связь между ними, но и дают возможность уверенно судить о структуре этой связи, то-есть решить вопрос о том, влияют ли битумоиды на состав нефтей или, наоборот, нефти обусловили состав битумоидов. Поскольку все различия между нефтями и битумоидами из соответствующих материнских свит выражаются в том, что битумоиды обогащены более тяжелыми, менее подвижными компонентами, то совершенно очевидно, что битумоиды являются материалом для формирования нефтей, а не наоборот. Тем самым доказываются и сами процессы миграции битумоидов.

IV. Степень битуминозности органического вещества

В этой главе обобщается наибольшее количество статистически обработанных региональных геохимических материалов как по нефтегазоносным, так и по непродуктивным районам. Коэффициент битуминозности коррелируется с содержанием органического вещества, литологическими типами пород, составом битумоидов и др. Детально рассматривается закономерность Успенского-Вассоевича. Доказывается, что она определяется главным образом термо-каталитическими процессами, а не миграцией битумоидов и не условиями накопления и диагенетического изменения органического вещества. Миграция обычно приводит к затухиванию и даже к нарушению этой закономерности.

Поскольку некоторые исследователи отрицали закономерность Успенского-Вассоевича и связывали битуминозность органического вещества с карбонатностью пород, для многих районов была проведена многофакторная корреляция содержания в породах битумоидов, органического вещества и карбонатов. Полученные при этом данные с большой достоверной вероятностью подтверждают закономерность Успенского-Вассоевича, тогда как карбонатность отражается на степени битуминозности органического вещества большей частью отрицательно.

Выявлены различия между нефтепроизводящими и нефтепроизводящими свитами в распределении битумоидов по типам пород. В первом случае обычно глины битуминознее песков, а во втором — наоборот.

Разнообразные соотношения между содержаниями органического вещества, битумоидов и типами пород во многих случаях могут быть удовлетворительно объяснены только с позиций миграции битумоидов. Особенно показательны высокие (70-80-100%) значения коэффициента битуминозности. При низких содержаниях органического вещества (и битумоидов), особенно в ненафтеносных районах, они бесспорно свидетельствуют в пользу миграции битумоидов.

V. Состав битумоидов как показатель их миграции

Различия в миграционной способности разных компонентов битумоидов приводят к изменениям состава битумоидов в процессе их миграции. Битумоид, оставшийся в материнской породе, обогащается тяжелыми компонентами, а эмигрировавший из неё — легкими. На этой основе С.Г. Неручевым (1962 г.) были предложены методы диагностики автохтонных и аллохтонных битумоидов и масштабов первичной миграции.

Подробно описывается с использованием математических средств хроматографическая схема первичной миграции. Она заключается в том, что центральные части глинистых пластов "промываются" менее интенсивно, чем крыльевые. Поэтому масштабы первичной миграции возрастают поперек глинистого пласта с приближением к коллектору, что отражается на составе битумоидов.

На большом материале по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции хроматографическая схема первичной миграции подтвердилась вполне четко. В глинистых пластах с приближением к кол-

лектору битумоиды обогащаются гетероэлементами, смолами и асфальтенами. В этом же направлении уменьшается количество углеводородов. По этим изменениям оцениваются масштабы эмиграции в разных частях глинистого пласта, а также из глинистых пластов разной мощности.

Проявление хроматографической схемы является важным диагностическим признаком нефтепроизводящих свит. По этому признаку в Западно-Сибирской низменности все изученные свиты юры и нижнего мела оказались нефтепроизводящими, но не во всех районах.

Хроматографическая схема использована также для реконструкции состава автохтонного битумоида, от надежности определения которого зависит точность оценки масштабов первичной миграции.

VI. Влияние физических свойств пород на миграцию битумоидов

Рассматривается влияние раскрытой и закрытой пористости на состав битумоидов и распределение их в породах. Для глин Западной Сибири статистически доказано увеличение закрытой пористости с возрастанием содержания органического вещества. Причем, в толщах с повышенной закрытой пористостью битумоид более восстановленный, а коэффициент битумоидности более высокий (нарушение закономерности Успенского-Вассоевича), чем в толщах с низкой закрытой пористостью. Очевидно, во втором случае значительная часть битумоидов, преимущественно легких, мигрировала из глин, благодаря высокой проницаемости последних. Это заключение подтверждается сильной отрицательной связью открытой пористости глин с их битуминозностью.

Пористость и проницаемость песчаных пород в одних случаях связана с битуминозностью положительно, в других — отрицательно. На примере Приверхоянского прогиба и прилегающих районов статистически доказано, что в высоко битуминозных свитах, обладающих свойствами нефтематеринских свит, битуминозность песчаников обратно пропорциональна их пористости, а в толщах с низкой битуминозностью — прямо пропорциональна. Видимо, в первом случае битумоид эмигрирует вкrest напластования и по простиранию проницаемых пород, а во втором — поступление аллохтонного битумоида ясно выражено на фоне низкой битуминозности. Перемещение битумоида из непроницаемых пород в проницаемые в ряде районов выражено макроскопически.

Влияние текстур и структур пород на распределение битумоидов при низких концентрациях их, особенно в нефтеносных отложениях, также является ясным свидетельством в пользу миграции битумоидов. Это влияние легко фиксируется с помощью люминесцентной микроскопии, что показано в приложении к книге ("Выявление следов миграции битумоидов методами люминесцентной микроскопии").

Люминесцентная микроскопия дает возможность наблюдать распределение основных типов битуминозных веществ в ненарушенной породе. Поэтому она является важным средством изучения процессов миграции битумоидов. Особенно показательны битуминозные микротекстуры и микроструктуры.

Изучив большое количество кернового материала по Ленно-Вильейской и Западно-Сибирской нефтегазосной провинциям и по о. Сахалину, И.А.Олли предложила классификацию битуминозных микроструктур и микротекстур, в основу которой положена классификация, разработанная В.Н. Флоровской (1957 г.) применительно к макроскопическим объектам. Битуминозные текстуры обусловлены литологическими особенностями пород, а битуминозные структуры — распределением битумоидов в породе.

Некоторые текстуры и структуры являются ясными признаками миграции битумоидов и содержат информацию об источниках битумоидов и направлении миграции. Например: дифференциация битумоидов на контактах песчаных и глинистых пород, приуроченность легкого битумоида к проницаемым участкам породы, ореолы битумоидов вокруг ступиков органического вещества и т.п.

Особый интерес представляет трещинная текстура. Наличие тяжелого битумоида в трещине и ореола легкого битумоида на прилежащих участках породы свидетельствуют о миграции битумоида из трещины в породу. Вопреки безапелляционному утверждению Н.А.Кудрявцева (1967 г.), нередко наблюдаются обратные соотношения: в породе — тяжелый битумоид, а в трещине — легкий, что является доказательством миграции битумоида из породы в трещину.

VII. Влияние тектонических структур на распределение битумоидов

Изложены собственные и обсуждены все известные в литературе материалы по этому вопросу (Приверхоянье, Ставрополье, Западно-Сибирская низменность, Башкирия, Куйбышевская и Саратов-

ская области, Венский бассейн, Узбекистан, Иркутский амфитеатр, Анабарская антеклиза). В перечисленных районах к сводам поднятий второго и третьего порядка прослеживается увеличение содержания битумоидов в породах, степени битуминозности органического вещества и восстановления битумоидов. В проницаемых породах эта закономерность выражена намного сильнее, чем в непроницаемых. По некоторым районам закономерность подтверждена статистически с высокой достоверной вероятностью.

Влияние тектонических структур на распределение битумоидов является веским доказательством латеральной миграции последних, поскольку оно в равной мере фиксируется как в нефтеносных отложениях, так и в не нефтеносных и даже на непродуктивных структурах и в бесперспективных на нефть районах.

С целью изучения этой закономерности в Западной Сибири с 13-ти локальных поднятий из непродуктивных отложений было отобрано 55 стратиграфически скоррелированных проб песчаников, в которых определены и статистически обработаны содержания органического вещества и битумоидов, а также пористость и проницаемость. Содержание битумоидов увеличивается к сводам структур почти вдвое, а коэффициент битумоидности — в 2,5 раза. Содержание масел в битумоиде на сводах втрое больше, чем на крыльях. На сводах связи битуминозности с пористостью и проницаемостью ясные положительные, а на крыльях — незначимые.

Перечисленные данные по Западной Сибири не только доказывают латеральную миграцию битумоидов к сводам поднятий, но и позволяют оценить примерные масштабы её двумя независимыми методами. Оба расчета дали близкие результаты. Прирост битумоидов на сводах составил около 65% от их первоначального содержания, а прирост масел и бензолных смол — 110%, что в пересчете на битумоид дает те же 65%.

УШ. Факторы миграции битумоидов

В миграции битумоидов выделяется два этапа: эмиграция из непроницаемых материнских пород в коллектора и латеральная миграция по коллекторам к ловушкам или до момента образования таких скоплений жидкой нефти, какие способны участвовать в процессах вторичной миграции.

Четкая генетическая связь, прослеживаемая во всех звеньях цепи: рассеянное органическое вещество — автохтонный битумоид — аллохтонный битумоид — нефть, является бесспорным доказательством миграции рассеянных битумоидов, независимо от степени изученности факторов миграции. Однако, имеется прогресс и в изучении факторов миграции.

В последние годы успешно исследуются возможности миграции нефти и битумоидов в газовых и водных растворах. Наши эксперименты показали, что значительные количества битумоидов могут переноситься с водой во взвешенном состоянии, в виде эмульсий и суспензий. Вспомогательную роль играют также и другие факторы.

Капиллярные силы способствуют концентрации битумоидов в центральных частях наиболее крупных пор, что облегчает перемещение их движущейся водой. Многие исследователи категорически отрицают участие гравитационных сил в первичной миграции на том основании, что подъемная сила капли нефти недостаточна для преодоления капиллярных сил в поровых каналах. Но этот вывод не должен распространяться на частицы битумоидов, уступающие по диаметру поровым каналам. Десорбция битумоидов из глин тоже является вполне реальным фактором, поскольку глинистые частицы покрываются пленками связанной воды до захоронения в осадке, и поэтому частицы глины и органического вещества отделены друг от друга связанной водой. Снижение сорбционной емкости глин и керогена в зоне катагенеза значительно облегчает десорбцию. Малые скорости диффузии достаточны для отрыва от исходного органического вещества не только газообразных углеводородов, но и жидких и твердых, но недостаточны для рассеивания их. Тектонический процесс вызывает трещиноватость пород, послонные смещения, взаимное перемещение частиц породы. Уплотнение глин, происходящее в зоне катагенеза скачкообразно, с участием гидроразрыва пласта, обуславливает не только выжимание флюидов в коллектора, но и перемещение их по напластованию. Процессы цементации и перекристаллизации в глинистых породах, вероятно, препятствуют миграции битумоидов, а в песчаных — способствуют.

Наиболее подробно рассматривается миграция битумоидов вместе с водой: в истинных растворах, коллоидных растворах и взвешях. Описываются собственные экспериментальные материалы. Дается аргументированный ответ на критику этого вида миграции со

стороны нефтяников-неоргаников. Возможность миграции битумоидов в коллоидных растворах признается для весьма ограниченных условий, а в истинных - для весьма разнообразных. Моделирование миграции битумоидов с водой при уплотнении глин (экспериментальная установка сконструирована в лаборатории экспериментальной тектоники) и по коллекторам показало, что большая часть битумоидов (до 90%) переносится во взвешенном состоянии. В качестве факторов, обуславливающих выпадение битумоидов из водных растворов и взвесей, рассматриваются фильтрационный эффект, изменения минерализации вод и температуры.

Миграция битумоидов в газовой фазе изучалась с точки зрения материального баланса органического вещества, битумоидов, вод и масштабов газообразования с учетом уплотнения глин, пластовых давлений и температур, типов органического вещества. Соответствующие расчеты показали, что при кларковых содержаниях органического вещества все газы будут в растворенном состоянии. Свободный газ появляется при содержании органического вещества 2-2,5% и более, что сильно ограничивает роль сжатых газов в миграции битумоидов.

IX. Прогноз нефтегазоносности по данным битуминологических исследований

В отличие от всех предыдущих разделов книги, здесь рассматриваются не доказательства процессов миграции битумоидов, а методы изучения интенсивности этих процессов с целью оценки прогнозных запасов нефти и газа. Поэтому содержание этой главы отражено в следующем разделе отчета. Однако, в хорошо изученных районах прогнозные запасы, определенные по битуминологическим данным, соответствуют разведанным запасам, что также свидетельствует о реальности процессов миграции битумоидов и о возможности количественного учета этих процессов.

Тем самым укрепляются позиции теории органического происхождения нефти и научные основы генетического подхода к оценке интенсивности нефтеобразования и прогнозных запасов нефти и газа.

III. ОБЪЕМНО-ГЕНЕТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Теоретические основы объемно-генетического метода и первые варианты практического применения его были разработаны ещё в предыдущем пятилетии. А.А. Трофимук (1962 г.) показал, что качественная оценка перспектив нефтеносности новых районов уже перестала удовлетворять потребности рационального планирования нефтепоисковых работ, особенно перспективного планирования. Количественная оценка перспектив нефтеносности стала настоятельной необходимостью. С другой стороны, метод аналогий резко занижает прогнозные запасы в мало изученных районах, в которых нефтяные месторождения пока не открыты или насчитываются единицами. Поэтому объемно-генетический метод представляет собой единственную возможность количественной оценки перспектив нефтеносности мало изученных районов, в частности, обширных седиментационных бассейнов Сибири и Дальнего Востока.

В первом варианте объемно-генетического метода, предложенном А.А. Трофимуком (1962, 1964 гг.), учитывались объемы нефтепроизводящих отложений, выделяемых главным образом по геохимическим фациям, и объемы коллекторов в пределах ловушек, благоприятных для формирования промышленных залежей нефти. При этом условно принималось, что 1 км³ нефтематеринских пород генерирует 5 кг углеводородов, из которых 10% (или 0,5 кг) концентрируется в залежи. По вычисленным данным строились карты прогнозов нефтегазоносности, на которых изолиниями показаны прогнозные запасы в т/км². К этому времени задача диагностики нефтепроизводящих свит по нефтеотдаче пластов, т.е. по масштабам первичной миграции (А.А. Трофимук, 1957, 1960 гг.), ещё не была решена.

Выявленный С.Г. Неручевым (1962 г.) материальный баланс первичной миграции, основанный на изменении состава битумоидов, был использован для более уверенной диагностики нефтепроизводящих свит по следам первичной миграции (А.А. Трофимук, С.Г. Неручев, А.Э. Конторович и др.), а также для разработки более совершенного варианта объемно-генетического метода оценки прог-

нозных запасов нефти и газа (А.А. Трофимук, А.Э. Конторович и др.), в основу которого было положено определение масштабов эмиграции битумоидов из материнских пород в коллектора.

В отчетном периоде работы в области объемно-генетического метода развивались в трех направлениях: совершенствовалась методика оценки прогнозных запасов нефти, основанная на учете масштабов первичной миграции (эмиграции) битумоидов; намечались новые варианты объемно-генетического метода; производилось широкое опробование метода на крупных территориях Сибири.

В книге, рассмотренной в предыдущем разделе, изложена методика картирования нефтепроизводящих свит, конечной целью которого является оценка прогнозных запасов, дифференцированная по районам (100). При этом исследуются фациальные обстановки осадконакопления, типы исходного органического вещества, геохимические обстановки диагенеза, глубины погружения, геотермический режим, степень метаморфизма органического вещества, состав и распределение битумоидов.

По перечисленным данным выделяются нефтепроизводящие толщи и для них строятся следующие карты: а) мощностей, б) мощностей песчано-алевритовых пород, в) средних мощностей пластов глин, г) числа пластов глин, д) содержания битумоидов в песчано-алевритовых породах, е) содержания битумоидов в глинистых породах, ж) районирования по нефтеотдаче, з) количества эмигрировавших битумоидов (с поправкой на бензиновые и керосиновые фракции, теряющиеся при обычной экстракции). Последняя карта путем введения коэффициента аккумуляции, определяемого в сходных по всем условиям разведанных районах, и учета емкости ловушек трансформируется в карту прогнозных запасов нефти. При наличии в районе нескольких нефтепроизводящих свит составляется также и суммарная карта.

В СНИИГТМСе (А.Э. Конторович, Т.К. Баженова, А.С. Фомичев и др.) и ВостНИИГТМСе (Д.И. Дробот) такие карты построены на Западно-Сибирскую, Лено-Вилуйскую нефтегазоносные провинции, Иркутский амфитеатр и Тунгусскую синеклизу. Основное содержание этих работ изложено в упоминавшейся выше коллективной монографии (100).

По Западно-Сибирской плите карты распространения нефтепроизводящих свит построены для ниже-среднеюрских, верхнеюрских

и неокомских отложений. Зоны нефтеотдачи оконтурены по данным битуминологических исследований и соответствуют границам перехода органического вещества от бурогоугольной стадии углефикации к длиннопламенной. К центру низменности и в северном направлении масштабы эмиграции жидких углеводородов возрастают от 0 до 5-7 млн. т/км². Всего в пределах Западно-Сибирской плиты из нефтепроизводящих пород нижней-средней юры эмигрировало около 4 трлн. т. нефти.

Из верхнеюрских материнских пород по всей плите эмигрировало 1 трлн. т. нефти. В центре низменности масштабы эмиграции углеводородов составляют 2-3 млн. т/км², а в северной, наиболее прогнутой части плиты - до 5-7 млн. т/км². К бортам низменности масштабы эмиграции последовательно сокращаются, и в 100-250 км от границы распространения верхней юры породы этого возраста лишаются нефтепроизводящих свойств.

Нефтепроизводящие земли неокома располагаются вдоль границы современного распространения этих отложений полосой в 250-300 км. В Васюганском Приобье, в центральной части Надымской впадины и в восточной части Усть-Енисейской эмиграция нефти из материнских пород не превышала 0,2 млн. т/км². В широтном Приобье и в северных депрессиях она проходила несравненно интенсивнее, достигая максимума (1-3 млн. т/км²) в зоне, простирающейся от восточного борта Мансийской синеклизы до области максимального прогиба на севере низменности. Общее количество эмигрировавших из неокомских материнских пород жидких углеводородов оценивается в 279 млрд. т.

Имеющиеся материалы позволяют оценить масштабы нефтеобразования в апт-сеноманских отложениях в зоне длиннопламенной стадии углефикации, расположенной в центральной и северной частях низменности. В широтном и Васюганском Приобье из нефтепроизводящих пород этого возраста эмигрировало 50-100 тыс. т/км², а в северных районах - 200-400 тыс. т/км². Суммарное количество эмигрировавшей нефти составляет примерно 190 млрд. т.

В Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции верхнепермские отложения характеризуются нефтепроизводящими свойствами на всей территории их распространения. Масштабы эмиграции жидких углеводородов возрастают с запада на восток, достигая 2 млн. т/км². Общее количество эмигрировавшей нефти составляет 163 млрд. т. Из триасовых нефтепроизводящих пород эмиграция нефти не превышала

200–500 тыс. т/км², составляя в целом для всей территории провинции 79 млрд. т. Масштабы эмиграции здесь также увеличиваются к востоку. Более молодые мезозойские отложения нефтепроизводящими свойствами обладают в восточной и южной частях Вилуйской синеклизы. Причем, площади распространения нефтепроизводящих отложений вверх по разрезу убывают. Общее количество эмигрировавших углеводородов для верхней перми и мезозоя определяется в 416 млрд. т.

Для Иркутского амфитеатра оценены масштабы нефтеобразования в вендских и нижнекембрийских отложениях. В терригенном комплексе венда и вивоз кембрия (нижнемотская подовита) земли с малым нефтепроизводящим потенциалом (3–10 тыс. т/км²) занимают западную часть амфитеатра, за исключением Карасайского Присяянья, где количество эмигрировавших углеводородов увеличивается до 30–50 т/км². В восточной части амфитеатра нефтеобразование проходило более интенсивно. Здесь масштабы эмиграции колеблются от 20–30 до 100–200 тыс. т/км². Всего из нефтепроизводящих пород рассматриваемого терригенного комплекса эмигрировало 97 млрд. т нефти.

Из средне-верхнемотских нефтепроизводящих пород эмигрировало только 38 млрд. т, а из пород осинского горизонта – лишь 7,2 млрд. т. В первом случае масштабы эмиграции не превышают 50 тыс. т/км², а во втором – 5 тыс. т/км². Из нефтепроизводящих пород нижне- и среднебельской подовит, булайской и ангарской свит эмигрировало 62 млрд. т жидких углеводородов. Максимальные масштабы эмиграции углеводородов (30–50 тыс. т/км²) отмечаются для наиболее погруженных участков (Центральное Прибайкалье, Тунгусско-Мироновский район), а минимальные (10–20 тыс. т/км²) – для полосы переменной ширины по периферии амфитеатра.

Всего из вендских и нижнекембрийских нефтепроизводящих отложений Иркутского амфитеатра эмигрировало 304 млрд. т жидких углеводородов.

По менее детальным материалам производилась оценка масштабов нефтеобразования также и для нижне-среднепалеозойских отложений Тунгусской синеклизы. Эмиграция нефти из нефтепроизводящих пород платановской свиты и её аналогов возрастает от 30–50 тыс. т/км² – на восточном борту Тунгусской синеклизы и на Катангско-Чадобецком поднятии до 1–2 млн. т/км – в прогибах, осложняющих

центральную часть синеклизы. В шумнинской свите зона распространения земель с масштабами эмиграции порядка 1–2–3 млн. т/км² больше по площади и смещается к северо-западной и северной частям синеклизы. Всего из нижне-среднепалеозойских нефтепроизводящих отложений Тунгусской синеклизы, которая является, вероятно, богатейшим на востоке СССР нефтегазоносным бассейном, эмигрировало около 2000 млрд. т жидких углеводородов.

Если для хорошо изученных зон нефте- и газонакопления, потенциальные ресурсы которых определены с высокой степенью достоверности, будут установлены нефтегазосборные площади, то зная количества углеводородов, эмигрировавших из материнских пород и сконцентрированных в залежах, можно оценить коэффициент аккумуляции.

В Западной Сибири в качестве объектов для оценки коэффициентов аккумуляции были взяты Шаимской и Каймысовский районы – по юрским отложениям, южные части Нижне-Вартовского и Сургутского районов – по неокотским и Уренгойским и Тазовским – по сеноманским. Получены следующие коэффициенты аккумуляции: для Нижне-Вартовского района – 9,9%, для Сургутского – 7,3%, для Шаимского – 1,1%, для Каймысовского – тоже 1,1%. Таким образом, коэффициент аккумуляции жидких углеводородов в залежи нефти колеблется от 1 до 10%. Он в определенной мере занижен, вследствие утечки части углеводородов из залежей. С помощью коэффициента аккумуляции карты масштабов эмиграции жидких углеводородов трансформируются в карты потенциальных ресурсов нефти.

Сопоставление рассмотренных материалов позволяет предварительно наметить следующие выводы:

а) При масштабах эмиграции жидких углеводородов ниже 200–400 тыс. т/км² в Западной Сибири аккумуляция их в промышленные залежи нефти не происходит.

б) С увеличением масштабов эмиграции углеводородов возрастает и коэффициент аккумуляции их.

в) Коэффициент аккумуляции возрастает, также с улучшением коллекторских свойств и выдержанностью по простиранию проницаемых горизонтов.

Объемно-генетический метод, основанный на оценке масштабов образования, миграции и аккумуляции битумоидов получает все большее распространение. В отчетный период работы в этой облас-

ти выполнялись также и другими научными учреждениями по ряду нефтегазоносных провинций СССР, в том числе и по Западной Сибири.

А.А. Карцев и С.Б. Вагин (1966 г.) предложили совершенно оригинальную методику оценки прогнозных запасов нефти и газа, основанную на материальном балансе подземных вод, углеводородов и окислителей. По их представлениям, формирование скоплений нефти и газа происходит преимущественно в процессе элизионного (седиментационного) водообмена, а разрушение — главным образом при инфильтрационном обмене. Средняя растворимость углеводородов принята за 0,01%. Для каждого гидрогеологического цикла оцениваются объемы седиментационных вод и растворенных в них углеводородов, а также количества инфильтрационных вод и растворенных в них окислителей. По разности определяется общее количество нефти и газа, которое оказалось одного порядка с прогнозными запасами, подсчитанными другими методами.

В работе А.С. Ровенской (ВНИИГАЗ, 1971 г.) оцениваются масштабы образования и потерь углеводородных газов для усть-тазовской серии севера Западной Сибири. Общий объем углеводородных газов, образовавшихся в процессе углефикации органического вещества до бурогоугольной и длиннопламенной стадии, определен в 760 трлн.м³. Потери газа за счет сорбции керогеном и вмещающими породами, за счет растворения в подземных водах и миграции в атмосферу до отложения турон-палеогеновой экраняющей толщи оценены в 640 трлн.м³, а потенциальные запасы газа приняты условно в 20 трлн. м³. В этом случае коэффициент аккумуляции составит только 2,6%, но судьба 100 трлн.м³ газа (13,2% — от общего количества или 83% от 120 трлн.м³, оставшихся после вычета перечисленных потерь) не вполне ясна. Возможно, что примерно такое количество газа теряется за счет диффузии через покрывку со времени её формирования до современной эпохи. Расчеты по методике В.А. Соколова (1966 г.) с использованием среднего из предлагаемых им коэффициентов диффузии ($D = 10^{-7}$ см²/сек) показывают, что для полного истощения залежей усть-тазовской серии при глубине залегания 2 км потребовалось бы 300 млн. лет, а при глубине залегания 1 км — 150 млн. лет. Период существования покрывки не превышает 80–90 млн. лет, но её подошва длительное время залегала на глубинах менее 1 км, поэтому большая часть газа могла

диффундировать из залежей. Таким образом, газообразование, потери газа и газовые залежи примерно сбалансированы.

Рассмотренные варианты объемно-генетического метода на сегодняшний день является наиболее разработанным, но надежность его ещё недостаточно высока, главным образом из-за условности выбора коэффициента аккумуляции. С другой стороны, для успешного применения этого варианта требуется большое количество разнообразных данных, преимущественно геохимических. Получить их можно только по таким районам, в каких уже проведено довольно много глубоких скважин. А ведь в задачу объемно-генетического метода входит оценка прогнозных запасов также и для мало изученных районов, в которых глубокие скважины единичны или их совсем нет. Поэтому, наряду с дальнейшим совершенствованием изложенных выше вариантов объемно-генетического метода, необходимо развернуть исследования с целью разработки новых вариантов, пригодных для обширных мало изученных районов Сибири и Дальнего Востока.

Из теории органического происхождения нефти и объемно-генетического метода следует, что многие свойства осадочного комплекса (и особенно сочетания этих свойств) непосредственно или косвенным образом влияют на запасы нефти и газа. Характер этого влияния можно изучить в хорошо разведанных районах, а затем полученные соотношения использовать для оценки прогнозных запасов новых районов Сибири, Дальнего Востока и других районов. Тем самым предусматривается использование элементов метода аналогий. Не исключено, что в результате соответствующей математической обработки будут выделены свойства или группы свойств, более строго коррелирующиеся с запасами, чем количество эмигрировавших углеводородов.

В свете изложенного А.А. Трофимук и В.С. Вышемирским была разработана программа исследований по теме: "Оценка прогнозных запасов нефти и газа в крупных седиментационных бассейнах Сибири и Дальнего Востока". Она была разослана Институтом во многие нефтяные научно-исследовательские и производственные организации, а затем обсуждена и одобрена на широком совещании участников дискуссии по происхождению нефти (1967). Этой программой предусматриваются исследования в двух направлениях: по доработке метода подсчета прогнозных запасов нефти по балансу

рассеянных битумоидов и по изучению соотношений между разведанными запасами нефти и газа в хорошо изученных районах с некоторыми параметрами осадочного комплекса в тех же районах.

В качестве параметров, сравниваемых с запасами, принимают объемы:

- 1) глинистых (глинисто-алевритовых) и карбонатных (раздельно) пород нефтепроизводящих толщ,
- 2) битумоидов нефтепроизводящих толщ,
- 3) органического вещества глинистых и карбонатных пород нефтепроизводящих толщ,
- 4) пород-коллекторов, залегающих в нефтепроизводящих толщах и непосредственно над ними,
- 5) порового пространства коллекторов, указанных в пункте 4,
- 6) битумоидов коллекторов, указанных в пункте 4,
- 7) органического вещества коллекторов, указанных в пункте 4,
- 8) глинистых (глинисто-алевритовых) и карбонатных (раздельно) пород, характеризующихся метаморфизмом от стадии B_3 до стадии Γ и восстановительными и слабо восстановительными условиями диагенеза.
- 9) битумоидов пород, указанных в пункте 8,
- 10) органического вещества пород, указанных в пункте 8,
- 11) всех глинисто-алевритовых и карбонатных пород в пределах стадий B_3 - Γ ,
- 12) битумоидов пород, указанных в пункте 11,
- 13) органического вещества пород, указанных в пункте 11,
- 14) всех осадочных пород в пределах стадий B_3 - Γ ,
- 15) битумоидов пород, указанных в пункте 14,
- 16) органического вещества пород, указанных в пункте 14,
- 17) глинистых и плотных хемогенных пород, перекрывающих нефтепроизводящие толщи или зону метаморфизма B_3 ,
- 18) битумоидов пород, указанных в пункте 17,
- 19) органического вещества пород, указанных в пункте 17,
- 20) битумоидов пород-коллекторов, залегающих выше зоны метаморфизма B_3 или выше нефтеносных горизонтов,
- 21) органического вещества пород, указанных в пункте 20,
- 22) осадочных пород, залегающих ниже нефтепроизводящих толщ или ниже зоны метаморфизма Γ ,

- 23) битумоидов пород, указанных в пункте 22,
- 24) органического вещества пород, указанных в пункте 22,
- 25) осадочных пород, залегающих ниже зоны метаморфизма B_2 или ниже верхнего нефтеносного горизонта,
- 26) битумоидов пород, указанных в пункте 25,
- 27) органического вещества пород, указанных в пункте 25,
- 28) всех пород осадочного комплекса,
- 29) битумоидов всего осадочного комплекса,
- 30) органического вещества всего осадочного комплекса.

Разнообразие перечисленных параметров вызывается тем, что нефтеобразование и формирование залежей могут зависеть не только от характера нефтепроизводящих и нефтесодержащих пород, но, в той или иной мере, также и от нефтепроизводящих пород и содержащегося в них органического вещества (генерация газов, способствующих преобразованию органического вещества нефтепроизводящих отложений и миграции подвижных компонентов, экранирование залежей, нефтенакпление за счет миграции углеводородов вверх по разрезу).

Для обеспечения региональных исследований унифицированной методической основой, в программе запланирован ряд методических работ.

- а) Разработка методики диагностики аллохтонных и автохтонных битумоидов и нефтей по их составу, условиям распределения в разрезе, изотопному составу углерода и методами люминесцентной микроскопии.
- б) Разработка методики определения стадий метаморфизма углей и рассеянного органического вещества применительно к изучаемым бассейнам.
- в) Диагностика нефтепроизводящих отложений по комплексу геологических и геохимических данных.
- г) Оценка коэффициента концентрации аллохтонных битумоидов в залежи нефти и газа путем учета фракций, не входящих в состав экстрагируемых битумоидов, части углеводородов, запечатанной в закрытых порах, потерь на путях миграции (сорбция, растворение в воде, анаэробное окисление и др.).
- д) Оценка прогнозных запасов по комплексу параметров методами конечной математики и математической статистики с использованием ЭВМ.

IV. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОИСКОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ДИСКРЕТНОГО АНАЛИЗА

Формирование нефтяных и газовых месторождений определяется сложным комплексом весьма разнообразных факторов, изучение которого представляет значительные трудности даже в хорошо разведанных районах. И в таких районах оценка роли ряда факторов остается дискуссионной, что вносит в поисковые работы элементы неуверенности, затрудняет выбор новых площадей, приводит к бурению большого количества лишних скважин, замедляет темпы открытия крупных месторождений.

В новых, мало изученных районах выбор площадей для поискового бурения ещё более затруднен, поскольку ясные поисковые признаки, как правило, отсутствуют, а региональные закономерности в распределении месторождений ещё не выявлены. Тем более мало оснований для выделения площадей, перспективных на открытие крупных месторождений.

Однако, по каждому району имеется обширная геологическая информация, которая, вероятно, содержит комплекс данных, свидетельствующих о наличии или отсутствии месторождения и, возможно, даже о размерах и типе месторождения. Все эти данные можно выразить в виде набора конкретных признаков, часть из которых, возможно, связана с наличием или отсутствием месторождений. Такие признаки следует рассматривать в качестве поисковых. Они не известны нам заранее, но их можно выделить путем математической обработки информации на ЭВМ. Для этой цели удобнее методы дискретного анализа, поскольку признаки выражаются как числами, так и логическими формулировками. Безмашинная обработка таких больших массивов информации, какие требуются для решения нефтепоисковой задачи, практически невозможна.

Исследования в этой области были начаты в 1968 г. Первая задача была решена по гигантским нефтяным месторождениям платформенных областей мира, связанным со структурными ловушками антиклинального типа. Общее руководство этой работой осуществлял А.А. Трофимук. Матрицы признаков были построены В.С. Выше-

мирским при участии В.В. Рябова, О.П. Вышемирской и И.А. Олли. Вся математическая часть работы выполнена математической группой под руководством А.Н. Дмитриева. Основные результаты исследования изложены в нескольких работах (70, 71, 94, 113) и приняты в качестве доклада на VIII Всемирном нефтяном конгрессе.

Всего на платформах известно 21 месторождение избранного класса (по размерам): 10 — на Аравийской платформе, 2 — на Северо-Африканской, 4 — на Русской, 3 — на Западно-Сибирской и одно — на Туранской. По каждому из них была собрана геологическая информация.

Объем и характер информации были намечены в соответствии с целью исследования и с требованиями использованного нами метода логико-дискретного анализа. При этом соблюдены следующие условия.

1. По всем месторождениям охарактеризованы одни и те же свойства. Если какое-либо свойство не известно, хотя бы для одного месторождения, то оно не учитывалось и для всех остальных месторождений.

2. Информация ограничивалась такими свойствами, какие обычно имеются на ранней поисковой стадии, ещё до открытия месторождения, но при наличии общих сведений о геологическом разрезе и структурной ловушке.

3. Набор признаков обеспечивал всестороннее освещение геологического строения районов расположения месторождений и содержал признаки, соответствующие самым разнообразным генетическим представлениям.

4. Общий объем информации достаточно велик для получения в ходе математической обработки её большого количества разнообразных сочетаний признаков. К тому же, в большом объеме информации более вероятно обнаружить значительный набор поисковых признаков, чем в малом.

Объем информации по каждому месторождению определяется количеством свойств и признаков. Под свойствами понимаются отдельные качества, а под признаками — конкретные выражения этих качеств. Например, литологический состав коллекторов — это свойство, которое в наших материалах выражается двумя признаками: терригенным или карбонатным составом. Общий объем информации составил по каждому месторождению 99 свойств, выраженных через 179 признаков и объединенных в 5 групп:

- 1) свойства нефтеносной свиты,
- 2) свойства толщи, расположенной между нефтеносной свитой и кристаллическим фундаментом (т.е. поднефтеносная толща),
- 3) свойства толщи, расположенной между нефтеносной свитой и земной поверхностью (т.е. наднефтеносная толща),
- 4) свойства геотектонической обстановки,
- 5) свойства структурной ловушки.

Изложим краткое содержание логико-дискретного метода анализа геологических сообщений в той его части, которая была использована для решения данной задачи.

Исследуются геологические сообщения, представленные бинарными матрицами T_{mn} из m строк (объектов) и n столбцов (признаков). Матрицы $(T_{mn} = \{a_{ij}\}; a_{ij} = 1 \vee 0, i = 1, 2, \dots, m; j = 1, 2, \dots, n)$ изучаются на базе построения всех тупиковых тестов. Цели обработки матриц задаются геологической постановкой конкретных задач. Чаще всего эти задачи (как и в данном случае) связаны с вопросами распознавания образов, минимизации признаков, ранжирования объектов и другими подобными вопросами.

Пусть задано конечное множество объектов $M = \{S_1, S_2, \dots, S_m\}$, на элементах которого определены предикаты (признаки) $X_1, X_2, \dots, X_n, X_{n+1}$.

Признаки X_1, \dots, X_n назовем **характерными**, а признак X_{n+1} — **целеобразующим**. Далее, где упоминаются характеристические признаки, будем говорить просто признаками. Элементы множества $M(S_i)$ называются **эталоном**, если для них известны значения X_{n+1} и пробам, если значения X_{n+1} не известны.

Определение 1. Матрица $T_{mn} = a_{ij}; i = 1, 2, \dots, m; j = 1, 2, \dots, n$ называется **допустимой** если: существует такое множество $M = M \subset M_1, M = (S_{i_1}, \dots, S_{i_2})$, что каждая строка из T_{mn} является элементом одного и только одного множества $M(S_{i_k}), 1 \leq k \leq 2$, все строки в T_{mn} различны. Две строки матрицы различны, если существует такой столбец за номером l , что $a_{il} \in \{0, 1\}, a_{jl} \in \{0, 1\}$ и $a_{il} \neq a_{jl}$.

Матрица T_{mn} называется **допустимой в узком смысле**, если она допустима и на всех элементах M , а целеобразующий предикат имеет значение "1". Рассмотрим матрицу, допустимую в узком смысле, как предмет для тестового изучения.

Определение 2. Множество столбцов T_{mn} с номерами i_1, i_2, \dots, i_l ($1 \leq i_1 < i_2 < \dots < i_l \leq n$) называется **тестом**, если матрица, образован-

ная этими столбцами, не содержит одинаковых строк; тест называется **тупиковым**, если он, лишаясь хотя бы одного столбца, перестает быть тестом.

Пусть для T_{mn} построены все тупиковые тесты. Обозначим через K все тупиковые тесты данной матрицы, а через K_i обозначим те тесты матрицы, в которые вошел i -й столбец.

Определение 3. Величина $P(i) = \frac{K}{K_i}$ называется различающим информационным весом, а величина $P(x) = \frac{K - K_i}{K}$ называется отождествляющим информационным весом i -го столбца матрицы T_{mn} .

Величинами $P(i)$ и $P(x)$ оцениваются существенности признаков X_n , которыми характеризуются изучаемые объекты. Признаки $X_i, i = 1, 2, \dots, n$ расположенные по убыванию (или возрастанию) $P(i)$ (или $P(x)$), подразделяются на группы, объединенные близостью значений указанных величин. В зависимости от целей изучения матрицы пользуются теми или иными величинами. Эмпирически установлено, что чем выше информационный вес признака, тем он значительнее для исследования различий (или сходств) объектов. Различающие веса лучше использовать для изучения внутритабличных отношений строк, а отождествляющие веса — для межтабличных исследований.

Чтобы не вдаваться в специальные подробности семейства алгоритмов, построенных для выделения всех тупиковых тестов матриц, ограничимся следующим замечанием. Каждой матрице из n столбцов однозначно соответствует монотонная функция алгебры логики. Эта функция, зависящая от n аргументов, в некотором смысле перечисляет все тесты матрицы и называется монотонной функцией тестов матрицы. Отметим быстро возрастающую трудоемкость алгоритмов этой природы от возрастания объема матриц, особенно от n .

В связи с тем, что для решения данной задачи (при обработке информации по пробам) потребовались решения для матриц произвольной длины, но возникла необходимость в построении нового алгоритма. Этот алгоритм был построен на алгебраической основе следующим образом.

Пусть задана матрица T_{mn} , состоящая из попарно различных строк $T_{mn} = \{a_{ij}\}; a_{ij} \in \{0, 1\}; i = 1, 2, \dots, m; j = 1, 2, \dots, n$. Выделим из матрицы её часть t и столбец x так, что в оставшейся части

матрицы содержится столбец \bar{x} зеркальный (симметричный) столбцу x . Образует группу tx . Далее нетрудно показать, что если tx тупиковый тест, то $t\bar{x}$ тоже тупиковый тест. Это утверждение справедливо и для совпадающих столбцов. Следовательно, если данная матрица T_{mn} содержит симметричные или тождественные столбцы, то эти столбцы имеют одинаковый информационный вес.

Введем, далее, число $z(x)$, показывающее число включений x и \bar{x} в T_{mn} . Назовем это число повторяемостью столбца $z(x)$. Тогда:

Определение 4. Матрица, составленная столбцами с $z(x) = 1$ называется неизбыточной T^* ; если число столбцов матрицы T^* равно $n = 2^{m-1} - 1$, то такая матрица называется максимально неизбыточной T_{max} .

Для дальнейшего нам потребуются понятия расширяемости столбца. Пусть наращивание столбца x до теста t называется расширяемостью если:

а) тест x_1, x_2, \dots, x_n не содержит в себе x , то число, выражающее расширяемость x , равно нулю;

б) число, выражающее расширяемость x равно

$$d = \frac{z(x_1) \cdot \dots \cdot z(x_n)}{z(x)}, \quad /1/$$

если x включается в тест t .

Опираясь на особенность теста t перепишем его в виде произведения повторяемостей $\Pi(t) = z(x_1) \cdot \dots \cdot z(x_n)$ матрицы. На базе введенных понятий доказывается теорема о том, что

$$K = \sum_t \Pi(t), \quad K_i = \sum_t d(x_i) \quad /2/$$

где суммирование ведется по всем t матрицам. Через K обозначено число всех тупиковых тестов, а через K_i - число входящих i -го столбца в общее число тестов.

Уравнения /2/ легли в основу отладки решающей программы для ЭВМ. Укажем на большую громоздкость уравнений для алгебраического построения всех тупиковых тестов и быстрый рост трудоемкости с ростом числа строк m матрицы.

Вычисленные меры существенности столбцов матриц в проценте сравнительного изучения объектов позволяют ввести новые

величины для оценки важности строк (объектов) матрицы. В данной задаче применялись такие оценки веса строк T_{mn} .

1) Пусть информационные веса признаков равны $P_{(1)}, \dots, P_{(n)}$. Возьмем произвольную строку S , в которой на местах i_1, \dots, i_l стоят единицы. Тогда

$$J(S) = \sum_{j=1}^l P_{(i_j)} \quad /3/$$

называется информационным весом строки S матрицы T_{mn} . В ряде задач величина $J(S)$ упорядочивает объекты исследования в корреляции с упорядоченностью по степени проявления свойства x_{n+1} .

Очевидно, что $J(S)$ зависит от направленности кодирования признаков. Поэтому для случаев, где важно соблюдение правила независимости от направленности кодирования, лучше пользоваться другой величиной.

Пусть t_{ij} элемент матрицы T_{mn} и $t_{ij} \in \{0, 1\}$. Тогда:

Определение 5. Величина, вычисляемая по уравнению

$$J(P) = \sum_{i=1}^n P_{(i)} - \sum_{i=1}^n P_{(i)} (t_{ij} - [G_i]), \quad /4/$$

называется взвешенным информационным весом строки матрицы T_{mn} в /4/ под G_i имеется в виду пропорционность i -го столбца матрицы T_{mn}

$$G_i = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m |t_{ij}| \quad /5/$$

По G_i корректируется ориентация кода в T_{mn} (с элементами t_{ij}), причем принимается, что

$$P_i \begin{cases} 1 & \text{при } G_i > 0,5 \\ 0 & \text{при } G_i < 0,5 \\ \text{при } G_i = 0,5 - \text{значение выбирается} \end{cases}$$

случайным образом.

Взвешенные информационные веса строк $J(P)$ вычисляются суммированием только тех значений $P_{(i)}$ в строке T_{mn} , которые соответствуют большей условной вероятности вхождения 0 или 1 в целом для столбца. Применение этой величины проводится для случаев, когда большинство признаков в общем их перечне задано в количественном виде и ориентация кода по критерию истинности переменных затруднена.

Укажем также, что величины $J(S)$ и $J(P)$ по-разному соотносятся к общему отношению строк исследуемой матрицы. По $J(S)$ устанавливается близость данной строки к условно наилучшей строке матрицы (в пределе состоящей только из единиц). Ранжирование строк по величине $J(P)$ показывает, насколько каждая из строк данной матрицы отстоит от некоторой усредненной строки той же $T_{пл}$.

Перейдем к интерпретации результатов обработки информации по вышеизложенным алгоритмам. Информационные веса строк матрицы хорошо коррелируются с запасами нефти ($r = +0,814$; $t = 5,98$ при $t_{0,001} = 3,88$), несмотря на то, что величина запасов при решении задачи не учитывалась. Корреляция проводилась после определения информационных весов. У крупнейшего гиганта — максимальный информационный вес (29,5), а у наименее крупного гиганта — минимальный (16,0). Остальным гигантам соответствуют промежуточные значения информационного веса, пропорциональные запасам. Имеющиеся отклонения приходится на недостаточно разведанные месторождения Западной Сибири и акватории Персидского залива.

Такая убедительная корреляция свидетельствует о том, что использованные признаки вполне достаточны для характеристики месторождений и что примененные алгоритмы обеспечивают правильную оценку информационных весов. Очевидно, чем крупнее гигант, тем в большей мере комплекс характеризующих его признаков отражает особенности класса гигантских месторождений в целом. Рассмотренная закономерность дает возможность предсказывать вероятные запасы нефти на неразведанных площадях.

Поисковые признаки выделяются по высокому отождествляющему информационному весу, от 0,7 до 1,0. Две трети таких признаков приходится на группы, характеризующие геотектоническую обстановку и нефтеносную свиту. Существенное количество отождествляющих признаков имеется в группе поднефтеносной толщи, а в группах наднефтеносной толщи и структурной ловушки они единичны.

Из изученных нами признаков наднефтеносной толщи существенный отождествляющий информационный вес имеет низкая суммарная мощность песчаных пород (< 450 м), а из признаков структурной ловушки — проявления неотектонических движений, рост ловушки в период накопления нефтеносной свиты и амплитуда свода,

к которому приурочена ловушка. Амплитуда и площадь самой ловушки не получили значительного информационного веса.

Из признаков поднефтеносной толщи высокий отождествляющий информационный вес имеют мощности глинистых пород, переслаивание проницаемых и непроницаемых пород, расстояние по разрезу от подошвы нефтеносной свиты до ближайшего регионального перерыва. Из признаков нефтеносной свиты существенно отождествляющими являются чередование проницаемых и непроницаемых пород, суммарные мощности пород различного типа (главным образом глинистых пород), поровый тип коллекторов и выдержанность их по простиранию, место свиты в осадочном цикле (наиболее благоприятна трансгрессивная обстановка, сменяющаяся вверх по разрезу нефтеносной свиты регрессией).

Из геотектонических признаков высокий отождествляющий информационный вес получили следующие: положение в приосевой зоне осадочного бассейна в период накопления осадков нефтеносной свиты, приуроченность ловушек к сводам, расположенным в крупных впадинах, и ряд признаков, характеризующих объемы пород. Причем, суммарные объемы глинистых и карбонатных пород по отождествляющему информационному весу несколько превосходят объемы глинистых пород и более значительно превосходят объемы всех пород, вместе взятых. С другой стороны, объемы пород нижней части разреза, от кровли нефтеносной свиты до фундамента, имеют больший отождествляющий информационный вес, чем объемы пород по всему разрезу. Наконец, объемы пород, взятые по всему осадочному бассейну, по отождествляющему информационному весу значительно уступают объемам пород в пределах зон вероятного питания залежей углеводородами. Эти зоны оконтуривались по мульдам впадин, окружающих месторождения.

На крупнейших месторождениях Аравийской платформы все признаки, характеризующие объемы и мощности осадочных пород, представлены большими величинами, чем на менее крупных месторождениях других районов.

Рассмотренные признаки с высоким отождествляющим информационным весом можно использовать в качестве поисковых критериев гигантских нефтяных месторождений, связанных со структурными ловушками платформенного типа. Они являются также убедительным подтверждением господствующих представлений об образовании неф-

ти и формировании нефтяных залежей. В частности, они свидетельствуют о правомерности объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти. При этом следует опираться, главным образом, на объемы глинистых и карбонатных пород ниже кровли предполагаемой нефтеносной свиты в зоне возможного питания залежи углеводородами.

Сходные результаты были получены и при обработке исходной матрицы информационно-энтропийным методом. Каждому признаку X объекта S_k , ($k = 1, 2, \dots, 21$) придавалось целочисленное значение в соответствии с принятой градацией величин признака. Под связью (управлением) признака X_i с признаком X_j понимается "точность предсказания". Так, если известно, в какую градацию признака X_i (x_j) попадает объект S_k , то имеется возможность с определенной точностью указать, в какую градацию попадет этот же объект по признаку X_j (x_i).

"Точность предсказания" определяется по формуле коэффициента связи каждого признака со всеми остальными попарно. Для признака X_i с признаком X_j

$$K_{i(j)} = \frac{J(x_i, x_j)}{N(x_i)}, \quad /6/$$

где $J(x_i, x_j) = N(x_j) \cdot N_{x_i}(x_j)$ является информацией признака X_i о признаке X_j ; $N(x_j)$ — мера неопределенности попадания объектов S_k в ту или иную градацию признака X_j ; $N_{x_i}(x_j)$ — мера неопределенности попадания объектов S_k в ту или иную градацию признака X_j при условии, что объекты S_k уже распределены по градациям признака X_i . Соответственным образом отыскивается $K_{j(i)}$.

Коэффициенты связи $K_{i(j)}$ и $K_{j(i)}$ изменяются в пределах $0 \leq K_{i(j)} \leq 1$; $K_{i(j)} = 0$ при условии, что признак X_j не зависит от признака X_i , и $K_{i(j)} = 1$, если признак X_i полностью определяет признак X_j .

Рассматриваемый метод позволяет оценить не только силу связи между признаками, но и форму связи. Для этого используется дополнительный механизм оценки парных связей между признаками.

Обработка рассматриваемых материалов показала, что плотность распределения гигантских месторождений не влияет на ка-

кие-либо геологические признаки самих месторождений и осадочных бассейнов, в каких они расположены. Однако обратное влияние выражено вполне отчетливо. Количество гигантов в осадочном бассейне сильно управляется ($K > 0,8$) объемом всего бассейна, объемом осадочных пород от кровли нефтеносной свиты до фундамента и объемами карбонатных пород той же части разреза. Количество гигантов на структуре II порядка сильно управляется, кроме того, площадью этой структуры, а также объемами глинистых и карбонатных пород от кровли нефтеносной свиты до фундамента в зоне, расположенной гипсометрически ниже месторождения.

Нефтеносность практически не управляется ($K < 0,1$) суммарными мощностями песчаных пород нефтеносной свиты, а также выше- и нижележащих толщ, ориентировкой и формой структурной ловушки, её площадью и характером развития в период накопления нефтеносной свиты. Вероятно, эти условия не имеют существенного значения для формирования гигантских месторождений нефти.

Поисковая задача может быть решена более уверенно посредством распознавания образов. В этом случае матрица всех признаков исследованных нами гигантских нефтяных месторождений принимается за эталон, а в качестве объектов распознавания выбираются такие перспективные районы, по которым имеется геологическая информация, достаточная для заполнения такой же матрицы. Эти материалы были собраны Ю.Н. Карагодиным (СНИИГТГМС), Д.И. Дроботом и И.Н. Сулимовым (ВостНИИГТГМС).

Авторами задача по распознаванию решалась для двух объектов из Западной Сибири и для трех — с Сибирской платформы.

В Западной Сибири оба исследованных объекта приурочены к Красноленинскому своду, расположенному в центральной части Мансийской синеклизы. К востоку от неё, на Сургутском и Нижне-Вартовском сводах, уже открыты крупные месторождения. Первый объект — юрские отложения всего Красноленинского свода, второй — нижнеальбские отложения Ендырского куполовидного поднятия. Тектоническое строение Красноленинского свода, а также стратиграфия и литология всего осадочного комплекса, хорошо изучены по данным бурения и сейсморазведки. Как из юрских отложений, так и из нижнеальбских получены притоки нефти, в нескольких случаях промышленного значения. Но крупных месторождений не найдено. Поэтому поисковые работы ведутся в малом объеме.

Вероятность открытия крупных нефтяных месторождений на Сибирской платформе не вызывает сомнения. Но на этой обширной территории много перспективных районов, из которых нужно выделить наиболее интересные. С этой целью нами к настоящему времени рассмотрены три района.

Зона Центрально-Тунгусских нижнепалеозойских поднятий выявлена главным образом геофизическими методами под верхнепалеозойским чехлом во внутренней части крупнейшей на Сибирской платформе Тунгусской синеклизы, площадь которой достигает 1,5 млн. км². В зоне погребенных поднятий глубоких скважин пока нет. Поэтому о характере разреза приходится судить по геофизическим данным и геологическому строению обрамления синеклизы, где имеются единичные скважины. Это вносит в матрицу признаков элемент условности. Задача решалась в отношении возможной нефтеносности ниже- и среднекембрийских отложений, в которых нефтепроявления и битумы имеются на большей части Сибирской платформы.

Троицко-Кокуйский вал расположен в Присяжно-Енисейском нижнепалеозойском прогибе, площадь которого достигает 200 тыс. км². Вал прослеживается в меридиональном направлении на 180 км. В его осевой зоне выявлено 6 брахиантиклинальных структур. Продуктивные горизонты предполагаются в мотской свите нижнего кембрия.

Непский свод является крупнейшей положительной структурой в зоне сочленения Тунгусской синеклизы и Иркутского амфитеатра. Он окружен впадинами с мощными толщами нижнепалеозойских пород. Ещё до выявления Непского свода в Приленском районе было открыто Марковское нефтегазовое месторождение и получены притоки нефти и газа ещё на нескольких площадях. Теперь стало ясно, что эти площади расположены на юго-восточном погружении Непского свода, что свидетельствует о его высокой перспективности на нефть и газ в нижнекембрийских отложениях.

В нашей задаче вопросы, связанные с распознаванием образцов подразделяются на два этапа. На первом этапе производится сравнительное изучение объектов экзамена (проб), на втором - диагностика проб.

Сравнительное изучение проб, охарактеризованных в том же пространстве признаков, что и эталоны, проводилось зависимым и независимым способами. В первом случае величины $J(S)$ и $J(P)$

вычислялись по информационным весам столбцов матриц для эталонов. Во втором случае веса проб устанавливались непосредственно по матрицам проб. Вычисление $P_{(i)}$ столбцов матрицы проб проводилось по программе на основе уравнения /2/. Характерно, что упорядочивание проб по убыванию их информационных весов идентично для зависимого и независимого пути решения.

Изучение степени "погружения" проб в эталоны и установление родства между отдельными пробами и эталонами проводилось с помощью процедур голосования по тестам.

Пусть задана матрица $T_{mn} = \{a_{ij}\}$, где $a_{ij} \in \{0, 1\}$, а $i = 1, 2, \dots, n$; $j = 1, 2, \dots, m$, составленная из m - эталонов и n признаков. Задана также проба $S_j = \{a_{1j}, a_{2j}, \dots, a_{nj}\}$, которую требуется отнести к одному из m классов, представителями которых являются выбранные эталоны.

Имеется $\{a_{ij'}\}$, $i' = 1, 2, \dots, l$ - некоторый тупиковый тест матрицы T_{mn} , в таблице T выделим подмножество столбцов X_i с номерами $(1, 2, \dots, l)$ Тогда, если для данного S_j ($j = 1, 2, \dots, m$) выполняется равенство

$$a_{ij'} = a_{ij}, \quad \forall i'$$

то считаем, что выбранный тест "голосует" за отнесение пробы к j -му эталону. Если, хотя бы в одном из l имеем $a_{ij'} \neq a_{ij}$, то данный тест "воздерживается" от голосования.

Очевидно, что пробу S_j следует отнести к эталону S_j , если для него выявлено, что $K_j = \max_{1 \leq j \leq m} \{K_j\}$. Если голоса распределены равномерно между всеми эталонами, то решение о принадлежности данной пробы к данному эталону не принимается. Конечно, в реальной работе приходится вводить пороговые значения для K_j . "Погружение" данной пробы в совокупность эталонов оценивается отношением числа тестов, "принявших участие" в голосовании, к общему числу всех тупиковых тестов, построенных для данной матрицы.

Наконец, была осуществлена попытка прогнозирования запасов нефти для каждого экзаменуемого объекта. Вышеупомянутая положительная корреляция между информационными весами месторождений и их запасами позволяет построить график зависимости числовых условных величин информационных весов от запасов. Вычислив суммы информационных весов проб и отыскав места проб в окрестностях эталонов по оси ординат, можно установить места проб на оси

абсцисс и таким образом получить информацию о масштабе запасов проб.

Решение задачи по распознаванию образов показало, что все пробы родствены известным гигантским нефтяным месторождениям, преимущественно тем из них, какие расположены не на Аравийской платформе. Следовательно, все они заслуживают серьезного внимания как объекты нефтепоисковых работ.

Вероятность открытия гигантского месторождения убывает в следующем ряду: Зона Центрально-Тунгусских поднятий - Троицко-Кокуйский вал - Ендырское куполовидное поднятие - Непский свод - Красноленинский свод. Размеры ожидаемого месторождения уменьшаются в иной последовательности: Непский свод - Красноленинский свод - Ендырское поднятие - Троицко-Кокуйский вал - Зона Центрально-Тунгусских поднятий.

Зона Центрально-Тунгусских поднятий безусловно высоко перспективна. По ряду математических показателей она тяготеет к крупнейшему в СССР месторождению и к гигантам Аравийской платформы (единственная из всех проб). Вероятность открытия гиганта здесь наиболее высокая. Однако, размеры ожидаемого месторождения получились сравнительно скромными. Эти оценки следует рассматривать как предварительные, поскольку значительная часть матрицы заполнена по косвенным данным. Геологическое строение зоны требует уточнения опорным бурением и геофизическими исследованиями.

Троицко-Кокуйский вал по вероятности открытия гиганта сильно уступает Центрально-Тунгусскому поднятию и лишь немного превосходит его по размерам ожидаемого месторождения. Очевидно, эта проба представляет меньший интерес.

Непский свод по вероятности открытия гиганта уступает большинству проб. Однако, на его погружении поисковые работы уже ведутся, и не без успеха. Их нужно переместить к вершине свода.

На Красноленинском своде в юре найдено больше залежей нефти, чем в нижнем мелу. Но математическая обработка вполне достоверной матрицы свидетельствует о большей вероятности открытия гиганта в нижнем мелу, чем в юре. Этот вывод согласуется с тем, что на соседнем (Сургутском) своде крупные месторождения нефти разведаны именно в нижнемеловых отложениях. Размеры ожидаемого месторождения в юре Красноленинского свода немного больше, чем

в нижнем мелу. Однако, для юры расчет приводился на весь свод, а для нижнего мела - только на Ендырское куполовидное поднятие.

По-видимому, на Красноленинском своде следует развернуть интенсивные нефтепоисковые работы, ориентированные главным образом на нижнемеловые продуктивные горизонты, залегающие здесь на сравнительно небольших глубинах

Первый опыт применения логико-дискретного анализа для нефтепоисковых целей показал, что он дает возможность обрабатывать большой объем разнообразной информации и извлекать из неё важные сведения, позволяющие более обоснованно выбирать объекты для поисковых работ.

В отчетном периоде была начата разработка более сложной задачи. Отыскиваются комплексы признаков, характеризующие крупные, средние и мелкие нефтяные, газовые и газонефтяные месторождения, а также непродуктивные площади, раздельно по нефтеносным, газоносным, нефтегазоносным и непродуктивным районам. Работа выполняется тем же коллективом, только вместо В.В.Рябова в ней участвует Г.С. Фрадкин.

Исходная матрица строится из 250-ти столбцов (признаков) и 120 строк (месторождений и "пустых" площадей). Обрабатываются месторождения двух нефтегазоносных провинций: Волго-Уральской и Западно-Сибирской. Ввиду большого объема матрицы, она обрабатывается на ЭВМ по частям. Наиболее сложная половина матрицы составлена и находится на математическом решении.

У. РЕГИОНАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

В ходе работ по теме рассматривались многие вопросы в области поисков, разведки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений по отдельным нефтегазоносным провинциям и перспективным территориям, главным образом по районам Западно-Сибирской низменности, Сибирской платформы, Дальнего Востока и Северо-Востока СССР. Этим крупным регионам посвящены специальные разделы отчета (см. ниже). В ряде работ рассматривались некоторые проблемы нефтегазоносности всей территории Сибири и Дальнего Востока, всего Советского Союза, а также отдельных районов за пределами Сибири и Дальнего Востока.

А.А. Трофимук участвовал в качестве соавтора и соредактора в составлении "Карты перспектив нефтегазоносности СССР на I.I.1967 г.", изданной вместе с объяснительной запиской в 1967г. (I). На карте показаны все нефтегазоносные провинции, бассейны и районы. Существенно уточненная прогнозная оценка выражена линиями равного содержания углеводородов в т/км² площади. На карте отражено то важное обстоятельство, что на территории Сибири и Дальнего Востока сосредоточены основные запасы этих полезных ископаемых, играющих весьма значительную роль в народном хозяйстве страны.

В одной из статей А.А. Трофимука (56) была проанализирована роль науки в развитии нефтегазодобывающей промышленности СССР, выделены первоочередные научные проблемы, решение которых необходимо для успешного развития нефтегазодобывающей промышленности.

А.А. Трофимук принял активное участие в разработке перспективных планов по добыче нефти и газа в СССР на 2000 год. Участвуя в научно-производственном совещании при Министре газовой промышленности СССР (1969 г.), он обосновал целесообразность значительного увеличения плана добычи газа на 2000 год. По его расчетам, главным поставщиком газа должна стать северная часть Западно-Сибирской низменности, где

в 2000 г. можно обеспечить добычу в I трлн. м³. Существенную роль должны сыграть также провинции Восточной Сибири: Лено-Вилуйская и Ангаро-Ленская (Иркутская область). Предложение А.А. Трофимука было одобрено министерством газовой промышленности СССР.

В выступлении на заседании Президиума Академии наук СССР (1970 г.), а затем в специальной записке на имя Председателя Совета Министров СССР А.А. Трофимук обосновал необходимость более ускоренного развития нефтегазодобывающей промышленности СССР в перспективе до 2000 года, чем это было предусмотрено в докладе акад. Н.В. Мельникова. В этой записке обоснована возможность и необходимость догнать США не только по объему добычи нефти и газа, но и по объему потребления их. По расчетам автора записки, экономический эффект от более форсированного развития добычи нефти и газа выражается суммой в 135 млрд. рублей.

В 1969 г. А.А. Трофимук по распоряжению Совета Министров СССР участвовал в работе Государственной экспертной комиссии по интенсификации разработки газового месторождения Вуктыл (Тимано-Печорская нефтегазоносная область). Ряд исследователей, опасаясь значительной потери конденсата в недрах, рекомендовал ограничить отбор газа из этого месторождения. А.А. Трофимук предложил не ограничивать отбор газа, брать столько, сколько могут пропустить построенные и строящиеся газопроводы, т.е. в 3-4 раза больше, чем рекомендовалось другими исследователями. В последующем, когда будут введены в разработку газовые месторождения севера Западно-Сибирской низменности, отличающиеся полным отсутствием конденсата в основных продуктивных горизонтах, можно будет, пользуясь тем, что газопроводы пройдут вблизи Вуктыла, закачивать западно-сибирский газ в коллектора Вуктыла с целью дополнительного извлечения конденсата. Это предложение было принято, и вопрос об ограничениях в разработке Вуктыла был снят.

В ряде методических работ затрагивались отдельные вопросы нефтегазоносности Волго-Уральской области. Исследовав природу цикличности угленосных отложений на примере Донбасса, В.С. Вышемирский показал, что регрессивные серии накапливались в условиях погружения области осадконакопления (16). Отсюда следует, что угленосные отложения нижнего и среднего карбона Волго-Уральской

области по тектоническим условиям осадконакопления благоприятны для нефтеобразования. Этот вывод в другой работе (17) подтверждается фациально-палеогеографическими материалами. Наконец, исследованиями изотопного состава углерода доказана генетическая связь нефтей бобринского горизонта с органическим веществом вмещающих отложений (18), тогда как многие исследователи предполагали миграцию нефти в бобринский горизонт из девона.

Изучение эпигенеза песчаников пласта D_2U показало, что в Саратовском Поволжье нефтеносные, газоносные и водоносные коллектора ясно различаются по интенсивности изменения контактов терригенных зерен (10). По тем же материалам методами генетической гранулометрии выделены две полосы развития континентальных (преимущественно речных) живецких отложений, с которыми связаны наиболее качественные коллектора (20).

При подготовке материалов к книге по миграции битумоидов О.П. Вышемирской обобщены и статистически обработаны данные по геохимии органического вещества и геохимическим фациям девона Саратовского Поволжья. Показаны зависимости содержания и типов битумоидов от характера вмещающих пород, что используется для диагностики автохтонных и аллохтонных битумоидов (100). Эти материалы рассматриваются также в нескольких статьях (13, 14, 27).

В 1967 г. А.А. Трофимук возглавлял группу советских специалистов, изучившую результаты нефтегазопроисковых работ на территории Кубы и в её акватории. Был обоснован вывод о том, что перспективы нефтегазосности территории Кубы не менее значительны, чем её акватории. Кубинским геологам и советским специалистам, работающим на Кубе, были даны рекомендации по расширению объема поисков на суше и обоснованы новые направления поисков (в мезозойском чехле, на сводах крупных третичных структур). Результаты работы группы были доложены также руководству Министерства геологии СССР. Судя по сообщениям в научной печати (1970 г.), эти рекомендации подтвердились. В северной части Кубы в мезозойском чехле открыты значительные месторождения нефти. Эксплуатация одного из них уже позволила увеличить добычу нефти в этой стране в несколько раз.

Во многих работах А.А. Трофимука, составленных индивидуально (48, 57, 58, 61, III) и в соавторстве с другими исследователями (59, 90, II0), рассматриваются перспективы нефтегазос-

ности всей территории Сибири и Дальнего Востока. В них доказано, что большая часть перспективных земель и потенциальных ресурсов нефти и газа страны приходится именно на эту территорию. Показана научная и экономическая целесообразность быстрого расширения нефте- и газопроисковых работ в Сибири и на Дальнем Востоке, которые позволят в короткий срок улучшить географическое размещение нефтегазодобывающих баз в стране, резко поднять объемы добычи нефти и газа в целом по стране и снизить себестоимость топлива. В качестве первоочередных объектов поисково-разведочных работ на нефть и газ выдвигаются Западно-Сибирская низменность, частичная разведка которой уже привела к открытию крупнейшей нефтегазосной провинции, Вилуйская синеклиза, Иркутский амфитеатр, седиментационные бассейны Дальнего Востока. Эти районы рассматриваются ниже в соответствующих разделах.

В ряде работ, выполненных под руководством А.А. Трофимука (76 и др.), исследуются перспективы развития нефтяной и газовой промышленности Сибири и Дальнего Востока в целом. Аргументируются прогнозные запасы, намечаются схемы рационального размещения нефте- и газопроводов, нефтеперерабатывающих заводов, путей сообщения и других объектов, связанных с развитием нефтегазодобывающей промышленности в Сибири и на Дальнем Востоке. Эти материалы широко используются при планировании развития названных отраслей промышленности.

а) Западная Сибирь

На территории Западно-Сибирской низменности в 60-ые годы была открыта крупнейшая нефтегазосная провинция. В отчетном периоде началась промышленная разработка нефтяных и газовых месторождений. Возникли новые научно-технические задачи, связанные с освоением этой провинции. Вместе с тем, появилась тенденция к сокращению или, по крайней мере, к замедлению развития поисково-разведочных работ, которая основывалась на наличии значительных запасов нефти и газа в уже разведанных месторождениях и на планировании невысоких темпов развития нефте- и газодобывающей промышленности.

Против этой тенденции активно выступает академик А.А. Трофимук. На конференциях и совещаниях в министерствах геологии, нефтяной промышленности и газовой промышленности, в других центральных учреждениях и ведомствах, в Тюмени, Томске и Новосибирске, а также в многочисленных опубликованных работах (53, 54, 57, 69 и др.) и докладных записках он доказывает необходимость всемерного расширения поисково-разведочных работ и охвата ими провинции в целом. Только новая стратегия поисков - "от общего к частному" - может обеспечить своевременное выявление всех наиболее ценных районов и рациональное размещение основных центров нефте- и газодобывающей промышленности.

Жизнь подтвердила правильность такого подхода. Несмотря на в целом хорошие результаты поисковых работ, все-таки пришлось переориентировать основные объемы эксплуатационных работ по нефти с Шаима на Усть-Балык и затем - на Самотлор, а по газу - с Березовского района на Северную газоносную область. И то, что такая переориентация происходит на ранних стадиях создания эксплуатационных баз и, следовательно, без значительных потерь, является положительным результатом того, что рассматриваемая рекомендация по стратегии поисков в существенной мере реализуется геологическими организациями Западной Сибири (69).

Участие нашего коллектива в нефтегазописковых работах выразилось в исследованиях по диагностике нефтепроизводящих свит, в оценке возможной нефтегазоносности мало изученных районов, в постановке задач по поискам залежей нового типа на юге Западно-Сибирской низменности, а также в консультациях по перспективным и текущим вопросам поисково-разведочных работ, главным образом, на юге и юго-востоке низменности.

В предшествующий период А.А. Трофимуком были сформулированы основные принципы диагностики нефтепроизводящих свит по миграции битумоидов, а затем, совместно с А.Э. Конторовичем (СНИИГГимС), на западно-сибирском материале разработана методика диагностики этих свит на базе естественной хроматографии битумоидов при эмиграции из глин в коллектора (54). В отчетный период эта методика получила дальнейшее развитие в СНИИГГимСе и ВостНИИГГимСе, а в нашем коллективе были начаты исследования изотопного состава углерода и оптической активности нефтей и битумоидов. Люминесцентно-микроскопические исследования, проводив-

шиеся в прошлом только по мезозою Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции, были распространены также и на Западную Сибирь.

Исследования изотопного состава углерода нефтей и битумоидов позволили выделить по крайней мере пять сингенетично нефтеносных свит (25, 93, 96, 101). Нефти, залегающие в континентальных отложениях тюменской свиты и верхней части васюганской^х во всех случаях отличаются весьма низким содержанием C^{13} ($\delta C^{13} = 3,10-3,40\%$), примерно таким же, как у нефтей из пресноводных отложений США и других территорий. Нефти из нижней половины васюганской свиты и из всех горизонтов нижнего мела характеризуются более высоким содержанием C^{13} ($\delta C^{13} = -2,50-3,05\%$), соответствующим морским и прибрежно-морским отношениям. Только на востоке Средне-Обской области появляются нефти с более легким углеродом, что, возможно, связано либо с приближением к краю бассейна и появлением прослоев пресноводных отложений, либо с перетоком части нефтей из юрских отложений в нижнемеловые.

У битумоидов углерод заметно тяжелее, чем у нефтей, но характер изменения изотопного состава углерода у тех и других примерно одинаковый: более легкому углероду битумоидов соответствует сравнительно легкий углерод нефтей, и наоборот. Таким образом, сингенетичность нефтей доказывается не только соответствием изотопного состава углерода фациям вмещающих толщ, но и ясно выраженным сходством нефтей с битумоидами тех же толщ.

На многопластовых месторождениях Средне-Обской области различия в изотопном составе нефтей из одних и тех же пластов с соседних месторождений выражены значительно слабее, чем из разных пластов, опробованных одной скважиной (пласты B_{10} и B_{16} в скв. 92 Средне-Балыкского месторождения, пласты B_{10} и B_{11} в скв. 243 Мамонтовского месторождения). Это не только подтверждает сингенетичность нижнемеловых нефтей, но и свидетельствует о том, что в нижнем мелу имеется несколько сингенетично нефтеносных толщ, которые могут быть выделены в последующем при более детальном исследовании.

В пятую группу сингенетичных нефтей выделяются нефти Васюганской нефтегазоносной области, связанные с палеозойским фун-

х) Континентальные фации в верхней части васюганской свиты отмечаются не во всех районах.

даментом. На Катыльгинской и Северо-Васюганской площадях они получены из интервалов опробования, включающих верхнюю часть фундамента и нижнюю часть тюменской свиты, на Мыльджинской площади - из фундамента, на Черемшанской - из базального пласта тюменской свиты. Все они имеют такой же тяжелый углерод, как и нефти из морских отложений, залегающих выше тюменской свиты. Следовательно, есть основание предполагать нефтеобразование в осадочных породах палеозойского фундамента, которые характеризуются в этой области морскими фациями. Это предположение подтверждается тем, что в битумоидах из палеозойских пород фундамента углерод тоже тяжелый.

В отчетный период было начато изучение оптических свойств нефтей Западной Сибири: оптического вращения и преломления (95, 69, 101). Экспериментальные работы выполняются С.М. Рыжковой. По этим свойствам отчетливо выделились две группы нефтей. Дистилляты перечисленных выше нефтей, связанных с палеозойским фундаментом, характеризуются чрезвычайно слабой оптической активностью и пониженным преломлением. Отдельные фракции имеют даже левое вращение, но у тяжелых остатков этих нефтей отмечается значительное правое вращение. Дистилляты нефтей из всех других горизонтов, в том числе и из основания мезозойского чехла в Шаимском районе, отчетливо вращают плоскость поляризации света вправо и имеют одностипное распределение оптической активности по температурным фракциям.

Оптическое своеобразие нефтей, связанных с палеозойским фундаментом, скорее всего, имеет генетическую природу. Либо исходный органический материал, либо условия его преобразования отличались какими-то специфическими чертами. Групповым или углеводородным составом нефтей имеющих соотношений объяснить нельзя. Среди юрских нефтей Шаимского района известны менее смолистые и более метановые нефти, чем рассматриваемые "палеозойские". Однако, у первых оптическая активность дистиллятов несравненно выше, чем у вторых. Возможно, что к палеозойским нефтям относится также и нефть из пласта Ю-I недавно открытого Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область). Ее дистиллят тоже обладает очень слабой оптической активностью.

Приведенные данные по оптическим свойствам и изотопному составу углерода нефтей и битумоидов послужили основанием для

возобновления исследований возможной нефтегазоносности палеозойского фундамента Западной Сибири (95). Эта проблема наиболее важна для южных и юго-восточных районов низменности, где перспективы нефтегазоносности мезозоя сравнительно скромные, а в палеозое имеются крупные впадины, выполненные мощными слабо метаморфизованными платформенными и переходными формациями.

Для диагностики нефтепроизводящих отложений привлекались также и люминесцентно-микроскопические исследования (И.А. Олли). Просмотрено около 500 аншлифов и шлифов с ряда площадей Каймысовского, Васюганского и Нижне-Вартовского сводов (коллекции В.С. Вышемирского и А.Э. Конторовича). Результаты этой работы частично включены в один из отчетов СНИИГТМСа.

На Каймысовском и Васюганском сводах многочисленные и интенсивные следы миграции битумоидов отмечаются в породах тюменской, васюганской и марьяновской свит, которые следует рассматривать в качестве нефтепроизводящих. Ранее по исследованиям состава битумоидов существенной эмиграции битумоидов из марьяновских аргиллитов не отмечалось. В куломзинской, тарской и киялинской свитах следы миграции битумоидов незначительны. Эти материалы соответствуют фактическому распределению по разрезу основных нефтеносных горизонтов. Исключение составляет только Южно-Черемшанское месторождение с нижнемеловой нефтью. Но с этой площади керновый материал методами люминесцентной микроскопии пока не изучался. Весьма показательным, что следы миграции битумоидов широко развиты также и в осадочных породах палеозойского фундамента. В палеозойских известняках Верх-Тарской площади отмечается очень легкий аллохтонный битумоид, выполняющий поры в керне и из продуктивной скважины и из непродуктивной. В последнем случае поры изолированные. Это еще раз подтверждает вероятность нефтеобразования в палеозойском фундаменте.

На Нижне-Вартовском своде следы миграции битумоидов многочисленны почти по всему разрезу мезозоя, от его подошвы до покурской свиты включительно, что также согласуется с распределением нефтеносных горизонтов.

Для Краснотенинского свода, наряду с некоторыми другими районами Сибири, была решена задача по распознаванию образов гигантских нефтяных месторождений (см. главу IV). Юрские и, в большей мере, нижнемеловые отложения оказались высоко перспек-

тивными на открытие гигантских нефтяных месторождений, что выдвигает Красноленинский свод в число наиболее важных поисковых объектов.

Новые перспективные районы были выделены также и на юге низменности. А.А. Трофимук и Г.М. Таруц (НТГУ) показали вероятность открытия здесь залежей нефти и газа в зоне выклинивания юрских отложений. Они опирались при этом на улучшение коллекторских свойств песчаников тюменской свиты в южном направлении, к зоне выклинивания, на наличие мощной (150 м) непроницаемой покрывки, представленной аргиллитами марьяновской и куломзинской свит, на повышенную на отдельных площадях упругость углеводородных газов, растворенных в пластовых водах, на размыкание локальных структур в сторону воздымания пластов на моноклиналях.

Рассмотрев также и проявления термальных вод, связанные с гранитными массивами, испытавшими недавние поднятия по разломам, авторы обосновали необходимость широкого развития геолого-геофизических работ в южной части низменности, направленных на решение проблемы поисков нефти, газа и других полезных ископаемых, в частности, термальных вод и вод для промышленного и сельского хозяйства. Это особенно важно именно для южных районов низменности, которые по уровню хозяйственного развития и транспортным условиям значительно превосходят центральные и северные районы.

Работы Новосибирского геологического управления, пользующегося постоянными и весьма разнообразными консультациями акад. А.А. Трофимука, недавно увенчались значительным успехом. На юге низменности, в 150 км от Сибирской железнодорожной магистрали и от действующего нефтепровода, недавно было открыто крупное Верх-Тарское месторождение. Мощные нефтяные фонтаны получены из терригенных коллекторов васюганской свиты (пласт Ю-1) и из кавернозных известняков палеозойского фундамента. Между этими продуктивными горизонтами, судя по каротажу, намечается еще несколько продуктивных пластов.

Открытие Верх-Тарского месторождения резко повышает перспективы нефтегазоносности всего юга Западно-Сибирской низменности.

Своеобразное исследование, направленное на разработку принципиально нового метода поисков нефтяных и газовых месторождений, выполняется на западно-сибирском материале В.В. Рябо-

вым (39-44, 109). Он отыскивает связи между нефтегазоносностью отдельных локальных поднятий и характером распределения песчаных пород в разрезах осадочного комплекса на тех же поднятиях.

Методика этой работы заключается в следующем. В разрезах скважин выделяются элементарные циклы осадконакопления, каждый из которых состоит из двух слоев: песчаного (нижнего) и глинистого (верхнего). Для каждого цикла вычисляются отношения мощностей песчаного и глинистого пластов к их сумме. Эти отношения наносятся на разрезы скважин в виде графиков, по которым рассчитывается несколько показателей. В порядке убывания информативности они образуют следующий ряд:

- 1) число элементарных циклов во второй снизу четверти разреза,
- 2) расстояние по горизонтали между концами графика,
- 3) сумма двух наибольших отклонений графика от прямой, соединяющей концы его нижней четверти,
- 4) количество двойных пересечений графика с прямой, соединяющей его концы,
- 5) расстояние по горизонтали между концами верхней четверти графика,
- 6) общая мощность разреза.

Разделение разрезов на продуктивные и непродуктивные производилось по большому количеству эталонных площадей вероятностным методом, на основе формулы Байеса. Последовательным применением при расчетах разных показателей (из перечисленных выше) было достигнуто полное разделение всего набора эталонных площадей. Предполагается, что путем выполнения таких же расчетов можно с высокой вероятностью выделить продуктивные площади из числа экзаменуемых площадей, нефтегазоносность которых еще не изучена. Эта методика нуждается в доработке и опробовании.

На протяжении всего отчетного периода большое внимание уделялось проблемам освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На региональных совещаниях и в центральных учреждениях, вплоть до Совета Министров СССР, а также в печати, А.А. Трофимук обосновывает экономическую необходимость ускоренного развития нефте- и газодобывающей промышленности в Западной Сибири. Он показал, что замедленное наращивание добычи нефти в Западной Сибири принесет государству большой убыток. Западная Сибирь должна

стать не только крупнейшим производителем нефти и газа, но и активным потребителем того и другого как в химических производствах, так и в рациональных энергетических системах.

А.А. Трофимуком совместно с другими исследователями были разработаны предложения по комплексному использованию нефти, газа и других природных ресурсов Западно-Сибирской низменности (53). В связи с этим предлагалось создание единого плана освоения низменности под руководством специальной комиссии при Госплане СССР.

Рассматриваемая работа содержит существенную основу для такого плана. В ней показан высокий экономический эффект, какой может быть получен от использования природного газа в основных промышленных отраслях юга Западной Сибири (Кемеровская, Новосибирская, Томская области). Обоснована целесообразность первоочередного развития нефтедобывающей промышленности на месторождениях Томской области, отличающихся высоким качеством нефтей. Предложена рациональная схема размещения и специализации нефтеперерабатывающей и химической промышленности. В связи с этим рекомендуется изменить некоторые ранее принятые решения.

Детально обсуждаются проблемы железно-дорожного, речного, автомобильного и трубопроводного транспорта. Предлагается строительство нефтепровода вдоль р. Оби до врезки в магистральный нефтепровод Башкирия-Иркутск и железной дороги Сургут-Александровское-Колпашево-Белый Яр-Асино-Томск с выходом на транссибирскую магистраль. Предусматриваются конкретные меры по улучшению работы речного транспорта. Сопоставление энергетических ресурсов Урала и Сибири привело авторов к выводу о том, что энергетическое обеспечение Западной Сибири выгоднее обеспечить по линии передачи электроэнергии со стороны Енисея, чем по проектировавшемуся направлению Урал-Сургут. Материально-техническую базу капитального строительства рекомендуется развивать в основном в южных районах Западной Сибири, располагающих соответствующими ресурсами сырья и удобным транспортом вниз по р. Оби и её притокам.

Схема комплексного освоения природных богатств Западно-Сибирской низменности предусматривает также интенсивную разработку лесных и железо-рудных ресурсов.

б) Сибирская платформа

Если в ближайшем будущем развитие нефтяной и газовой промышленности СССР будет осуществляться главным образом за счет освоения месторождений Западной Сибири, то в последующем не меньшее значение приобретет, по-видимому, Сибирская платформа. Это крупнейшая в стране территория, перспективная на нефть и газ. Она даже превосходит Западно-Сибирскую низменность и по общей площади перспективных земель, и по объему осадочного комплекса.

Однако, эта территория изучена очень слабо, а поисковые работы на нефть и газ проводятся в незначительных объемах. Поэтому, несмотря на открытие здесь ряда месторождений, ближайшие задачи заключаются главным образом в обосновании перспектив нефтегазоносности, включая оценку прогнозных запасов нефти и газа, и в выборе первоочередных направлений поисковых работ. По этим вопросам наш коллектив проводил исследования в сотрудничестве с территориальными производственными и научными организациями.

К настоящему времени на Сибирской платформе выявлены две нефтегазоносные провинции: Лено-Вилюйская и Ангаро-Ленская. Вполне вероятно, что такой крупный седиментационный бассейн, как Тунгусская синеклиза, также является самостоятельной нефтегазоносной провинцией.

ЛЕНО-ВИЛЮЙСКАЯ ПРОВИНЦИЯ охватывает Вилюйскую синеклизу и Приверхоянский краевой прогиб. Промышленные месторождения нефти и газа открыты в мезозойских отложениях, но перспективны также и более древние отложения, до верхнего докембрия включительно. В отчетный период основными задачами исследований являлись выделение нефтегазоносных комплексов по всему разрезу осадочного чехла, диагностика нефтепроизводящих свит в мезозое, районирование всей территории провинции по перспективам нефтегазоносности, выработка направлений поисков.

В связи с слабой геологической изученностью провинции, особенно домезозойской части осадочного комплекса, для целей районирования по перспективам нефтегазоносности понадобилось выполнить ряд исследований в области расчленения и корреляции разрезов, палеогеографии и тектонического развития.

Поскольку на Якутском, Жиганском и Сунтарском поднятиях отмечается залегание нижней юры непосредственно на кристаллическом фундаменте, многие исследователи полагали, что в данной нефтегазонасыщенной провинции палеозойские отложения не пользуются существенным распространением.

В последние годы большим коллективом геологов (А.А. Трофимук, Н.В. Черский, К.Б. Макшанцев, Г.С. Фрадкин и др.) было убедительно доказано, что все крупные подразделения палеозоя и верхнего протерозоя широко развиты почти на всей территории Вилуйской синеклизы и выходит за её пределы (8, 50, 55, 60, 81, 82 и др.). Они представлены мощными терригенными, карбонатными и эвапоритовыми толщами, сформировавшимися в условиях благоприятных для накопления нефтематеринских отложений. В них имеются и коллекторы, и надежные изолирующие покровы, и горизонты с яркими проявлениями битумов. Это значительно расширяет перспективы Лено-Вилуйской провинции.

В разрезе осадочного чехла намечается по крайней мере четыре нефтегазонасыщенных комплекса, различающихся по характеру отложений и разделенных региональными перерывами: вендско-нижнекембрийский, среднепалеозойский (девон-нижний карбон), верхнепалеозойский и мезозойский.

Палеоструктурный анализ показал, что в Вилуйской синеклизе отчетливо обособляются северный и южный борты, а также западный и восточный блоки. Эти структурные элементы существенно различаются по мощностям и фациально-литологическому составу упоминавшихся нефтегазонасыщенных комплексов, а также по перспективам их нефтегазонасыщенности. На западе максимальные прогнозные запасы связаны с ниже- и среднепалеозойскими отложениями, а на востоке - с верхнепалеозойскими и мезозойскими.

В 1968 г. А.А. Трофимуком с соавторами (64, 65) был впервые опубликован комплекс карт перспектив нефтегазонасыщенности Лено-Вилуйской провинции и сопредельных районов, на которых оценены не только мезозойские, но и более древние отложения. Раздельно рассматриваются рифей-нижний кембрий, средний кембрий - силур, средний палеозой, средний карбон - нижний триас, средний триас - средняя юра, верхняя юра - нижний мел. Дана также и суммарная карта, на которой показаны прогнозные запасы нефти и газа в тоннах на квадратный километр.

Особенно высокая плотность запасов предполагается в зоне сочленения Вилуйской синеклизы с Приверхоянским прогибом и на его северном окончании. Но и в других районах Лено-Вилуйской провинции плотности прогнозных запасов не ниже, чем, например, в Волго-Уральской области.

Прогнозные запасы Лено-Вилуйской провинции и прилегающих территорий значительно увеличиваются благодаря открытию газогидратных залежей. Теоретические и экспериментальные исследования А.А. Трофимука с Н.В. Черским, Ю.Ф. Макагоном и др. показали, что в зоне распространения многолетней мерзлоты на глубинах 1000-2000 м сочетание значительных давлений с низкими температурами создает условия для образования из метана и воды твердых соединений - гидратов. Уже известно несколько таких залежей. Одна из них находится в эксплуатации. Доказаны весьма значительные прогнозные запасы газа в гидратном состоянии (II4).

В декабре 1969 г. исследование проблемы газовых гидратов и обоснование прогнозных запасов "твердого газа" было зарегистрировано в качестве крупного научного открытия. В марте 1971 года Комитет по делам изобретений и открытий при СМ СССР выдал на это открытие диплом № 75.

В мезозойских отложениях Лено-Вилуйской провинции известно несколько нефтегазонасыщенных горизонтов. Естественно, что для поисковых целей очень важны генетические связи нефтей из разных горизонтов с материнскими отложениями. По этому вопросу имеется две точки зрения: одни исследователи предполагают палеозойское происхождение мезозойских нефтей, другие - считают их сингенетичными. Нами этот вопрос изучался методами люминесцентной микроскопии (34, 35, 100) и путем сопоставления составов нефтей и битумоидов (21).

Люминесцентно-микроскопическими исследованиями обширного kernового материала установлено широкое распространение сингенетичных битумоидов по всему разрезу мезозоя. В средне-верхне-триасовых, ниже-, средне- и верхнеюрских отложениях имеются мощные пласты проницаемых пород со значительными концентрациями эпигенетического битумоида, генетически связанного с сингенетичным битумоидом тех же толщ. Это безусловно доказывает нефтепроизводящий характер рассматриваемых отложений. Наиболее ярко нефтепроизводящие свойства выражены у нижнеюрских отложений. На от-

раниченном материале эпигенетичные битумоиды прослеживаются также в нижнем триасе и в нижнем мелу, которые тоже, возможно, являются нефтепроизводящими, по крайней мере в ряде районов.

Изучение нефтей и битумоидов из мезозоя Халчагайского поднятия показало, что битумоиды всех отделов юры и триаса ясно различаются друг от друга по групповому составу и содержанию серы. Такого же характера различия установлены для нефтей нижнего триаса и нижней юры Неджелинского месторождения, что подтверждает сингенетичность мезозойских нефтей. Тем самым обосновывается правомерность включения почти всего разреза мезозоя (до нижнего мела включительно) в массу отложений, по которой подсчитываются прогнозные запасы нефти и газа.

В отчетный период были продолжены исследования по метаморфизму углей. Карты метаморфизма включены в отчет СНИИГТМСа и частично опубликованы (23). Зоны метаморфизма, благоприятные для образования и сохранению нефтяных залежей, включают почти всю Лено-Вилуйскую провинцию, но мало где выходят за пределы Вилуйской синеклизы и Приверхоанского прогиба. Показано изменение этих зон вниз по разрезу.

Поскольку угли имеются не во всех свитах мезозоя, была сделана попытка оценки максимальных глубин погружения пород по интенсивности катагенных изменений песчаников (9, II). За пределами Вилуйской синеклизы глубины погружения, благоприятные для нефтеобразования, отмечаются, например, для верхней юры и нижнего мела районов Хандыги и окраин Китчанского выступа, для нижней и средней юры районов Куолумы и Джебарики-Хая. На Якутском поднятии для всего мезозоя, а в среднем течении р. Алдана — для нижнего мела и верхней юры максимальные глубины погружения были недостаточными для нефтеобразования.

Результаты исследований в области районирования провинции по перспективам нефтегазоносности и оценки прогнозных запасов нефти и газа по районам и комплексам отложений широко используются при выборе направлений поисково-разведочных работ. Академик А.А. Трофимук постоянно консультирует по этим вопросам якутские производственные и научные организации, посещает нефтеразведочные экспедиции, выступает с докладами на всех конференциях и совещаниях, посвященных освоению нефтяных и газовых богатств ЯАССР, а также в печати (48, 50, 55, 58, 64, 65, 73, 74, 75 и др.).

Для каждого района провинции А.А. Трофимук были обоснованы базисные продуктивные горизонты. При этом предлагалось не ограничивать поисковые работы триасовыми и нижнеюрскими горизонтами, а производить вскрытие и опробование коллекторов также и в палеозое, верхнем докембрии и в верхнем мезозое. Даны конкретные рекомендации по ускорению поисковых работ и по методике вскрытия и опробования продуктивных горизонтов. Было указано на нецелесообразность сосредоточения всех поисковых работ на Халчагайском поднятии. А.А. Трофимук одобрил возобновление работ на Китчанском выступе и настаивал на развертывании поисков на юге и юго-западе Вилуйской синеклизы: в Кемпендйской впадине и, особенно, на Ботубинской седловине, в районе развития алмазодобывающей промышленности. Здесь перспективы нефтегазоносности связывались с нижним нефтегазоносным комплексом (венд — нижний кембрий).

Эти рекомендации уже подтверждаются результатами поисковых работ. В нижнем кембрии Мирненского мегавала в 1970 г. было открыто крупное Средне-Ботубинское газовое месторождение, имеющее значительный промышленный интерес. Это не только новый нефтегазоносный район, возможно, являющийся частью рассматриваемой ниже Ангаро-Ленской провинции, но и новый для ЯАССР продуктивный комплекс отложений.

А.А. Трофимук значительное внимание уделяет освоению природных ресурсов ЯАССР. Он совместно с Н.В. Черским дал развернутое обоснование экономической целесообразности широкого использования природного газа в ряде отраслей промышленности и сельского хозяйства республики (а также транспорта газа в другие области Сибири) уже в ближайшем будущем, на базе тех запасов, какие разведаны к настоящему времени.

АНГАРО-ЛЕНСКАЯ ПРОВИНЦИЯ охватывает юг Сибирской платформы, располагаясь между Тунгусской и Вилуйской синеклизами и складчатыми сооружениями Енисейского кряжа, Саян и Прибайкалья. В наиболее изученной части её — в Иркутском амфитеатре — открыто несколько нефтяных и газовых месторождений с продуктивными горизонтами в нижнем кембрии и верхнем докембрии. Всего выявлено 8 нефтегазоносных горизонтов, из которых по продуктивности и региональной выдержанности выделяется два: парфеновский (в нижнемотской подсвите) и осинский (в усольской свите). Высокая

перспективность этой провинции убедительно доказывается во многих работах (1, 7, 51, 58, 60, 75 и др.).

В отношении основных продуктивных горизонтов имеется две точки зрения: либо они генетически самостоятельны, либо все залежи сформировались из какой-то единой нефти, благодаря вертикальной миграции. Для решения этого вопроса было проведено изучение изотопного состава углерода нефтей и битумоидов (99), а также сопоставление группового и углеводородного состава тех и других. Последняя работа ещё не завершена, но уже полученные данные по содержанию серы, смол и асфальтенов свидетельствуют о том, что парфеновские нефти родственны битумоидам нижнемотской подсвиты, а осинские — битумоидам усольской свиты. Нефти и битумоиды осинского горизонта богаты тяжелым углеродом, что соответствует морскому происхождению исходного органического вещества и его изотопному составу углерода. У парфеновских нефтей и конденсаторов углерод очень легкий ($\delta C^{13} = -3,0-3,3\%$), намного легче, чем у рассеянных битумоидов. Очевидно, парфеновские нефти испытали процесс фракционирования углерода, совершенно не отразившийся на осинских нефтях.

Сингенетичность нефтей парфеновского и осинского горизонтов косвенным образом указывает на генетическую самостоятельность и вышележащих горизонтов. Тем самым дается дополнительное обоснование широкого развития нефтепроизводящих пород по разрезу кембрия и венда, что, в свою очередь, свидетельствует о значительных потенциальных ресурсах нефти и газа в этой провинции. Подсчет прогнозных запасов нефти и газа, выполненный по Иркутскому амфитеатру объемно-генетическим методом (см. главу III), показал, что общее количество жидких углеводородов, эмигрировавших из нефтепроизводящих отложений венда и нижнего кембрия, превышает 300 млрд. т. Причем, эмиграция углеводородов (естественно, в разных масштабах) доказана для всех свит.

Несмотря на несомненно высокую перспективность этой провинции и продолжительный период проведения поисковых работ, результаты их нельзя признать удачными. Правда, в Иркутском амфитеатре открыто несколько мелких месторождений нефти и газа, а на Марковской площади был получен мощный (но кратковременный) нефтяной фонтан из осинского горизонта. Однако месторождений, имеющих серьезное промышленное значение, пока не разведано. Как

показал А.А. Трофимук ещё в 1967 г., такое положение создалось не только из-за малых объемов поисковых работ, но, главным образом, вследствие методических недочетов в их проведении.

Он обратил внимание на то, что пока нет четкого представления о строении структур II порядка и о взаимоотношениях между ними, разбуривание отдельных локальных поднятий будет малоэффективным. В том же году на совещании геологов и геофизиков, ответственных за нефтепоисковые работы на Сибирской платформе, под председательством А.А. Трофимука было принято решение о подготовке региональных тектонических карт и разработана методика их составления. К настоящему времени эти карты составлены и уже опубликованы (65, 66, 68). Они являются геологической основой для нефтепоисковых работ не только в данной провинции, но и по всей Сибирской платформе.

Принимая участие в планировании поисковых работ и осуществляя научное руководство ими, А.А. Трофимук содействует изучению глубоким бурением и геофизическими методами геологического строения и нефтегазонасыщенности крупных положительных структур Непского и Братского сводов, которые он рассматривает в качестве областей аккумуляции нефти и газа. В докладе на конференции по развитию производительных сил Иркутской области (1968 г.) А.А. Трофимук выразил уверенность в возможности быстрого открытия крупных месторождений в том случае, если поисковые работы в соответствующих объемах будут сосредоточены на Непском и Братском сводах, а также в районах Бильчира и Христофорово (на газ в ангарской свите).

Работа, проведенная по распознаванию образов гигантских нефтяных месторождений (см. главу IV), подтверждает эту рекомендацию. В числе объектов решения было два крупных поднятия из Лено-Ангарской провинции (Непский свод и Троицко-Кокуйский вал, расположенный в Присяно-Енисейском прогибе) и один — из Тунгусской синеклизы. Все они по комплексу математических показателей близки к разведанным гигантским месторождениям, принятым за эталоны. Причем, Непский свод и по комплексу признаков, и по размерам ожидаемого здесь месторождения тяготеет к Ромашкинскому месторождению (I13, I21).

В 1970 г. экспертная комиссия Министерства Геологии РСФСР, работавшая в г. Иркутске под руководством А.А. Трофимука, под-

твердила рассмотренную выше рекомендацию о первоочередном изучении крупных поднятий. Она отметила также недостаточный объем поисковых работ, дефекты в технологии бурения и опробования скважин, несогласованность между геолого-геофизическими и буровыми работами. Комиссия разработала меры, направленные на повышение эффективности всего комплекса поисково-разведочных работ.

Эти рекомендации начали приносить плоды. В начале 1971 г. на Северо-Марковской площади, расположенной в приподнятой части Непского свода, получен устойчивый нефтяной фонтан дебитом 90 т/с.

в) Дальний Восток и Северо-Восток

На этой обширной территории имеется только одна небольшая база нефтегазодобывающей промышленности (Северный Сахалин), явно недостаточная для удовлетворения быстро возрастающих потребностей этого района. Поэтому открытие здесь новых нефтегазоносных бассейнов является важнейшей народно-хозяйственной задачей.

В составе наших лабораторий этой проблемой занимается только А.А. Трофимук. Ещё в конце 50-х годов он вошел в тесный контакт со всеми научными и производственными геологическими организациями Дальнего Востока и Северо-Востока, организует и курирует исследования по выявлению перспектив нефтегазоносности этого района. Уже в 1965-66 гг. им было показано, что на Дальнем Востоке сосредоточено около 10% перспективных земель СССР и значительная доля прогнозных запасов. Это позволило выразить уверенность в том, что при надлежащей организации поисковых работ к 1980 г. все потребности Дальнего Востока в нефти и газе можно будет обеспечить за счет местных ресурсов (48, 54).

В отчетный период в докладах на конференциях по развитию производительных сил Магаданской и Камчатской областей, в решении упоминавшейся в предыдущем разделе экспертной комиссии Министерства Геологии РСФСР и в ряде опубликованных работ (1, 50, 57, 58, 59, 61, 64, 74а, 76, 90 и др.) дана развернутая оценка перспектив нефтегазоносности всех осадочных бассейнов этой территории, выделены первоочередные объекты поисковых работ и предложена методика их проведения. Обоснована необходимость ускорения темпов поисковых работ.

В Хабаровском крае наибольшие перспективы нефтегазоносности отмечаются для Верхне-Буреинского прогиба и Средне-Амурской

межгорной впадины, выполненных мезозойскими отложениями, находящимися на благоприятной стадии катагенеза и осложненными структурными ловушками. В Средне-Амурской впадине в одной из скважин получен нефтенасыщенный керн. В Верхоянско-Колымской складчатой области предпочтение отдается Приморской низменности и Момо-Зырянской впадине. В обоих случаях плотность прогнозных запасов углеводородов достигает 12-13 тыс. т/км².

На Северо-Востоке к первоочередным объектам отнесены Анадырский, Индигиро-Зырянский, Ичинский и Восточно-Камчатский бассейны. В первом из них перспективны главным образом верхнеюрско-нижнемеловые отложения (нередко с повышенной битуминозностью), а в остальных - третичные, с которыми связаны проявления нефти и газа. В Анадырской впадине в 1969 г. был получен газовый фонтан дебитом порядка 250 тыс. м³/сутки. Здесь первоочередной задачей является оценка промышленного значения выявленного газоносного горизонта.

На о. Сахалин перспективы открытия новых месторождений связываются с южной половиной острова и акваторией северной части его. В отчетный период были начаты работы по изучению следов миграции битумоидов методами люминесцентной микроскопии (И.А. Олли). На юге острова в третичных отложениях следы миграции отмечаются во всех свитах, но значительных масштабов они достигают только в танарадайской свите (палеоген) и в курасийской (неоген), которые по предварительным данным можно оценивать в качестве нефтепроизводящих. На Северном Сахалине в районе разведанных нефтяных месторождений яркие следы миграции битумоидов имеются только в дагинской свите и в нижней части окобынской. В нутовской свите они полностью отсутствуют.

В последние годы все большее значение приобретает разведка и освоение недр мелководных акваторий, а затем и более глубоководных районов дна морей и океанов. В одной из работ А.А. Трофимука оцениваются перспективы нефтегазоносности шельфовых акваторий (до изобаты 200 м) Восточной Сибири и Дальнего Востока (II4а). Из 4,2 млн. км² шельфов внешних и внутренних морей СССР (15,2% от площади шельфов всей планеты) на долю морей Сибири и Дальнего Востока приходится 3,5 млн. км², т.е. 83,5%.

Более половины шельфа Карского моря и значительная часть шельфа моря Лаптевых располагаются на территориях, заведомо

нефтегазоносных или весьма перспективных на нефть и газ. Что же касается Восточно-Сибирского и Чукотского морей, обладающих особенно широкими шельфовыми зонами, то их шельфовые акватории, перекрывающие зону сочленения Гиперборейской платформы с Верхоянско-Корякской складчатой областью, высоко перспективны на нефть и газ примерно в таких же геотектонических обстановках, в каких недавно были выявлены крупнейшие залежи нефти и газа на севере Аляски.

В область шельфа Беренгова моря продолжают такие перспективные впадины Северо-Востока, как Анадырская, Хатырская, Омоторская, а в область шельфа Охотского моря – впадины западного побережья Камчатки и востока Магаданской области. Остров Сахалин со всех сторон окружен шельфовыми областями, весьма перспективными на нефть и газ.

Шельфовые области морей Сибири и Дальнего Востока представляют собой главный резерв увеличения запасов нефти и газа в СССР, по своему значению сравнимый с такими гигантами как Западно-Сибирская низменность и Сибирская платформа.

ОПУБЛИКОВАННЫЕ РАБОТЫ

1. Авров В.Я., Трофимук А.А. и др. Карты перспектив нефтегазоносности СССР на I.I.1967 г. Изд. "недра", 1967.
2. Андрианов В.Н., Фрадкин Г.С. и др. Стратиграфия и литология нефтегазоносных толщ Якутии. Труды Всес. совещ. по оценке перспектив нефтегазоносности Якутии. Якутское книжн. изд., 1966.
3. Бакиров А.А., Трофимук А.А. и др. Вопросы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений на VII Всемирном нефтяном конгрессе (Мехико, 1967). Геология нефти и газа, № II, 1967.
4. Бгатов В.И., Фрадкин Г.С. Соленосность девона Сибирской платформы. Мат. по регион. геологии Сибири. Ротапринт, СНИИГГИМС, 1968.
5. Бобров А.К., Трофимук А.А. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Мат. Всес. совещ. по оценке нефтегазоносности территории Якутии. Изд. "Недра", 1968.
6. Бобров А.К., Фрадкин Г.С. и др. Стратиграфия нефтегазоносных толщ Якутии. Геология и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Изд. "Недра", 1968.
7. Васильев В.Г., Трофимук А.А. и др. Перспективы открытия крупных газовых и нефтяных месторождений на юге Сибирской платформы. Геология нефти и газа, № 10, 1967.
8. Вейнберг М.К., Мазаева И.К., Фрадкин Г.С. Типы локальных структур Кемпедняйской впадины и методика их картирования. Тр. VI сессии Научного совета по тектонике Сибири и Дальнего Востока. Ротапринт, ИГиГ СО АН СССР, 1969.

9. Вышемирская О.П. О количественной оценке эпигенеза мезозойских отложений Центральной Якутии по структурам песчаников и алевролитов. ДАН СССР, т. 178, № 1, 1968.
10. Вышемирская О.П. О влиянии нефти на катагенные изменения песчаников и алевролитов. Геология нефти и газа, № 7, 1969.
11. Вышемирская О.П. О реконструкции максимальных глубин погружения пород в Вилуйской синеклизе и сопредельных районах по катагенезу песчаников. Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция. Изд. "Наука", 1969.
12. Вышемирская О.П. Микрогазометрия керн на площадях Саратовского Поволжья. Тр. НВ НИИГГ, вып. 8, 1970.
13. Вышемирская О.П., Морозова Т.М. Органическое вещество пород девона и карбона Саратовского Поволжья. Тр. НВ НИИГГ, вып. 8, 1970.
14. Вышемирская О.П., Морозова Т.М. К геохимической характеристике доживетских и нижней части живетских отложений Саратовского Поволжья. Тр. НВ НИИГГ, вып. 8, 1970.
15. Вышемирский В.С. Соотношения в метаморфизме углей и нефтей Волго-Уральской области. Материалы по геологии и геофизике нефтегазоносных областей Урало-Поволжья и Западной Сибири. Изд. Саратовского госуниверситета, 1966.
16. Вышемирский В.С. Тектонико-геоморфологические факторы формирования циклов угленосных свит. Материалы по геологии и геофизике нефтегазоносных областей Урало-Поволжья и Западной Сибири. Изд. Саратовского госуниверситета, 1966.
17. Вышемирский В.С. и др. Черты сходства угленосных и нефтеносных отложений карбона юго-востока Русской платформы. Материалы по геологии и геофизике нефтегазоносных областей Урало-Поволжья и Западной Сибири. Изд. Саратовского госуниверситета, 1966.
18. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф. Изотопный состав углерода нефтей обриковского горизонта Саратовского Поволжья. ДАН СССР, т. 178, № 1, 1968.
19. Вышемирский В.С. О формах проявления динамометаморфизма углей. Геология и геофизика, № 4, 1968.
20. Вышемирский В.С., Вышемирская О.П. О континентальных отложениях в среднем девоне Саратовского Поволжья. Литология и полезные ископаемые, № 5, 1968.
21. Вышемирский В.С., Гордеева В.И., Олли И.А. О сингенетичности вилуйских нефтей. Геология и геофизика, № 6, 1968.
22. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Шорин В.П. Изотопный состав углерода углей и их битумоидов. ДАН, т. 183, № 5, 1968.
23. Вышемирский В.С. К оценке нефтегазоносности мезозойских отложений Вилуйской синеклизы и Приверхоанского прогиба по степени метаморфизма углей. Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция. Изд. "Наука", 1969.
24. Вышемирский В.С., Гонцов А.А., Крымова В.Н., Юшина Л.В. Экспериментальное моделирование латеральной миграции рассеянных битумоидов в водном потоке. Геология и геофизика, № 12, 1970.
25. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Перцева А.П. О сингенетичности нефтей Западной Сибири по данным изотопного состава углерода нефтей и битумоидов. ДАН СССР, т. 194, № 2, 1970.
27. Коробов Д.С., Вышемирская О.П., Морозова Т.М. Геохимические условия формирования осадков нефтегазоносных комплексов девона и карбона Саратовского Поволжья. Тр. НВ НИИГГ, вып. 8, 1970.
28. Кузнецова Г.Ф., Рябов В.В., Якименко Э.Л. Второе межвузовское совещание по морфометрии. Геология и геофизика, № 12, 1966.
29. Максимов С.П., Трофимук А.А., Эвентов Я.С. Проблемы нефтяной геологии в свете работ XXII сессии Международного Геологического конгресса. Проблемы геологии на XXII сессии МГК. Изд. "Наука", 1966.
30. Меннер В.В., Фрадкин Г.С. и др. Корреляция среднедевонских отложений Сибирской платформы. ДАН СССР, т. 193, № 6, 1970.

31. Мённер В.В., Фрадкин Г.С. Тектонический контроль распространения девонской галогенной формации на Сибирской платформе. Тектоника Сибирской платформы, т. III. Изд. "Наука", 1970.
32. Мокшанцев К.Б., Фрадкин Г.С. и др. Нефтегазоносные формации палеозоя и мезозоя Якутии. Строение земной коры и закономерности размещения полезных ископаемых. Изд. "Наука", 1969.
33. Мокшанцев К.Б., Фрадкин Г.С. и др. Тектоническое районирование Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции. Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция. Изд. "Наука", 1969.
34. Олли И.А. Распределение органического вещества в мезозойских отложениях центральной части Вилуйской синеклизы и Приверхоянского прогиба. Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Изд. "Недра", 1968.
35. Олли И.А. Особенности распределения битумов в мезозойских отложениях центральной части Вилуйской синеклизы. Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция. Изд. "Наука", 1969.
36. Парфенов Л.М., Фрадкин Г.С. Сессия Научного Совета по тектонике Сибири и Дальнего Востока. Геология и геофизика, № 12, 1967.
37. Познер В.М. (ред.), Фрадкин Г.С. и др. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР, т. II. Раннекаменноугольная эпоха (палеотектоническая карта в масштабе 1:7500000). Изд. "Недра", 1966.
38. Родин Р.С., Олли И.А. Этапность в развитии рельефа Сибирской платформы на протяжении мезозойской эры. Вопросы региональной палеогеоморфологии, Уфа, 1966.
39. Рябов В.В. Связь углов речных излучин с литологией разреза и структурой чехла Западно-Сибирской плиты. Геология и геофизика, № 6, 1966.
40. Рябов В.В. Связь особенностей строения местности с изменением плотностей пород по разрезу отложений. Методы геоморфологических исследований, т. I. Изд. "Наука", 1967.
41. Рябов В.В. Определение особенностей структурных элементов Западно-Сибирской плиты на основании характера изменений зернистости пород по разрезам её чехла. Принципы и методы тектонического районирования, тектоническая терминология. Ротапринт, ИГиГ СО АН СССР, 1968.
42. Рябов В.В. Определение палеогеографических особенностей формирования чехла Западно-Сибирской плиты на основании их связи с характером изменения зернистости пород. Палеогеографические аспекты изменения природных условий Сибири и Дальнего Востока, вып. 3. Изд. "Наука", 1969.
43. Рябов В.В. Связь нефтегазоносности отложений чехла Западно-Сибирской плиты с особенностями изменений зернистости пород по разрезам скважин. Геология и геофизика, № 10, 1969.
44. Рябов В.В. Связь морфометрических показателей определенных участков крупных платформенных поднятий с изменениями разностей плотностей пород по соответствующим разрезам чехла. Геология и геофизика, № 11, 1970.
45. Соломон А.В., Фрадкин Г.С. и др. Новые данные о тектонике и перспективах нефтегазоносности Кемпедьской впадины. Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция. Изд. "Наука", 1969.
46. Тихий В.Н. (ред.), Фрадкин Г.С. и др. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР, т. II. Девонский период (серия палеогеографических карт в масштабе 1:7500000). Изд. "Недра", 1966.
47. Тихий В.Н. (ред.), Фрадкин Г.С. и др. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР, т. II. Силурийский период и раннедевонская эпоха (палеогеографическая карта в масштабе 1:7500000). Изд. "Недра", 1966.
48. Трофимук А.А. Перспективы нефтегазоносности Востока СССР. Вестник АН СССР, № 5, 1966.
49. Трофимук А.А., Вышемирский В.С. О книге В.Ф. Линецкого "Миграция нефти и формирование её залежей". Геология нефти и газа, № 11, 1966.
50. Трофимук А.А. (ред.) Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Якутское книж. изд., 1966.
51. Трофимук А.А. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности юго-запада Сибирской платформы. Изд. "Недра", 1966.

52. Трофимук А.А. (ред.) Нефтегазоносность Южно-Минусинской впадины. Изд. "Наука", 1966.
53. Трофимук А.А., Фотиади Э.Э. и др. О комплексном освоении нефтяных, газовых и других природных ресурсов восточной части Западно-Сибирской низменности. Проблемы освоения Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции. Новосибирск, 1966.
54. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Козлова Л.Е., Олли И.А., Рябов В.В. Процессы образования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на территориях Сибири и Дальнего Востока. Институт геологии и геофизики СО АН СССР (ротапронт), 1966.
55. Трофимук А.А., Фрадкин Г.С. и др. Перспективы нефтегазоносности и прогнозная оценка запасов углеводородов территории Якутии. Тр. Всес. совещ. по оценке перспектив нефтегазоносности Якутии. Якутское книжн. изд., 1966.
56. Трофимук А.А. Наука и развитие нефтегазодобывающей промышленности СССР. Геология нефти и газа, № II, 1967.
57. Трофимук А.А. Нефтью богата Сибирь. Наука и техника, № I, 1967.
58. Трофимук А.А. Перспективы нефтегазоносности Востока СССР. Проблемы нефтегазоносности Востока СССР. Изд. "Наука", 1967.
59. Трофимук А.А. и др. Наука и минеральные ресурсы Сибири и Дальнего Востока. Геология и геофизика, № IO, 1967.
60. Трофимук А.А. и др. Иркутский нефтегазоносный бассейн. Геология и геофизика, № IO, 1967.
61. Трофимук А.А. Проблемы геологии Сибири и Дальнего Востока. Вестник АН СССР, № 6, 1968.
62. Трофимук А.А. Современные представления о генезисе нефти. Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Изд. "Недра", 1968.
63. Трофимук А.А. Будущее геологии Сибири и Дальнего Востока. Междунар. Ежегодник "Будущее науки", вып. 2. Изд. "Знание", 1968.
64. Трофимук А.А., Фрадкин Г.С. и др. Нефтегазоносность Якутии и прогнозная оценка запасов углеводородов. Геология и

- нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Изд. "Недра", 1968.
65. Трофимук А.А. (гл. ред.). Карта прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. М 1:2500000. МГ СССР, 1968.
66. Трофимук А.А. (гл. ред.). Структурная карта Сибирской платформы по поверхности кристаллического фундамента. М 1:2500000. МГ СССР, 1968.
67. Трофимук А.А. (ред.). Методика разведки нефтяных месторождений (В.С. Мелик-Пашаев). Изд. "Недра", 1968.
68. Трофимук А.А. (гл. ред.). Тектоническая карта осадочного покрова Сибирской платформы. М 1:2500000. МГ СССР, 1968.
69. Трофимук А.А. Некоторые проблемы развития Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции. "Нефть и газ Тюмени", № I, 1969.
70. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриева А.Н., Рябов В.В., Вышемирская О.П., Олли И.А., Штаннова Т.И. О сравнительном изучении гигантских месторождений нефти с использованием логико-дискретного анализа. Геология нефти и газа, № 6, 1969.
71. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Карбышев В.Д., Рябов В.В., Вышемирская О.П., Олли И.А. Опыт информационно-энтропийного исследования признаков гигантских нефтяных месторождений. Геология и геофизика, № 7, 1969.
72. Трофимук А.А., Таруц Г.М. О возможности нахождения залежей нефти и газа в зоне регионального выклинивания юрских отложений на юге Западно-Сибирской плиты. Геология и геофизика, № II, 1969.
73. Трофимук А.А., Фрадкин Г.С. и др. Нефтегазоносность и перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Лено-Вилуйской провинции. Лено-Вилуйская нефтегазонасыщенная провинция. Изд. "Наука", 1969.
74. Трофимук А.А., Фрадкин Г.С. и др. Пути и перспективы промышленного освоения Лено-Вилуйской нефтегазонасыщенной провинции. Лено-Вилуйская нефтегазонасыщенная провинция. Изд. "Наука", 1969.

- 74а. Трофимук А.А. и др. Проблемы нефтегазоносности территории Северо-Востока. Проблемы развития производительных сил Магаданской области. Магадан, 1969.
75. Трофимук А.А. и др. Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы и основные задачи региональных геолого-геофизических работ на нефть и газ на 1971-1980 гг. Геология нефти и газа, № 2, 1969.
76. Трофимук А.А. Развитие газовой промышленности Сибири и Дальнего Востока. Газовая промышленность, № 4, 1970.
77. Трофимук А.А., Поспелов Г.Л. В.И. Ленин и горные богатства Сибири. Геология и геофизика, № 4, 1970.
78. Трофимук А.А. и др. Геология и геофизика на УП Международном нефтяном конгрессе. Изд. "Недра", 1970.
79. Тучков И.И., Фрадкин Г.С. и др. История развития и палео-географические условия седиментации нефтегазоносных толщ Якутии. Тр. Всес. совещ. по оценке перспектив нефтегазоносности Якутии. Якутское книжное изд., 1966.
80. Тучков И.И., Фрадкин Г.С. и др. История развития и палео-географические условия седиментации нефтегазоносных толщ Якутии. Геология и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Изд. "Недра", 1968.
81. Фрадкин Г.С. и др. Перспективы нефтегазоносности западной части Виллюйской синеклизы. Тр. Всес. совещ. по оценке перспектив нефтегазоносности Якутии. Якутское книжное изд., 1966.
82. Фрадкин Г.С. Геологическое строение, история развития и перспективы нефтегазоносности западной части Виллюйской синеклизы. Изд. "Наука", 1967.
83. Фрадкин Г.С., Меннер В.В. Тектонические условия образования девонской галогенной формации на Сибирской платформе. Тр. У сессии Научного совета по тектонике Сибири и Дальнего Востока. Ротапринт, ИГиГ СО АН СССР, 1967.
84. Фрадкин Г.С. и др. О девонских отложениях на западе Виллюйской синеклизы. Стратиграфия палеозоя Средней Сибири. Изд. "Наука", 1967.
85. Фрадкин Г.С. О нижнем карбоне на западе Виллюйской синеклизы. Стратиграфия палеозоя Средней Сибири. Изд. "Наука", 1967.
86. Фрадкин Г.С., Колодезников К.Е. Среднепалеозойские отложения района Кемпедийских дислокаций. Тектоника, стратиграфия и литология осадочных формаций Якутии. Якутское книж. изд., 1968.
87. Фрадкин Г.С. и др. Нефтегазоносность западной части Виллюйской синеклизы и сопредельных регионов. Геология и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих регионов. Изд. "Недра", 1968.
88. Черский Н.В., Трофимук А.А. и др. Перспективы развития газодобывающей промышленности в Якутской АССР. Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Изд. "Недра", 1968.
89. Черский Н.В., Трофимук А.А. и др. Основные технико-экономические факторы, определяющие развитие нефтегазопроисковых работ в Якутии. Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Изд. "Недра", 1968.
90. Basanov E.A., Trofimuk A.A. and others. Gas and oil-bearing provinces of Siberia. The proceedings of the VII World Petroleum Congress, 1967.
91. Krilova A.K., Fradkin G.S. and others. Devonian of the Siberian platform. Abstracts of the Proceedings of the international simposium of the Devonian system. Calgary, Canada, 1967.

РАБОТЫ, НАХОДЯЩИЕСЯ В ПЕЧАТИ

92. Бланкова Т.Н., Вышемирский В.С., Крымова В.Н. Применение метода нейтронного активационного анализа с полупроводниковой спектрометрией для диагностики сингенетических нефтей.
93. Вышемирский В.С. Изотопный состав углерода нефтей и битумоидов.

94. Вышемирский В.С. Математическая оценка поисковых признаков нефтяных месторождений.
95. Вышемирский В.С. О перспективах нефтеносности палеозоя Западной Сибири.
96. Вышемирский В.С. Оптические свойства нефтей.
97. Вышемирский В.С., Гонцов А.А., Крымова В.Н., Ушаков Г.Д., Ямковая Л.С. Экспериментальное изучение новообразования и эмиграции битумоидов при уплотнении глин.
98. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Крымова В.Н., Перцева А.П., Рыжкова С.М. Об органической природе битумов, связанных с виллюйскими кимберлитовыми трубками.
99. Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Перцева А.П. О циклах нефтеобразования в кембрийских отложениях Иркутского амфитеатра.
100. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.. Миграция рассеянных битумоидов.
101. Вышемирский В.С., Рыжкова С.М. Оптические свойства нефтей Западной Сибири.
102. Вышемирский В.С., Фрадкин Г.С. Академик А.А. Трофимук.
103. Вышемирский В.С., Ямковая Л.С. Влияние тектонических структур на миграцию битумоидов (на примере Зап.Сибири).
104. Лаврентьев М.А., Трофимук А.А. Развитие науки в Сибири и на Дальнем Востоке.
105. Матвеев В.Д., Куприянов Я.И., Фрадкин Г.С. Некоторые объекты поисково-разведочных работ на нефть и газ в Виллюйской синеклизе.
106. Мокшанцев К.Б., Гусев Г.С., Фрадкин Г.С. Палеогеография и палеотектоника девона Северо-Востока СССР. Объяснительная записка к Атласу палеогеографических и палеотектонических карт СССР.
107. Олли И.А. Выявление следов миграции битумоидов в породах методом люминесцентной микроскопии.
108. Олли И.А. Нефтепроизводящие свиты и перспективы нефтегазосности мезозойских отложений Виллюйской синеклизы.
109. Рябов В.В. Определение различных особенностей структурно-тектонических элементов Западно-Сибирской плиты на основании их связи с характером изменений зернистости пород по разрезам чехла.
110. Трофимук А.А. и др. Нефтегазосные бассейны Востока СССР.
111. Трофимук А.А. Нефтегазосность Сибири и Дальнего Востока в свете данных "Карты тектоники Евразии".
112. Трофимук А.А. Открытие века.
113. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н., Дробот Д.И., Карагодин Ю.Н., Сулимов И.Н. Распознавание образов гигантских нефтяных месторождений.
114. Трофимук А.А. и др. Открытие первого газового месторождения, содержащего природный газ в твердой (газогидратной) фазе.
- 114а. Трофимук А.А. Перспективы поисков нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.
115. Фрадкин Г.С. Стратиграфия среднепалеозойских отложений Виллюйской синеклизы.
116. Фрадкин Г.С., Меннер В.В. Соленосные формации среднего палеозоя Сибирской платформы.
117. Фрадкин Г.С., Щербаков О.И. Тектоника Кемпендяйских дислокаций.
118. Фрадкин Г.С. и др. Проявления соляной тектоники, связанные со среднепалеозойскими галогенными толщами.
119. Фрадкин Г.С., Меннер В.В. Палеогеография и палеотектоника девона Сибирской платформы. Объяснительная записка к Атласу палеогеографических и палеотектонических карт СССР.
120. Фрадкин Г.С., Меннер В.В. Условия формирования и перспективы нефтегазосности галогенных отложений среднего палеозоя Сибирской платформы.
121. Vyshemirsky V.S., Dmitriev A.N., Trofimuk A.A. Criteria for predicting giant oil pools.

Отчет составили:

А.А. Трофимук,
В.С. Вышемирский,
А.Н. Дмитриев

СО Д Е Р Ж А Н И Е

	стр.
I. ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА	3
II. НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА	7
III. ОБЪЕМНО-ГЕНЕТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА	27
IV. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОИСКОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ДИСКРЕТНОГО АНАЛИЗА	36
V. РЕГИОНАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	50
а) Западная Сибирь	53
б) Сибирская платформа	61
в) Дальний Восток и Северо-Восток	68
ОПУБЛИКОВАННЫЕ РАБОТЫ	71
РАБОТЫ, НАХОДЯЩИЕСЯ В ПЕЧАТИ	79