

**РАЗВИТИЕ  
УЧЕНИЯ  
АКАДЕМИКА  
И.М. ГУБКИНА  
В НЕФТЯНОЙ  
ГЕОЛОГИИ  
СИБИРИ**



АКАДЕМИЯ НАУК СССР  
ОТДЕЛЕНИЕ ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И ГЕОХИМИИ  
НАУЧНЫЙ СОВЕТ  
ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА

# РАЗВИТИЕ УЧЕНИЯ АКАДЕМИКА И. М. ГУБКИНА В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ СИБИРИ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»  
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ  
Новосибирск · 1982

УДК 533.061.3 + 533.98(571)

**Развитие учения академика И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири.**— Новосибирск: Наука, 1982.

Сборник составлен по материалам Вторых Сибирских Губкинских чтений, проведенных в сентябре 1980 г. в Новосибирске. Рассмотрены пути развития учения И. М. Губкина в современных условиях в области происхождения нефти, взаимоотношения нефтеобразования и угленакопления, прогнозирования нефтегазопосности и перспективного планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Книга рассчитана на геологов-нефтяников и геохимиков.

Ответственный редактор академик А. А. Трофимук

**А. А. Трофимук**

**И. М. ГУБКИН — УЧЕНЫЙ,  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ДЕЯТЕЛЬ,  
ГЛАВА СОВЕТСКОЙ ШКОЛЫ ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ**

Исполнилось 109 лет со дня рождения замечательного русского ученого, общественного и государственного деятеля, главы советской школы геологов-нефтяников, обаятельного человека академика Ивана Михайловича Губкина.

Долгим и трудным был путь Ивана Михайловича в науку в условиях дореволюционной России. Подобно М. В. Ломоносову, будучи членом многочисленной семьи крестьянина-бедняка, он с малых лет стремился к знаниям. После учебы в уездном училище ему удалось закончить учительскую семинарию. В течение пяти лет Иван Михайлович ведет занятия в сельских школах, становится членом Московского и Петербургского комитетов грамотности, организует и проводит чтения для народа. «Здесь (в Карачарове), — вспоминает И. М. Губкин, — я начал по-настоящему знакомиться с идеями борьбы рабочего класса; начал понимать революционную роль пролетариата и его великое значение в борьбе за освобождение труда от капитала» [7, с. 38].

В 1895 г. И. М. Губкин переехал в Петербург и поступил в учительский институт. Через Петербургское общество грамотности Иван Михайлович организует работу по изучению народного образования, занимается преподаванием в рабочих школах Шлиссельбургского тракта — одного из наиболее мощных пролетарских центров Петрограда, принимает участие в печатании листовок и прокламаций организованного В. И. Лениным «Союза борьбы за освобождение рабочего класса», знакомится с марксизмом, штудирует первый том «Капитала» и другую марксистскую литературу.

В 1903 г., преодолев огромные препятствия, связанные с принадлежностью к «подлому состоянию», к которому царское правительство относило рабочих и крестьян, И. М. Губкин осуществил, наконец, страстное желание получить высшее образование. Он выдержал конкурсный экзамен и был принят в Петербургский горный институт, который окончил в 1910 г. в возрасте 39 лет.

Личное познание тягот жизни трудового народа, годы продолжительного ученичества, чередовавшиеся с годами педаго-

гической деятельности, работа по пропаганде научных знаний и участие в рабочем движении Петербурга подготовили благодатную почву для формирования в лице И. М. Губкина ученого нового типа, тесно сочетавшего свою работу с нуждами народа.

Научную деятельность Иван Михайлович начал еще будучи студентом. Сразу же по окончании горного института он выполнил блестящее исследование в Майкопском нефтеносном районе, выдвинувшее его в число крупнейшей нефтияников мира. В этом районе многолетние поисковые работы, по существу, зашли в тупик. Глубоко вникнув в их результаты, изучив условия залегания и палеогеографические обстановки формирования всех подразделений нефтеносных отложений, а также особенности распределения флюидов в коллекторах, И. М. Губкин впервые в мировой науке выделил рукавообразные залежи в выклинивающихся коллекторах. Тем самым он положил начало поискам и изучению рукавообразных стратиграфически и литологически экранированных залежей, играющих важную роль в современной нефтяной промышленности мира.

В последующие годы И. М. Губкин проводил весьма плодотворные исследования в других районах Кавказа и Предкавказья, в частности на Таманском и Апшеронском полуостровах. Он внес значительный вклад в разработку стратиграфии третичных и меловых отложений, в выяснение тектоники и геологической истории всего Кавказа и Предкавказья в третичном периоде, детально изучил грязевый вулканизм и его связь с нефтегазоносностью, воссоздал убедительную картину нефтеобразования и формирования залежей, оценил перспективы нефтегазоносности и наметил пути поисков новых месторождений. В последующем, уже при Советской власти, по его рекомендациям и при непосредственном участии в Азербайджане были открыты нефтяные месторождения.

Накануне Великой Октябрьской социалистической революции (1916 г.) И. М. Губкин опубликовал статью о задачах и методах исследования нефтяных месторождений, в которой обосновывает необходимость широкого комплексного изучения геологии нефтяных месторождений не только с разработкой вопросов стратиграфии, литологии, тектоники, но и с использованием новейших достижений в области химии и физики [6]. Эти задачи столь же актуальны и в наши дни.

В другой статье этого года И. М. Губкин, следуя патриотической традиции Д. И. Менделеева, широко рассматривает вопросы развития нефтяной промышленности России. «Развитие производительных сил страны... — писал он, — это альфа и омега нашего независимого государственного бытия. Если мы сумеем действительно развить наши производительные силы и реализовать наши скрытые великие возможности..., нашу Родину ожидает великое будущее» [8, с. 11]. В статье обосновываются мероприятия по расширению нефтедобычи за счет дораз-

ведки выявленных месторождений и поиска новых; по изучению и контролю разрабатываемых месторождений государственными органами; мероприятия юридического характера, объявляющие месторождения нефти национальным достоянием; по охране и рациональной разработке нефтяных месторождений; по борьбе с потерями нефти и нефтепродуктов, улучшению транспорта их, в том числе путем применения нефтепроводов, и др. Однако все эти мероприятия, как и многие другие предложения по поискам и разведке нефтяных месторождений, обоснованные И. М. Губкиным, игнорировались царским правительством.

«Лет за десять до 1917 г., — писал впоследствии Иван Михайлович, — я стал горным инженером, геологом. В 1917 г. меня уже хорошо знали в нефтяном мире, отзывались как об ученом «подающем надежды». Но комплименты, строго говоря, мало устраивают ученого. Тяжело, невыносимо тяжело было видеть, что поиски и находки нового, теоретические изыскания и победы не дают практического эффекта» [4, с. 49].

«Я стал ученым, — писал он, — еще до 1917 года, до пролетарской революции. Формально, «анкетно», это так. Но фактическим ученым — в полную меру моих сил и способностей — я стал лишь при Советской власти» [4, с. 47].

Великая Октябрьская социалистическая революция застала И. М. Губкина в США, куда он был командирован для изучения нефтяных и газовых месторождений Америки. С восторгом встретив известие о революции, И. М. Губкин в обстановке злобной антисоветской пропаганды заявил с трибуны съезда геологов США: «Взгляните в сторону революционной России, и вы увидите на горизонте не зарево пожара, а зарю восходящего солнца, свободы и счастья. Над Россией взопло солнце новой жизни, солнце нового мира. Трудники отныне будут управлять своей судьбой, своим трудом и жизнью» [4, с. 52].

Возвратившись весной 1918 г. в революционный Петроград, И. М. Губкин по указанию В. И. Ленина вошел в состав комиссии Главного нефтяного комитета и со всей энергией включился в работу по организации геологической службы страны, по восстановлению и развитию нефтяной промышленности. И в последующем, на протяжении всей своей жизни, он успешно сочетал интенсивную научную деятельность с плодотворной работой на руководящих постах в центральных учреждениях.

Начиная с 1918 г., И. М. Губкин под непосредственным руководством В. И. Ленина ведет большую работу по восстановлению разрушенных гражданской войной нефтепромыслов Баку, Грозного, Майкопа. Во время гражданской войны, когда Советская Россия была отрезана от южных нефтеносных районов, по заданию В. И. Ленина он организовал изучение Ухтинского нефтегазозоносного района и уделял большое внимание поискам нефти в Урало-Поволжье.

В 1920—1925 гг. И. М. Губкин возглавлял Особую комиссию по изучению Курской магнитной аномалии. Работами этой Комиссии было положено начало к использованию в нашей стране геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, выявлены огромные запасы железных руд, на базе которых в наши дни успешно развивается крупнейшая металлургическая база страны, опирающаяся на передовую технологию.

В 1920 г. по инициативе Ивана Михайловича начал издаваться журнал «Нефтяное и сланцевое хозяйство» (с 1925 г.— «Нефтяное хозяйство»), бессменным редактором которого он был до конца жизни.

С именем выдающегося ученого связано открытие Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, которая на многие десятилетия стала важнейшей энергетической базой страны. Ему принадлежит теоретическое обоснование возможности обнаружения крупных залежей нефти в Средней Азии, Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке.

С 1931 по 1939 г. И. М. Губкин возглавляет геологическую службу СССР, обеспечивая высокоэффективное выявление минеральных богатств страны. Он принимал непосредственное участие в решении важнейших вопросов, связанных с изучением и промышленным использованием минерально-сырьевых ресурсов Урало-Кузнецкого комбината, Большого Алтая, Караганды, Заполярья и других районов Сибири, Дальнего Востока и Средней Азии.

Большую заботу проявлял Иван Михайлович о подготовке научных и инженерных кадров, о развитии научно-исследовательских учреждений.

И. М. Губкин — организатор специального нефтяного образования в нашей стране. Несмотря на то, что Россия на рубеже XIX и XX вв. занимала первое место в мире по добыче нефти, в ее учебных заведениях не было ни факультетов, ни кафедр нефтяной специальности. В 1920 г. по инициативе И. М. Губкина в Московской горной академии учреждается нефтяная специальность, а затем — нефтяной факультет. Он активно участвовал в организации Московской горной академии, был ее ректором по 1930 г. Под его руководством и непосредственном участии в Московской горной академии воспитывались высококвалифицированные инженерные кадры нефтяной промышленности. По инициативе ученого были созданы Государственный исследовательский нефтяной институт (нынешний ИГиРГИ) и учебный Нефтяной институт, носящий теперь имя И. М. Губкина. Оба эти учреждения возглавлялись И. М. Губкиным. Многие годы Иван Михайлович вел педагогическую работу в вузах, создал ряд учебников, которые и сейчас являются ценными пособиями для подготовки специалистов нефтяного профиля («Учение о нефти», «Нефтяные месторождения Советского Союза», «Мировые нефтяные месторождения» и др.).

Наряду с огромной научной и педагогической деятельностью И. М. Губкин принимал активное участие в государственной и общественной жизни страны. В 1919—1924 гг. он председатель Главного сланцевого комитета, в 1921—1929 гг. — член Госплана СССР, с 1922 г. — председатель Совета нефтяной промышленности ВСНХ, в 1923—1928 гг. — заместитель директора Геологического комитета и директор Московского его отделения, в 1924—1929 гг. — член Государственного Ученого совета. В 1929 г. Академия наук СССР избирает его своим действительным членом. В 1930—1936 гг. И. М. Губкин — председатель Совета по изучению производительных сил АН СССР, а с 1936 г. — вице-президент АН СССР. И. М. Губкин являлся членом ЦИК СССР нескольких созывов, а в 1937 г. был избран депутатом Верховного Совета СССР первого созыва.

Научный авторитет выдающегося ученого-организатора распространялся далеко за пределы нефтяной геологии, и не только в нашей стране, но и в международных организациях. Он был председателем Комиссии по изучению четвертичного периода, одним из организаторов Международной ассоциации по изучению четвертичных отложений, главой советской делегации на 16-й сессии Международного геологического конгресса (1933 г.) и президентом 17-й сессии этого конгресса в Москве (1937 г.), выступал от имени советских ученых на международном Брюссельском конгрессе мира (1936 г.).

Весьма значителен и многообразен вклад И. М. Губкина в становление и развитие нашего социалистического государства, в организацию геологической службы, научных учреждений и высшего образования, в развитие нефтяной промышленности и особенно в развитие советской нефтяной науки. Научная деятельность его проходила в такой период, когда и в нашей стране, и за рубежом внимание к теоретическим проблемам нефтяной геологии было ослаблено, ценные генетические исследования предыдущих периодов (М. В. Ломоносов, Г. П. Михайловский, Д. Уайт и др.) почти не учитывались, а поисковые работы на нефть во многих случаях проводились либо без научного обоснования, либо на базе сомнительных гипотез.

Он, как никто другой, отчетливо представлял, какой огромный ущерб несет нефтяная промышленность из-за отсутствия надежной научной базы для поисков новых месторождений. Поэтому Иван Михайлович вел непрерывную борьбу с антинаучными представлениями в области происхождения нефти и газа и формирования их залежей и постоянно проводил целеустремленные исследования, направленные на разработку научно обоснованной генетической теории. Эта теория изложена в капитальном труде «Учение о нефти» (первое издание было в 1932 г., второе — в 1937 г.), а также в статьях и выступлениях. В этих трудах, заложивших основы геологии нефти, Иван Михайлович разработал вопросы генезиса нефти, первичности

и вторичности нефтяных залежей, миграции нефти и газа, классификации нефтяных залежей; здесь же освещены закономерности распределения нефтяных залежей, подвергнуты научной критике представления многих ученых по важнейшим проблемам нефтяной геологии [13]. Несмотря на то, что ученый не располагал многими материалами и методами, имеющимися на вооружении современной науки, разработанная им концепция во всех основных чертах блестяще подтверждается новейшими исследованиями и многочисленными данными по новым нефтегазоносным районам.

На основе собственных исследований, изучения всей мировой литературы И. М. Губкин создал стройное, глубоко мотивированное учение о нефти. Из безбрежного моря самых разнообразных фактов, идей и представлений, зачастую противоречащих друг другу и нередко просто антинаучных, он выделил самые ценные, убедился в соответствии их действительным обстановкам нефтеносных бассейнов, дополнительно исследовал и аргументировал эти положения и на их основе создал теорию происхождения нефти и газа, которая с честью выдержала проверку как практикой, так и временем.

Теория органического происхождения нефти, как и все отрасли науки, непрерывно развивается. Если И. М. Губкин отмечал прогресс этой теории в период между первым и вторым изданиями «Учения о нефти», то в наше время он выражен более ярко. При этом все основные положения его генетической концепции сохраняют свое значение. Многие из них наполняются новым, более глубоким содержанием, а некоторые (например, генетические взаимоотношения между нефтями и углями, роль динамического давления), по существу, остаются на прежнем уровне и требуют дополнительных исследований. Несмотря на противоречивые представления по некоторым генетическим вопросам и даже увлечение небольшого круга специалистов совершенно несостоятельными гипотезами неорганического происхождения нефти, развитие советской нефтяной геологии осуществляется на теоретических основах, заложенных И. М. Губкиным.

Для научной деятельности И. М. Губкина характерна чрезвычайно тесная связь с практикой. Его теоретические концепции формировались в ходе решения практических задач на основе глубоких исследований геологии нефтяных месторождений и сразу же широко использовались для оценок перспектив нефтеносности и разработки рациональных методов поисковых работ.

Иван Михайлович прилагал огромные усилия к развитию нефтепоисковых работ в новых районах. В этом он видел «верный способ воспроизводства истощающихся нефтяных ресурсов» [9, с. 130], улучшения географического размещения баз нефтедобывающей промышленности и снижения себестоимости

нефти. «Успех на новых площадях, — писал он, — откроет возможность добывать нефть ближе к районам ее потребления. Это будет нефть заведомо более дешевая, чем нефть из старых месторождений, поскольку на новых площадях мы имеем наибольшие шансы на получение фонтанной нефти» [9, с. 143].

И. М. Губкин был инициатором и научным руководителем нефтепоисковых работ во многих районах страны. Особенно много труда и энергии он вложил в открытие и освоение Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, а также месторождений на Кавказе и в Предкавказье. Это вполне понятно. Кавказ тогда был основным источником нефти, а Волго-Уральская провинция — ближайшей перспективой развития нефтедобычи. Однако исследования И. М. Губкина имели решающее значение и для других нефтегазоносных областей и перспективных территорий в Сибири, Средней Азии и Коми АССР. Во всех этих районах в соответствии с его рекомендациями позднее были открыты крупные нефтегазоносные области.

Особенно большие заслуги принадлежат И. М. Губкину в открытии нефтеносной области Урало-Поволжья. Как стало известно уже после его кончины, это была новая нефтеносная область, в отношении перспектив нефтегазоносности которой на протяжении многих десятков лет между геологами велись ожесточенные споры. И. М. Губкину приходилось преодолевать большое сопротивление со стороны научных работников, доказывающих бесперспективность поисков нефти в районах Урало-Поволжья, со стороны руководителей геологической службы, разделявших такие пессимистические взгляды. Эта борьба не только предшествовала открытию промышленной нефти на Урале, но и продолжалась после этого знаменательного события.

Первое знакомство с геологией и условиями залегания многочисленных нефтепроявлений районов Урало-Поволжья И. М. Губкин осуществил в суровые годы гражданской войны. В начале лета 1918 г. по указанию В. И. Ленина им была организована экспедиция в Ухтинский нефтеносный район. Одновременно Владимир Ильич поставил перед учеными задачу начать поиски нефти во внутренних районах страны, найти возможность использовать в качестве топлива горючие сланцы и сапропели. Все эти работы направлялись Главным нефтяным комитетом Совнаркома РСФСР, в состав которого входил И. М. Губкин. В 1919 г. И. М. Губкин посещает с. Ундоры, г. Ульяновск, Кашпир в районе Сызрани, Самарскую Луку и Чистопольский район. В первых двух пунктах велись разведки горючих сланцев, а в районе Самарской Луки и у г. Чистополя проводились поиски нефти. Иван Михайлович проявляет живейший интерес к поисковым и разведочным работам на нефть, проводимым в таких районах Урало-Поволжья, как

Сокско-Шешминский, Сюкеевский (Татарская АССР), Ишим-байский (Башкирская АССР), Ухтинский (Коми АССР).

Поиски нефти в названных районах в то время не увенчались успехом. Главное, что предопределяло отрицательные результаты,— это резко отрицательное отношение к возможности обнаружения нефти в районах Урало-Поволжья со стороны некоторых крупных специалистов нефтяной геологии, руководивших этими работами. К. П. Калицкий — главный авторитет Геологического комитета по нефтяной геологии, осуществлявший научное руководство поисками нефти в Урало-Поволжье, не только не верил в возможность обнаружения здесь промышленных залежей нефти, но и пытался теоретически обосновать свою точку зрения. По его представлению все известные в районах Урало-Поволжья признаки нефти являлись якобы следами ранее существовавших нефтяных месторождений. Он отрицал возможность миграции нефти, считал, что все месторождения нефти образовались на месте своего нахождения в результате преобразования гомогенных масс морской травы. Исходя из этих концепций, К. П. Калицкий утверждал, что наблюдаемые признаки нефти не свидетельствуют о возможности обнаружения промышленных ее залежей в более глубоких слоях. Высказывания геологов Г. Д. Романовского, А. А. Штукенберга, А. П. Павлова, А. П. Иванова, Ф. И. Каныгина и других, рассматривающих признаки нефти в районах Урало-Поволжья как вторичные, просочившиеся из более глубоких слоев и свидетельствующие о наличии в них промышленных залежей нефти, объявлялись К. П. Калицким научно не обоснованными, а практические предложения о поисках нефти в отложениях карбона несостоятельными и вредными.

На страницах «Известий Главного нефтяного комитета» (октябрь 1918 г.— декабрь 1919 г.) и организованного И. М. Губкиным в 1920 г. журнала «Нефтяное и сланцевое хозяйство» систематически обсуждались вопросы перспективности поисков нефти в районах между Волгой и Уралом на Ухте, в Урало-Эмбенском районе и в других нефтеносных районах. В 1920 г., будучи профессором Московской горной академии, И. М. Губкин разрабатывает курс «Учение о нефти» [13], в котором подвергает научной критике положения К. П. Калицкого, обосновывает научные принципы поисков и разведки залежей нефти и газа.

В соответствии с представлениями И. М. Губкина известные нефтепроявления, обнаруженные в районах между Волгой и Уралом, являются вторичными; наличие асфальта в породах, следов нефтепроявлений в нижележащих отложениях, втеков нефти по трещинам и порам свидетельствует о том, что источником их явились нефтяные залежи, приуроченные к более древним слоям. Все названные нефтепроявления связаны с тектоническими нарушениями слоев, приурочиваясь к сводовым

частям структуры. Нефтеобразование в пределах Урало-Поволжья имело региональный характер. Поэтому нефть может быть обнаружена везде, где имеются благоприятные геологические условия, такие, как наличие нефтематеринских свит, коллекторов, структурных ловушек, герметических покрышек и др.

В связи с составлением Первого пятилетнего плана развития народного хозяйства СССР для обобщения всего имевшегося материала по нефтеносности районов Поволжья и Урала и выработки предложений по развитию здесь поисков нефти по инициативе И. М. Губкина и под его председательством при Московском отделении Геологического комитета в начале 1928 г. была создана специальная комиссия. В ее работе активное участие принимали виднейшие геологи — А. Д. Архангельский, С. И. Миронов, М. Э. Ноинский, А. Н. Розанов и др.

В апреле 1929 г. в районе Чусовских Городков из скважины, заложенной Н. И. Преображенским для выяснения южной границы распространения соликамских калийных солей, ударил нефтяной фонтан, положивший начало развитию нефтяной и газовой промышленности Урало-Поволжья. Большинство исследователей подчеркивали случайный характер открытия первой промышленности нефти на Урале. Однако совершенно закономерны были широко развернувшиеся поисковые работы на Урале, выполнявшиеся в осуществление заданий плана индустриализации СССР, равно как и не случайным было обнаружение нефти на Урале в свете научных предпосылок, обоснованных И. М. Губкиным, А. Н. Розановым, А. Д. Архангельским, И. Н. Стрижевым и др.

Еще в 1929 г. по поводу притока нефти из скважины в районе Чусовских Городков И. М. Губкин писал: «Скважина эта, безусловно, имеет огромное промышленное значение, даже независимо от того, насколько велик ее дебит; она бесповоротно решила вопрос о перенесении поисков нефти с окраин в более близкие к центру районы» [9, с. 135].

В конце 1929 г. И. М. Губкин руководит Всесоюзным совещанием геологов-нефтяников, созванным Главным геологоразведочным управлением для разработки плана поисковых и разведочных работ на нефть. Особое внимание на этом совещании было уделено вопросам развития поисков нефти в районах Урало-Поволжья.

Временные неудачи по разведке Чусовского месторождения и поисков новых месторождений вокруг него вновь породили среди части геологов пессимистические настроения в отношении уральской нефти. На январском совещании геологов-нефтяников были предложения о прекращении поисков и разведки «мертвой нефти» в районах между Волгой и Уралом и усилении за их счет поисков нефти в обжитых районах Кавказа. И. М. Губкин со своими учениками молодыми геологами

К. Р. Чепиковым и А. А. Блохиным дают отпор этим настроениям и отстаивают намеченный объем работ. Открытие в 1932 г. месторождений нефти в Ишимбаево подтвердило правоту позиций И. М. Губкина.

Детально ознакомившись с результатами разведки Ишимбаевского месторождения, И. М. Губкин дал развернутую характеристику значения и перспектив развития нефтяной промышленности на Урале. «Чусовские Городки, — заявил он, — заставили развить разведку вдоль Урала. Ишимбайское месторождение заставит развернуть широкую разведочную работу по всему Приуралью и по всему Поволжью» [7, с. 317]. Это заявление воплотилось в конкретные планы поисковых и разведочных работ, которые рассматривались и утверждались И. М. Губкиным.

В 1936 г. в связи с подготовкой к XVII Международному геологическому конгрессу, посвященному проблемам нефтяной геологии, И. М. Губкин проделал огромную работу по изучению и обобщению геологических материалов по нефтяным месторождениям СССР, в том числе и месторождениям Урало-Волжской нефтеносной области, с целью оценки возможных запасов нефти СССР. Несмотря на то, что Иван Михайлович не располагал еще материалами по многим важным открытиям, последовавшим после 1936 г., он дал высокую оценку возможным запасам нефти Урало-Волжской области.

Еще в те годы Иван Михайлович утверждал, что недра этой области обладают значительно большими запасами, чем старые нефтяные районы Кавказа и Эмбы. Такая оптимистическая оценка потенциальных возможностей районов Урало-Поволжья имела огромное значение для обоснования широкого развития здесь поисковых и разведочных работ на нефть и газ.

Немаловажное значение для обоснования дальнейших поисковых и разведочных исследований в Волго-Уральской нефтеносной области имела работа И. М. Губкина «Урало-Волжская нефтеносная область» [12], опубликованная в 1940 г. (уже после смерти автора), но содержащиеся в ней концепции были известны геологам-нефтяникам значительно раньше. В 1938 г. во время поездки по нефтяным районам Самарской Луки, Бугуруслана, Туймазов, Ишимбая, предпринятой по заданию Народного комиссариата тяжелой промышленности для выяснения перспектив нефтеносности этой области и их научного обоснования в связи с разработкой Третьего пятилетнего плана развития народного хозяйства СССР, И. М. Губкин неоднократно высказывал свои суждения и взгляды на направление дальнейших работ по выявлению нефтеносности Урало-Волжской области. Его представления воплощались в конкретные планы геолого-поисковых и разведочных работ на этой территории, разработкой которых он занимался до последних дней своей жизни. Названный труд был задуман ученым как обширный отчет об этой поездке.

К сожалению, смерть помешала Ивану Михайловичу закончить задуманную работу. Опубликованная рукопись содержит всего две главы. В первой освещается история геологического изучения области, во второй — геологическое ее строение. Однако и в этих главах он дал много ценных обобщений, которые оказали существенную помощь в выявлении не только Второго Баку, но и других нефтяных районов страны.

Большое внимание уделил И. М. Губкин научному обоснованию поисков — вопросам происхождения нефти и газа.

В отличие от многих геологов, объяснявших происхождение нефтяных месторождений Урало-Волжской области нефтеобразованием в верхнедевонское время, И. М. Губкин, как и А. Д. Архангельский, выделил несколько толщ, в пределах которых происходило нефтеобразование. К ним он относил предполагаемые терригенные осадки девона (в то время вся толща девона еще не была вскрыта ни в одном нефтеносном районе Урало-Поволжья) и угленосную свиту нижнего карбона. Такое представление позволило оценивать перспективы нефтеносности названных отложений независимо друг от друга, что значительно расширило перспективы нефтеносности девонских и каменноугольных осадков. С неутомимой настойчивостью он обращал внимание геологов на необходимость тщательного изучения фациальной обстановки отложения осадков и условий тектонического режима осадконакопления как основных критериев прогнозов нефтеносности.

Образец такого подхода к изучению осадков дал сам ученый при изучении девонских отложений восточного склона Русской платформы. Рассмотрев состав и характер строения осадков среднего девона, вскрытых в то время в зоне Подмосковной котловины и в Ухтинском районе, и отметив сходную картину осадконакопления на этой обширной территории Русской платформы, он сделал следующее заключение: «...Песчаниковая и пестроцветная свиты тиманского девона, представляющие аналог верхней терригенной свиты среднего девона Москвы и Окско-Цнинского вала, содержат основные нефтеносные горизонты Ухтинского нефтяного месторождения. Следовательно, мы вправе предполагать, что и на Самарской Луке и других местах Поволжья терригенные отложения живецкого яруса среднего девона могут оказаться нефтеносными в пределах 1600—2000 м. Приблизительно на этой же глубине будут встречены возможные нефтеносные горизонты и в верхах среднего девона и на всей остальной части Урало-Волжской нефтеносной области. Нижняя свита терригенных отложений среднего девона, которая тоже представляет хороший коллектор для нефти, залегает на 120 м глубже. Следовательно, и она залегает в пределах технически достижимых глубин (2000—2500 м)» [12, с. 552—553].

В этом замечательном прогнозе не только обосновывается возможность промышленной нефтеносности девона на весьма обширной территории, но и подчеркивается полная практическая возможность реализации этих перспектив, так как предполагаемые нефтеносные горизонты должны находиться на сравнительно небольших глубинах. Как известно, эти прогнозы И. М. Губкина блестяще оправдались.

В этом же труде И. М. Губкин, сравнивая строение Подмосковной впадины с Восточной (районы Урало-Поволжья. — А. Т.), подчеркивает, что Восточная впадина оказалась значительно более погруженной, чем Подмосковная, что и предопределило ее нефтегазосность [12].

В Узбекистане до исследований И. М. Губкина была известна только одна нефтеносная область — Ферганская впадина, и ресурсы ее под влиянием «авторитетного» специалиста К. П. Калицкого оценивались весьма низко. Руководствуясь собственными генетическими представлениями, К. П. Калицкий связывал перспективы нефтеносности только с ферганским ярусом палеогена, полностью отвергая вероятность открытия залежей в других частях разреза. И. М. Губкин убедительно доказывал научную несостоятельность взглядов К. П. Калицкого как в общем плане, так и применительно к Ферганской впадине. Он показал, что здесь высокоперспективны на нефть также и другие ярусы палеогена, мела и юры, и предполагал поисковое бурение вести вплоть до палеозоя. Эти прогнозы также блестяще подтвердились.

И. М. Губкин выделял в Средней Азии и другие перспективные территории. Наиболее высоко он оценивал перспективы нефтегазосности правобережья Амударьи (особенно выше г. Чарджоу и в районе г. Бухары), Каракумов, Сурхандарьинской и Кашкадарьинской впадин. Все эти районы в те времена были очень слабо изучены. Тем не менее все оценки ученого оказались совершенно безошибочными, реализация его рекомендаций привела к открытию промышленных месторождений нефти и газа во всех указанных районах. В Западном Узбекистане на правобережье р. Амударьи выявлена обширная Бухаро-Хивинская нефтегазосная область с месторождениями именно к востоку от Чарджоу, в районе Бухары. Нефтяные месторождения обнаружены и на Каракумском своде. Так же высоко И. М. Губкин оценивал перспективы нефтегазосности Туркмении, Казахстана и других районов страны, где в настоящее время обнаружены месторождения нефти и газа.

Проблема выявления ресурсов нефти и газа в новых районах нашей страны, в том числе на территории Сибири и Дальнего Востока, была предметом особой заботы И. М. Губкина. Много внимания уделял он этой проблеме в период обоснования и осуществления в СССР Первого пятилетнего плана индустри-

ализации (1928—1933 гг.). Еще в 1931 г. в докладе «Естественные богатства СССР и их использование» на Чрезвычайной сессии Академии наук СССР в Москве (1931 г., июнь) он заявил: «Необходимо нефть искать и на Восточном склоне Урала, предварительно разведав эти места геофизическим методом. Одним словом, будущее нашей нефтяной промышленности всецело зависит от развития разведочных работ, смелых и решительных, без боязни риска» [5, с. 253].

Активное участие И. М. Губкина в решении общегосударственной проблемы — создании Урало-Кузнецкого комбината — послужило непосредственным поводом для обоснования перспектив нефтегазоносности Сибири.

«Мы должны, — писал И. М. Губкин в 1931 г., — возможно скорее, простым и легким способом обеспечить Урало-Кузнецкий комбинат жидким топливом» [1, с. 271]. Для разрешения этой задачи И. М. Губкин считал необходимым развернуть разведочные работы в северо-восточной части Урало-Эмбенского района (Актюбинский и Темирский районы). Затем его внимание привлекли обширнейшие районы Западно-Сибирской низменности, расположенной между Уралом и Енисеем.

В июне 1932 г. Академия наук СССР провела выездную сессию в Свердловске и Новосибирске, посвященную проблемам Урало-Кузнецкого комбината. 12 июня в Новосибирске И. М. Губкин в беседе с корреспондентом газеты «Правда» поделился своими мнениями о новых данных, свидетельствующих о ресурсах нефти на востоке нашей страны. Обрисовав перспективность поисков нефти в Урало-Эмбенском районе, на западном склоне Урала, в Ухтинском районе, он сказал: «Мне думается, что пора начать систематические поиски нефти на Восточном склоне Урала. Геологические условия позволяют предполагать, что поиски нефти на Восточных склонах Урала не останутся безрезультатными.

Нефть является родственницей угля по своему происхождению. Нефть, уголь — это члены одного генетического ряда битумов, которые начинаются в одном конце графитом и антрацитом, на другом — идут до жидкой нефти и газообразных углеводородов. Генетическая причина возникновения этого длинного ряда, в сущности, одна и та же. Только в одних условиях, при наличии материала одного характера, у нас возникает процесс обуглероживания, возникает уголь. При другом исходном материале, в других условиях его изменения, возникает нефть. Часто случается так, как говорят геологи, угольная фация его может переходить в нефтяную. Я полагаю, что на Восточном склоне Урала угольная фация по направлению к востоку, т. е. немного дальше от береговой линии, где происходило образование осадков, где отложились угленосные свиты, угольная фация может замениться нефтяной. Для того чтобы это предположение превратилось в уверенность, необходимо

вдоль всего Восточного склона Урала произвести ряд разведочных работ. Для этого необходимо в первую очередь пустить геофизику, гравиметрию, сейсмометрию. Нужно поперек Восточного склона Урала сделать ряд геофизических ходов, а за ними нужно пустить уже ряд буровых скважин, чтобы данные геофизики проверить данными глубокого бурения. Мне думается, что эта разведка может увенчаться успехом» [10]. И. М. Губкин закончил беседу с корреспондентом следующим прогнозом: «Перспективы и значение разработки нефти в этих районах огромны. Добыча в этих районах может обеспечить не только потребности Урало-Кузнецкого комбината, но и всего хозяйства СССР» [Там же].

Как видим, И. М. Губкин не только теоретически обосновал возможность нахождения нефти в пределах Западно-Сибирской равнины, наметил пути и методы выявления ее перспектив, но и дал высокую прогнозную оценку этой территории как новой крупнейшей базы нефтедобычи всей страны.

Следует особо подчеркнуть, что, обосновывая методику поиска нефти в Западно-Сибирской низменности, И. М. Губкин впервые определил необходимость бурения специальных опорных скважин для выявления перспективы нефтегазоносности крупных регионов. В последующем (1934 г.) он предложил бурение таких скважин на Русской платформе. Бурение опорных скважин принято на вооружение советскими геологами и ознаменовалось важными открытиями на Русской платформе, в Западной Сибири и в других районах страны.

Несмотря на возражения видных ученых, настойчивая борьба И. М. Губкина за расширение поисков нефти, за вовлечение в поиски новых районов страны продолжалась. Во вступительном слове на Второй Северо-Кавказской конференции геологов-нефтяников в декабре 1932 г. И. М. Губкин счел необходимым подчеркнуть: «Остаются пока неизведанными громадные пространства Сибири, причем имеются все основания встретить нефть и на Восточном склоне Урала, и в знаменитом Кузнецком угольном бассейне». [3, с. 360].

Нет нужды останавливаться на успехах выявления в пределах Западно-Сибирской равнины нефтегазоносной провинции. Достаточно подчеркнуть, что геологи здесь только потому добились столь замечательных успехов, что они руководствовались теоретическими предпосылками и методами поиска, разработанными И. М. Губкиным, его теорией образования нефти и газа и формированием их залежей. В высказываниях И. М. Губкина по генезису нефти и формированию ее залежей мы видим зачатки учения о главной фазе нефтеобразования, которое успешно развивается в наши дни его последователями, идеи о необходимости уже на первых этапах поисков нефти и газа искать не только структурные, но и

структурно-литологические и стратиграфические залежи, идеи (развитые вместе с Н. С. Шатским) о перспективности и фундамента Западно-Сибирской низменности.

Научный прогноз И. М. Губкина перспектив нефтегазонасности Западно-Сибирской низменности блестяще подтвердился. Этим самым он совершил научный подвиг, более значительный, чем принадлежащий ему же прогноз нефтегазонасности Урало-Поволжья и Тимано-Печорской синеклизы. Известна роль И. М. Губкина в обосновании перспектив нефтегазонасности и Сибирской платформы. Он по достоинству оценил первые находки здесь кембрийской нефти. С его именем связаны работы по выявлению нефтегазонасности устья Селенги и других районов Восточной Сибири.

Хотелось бы подчеркнуть только частично охарактеризованную роль И. М. Губкина в обосновании необходимости поисков нефти и газа в различных районах Советского Союза, в улучшении географии расположения баз нефтедобычи. Еще в 1930 г. он объяснял недостаточное внимание к поиску нефти в новых районах продолжающей эксплуатацией старых нефтяных районов. «...Богатство старых районов ..., — писал И. М. Губкин, — притупляет волю и ослабляет стимулы к поискам» [9, с. 133]. В какой-то мере огромные успехи в выявлении запасов нефти и газа в пределах Западно-Сибирской низменности объективно действуют сейчас в том же направлении — сдерживают поиски нефти и газа в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке. Достаточно упомянуть о том, что региональные исследования и бурение опорных скважин в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке почти полностью прекращены. Всемерно развивая поиски новых крупных месторождений нефти и газа в Западной Сибири, быстрыми темпами разведывая те из них, которые вводятся в разработку, необходимо одновременно всемерно расширять региональные исследования, направленные на поиски новых этажей нефтегазонасности, интенсивно вести поиски нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Здесь, как известно, сосредоточено до 40% всех перспективных земель нашей страны.

В пределах Сибирской платформы уже выявлены крупные месторождения газа в низовьях р. Вилюй в мезозойском и пермском осадочном чехле. Кроме известного Марковского газоконденсатного месторождения в отложениях нижнего кембрия на юге Сибирской платформы в Иркутской области, получены новые фонтанные притоки нефти на склоне Нелского свода, а в пределах Братского свода из этих же отложений — фонтаны нефти и газа. Многочисленные новые признаки выявлены среди Приамурских впадин, на Камчатке и в других местах. Продолжая дело, начатое И. М. Губкиным по поискам новых районов нефтегазодобычи, необходимо в короткий срок создать в Восточ-

пой Сибири и на Дальнем Востоке новые базы, которые могли бы полностью удовлетворить нужды бурно развивающихся здесь промышленных и аграрных районов в нефти, газе и продуктах их переработки. Памятные даты дня рождения И. М. Губкина хорошо бы ознаменовать открытием новых нефтегазоносных районов, областей, провинций.

Огромное значение придавал И. М. Губкин также вопросам разработки нефтяных месторождений, развитию промысловой геологии. Его по праву можно считать отцом советской нефтепромысловой геологии.

Проблемы рациональной разработки нефтяных месторождений, обоснованные предложения о необходимости создания государственной геологической службы на нефтепромыслах, как уже отмечалось, были высказаны И. М. Губкиным еще до Великой Октябрьской социалистической революции.

В начале 1918 г. И. М. Губкин выступает с обширной программной статьей «Роль геологии в нефтяной промышленности», в которой подробно обосновывает основные задачи промысловой геологии. «Наука о Земле..., — писал он, — вместе с тем изучает условия залегания полезных ископаемых в недрах земных, пробует объяснить условия их возникновения там и дает указание, где и как их можно добыть и извлечь на дневную поверхность» [11, с. 41].

Он аргументирует главную задачу прикладной (промысловой) геологии — быть руководящей при разработке нефтяных месторождений. Эта наука должна изучать стратиграфию, литологию вмещающих и содержащих нефть пород, тектонику месторождения и его окрестностей, условия залегания нефти и воды, их состав, вести структурную съемку, обосновывать заложение эксплуатационных скважин, вести доразведку и поиски новых месторождений. «В условиях нового государственного строя, — подчеркивал И. М. Губкин, — когда вся нефтяная промышленность объявлена национальным достоянием, для прикладной геологии открываются широкие перспективы...» [11, с. 48].

По поручению В. И. Ленина И. М. Губкин руководит большой работой по предотвращению оводнения нефтепромыслов Баку, Грозного, Эмбы.

В последующие годы (1930—1933 гг.) И. М. Губкин мотивирует основные принципы плановой разработки нефтяных месторождений. Сюда он включает выбор системы разработки исходя из учета геологических условий залежей, их режима; предпочтительность высоких темпов разработки; рациональное размещение скважин на основе научно обоснованного выбора расстояний между ними, обеспечивающих высокую эффективность вложенных в добычу средств; применение методов поддержания давления, особенно на ранней стадии разработки. Ученый неоднократно подчеркивал, что плановая научно обоснованная

разработка нефтяных месторождений возможна только в условиях социалистического строя.

Большое внимание уделял И. М. Губкин проблеме повышения коэффициента нефтеотдачи нефтяных пластов. Он горячо поддерживает предложение ученых ГИНИ о газификации нефтяных пластов путем поддерживания горения в нефтяных пластах, добывается выделения средств и оборудования для осуществления этой идеи на промыслах Майкопнефти. Первыми опытными работами по подземной газификации Иван Михайлович был удовлетворен.

Огромные успехи достигнуты учеными и промысловиками нашей страны в совершенствовании методов разработки нефтяных и газовых месторождений, создании научных основ разработки с использованием новейших достижений гидродинамики и вычислительной техники. По масштабам применения поддержания давления в пластах путем внутриконтурного и законтурного нагнетания воды, по достигнутому общему коэффициенту нефтеотдачи нефтяных пластов Советский Союз занимает первое место в мире. Однако это не должно расхолаживать ученых и нефтепромысловиков. Слишком медленно и в недостаточных масштабах применяются методы подземной газификации, нагнетания веществ, максимально отмывающих нефть от породы, методы интенсификации призабойной зоны скважин. Бережное отношение к технике вскрытия пластов и опробования скважин, целесообразное ее использование даст возможность на новых площадях поднять дебиты скважин почти вдвое.

И. М. Губкин вел настойчивую работу по повышению уровня использования нефти и газа в народном хозяйстве.

И в настоящее время весьма актуальны высказывания И. М. Губкина, относящиеся к 1930 г., по проблеме использования ресурсов нефти: «Из бесспорного факта ограниченности мировых запасов нефти нередко делали вывод, что пужпо возможно экономнее расходовать эти ресурсы, ибо значительных новых ресурсов мы не найдем. Однако же мы можем наблюдать почти парадоксальное положение, что наиболее обеспечены нефтью те страны, которые наименее всего считались с фактом ограниченности ресурсов и наиболее щедро расходовали свои запасы, между тем как другие страны, ставившие себе целью возможно большую экономию в расходовании нефти, этим не разрешили проблемы обеспечения нефтеснабжения. Разумеется, неправильно было бы сделать отсюда вывод, что нужно смело расходовать запасы нефти и тогда нефть будет всегда в изобилии. Но зато можно сказать с полной уверенностью, что нужно производить энергичные поиски нефти и что поиски нефти представляют собой верный способ воспроизводства истощающихся нефтяных ресурсов» [9, с. 130].

Благодаря успехам геологов в выявлении нефти и газа в Западной Сибири возникла проблема ускорения использова-

ния месторождений нефти и газа. Запасы этих важнейших полезных ископаемых возросли, но находятся «мудрецы», которые вновь поднимают вопрос о потомках, забота о которых должна, по их мнению, сдерживать развитие нашей нефтегазодобывающей промышленности.

И. М. Губкин был глубоко принципиальным, преданным делу партии, народу, идеалам коммунизма! В 1921 г., вскоре после приема И. М. Губкина в ряды РКПб, на вопрос, почему он вступил в партию, Иван Михайлович ответил:

«Я — ученый. Мое место в партии, которая движет вперед жизнь».

Чтобы быть хорошим коммунистом и хорошим ученым, ученик большевик должен бороться за науку с такой же страстностью, как за генеральную линию партии. Ученый должен быть принципиальным и не сдавать своих убеждений. Всю свою жизнь я старался воспитывать в себе принципиальность. Я никогда — ни ради «дружбы», ни ради славы или денег, ни ради сохранения «хороших отношений» — не изменял своим убеждениям. Это и помогает мне добиваться многого в своей научной деятельности» [4, с. 55].

Он гордился тем, что ему довелось под руководством В. И. Ленина выполнять важные государственные поручения, повседневно чувствовать заботу вождя о развитии науки.

Иван Михайлович был обаятельнейшим человеком, его отношение к соратникам отличалось удивительной доброжелательностью и вниманием независимо от их ранга и занимаемого положения, он снискал к себе любовь и глубокое уважение всех, кто имел счастье общаться с ним. Особое расположение проявлял он к молодежи. Его постоянно окружали ученики-студенты, молодые научные работники, геологи и буровики научно-исследовательских и производственных организаций. Он был для всех не только учителем, но и другом, товарищем по решению общих задач.

Лучший способ отметить дату рождения И. М. Губкина — это сосредоточить внимание на решение тех проблем, которым он посвятил всю свою замечательную жизнь.

Мы, его ученики и последователи, должны:

— совершенствовать и оттачивать теоретическое оружие выявления нефтяных и газовых ресурсов земной коры — теорию И. М. Губкина о происхождении нефти и газа и формировании залежей;

— с такой же настойчивостью, научной обоснованностью и эрудицией, как это делал И. М. Губкин, продолжать улучшать географию размещения баз нефтегазодобычи в стране; выявлять новые ресурсы нефти и газа как в старых, так и особенно в новых районах страны. Быстрее выявить нефтяной потенциал Сибирской платформы и других перспективных территорий, особенно Дальнего Востока;

— совершенствовать методы разработки нефтяных и газовых месторождений, методы вскрытия и освоения продуктивных пластов;

— всемерно поднимать уровень добычи и особенно потребления нефти и газа в народном хозяйстве. Уже в этом столетии не только достигнуть, но и превзойти по потреблению нефти и газа США;

— в своей жизни и деятельности приобретать качества, которые были свойственны И. М. Губкину — вести глубокие научные исследования и быть активным строителем коммунистического общества, во всем и всегда быть принципиальным, заботиться о молодом поколении и его воспитании.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Губкин И. М. Академия наук и изучение производительных сил страны. Избр. соч. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953, с. 263—272.
2. Губкин И. М. Башкирская нефть, ее значение и перспективы развития. Избр. соч. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953, с. 309—318.
3. Губкин И. М. Вступительное слово на второй Северо-Кавказской конференции геологов-нефтяников. Избр. соч. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953, с. 356—360.
4. Губкин И. М. Доверие народа — высшая награда. Избр. соч. Т. I. М.— Л.: Изд-во АН СССР, 1950, с. 47—59.
5. Губкин И. М. Естественные богатства СССР и их использование. Избр. соч. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953, с. 236—262.
6. Губкин И. М. К вопросу о задачах и методах исследования нефтяных месторождений. Избр. соч. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953, с. 7—10.
7. Губкин И. М. Моя молодость. Избр. соч. Т. I. М.— Л.: Изд-во АН СССР, 1950, с. 29—46.
8. Губкин И. М. Нефть. Избр. соч. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953, с. 11—38.
9. Губкин И. М. Нефтяная промышленность и задачи народнохозяйственной реконструкции. Избр. соч. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953, с. 128—152.
10. Губкин И. М. Новые данные о запасах нефти на Востоке.— Правда, 1932, 14 июня.
11. Губкин И. М. Роль геологии в нефтяной промышленности. Избр. соч. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953, с. 41—48.
12. Губкин И. М. Урало-Волжская нефтеносная область. Избр. соч. Т. I. М.— Л.: Изд-во АН СССР, 1950, с. 527—611.
13. Губкин И. М. Учение о нефти. Изд. 3-е. М.: Наука, 1975. 384 с.

## ГЛАВНЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ В ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ ПРОВИНЦИИ

В решениях XXV и XXVI съездов КПСС особое внимание обращено на необходимость ускоренной подготовки запасов нефти и газа на Сибирской платформе. Сибирская платформа — крупнейший на востоке СССР регион, где в перспективе могут быть созданы новые центры по добыче нефти и газа. В течение длительного времени здесь ведутся поиски нефти и газа, которые уже привели к открытиям. Следующие особенности придают Сибирской платформе значение как высокоперспективному объекту для поисков нефти и газа:

1) широкая региональная нефтегазоносность верхнепротерозойских и нижнекембрийских отложений. Можно с уверенностью сказать, что для Сибирской платформы характерна промышленная нефтегазоносность наиболее древних осадочных слоев по сравнению с другими бассейнами;

2) контролирующей закономерностью распределения месторождений нефти и газа на платформе является широкое развитие в разрезе разных по генезису карбонатных и эвапоритовых толщ, что предопределило специфику нефтепроизводящих пород и коллекторов нефти и газа;

3) решающее влияние на нефтегазоносность платформы оказал интенсивный траптовый магматизм;

4) на размещении месторождений нефти и газа на платформе сказалось интенсивное воздымание всего региона в мезозое и кайнозое;

5) древность основной массы залежей нефти и газа. Поэтому без анализа условий их сохранения невозможен прогноз современного распределения ресурсов нефти и газа.

Недостаточное внимание к перечисленным особенностям, сложнейшие природно-климатические и сейсмогеологические условия региона сказались на эффективности поисково-разведочных работ. Поиски нефти и газа на Сибирской платформе имеют достаточно длительную историю.

Многочисленные нефтепроявления на территории Сибирской платформы были известны еще в XVIII—XIX вв. и описаны многими видными русскими учеными — И. И. Георги, П. С. Палласом, А. Е. Фигуриним, А. Л. Чекановским, И. Д. Черским и др.

Планомерные поиски нефти здесь начались после победы Великой Октябрьской социалистической революции. В 1929 г. в статье «Где и как искать нефтеносные области в СССР» академик А. Д. Архангельский впервые поставил вопрос о возмож-

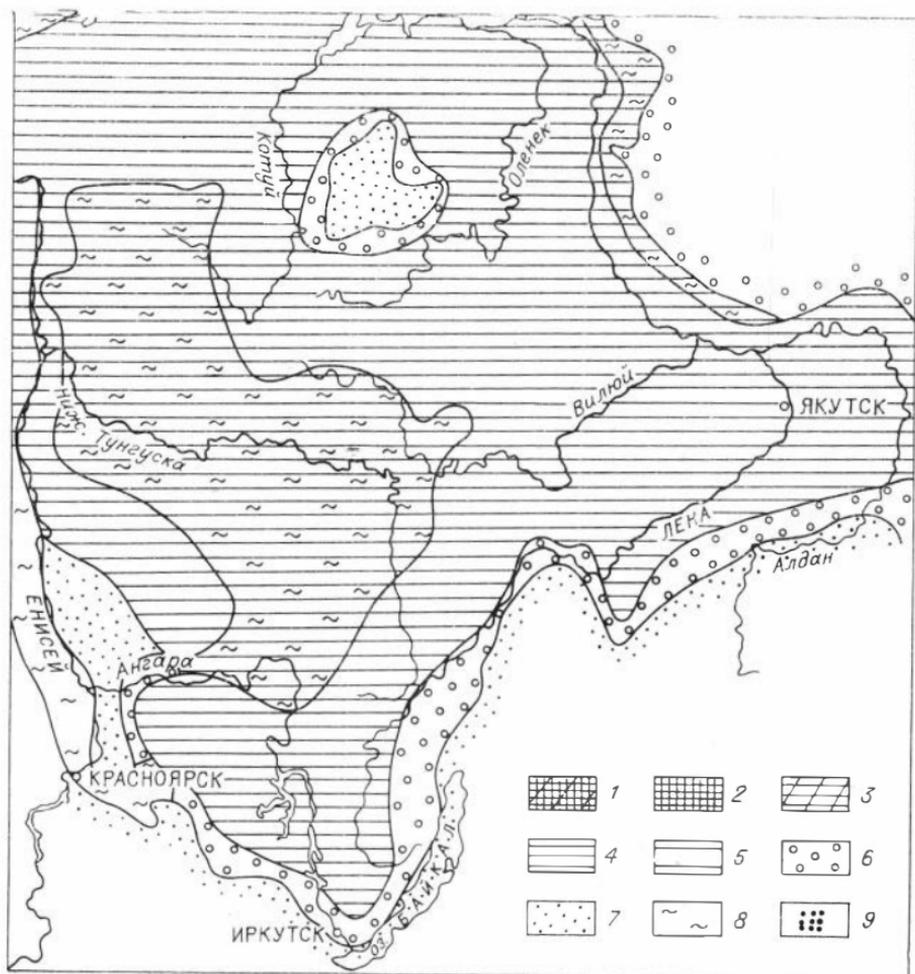


Рис. 1. Перспективы нефтеносности Сибирской платформы по Н. А. Гедроцу (фрагмент «Карты перспектив нефтеносности азиатской части СССР», 1937 г.)

Территории: высокоперспективные: 1 — I категории, 2 — II категории; перспективные: 3 — I категории, 4 — II категории, 5 — III категории; 6 — малоперспективные; 7 — бесперспективные; 8 — с неясными перспективами; 9 — с доказанной промышленной нефтегазоспособностью. В случае отсутствия градации высокоперспективных и перспективных территорий используются знаки для высокоперспективных — 2, для перспективных — 5.

ности нахождения нефти в отложениях нижнего палеозоя на Сибирской платформе [1]. Проблема нефтеносности Сибири была рассмотрена в 1932 г. и академиком Н. С. Шатским [24]. Проанализировав геологическое строение районов Сибири, он выделил районы для поисков нефти. На Сибирской платформе в качестве первоочередного района исследований он рекомендовал Вилюйскую гемисинеклизу, во вторую очередь — Енисей-Хатангский региональный прогиб и западные районы плат-

формы. В 1934 г. обширная программа поисков нефти по Сибири в целом и на Сибирской платформе в частности была намечена в работах и выступлениях И. М. Губкина.

Одна из первых карт, на которой дано районирование территории Сибирской платформы по степени перспективности на нефть и газ, была опубликована в 1937 г. Н. А. Гедройцем (рис. 1) [5]. На карте бесперспективные территории показаны на обрамлении платформы и в пределах Анабарского массива. Территории малоперспективные показаны в краевых частях платформы и на склонах Анабарской антеклизы. Большую часть внутренних областей платформы Н. А. Гедройц оценил как территории перспективные. Территорию Тунгусской синеклизы он отнес к «областям, для которых можно предполагать благоприятные условия, но конкретных данных дать окончательно оценку еще мало („предположительно благоприятные“»).

В 1944 и 1949 гг. были построены две, во многом сходные схемы перспектив нефтегазоносности Якутии. Автором первой из них был С. И. Ситников [2]. На этой карте к бесперспективным отнесены территории Тунгусской синеклизы, сводовой части Анабарской антеклизы, большая часть Алданской антеклизы и внешний борт Предверхоаянского краевого прогиба. Территория Алдано-Ленского междуречья в восточной части Алданской антеклизы отнесена к территориям с неясными перспективами, предположительно малоперспективными, Вилюйская гемисинеклиза — к территориям с неясными перспективами. Остальные территории Сибирской платформы в пределах Западной Якутии признаны перспективными.

Близкое районирование территории Якутии было выполнено несколько лет спустя и Ф. Г. Гурари [2]. Он отнес к малоперспективным территории Тунгусской и Вилюйской синеклиз (последняя названа территорией с неясными перспективами, предположительно малоперспективная) и большей части Алданской антеклизы. В качестве перспективных территорий Ф. Г. Гурари выделил Березовскую впадину, северо-восточную часть Предбайкальского прогиба, юго-восточный склон Анабарской антеклизы. К территориям малоперспективным этот исследователь отнес платформенное крыло северной части Предверхоаянского прогиба.

В 1949 г. оценка перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы была дана Д. В. Дробышевым (рис. 2) [11]. В самых общих чертах она сходна с картой Н. А. Гедройца, отличаясь от нее большей осторожностью в оценках. На этой карте, как и на двух рассмотренных выше, к территориям с неясными перспективами, предположительно бесперспективным отнесена большая часть Тунгусской синеклизы. Ее южная и юго-восточная части, а также запад Вилюйской гемисинеклизы причислены к территориям с неясными перспективами. Все остальные

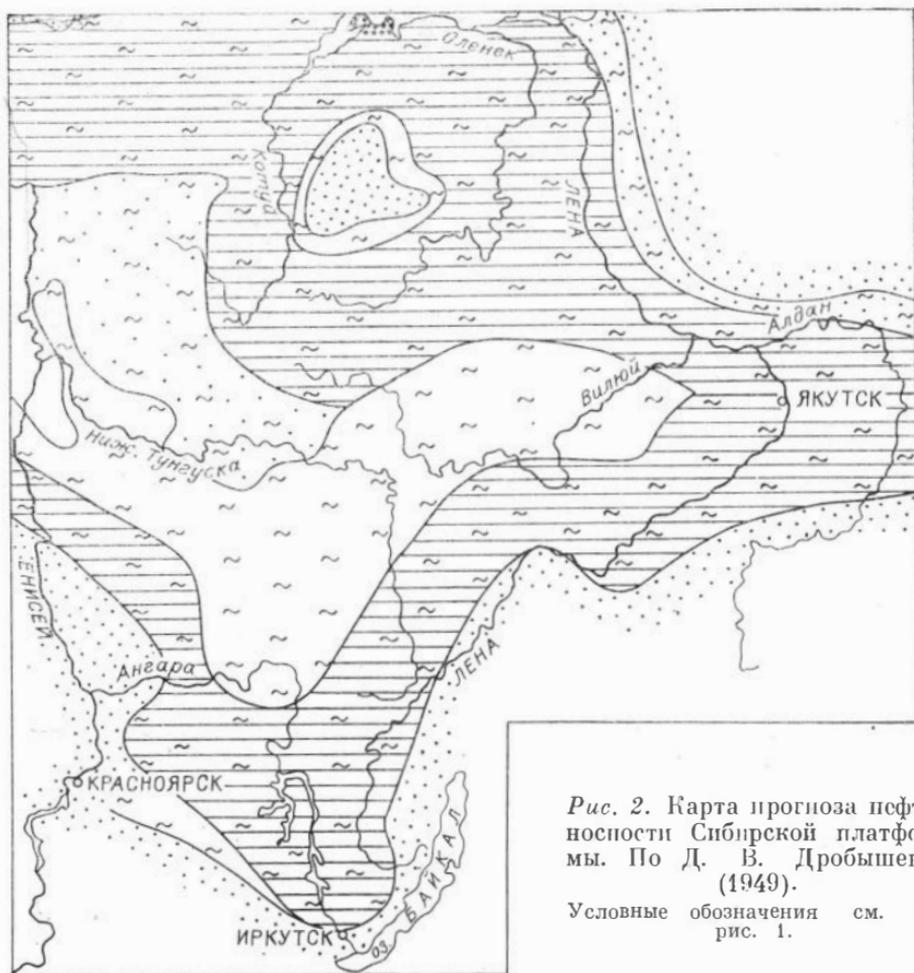
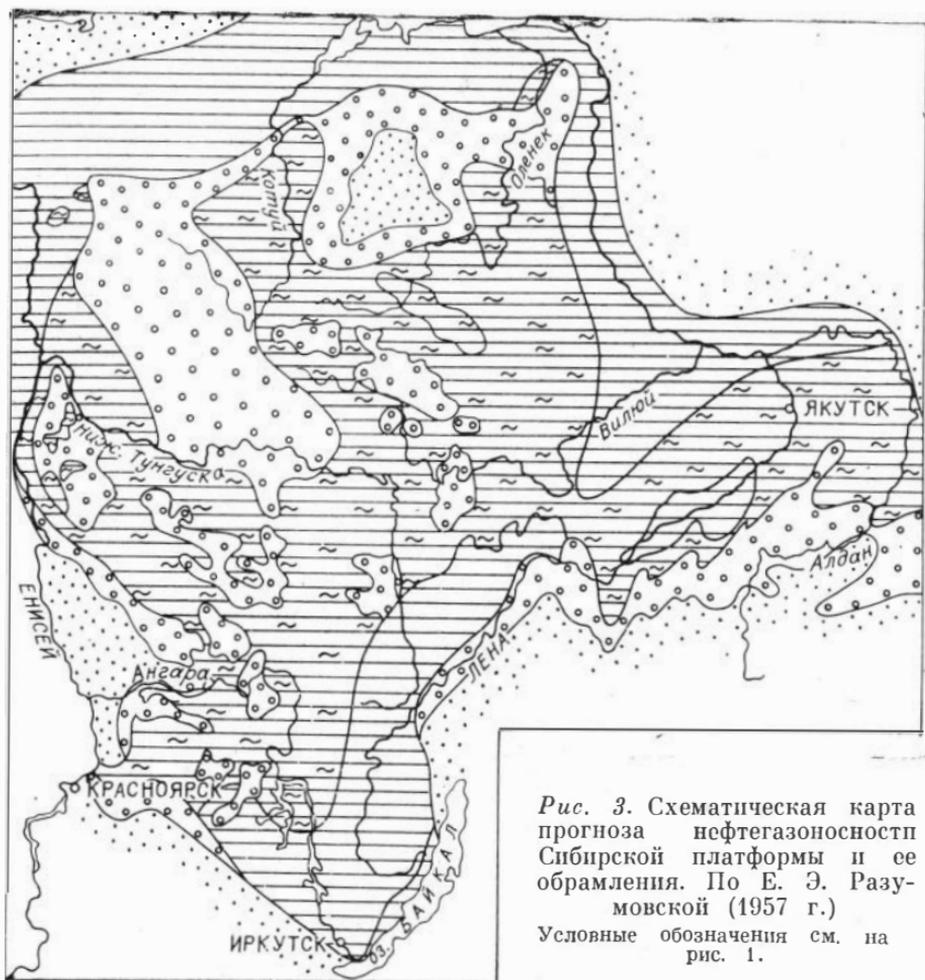


Рис. 2. Карта прогноза нефте-  
ности Сибирской платфор-  
мы. По Д. В. Дробышеву,  
(1949).

Условные обозначения см. на  
рис. 1.

территории внутренних районов платформы выделены как предположительно перспективные.

В 1957 г. по результатам работы коллектива исследователей ВСЕГЕИ была опубликована карта перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы, составленная Е. Э. Разумовской (рис. 3) [20]. На ней к перспективным территориям отнесены краевые депрессии Сибирской платформы, а в пределах домезозойской части плиты — платформенный склон Предбайкальского прогиба и соседствующие с ним районы платформы. Эти перспективные территории по припятой ныне схеме тектонического районирования входят в состав Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботубобинской аптеклизы. На территории Тунгусской синеклизы как малоперспективные показаны ее северные и центральные районы, а также наиболее насыщенные интрузиями траппов краевые части в пределах так называемого пояса Обручева. Остальные районы платформы отнесены к тер-

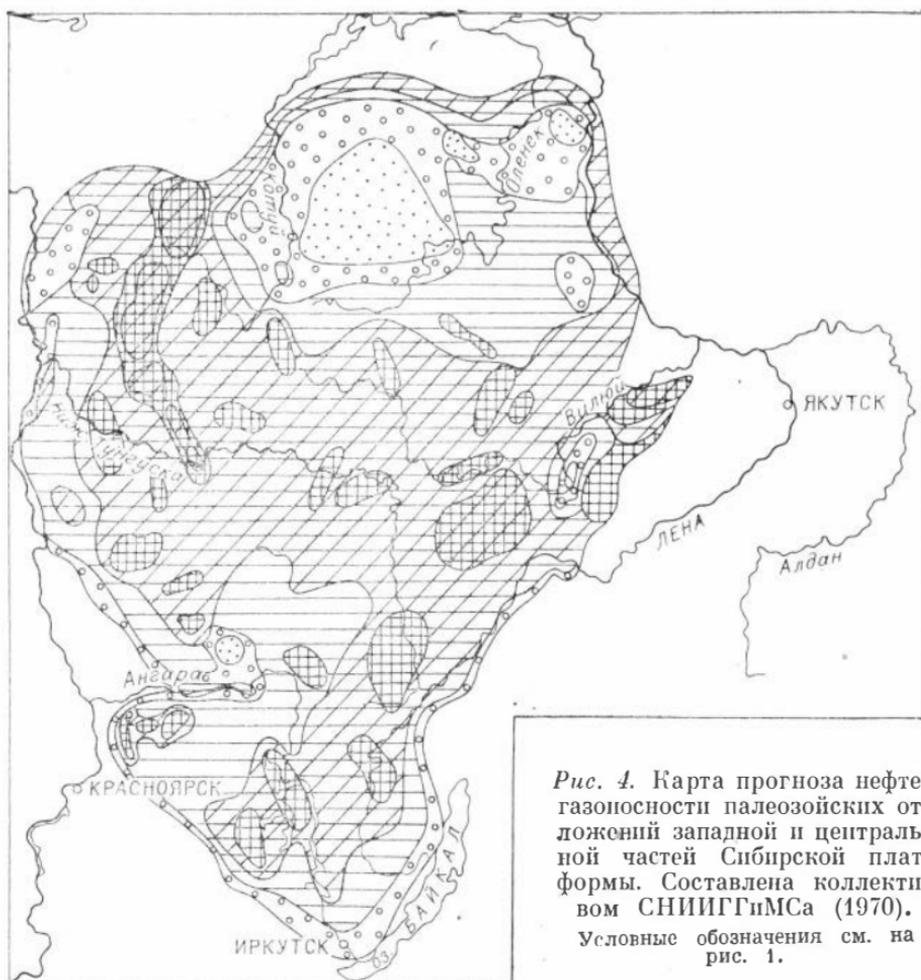


риториям с неясными перспективами и предположительно перспективным.

Всестороннее обоснование перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы было дано в 1960 г. в работе А. А. Трофимука [23]. Автор особо подчеркнул, что основные ресурсы нефти и газа на Сибирской платформе будут сосредоточены в докембрийских и нижнепалеозойских отложениях.

Эта точка зрения получила признание при районировании территории Сибирской платформы по степени перспективности на нефть и газ в 1963 г. на карте прогноза нефтегазоносности СССР. На ней отражена идея о высокой перспективности краевых верхнепалеозойско-мезозойских депрессий Сибирской платформы и впервые после 1944 г., т. е. 20 лет спустя, в качестве перспективной, правда минимально, показана территория Тунгусской синеклизы.

Следующим важным шагом к современной оценке перспектив нефтегазоносности Тунгусской синеклизы явилось комп-



*Рис. 4.* Карта прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений западной и центральной частей Сибирской платформы. Составлена коллективом СНИИГГиМСа (1970).  
Условные обозначения см. на рис. 1.

лексное исследование, выполненное в 1968—1969 гг. коллективами СНИИГГиМСа и треста Красноярскнефтегазразведка под руководством Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовича, Т. К. Баженовой и И. Г. Левченко. Эта работа позволила обосновать перспективы нефтегазоносности Тунгусской синеклизы в целом и ее северных районов в особенности (рис. 4) [8]. Они были признаны более высокими, чем южных районов платформы, а поднятия в ее центральной части оценены как наиболее перспективные. Такая оценка получила всеобщее признание и нашла отражение на картах нефтегазоносности платформы, изданных в 1972 г. под редакцией А. А. Трофимука и В. В. Семеновича (рис. 5) [12], в 1976 г. под редакцией Л. И. Ровина, В. В. Семеновича, А. А. Трофимука, в 1981 г. на карте под редакцией А. Э. Конторовича и А. А. Трофимука [7].

Не оставались в эти годы неизменными и оценки начальных геологических ресурсов нефти и газа на Сибирской платформе.

В сравнительном плане они показаны на рис. 6. Первые оценки были выполнены под руководством коллектива

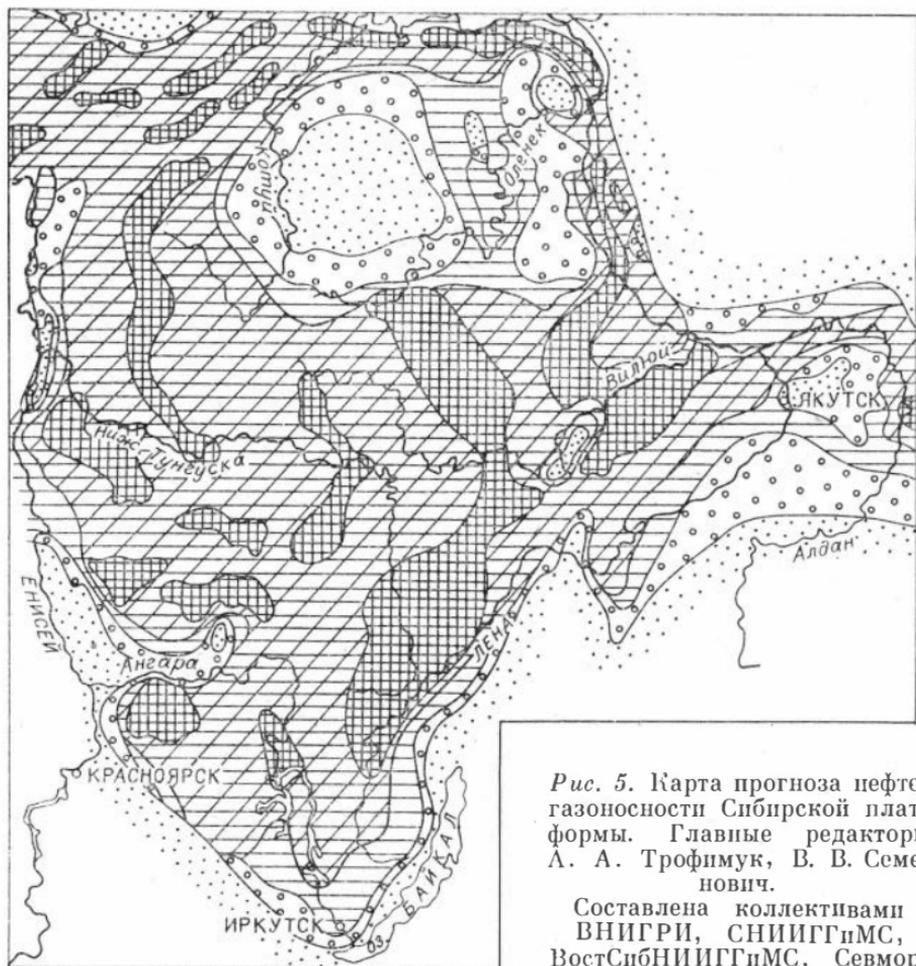


Рис. 5. Карта прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. Главные редакторы А. А. Трофимук, В. В. Семе-нович.

Составлена коллективами ВНИГРИ, СНИИГГиМС, ВостСибНИИГГиМС, Севмор-гео, ИГиГ СО АН СССР, ИГ ЯФ СО АН СССР, ВГТ, ВСГУ, КИГР, ЯГУ, ЯИГР (1972).

Условные обозначения см. на рис. 1.

ВНИГРИ, две последние — СНИИГГиМСа. Из приведенных материалов видно, что региональные и поисково-разведочные работы, проведенные на территории Сибирской платформы, за последние десятилетия позволили более высоко, чем раньше, оценить перспективы ее нефтегазоносности. Получил подтверждение прогноз А. А. Трофимука о приуроченности основной массы ресурсов нефти и газа к верхнедокембрийским и нижнепалеозойским отложениям [23] (рис. 7).

В настоящее время создана теоретическая основа и накоплен обширный материал для дифференциации в пределах Сибирской платформы зон и комплексов преимущественно нефтеносных и преимущественно газоносных [7, 10, 20]. Изложению этих материалов и посвящена настоящая работа.

Основы методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности начали разрабатываться в СССР под руководст-

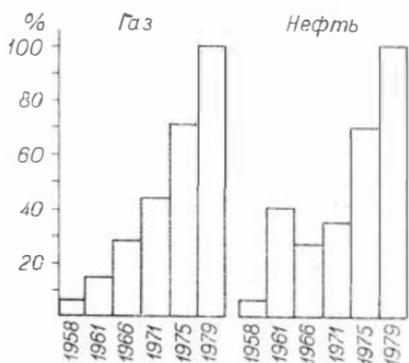


Рис. 6. Изменение во времени оценок начальных геологических ресурсов газа и нефти в верхнепротерозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы.

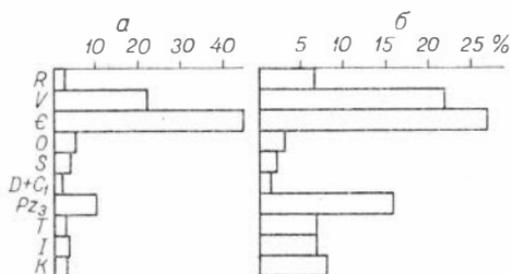


Рис. 7. Распределение ресурсов нефти (а) и газа (б) на Сибирской платформе по стратиграфическим комплексам.

вом И. М. Губкина. В его трудах заложены методологические основы путей создания методов раздельного прогноза нефтеносности и газоносности. В своих работах И. М. Губкин учил подходить «к процессу нефтеобразования и к процессу образования нефтяных месторождений с диалектической точки зрения, исходя из той мысли, что этот процесс представляет одну из струй единого великого диалектического процесса развития нашей Земли» [8, с. 8].

Говоря о процессах образования нефти и формирования ее месторождений, И. М. Губкин писал: «Если принять во внимание, при каких условиях происходит накопление органогенного материала и его последующее изменение вплоть до образования диффузно-рассеянной нефти в породах сапропелевого характера и дальнейшие процессы движения нефти в пористые пласты и в этих последних к местам окончательного ее скопления..., перед нами предстанет единый целостный процесс возникновения нефти и образования ее скоплений в земной коре, а если сюда присоединить постоянно идущие процессы разрушения и денудации земной коры и связанные с ними процессы разрушения структурных форм, в которых собирается нефть, картина образования нефтяного месторождения дополняется и картиной его постепенного разрушения и исчезновения нефти путем постепенного ее высачивания и дегазации» [8, с. 8].

Все последующее развитие геологии нефти и газа, теории и практики прогноза нефтегазоносности убедительно показало, что он должен опираться на представления о процессе нефтегазообразования, как «о едином, целостном и непрерывном процессе, завершающемся образованием... месторождений и их последующим разрушением» [8, с. 9]. Последовательное применение методологии, разработанной И. М. Губкиным, в осно-

ве которой лежит диалектический, историко-геологический подход к процессам нефтегазообразования, позволило разработать современные методы прогноза нефти- и газоносности.

Теоретическими исследованиями последних десятилетий убедительно показано, что дифференциация скоплений нефти и газа в осадочной оболочке Земли обусловлена зональностью процессов нефте- и газообразования, спецификой исходного органического вещества (ОВ), дифференциацией углеводородов (УВ) в процессе латеральной и вертикальной миграции, условиями сохранения месторождений нефти и газа.

Первым фундаментальным теоретическим основанием методов раздельного прогноза нефтеносности и газоносности является учение о зональности нефте- и газообразования [2, 9, 11]. Согласно этому учению в разрезе стратисферы зоны преимущественного нефте- и газообразования пространственно разобщены. Авторы в зонах диагенеза и катагенеза последовательно выделяют биохимическую (диагенетическую) зону газообразования, верхнюю (ВЗГ — протораннемезокатагенетическую) и глубинную (ГЗГ — позднемезоапокатагенетическую) зоны интенсивного газообразования. Две последние зоны разделены главной зоной нефтеобразования (ГЗН).

Поэтому раздельный прогноз нефтеносности и газоносности должен осуществляться на основе историко-геологического и палеогеохимического анализов процессов нефтегазообразования в каждом конкретном региональном резервуаре, отделенном от перекрывающих и подстилающих комплексов достаточно надежными флюидуупорами, чтобы процессы нефте- и газообразования в резервуаре можно было бы рассматривать как достаточно автономные. В этом случае на основе палеотектонических и палеотермических реконструкций можно восстановить, находился ли изучаемый резервуар или какая-либо его часть в ГЗН или соответствующих зонах интенсивного газообразования и с учетом этого прогнозировать тип углеводородного флюида в таком региональном резервуаре или в отдельных его зонах. Важно подчеркнуть, что палеотектонические реконструкции позволяют с определенной точностью выяснить не только был или не был тот или иной комплекс отложений в ГЗН или других зонах, но и когда он в нее погрузился, как долго находился, в какие термодинамические условия попал после выхода из нее.

Вторым фундаментальным теоретическим основанием методов раздельного прогноза нефтеносности и газоносности является теоретически установленный и экспериментально подтвержденный факт зависимости фазового состава генерируемых ОВ углеводородных флюидов от его исходного типа [10, 12]. Гумусовое ОВ генерирует даже в ГЗН ограниченное количество нефти и поэтому угленосные и субугленосные толщи являются преимущественно газоносными. Это не означает, что толщи,

содержащие преимущественно гумусовое ОВ, не могут генерировать нефть. При определенных, видимо, достаточно жестких геотермических условиях в таких толщах образуются значительные массы нефти специфического состава, но в общей массе генерируемых такими толщами УВ преобладают углеводородные газы. Сапропелевое ОВ в ГЗН генерирует огромные массы нефти и поэтому морские, обогащенные таким ОВ осадочные толщи, пережившие или переживающие ГФН и не погружавшиеся в ГЗГ, преимущественно нефтеносны. Эти же толщи, если они находятся или находились в ГЗГ, содержат скопления преимущественно конденсатного или сухого газа. Поэтому при раздельном прогнозе нефтеносности и газоносности следует опираться на палеобиофациальные, палеогеографические реконструкции и прямые исследования ОВ для районирования осадочных толщ по преобладающему типу ОВ [10, 12].

На характер нефтегазоносности большое влияние оказывают еще две группы факторов; одна из них — дифференциальное улавливание УВ и другая — условия рассеивания из ловушек жидких и газообразных УВ. Рассмотрим коротко действие и этих факторов.

Понятие о дифференциальном улавливании УВ на путях миграции было независимо введено, как известно, С. П. Максимовым и В. К. Гассоу в 1954 г. [4, 17]. Эти же авторы рассмотрели одну из возможных схем дифференциального улавливания, которая имеет место при струйной миграции жидких УВ из зон генерации к зонам нефтегазонакопления. При этом чем глубже на путях миграции находится ловушка, тем выше вероятность ее газоносности. При дифференциальном улавливании по такой схеме структуры во впадинах и на склонах крупных поднятий преимущественно газоносны, а структуры на крупных поднятиях — нефтеносны. Примеры такой схемы дифференциального улавливания хорошо известны в Волго-Уральском НГБ [18].

Иная картина дифференциации УВ в ловушках на путях миграции имеет место при миграции УВ в растворенном в воде состоянии. В этом случае первоначально в свободную фазу выделяются жидкие УВ как хуже растворимые. Они заполняют наиболее погруженные ловушки во впадинах и на склонах поднятий. Газообразные УВ выделяются в свободную фазу на сводах и аккумулируются в наименее погруженных, наиболее интенсивно развивавшихся в период формирования месторождений ловушках. Такая схема дифференциации нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных залежей установлена в Западной Сибири [16].

На соотношение жидких и газообразных УВ в ловушках значительное влияние оказывают и процессы вертикальной миграции, при которых переток газообразных УВ происходит более интенсивно, чем жидких.

При воздымании той или иной зоны нефтегазоаккумуляции должно происходить частичное разрушение скоплений УВ под воздействием факторов гипергенеза и вследствие ухудшения качества флюидоупоров. В этих условиях большему разрушению подвергаются скопления газа. Действие этих, а также других факторов, ведущих к разрушению скоплений УВ, по-разному сказывающиеся на скоплениях жидких и газообразных УВ, также должно учитываться при оценке перспектив нефтегазоносности [13].

Рассмотрим с точки зрения описанных выше критериев перспективы нефтеносности Сибирской платформы. Ограничимся главным образом Лено-Тунгусской НГП. В районах Хатангско-Вилюйской НГП будем рассматривать лишь те комплексы отложений, которые перспективны в смежных районах Лено-Тунгусской НГП.

Не касаясь деталей распределения и особенностей катагенетической превращенности ОВ в верхнепротерозойских и нижне-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы, поскольку соответствующая информация имеется в работах [7, 10], отметим лишь, что в них повсеместно рассеяно аквагенное (сапропелевое) органическое вещество, обладающее изначально высоким нефтепроизводящим потенциалом, а степень катагенеза ОВ варьирует от начального мезокатагенеза до апокатагенеза включительно. Всего из отложений верхнего протерозоя, нижнего и среднего палеозоя эмигрировало около 10 трлн. т жидких УВ.

Рассмотрим кратко историю нефтегазообразования в отложениях верхнего протерозоя и палеозоя [10].

В отложениях рифея, судя по находкам и составу нефтидов, нефтегазообразование началось еще в довендские этапы развития платформы. В течение длительного континентального перерыва в осадконакоплении, предшествовавшего венд-нижнекембрийской трансгрессии, эти залежи в главпой своей массе были, видимо, разрушены. Современные перспективы нефтегазоносности рифея можно связывать главным образом с возобновлением в фанерозое генерации УВ в этих комплексах в районах, где ОВ сохранило к его началу в той или иной мере генерационный потенциал.

В базальных слоях венд-нижнекембрийского терригенного комплекса, там, где он формировался в краевых прогибах и имеет значительную мощность, генерация газа началась еще в венде, а к концу венда эти отложения погрузились в главную зону газообразования (ГЗН). Во внутренних районах платформы генерация УВГ в вендских отложениях началась в раннем кембрии.

Время реализации ГФН в пределах собственно платформы в этом комплексе в различных ее частях разнится еще больше. Раньше всего, видимо, в среднем кембрии вендские отложения

погрузились в ГЗН в Присаяно-Енисейской синеклизе и на Ангаро-Ленской ступени. На юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы, в Курейской синеклизе и Нюйско-Джербинской впадине ГФН в отложениях венда имела место в основном в ордовике и силуре; на Байкитской антеклизе, на северо-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы и в центральной части Вилюйской синеклизы ГФН — в верхнем палеозое; на северо-западном, северном и восточном склонах Анабарской антеклизы, а также на склонах Вилюйской синеклизы — в мезозое.

В карбонатно-соленосных отложениях нижнего — среднего кембрия время реализации ГФН на юге платформы падает на ордовик. В пределах Курейской синеклизы она имела место в девоне, на юго-западном и южном склонах — в верхнем палеозое. В Вилюйской гемисинеклизе главные этапы формирования залежей нефти в отложениях нижнего — среднего кембрия — верхний палеозой — ранний мезозой.

Таким образом, интенсивное нефтеобразование в венд-нижнекембрийских отложениях Сибирской платформы, начавшееся около 530 млн. лет назад, продолжалось по крайней мере до начала триаса, т. е. 270 млн. лет. Можно наметить три главных очага и соответствующие им три главные эпохи нефтеобразования.

Первая, наиболее древняя эпоха интенсивного нефтеобразования в отложениях венда и нижнего кембрия Сибирской платформы охватывает средний кембрий — ордовик. Она длилась 120 млн. лет. В эту эпоху интенсивное нефтеобразование в вендских отложениях началось в кембрии на юге Сибирской платформы, затем продолжалось в ордовике — силуре на территории Курейской синеклизы. Для последней характерна также вторая значительная по времени эпоха нефтеобразования протекавшая в карбонатно-галогенном комплексе в силуре и девоне.

Третья эпоха интенсивного нефтеобразования на Сибирской платформе в отложениях венда — нижнего палеозоя имела место в перми, возможно, раннем триасе. В эту эпоху наиболее интенсивно нефтеобразование протекало на склонах Курейской синеклизы, в пределах Байкитской и северо-восточного склона Непско-Ботуобинской антеклиз и в Вилюйской гемисинеклизе. Вся эта субширотная полоса, протянувшаяся от низовий Подкаменной Тунгуски до низовий Вилюя, образовала единый пояс верхнепалеозойско-нижнемезозойского нефтеобразования и нефтенакпления.

Большая часть УВГ протораннемезокатагенной генерации к настоящему времени из ловушек, конечно, рассеялась.

На юге платформы зоной нефтенакпления могло быть погребенное Окско-Илимское палеоподняtie в центральной части Ангаро-Ленской ступени, бортовые зоны Присаяно-Ени-

сейской синеклизы, а также южный и восточный склоны Непско-Ботуобинской антеклизы. На севере платформы зонами аккумуляции могли стать крупные сводовые поднятия в центре Курейской синеклизы, а также обращенные к ней склоны Анабарской, Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз. Поступление УВ на склоны этих антеклиз наиболее интенсивным было в среднем палеозое. В верхнем палеозое и триасе нефтенакопление продолжалось за счет генерации УВ в пределах самих антеклиз и на их склонах.

В Вилюйской гемисинеклизе в верхнем палеозое в нефтеобразование оказались вовлеченными уникально обогащенные сапропелевым ОВ ленско-амгинские отложения куонамского типа [7]. Генерация нефти в пределах Вилюйской гемисинеклизы должна была вести к ее накоплению на склонах Анабарской и Алданской антеклиз, а также в ловушках рифового типа на западе синеклизы.

Анализ показывает, что битумоиды терригенных и карбонатных пород венда и нижнего — среднего кембрия удивительно сходны по составу [7, 10]. Для них характерно сравнительно низкое содержание асфальтенов и высокая алифатичность как за счет значительной концентрации насыщенных, главным образом изоциклоалкановых УВ, так и доминирующей роли алифатических структур в аренах.

Следовательно, нефти, формировавшиеся в терригенных и карбонатно-соленосных отложениях венда и кембрия, унаследовав специфику исходного ОВ этих отложений, должны быть существенно алифатическими, малоконденсированными, относительно обедненными асфальтово-смолистыми компонентами, в первую очередь асфальтенами. Именно такие нефти, по химической структуре УВ близкие РОВ материнских толщ, свойственны отложениям рифея, венда и кембрия Сибирской платформы.

В отложениях верхнего кембрия, ордовика, силура, девона на территории платформы формировался единый узел нефтеобразования, приуроченный к наиболее погруженным центральным и северным частям Курейской синеклизы. Протораннемезокатагелный этап интенсивного газообразования в этих комплексах отложений имел место последовательно в девоне — перми, а на разные моменты пермско-триасовой истории бассейна приходится реализация в них ГФН. Состав формировавшихся углеводородных флюидов должен быть, судя по составу углеводородов РОВ, сходен с таковым в более древних горизонтах. Основные зоны нефтенакопления — сводовые поднятия в пределах Курейской синеклизы.

Обратимся к анализу последующей истории сформировавшихся в ГФН залежей нефти. Наиболее длительной и сложной она, естественно, была в отложениях венда и нижнего — среднего кембрия.

На территории Курейской и Присяжно-Енисейской синеклиз, в наиболее погруженной части Вилуйской гемисинеклизы и в Предбайкальском прогибе во время максимального погружения венд — нижнекембрийские комплексы оказались в ГЗГ. В последнем районе определенное влияние на нефтеобразование и современное размещение залежей УВ оказал, видимо, мезозойский динамокатагенез.

Эти процессы должны были привести, во-первых, к катагенетическим превращениям нефтей, к конденсации асфальтово-смолистых компонентов, к ухудшению их растворимости и частичному выпадению из жидкой фазы и, во-вторых, к интенсивной генерации УВГ и низкокипящих жидких УВ, их миграции и аккумуляции в ловушки как в пределах самих синеклиз, так и в зонах нефтегазонакопления, их окружающих.

Послетриасовая, а для южных районов платформы послеордовикская история скоплений нефти и газа на Сибирской платформе — следующий весьма сложный этап, связанный с общим воздыманием платформы и выводом эрозией на поверхность уникальных в прошлом залежей нефти на Оленекском поднятии, на склонах Анабарской и Алданской антеклиз. Аналогичные явления известны и на западном склоне Тунгусской синеклизы в пределах Курейско-Бакланихинского мегавала. Эти процессы обусловили появление на Сибирской платформе всей гаммы нефтидов.

Длительный перерыв и общее воздымание территории платформы должны были сказаться на составе и размещении нефтей даже в зонах и комплексах, где они не подвергались воздействию гипергенеза. Эти изменения были связаны с рассеиванием из древних залежей УВГ и низкокипящих жидких УВ посредством диффузии и других процессов, что вело к утяжелению нефтей. Именно такого рода изменения скорее всего претерпели тяжелые нефти устькутского, осинского и некоторых других горизонтов в карбонатно-солевом комплексе на Непско-Ботубинской антеклизе.

В северных районах Тунгусской синеклизы интенсивные вертикальные восходящие движения могли способствовать вертикальным перетокам нефти и особенно УВГ, о которых шла речь выше, из древних нефтегазоносных горизонтов в более молодые. Одновременно эти положительные движения вели к снижению гидростатических давлений и должны были привести к выделению в свободную фазу УВГ.

Анализ всех этих факторов приводит к следующей схеме перспектив нефтеносности венда и нижнего — среднего палеозоя Сибирской платформы [7, 20].

Площадь перспективных на нефть земель в терригенных отложениях венда около 1860 тыс. км<sup>2</sup>, среди них на долю мало-перспективных приходится свыше 940 тыс. км<sup>2</sup>. К бесперспективным отнесены территории, где отложения комплекса выве-

дены на поверхность либо залегают на небольших глубинах, а также участки Курейской и Присаяно-Енисейской синеклиз и Вилюйской гемисинеклизы, в пределах которых эти отложения залегают на больших глубинах; палеотермодинамические условия недр были неблагоприятны для сохранения скоплений нефти, и она подверглась термокаталитической деструкции либо перешла частично в газоконденсатное состояние. К мало-перспективным отнесены территории на склонах Анабарской и Алданской антеклиз, а также узкая полоса шириной от 150 до 300 км, окаймляющая перспективные земли.

Перспективные земли III категории показаны на значительной части Ангаро-Ленской ступени, Катангской НГО, а также в наиболее погруженных частях Суханской и Березовской впадин и на склонах Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз. Их площадь почти 500 тыс. км<sup>2</sup>. Как правило, это территории, в пределах которых интенсивность нефтеобразования в терригенных отложениях венда была незначительной.

Наиболее перспективна для поисков нефти в этом комплексе зона Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, соединенных в единый пояс Катангской седловиной. В этой зоне, непосредственно примыкающей к впадинам, где вендские отложения пережили ГФН, экраны надежные, влияние трапвого магматизма и гипергенеза невелико. Дифференциация перспективных земель I и II категорий проведена с учетом особенностей распространения коллекторов нижнемотской подсвиты, установленных на Непско-Ботуобинской антеклизе и прогнозируемых по аналогии на Байкитскую. Кроме этих территорий, перспективные земли II категории показаны на ряде сводов — Чунском, Илимпейском, Турусском в Катангской нефтегазозной области (НГО) и на крайнем юго-востоке Северо-Тунгусской НГО, а также в центральной части Ангаро-Ленской НГО, где выделяется крупное погребенное палеоподнятия. Общая площадь перспективных земель II категории в комплексе достигает 240 тыс. км<sup>2</sup>, I категории — более 190 тыс. км<sup>2</sup>.

Площадь перспективных на нефть земель в нижне-среднекембрийском карбонатно-галогенном комплексе несколько больше, чем в нижележащем — почти 1900 тыс. км<sup>2</sup> (см. рис. 5). К бесперспективным отнесены значительная часть Анабарской и Алданской антеклиз, наиболее погруженная часть Вилюйской гемисинеклизы, крайняя северо-западная часть Курейской синеклизы. Сравнительно невелика и площадь, занятая мало-перспективными землями, — более 430 тыс. км<sup>2</sup>. Они располагаются неширокой полосой в 150—200, местами до 300 км.

Перспективные земли III категории занимают большую часть Курейской и Присаяно-Енисейской синеклиз, склоны Вилюйской гемисинеклизы, Ангаро-Ленскую ступень. Их площадь свыше 760 тыс. км<sup>2</sup>.

Площадь перспективных земель II и I категорий в этом комплексе значительно больше, чем в венд-нижнекембрийских терригенных отложениях — 700 тыс. км<sup>2</sup>. Они занимают большую часть Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, Катангскую седловину, юго-восточную часть Курейской синеклизы. В отличие от нижележащего комплекса в карбонатно-соленосных отложениях наиболее перспективными (I категория) представляются не склоны Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, а наиболее приподнятые их части. Как перспективные земли I категории на карте показаны также наиболее приподнятая часть Катангской седловины, Чунский, Илимпейский и Турунский своды.

К перспективным землям II категории отнесены также такие крупные положительные структуры, как Ледянский, Аянский, Анамский, Юктелийский и Кочечумский своды в северной части Курейской синеклизы, Богучанский выступ в Присаяно-Енисейской синеклизе, крупные поднятия на Ангаро-Ленской ступени. На всех этих территориях роль неблагоприятных для сохранения залежей нефти факторов минимальна.

В западной части Лено-Вилюйской НГО, а также в примыкающих частях Северо-Алданской и Анабарской НГО выделяется зона перспективных земель II категории, приуроченная к системе погребенных барьерных рифов.

Выполненные в 1976—1980 гг. региональные и поисково-разведочные работы подтвердили правильность такого прогноза [7].

В результате выполненных работ в Лено-Тунгусской НГП выявлен огромный пояс крупнейших поднятий — Непско-Ботуобинская антеклиза, Катангская седловина, Байкитская антеклиза и Бахтинский мегавыступ, высокоперспективных для поисков нефти и газа. На крайнем востоке этого пояса, в Якутской АССР, завершена разведкой газовая залежь ботуобинского горизонта на Среднеботуобинском месторождении. В результате внедрения новой технологии вскрытия и освоения пласта доказана промышленная ценность нефтяной оторочки в этом горизонте. При испытании скв. 53 из интервала 1896—1904 м получен промышленный фонтан нефти. В настоящее время проводится пробная эксплуатация скважины. Геологические запасы нефти в оторочке ботуобинского горизонта значительно больше запасов газа. Кроме того, на месторождении получены притоки нефти из осинского горизонта. В этом же районе завершается разведка Верхневилючанского и Вилюйско-Джербинского газовых месторождений. Притоки нефти и газа получены еще на некоторых площадях.

Серьезные перспективы подготовки запасов углеводородного сырья следует связывать с Пеледуйским сводом, где к настоящему времени выявлено три газонасыщенных продук-

тивных горизонта, а на его западной границе (уже в пределах Непского свода) открыто Верхнечонское нефтегазовое месторождение. Следует, однако, отметить крайне прихотливое поведение коллекторов и сложный структурный план базисных горизонтов в пределах свода.

Юго-западнее, на территории Иркутской области, в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы, в X пятилетке завершена разведка Ярактинского нефтегазового месторождения. На границе с Якутской АССР в пределах антеклизы открыто Даниловское нефтяное месторождение, на котором доказана нефтеносность карбонатных осинского и устькутского горизонтов и газоносность преобразованного. Промышленный приток нефти в скв. 3, полученный в конце 1980 г., подтвердил перспективность месторождения. По данным ИГО Иркутскгеофизика, применившего на месторождении комплекс прямых методов электроразведки и сейсморазведки, площадь месторождения может превысить 700—800 км<sup>2</sup>. В непосредственной близости от Даниловского месторождения в декабре 1980 г. получен промышленный приток нефти в скв. 123 на Верхнечонском месторождении. Приток нефти получен также на Большетирской площади (скв. 204, интервал — осинский горизонт). На крайнем западе Непско-Ботуобинской антеклизы пробурена пока только одна Ербагоченская параметрическая скважина, вскрывшая ряд нефтеносных горизонтов. По данным геофизических исследований, скважина находится на крыле очень крупной структуры, на которой необходимо продолжить поисковые работы. На территории Непско-Ботуобинской антеклизы закартирован геофизикой еще ряд весьма перспективных структур.

В западной части пояса, на территории Красноярского края, промышленный приток газа с конденсатом получены в 1980 г. на Собинской площади в Ванаварском перспективном районе и на Байкитской антеклизе на Оморинском месторождении. Ранее здесь же промышленные притоки нефти и газа были получены на очень сложно построенном Куюмбинском месторождении. Еще западнее, в пределах Бахтинского мегавыступа, значительный приток газа с конденсатом и нефтью был получен из органогенных доломитов костинской свиты на Нижнетунгусской площади.

Таким образом, результаты поисковых работ полностью подтвердили правильность прогнозов ученых и геологов-практиков о высоких перспективах нефтегазоносности вендских и нижнекембрийских отложений центральных районов лено-тунгусской провинции, как главного объекта концентрации поисково-разведочных работ на нефть и газ в 1981—1985 гг. и на период до 1990 г. [9].

В более молодых ниже-среднепалеозойских отложениях площадь перспективных на нефть территорий значительно

меньше. В отложениях майского яруса среднего и верхнего кембрия она равна около 600 тыс. км<sup>2</sup>. Перспективные земли локализованы в двух удаленных друг от друга регионах, первый из которых приурочен к Курейской синеклизе и северо-западной части Байкитской антеклизы, второй — к Вилюйской гемисинеклизе, в том числе к Ыгыаттинской и Кемпендяйской впадинам.

В Курейской синеклизе перспективные на нефть земли III и II категорий занимают центральную наиболее прогнутую ее часть. Перспективные земли II категории прогнозируются в пределах Ледянского, Аянского, Анамского, Юктелийского и Кочечумского сводов. Их площадь свыше 70 тыс. км<sup>2</sup>. Они окаймляются зоной малоперспективных земель площадью около 250 тыс. км<sup>2</sup>. В пределах Лено-Вилюйской и Западно-Вилюйской НГО выделяется район распространения малоперспективных земель площадью 110 тыс. км<sup>2</sup>.

Сокращение площади перспективных земель в отложениях среднего — верхнего кембрия обусловлено неблагоприятным фаціальным обликом отложений и низким содержанием рассеянного ОВ в южной части платформы, а также низким уровнем катагенетической преобразованности РОВ [7, 23]. На большей части территории эти отложения не прошли ГФН, а максимальное их погружение имело место в ордовикское и силурийское время.

Отложения ордовикско-силурийского возраста, перспективные для обнаружения нефтяных залежей, по площади сопоставимы с отложениями в нижележащем комплексе. Они локализируются главным образом в пределах Северо-Тунгусской НГО, а также в Вилюйской гемисинеклизе. Суммарная площадь перспективных земель около 500 тыс. км<sup>2</sup>. Бесперспективной на нефть является вся остальная территория распространения отложений ордовика и силура, где они либо значительно эродированы, либо находятся на глубинах, неблагоприятных для сохранности нефтяных залежей. Площадь бесперспективных земель около 940 тыс. км<sup>2</sup>.

Зона, где отложения ордовика и силура малоперспективны на нефть, простирается узкой полосой по периферии Курейской синеклизы. Земли этой категории прогнозируются также в центральной части Ыгыаттинской и на восточном склоне Кемпендяйской впадин. Площадь этих земель составляет 130 тыс. км<sup>2</sup>.

Перспективные земли III категории распространены в более погруженных частях Курейской синеклизы. Они неширокой полосой окаймляют территорию более перспективных земель. Площадь этой зоны 108 тыс. км<sup>2</sup>.

Перспективные земли II категории в отложениях комплекса распространены почти повсеместно в центральных частях Курейской синеклизы и занимают территорию в 200 тыс. км<sup>2</sup>.

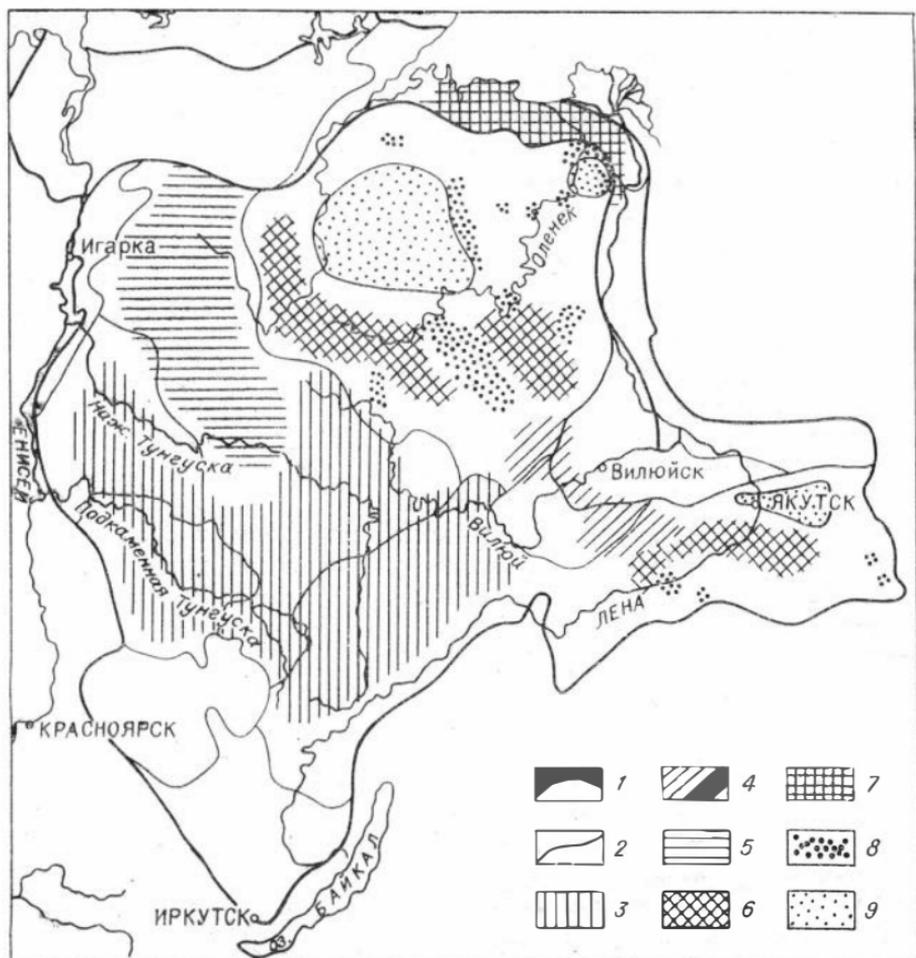


Рис. 8. Главные зоны нефтенакопления на Сибирской платформе.

Границы: 1 — нефтеносных провинций, 2 — нефтегазоносных областей; зоны нефтегазоаккумуляции, 3 — в отложениях венда и нижнего — среднего кембрия, 4 — в рифогенных образованиях нижнего — среднего кембрия, 5 — в отложениях ордовика и среднего палеозоя; 6 — зоны распространения вязких, гидергенно-измененных нефтей; 7 — зоны, перспективные на нефть в отложениях верхнего палеозоя; 8 — поля распространения битуминозных пород; 9 — бесперспективные территории.

На этой территории ордовикско-силурийские отложения погружались до глубин, соответствующих ГЗН. Современные условия залегания этих отложений весьма благоприятны для формирования и сохранения залежей нефти.

Наиболее перспективные для обнаружения нефти земли (I категории) приурочены к положительным структурам I порядка, находящимся в центральных частях синеклизы. Это районы Аянского, Ледянского, Анамского, Юктелийского и Кочечумского сводов. Такие же перспективы прогнозируются на Бельдучанском структурном мысе. Площадь перспективных земель первой категории составляет 65 тыс. км<sup>2</sup>.

Меньшие перспективы обнаружения скоплений нефти связаны с отложениями девона и нижнего карбона в центральных и северных районах Курейской синеклизы.

Таким образом, наибольшие перспективы обнаружения значительных ресурсов нефти в различных районах Лено-Тунгусской НГП связаны с разными комплексами отложений.

Главный пояс нефтеносности отложений венда и нижнего — среднего кембрия приурочен к центральной части провинции — Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклизам, Катангской седловине, Бахтинскому мегавыступу. В пределах этих структур, особенно в терригенных отложениях венда, нефть будет сосредоточена в значительной части в залежах смешанного типа по фазовому составу УВ при разных и меняющихся в широких пределах соотношениях нефть : газ (рис. 8).

Чисто нефтяные залежи следует ожидать на склонах Анабарской и Алданской антеклиз, где в силу гипергенеза и, возможно, связанных с ними явлений биодегградации нефти должны быть вязкими и смолистыми.

В центральных и северных районах Курейской синеклизы наибольшие перспективы на нефть связаны со средне-верхнекембрийскими и ордовикско-силурийскими отложениями. Особый интерес представляют районы, где исчезают эвапоритовые флюидоупоры в отложениях нижнего и среднего кембрия и можно ожидать формирование массивных залежей в верхней части разреза костинской свиты.

За пределами Лено-Тунгусской НГП в западной части Вилуйской НГП, а возможно, и на ее склонах можно ожидать обнаружение скоплений нефти, генетически связанных с аквагенными (сапропелевыми) ОВ куонамской свиты. Коллекторами для них могут быть как разного генезиса карбонатные породы в зоне развития рифогенных образований, так и, видимо, коллекторы типа баженитов [16] в самих горюче-сланцевых толщах.

План региональных и поисковых работ на нефть и газ на Сибирской платформе на XI пятилетку и более отдаленную перспективу предусматривает планомерное изучение этих объектов [7, 19].

## ЛИТЕРАТУРА

1. Архангельский А. Д. Где и как искать новые нефтеносные области в СССР. — Нефтяное хозяйство, 1929, т. XVI, № 6, с. 66—84.
2. Бобров А. К. Геология Предбайкальского краевого прогиба (в северо-восточной его части). — В кн.: Строение и перспективы нефтегазосности. М.: Наука, 1964. 228 с.
3. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 137—142.
4. Гасеов В. К. Время миграции нефти и газа. — В кн.: Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. М.: Гостоптехиздат, 1961, с. 197—230.

5. **Гедройц Н. А.** Карта перспектив нефтеносности азпатской части СССР (без Средней Азии).— Тр. НГРИ. Новая серия, 1939, вып. 3. 21 с.
6. **Конторович А. Э., Иестеров И. И., Салманов Ф. К., и др.** Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
7. **Геология нефти и газа Сибирской платформы/Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука.** М.: Недра, 1981. 550 с.
8. **Баженова Т. К., Вожов В. И., Гурари Ф. Г. и др.** Главные критерии перспектив нефтегазосности Сибирской платформы — В кн.: Проблемы нефтегазосности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 186—212.
9. **Губкин И. М.** Учение о нефти. М.: Наука, 1975. 384 с.
10. **Конторович А. Э., Бабина Н. М., Богородская Л. И. и др.** История залежей нефти и газа в верхнедокембрийских и нижне-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы.— В кн.: Геология и нефтегазосность Восточной Сибири. Новосибирск: изд. СНИИГГиМСа, 1978, с. 61—97.
11. **Карта прогноза нефтеносности и газосности СССР/Под ред. Д. В. Дробышева.** Л.: изд. ВНИГРИ, 1950.
12. **Карта прогноза нефтегазосности Сибирской платформы.** М-б 1 : 2 500 000/Гл. ред. А. А. Трофимук, В. В. Семенович. Новосибирск: изд. СНИИГГиМСа, 1972.
13. **Конторович А. Э.** Генетические принципы раздельного прогноза нефтеносности и газосности.— В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 189—204.
14. **Конторович А. Э.** Геохимические методы количественного прогноза нефтегазосности. М.: Недра, 1976. 250 с.
15. **Конторович А. Э., Трофимук А. А.** К методике изучения истории залежей нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1973, № 7, с. 18—24.
16. **Конторович А. Э., Трофимук А. А.** Литогенез и нефтегазообразование.— В кн.: Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976, с. 19—36.
17. **Максимов С. П.** К вопросу формирования залежей нефти в каменноугольных и девонских отложениях Самарской Луки.— Нефтяное хозяйство, 1954, № 10, с. 40—47.
18. **Максимов С. П.** Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях. М.: Недра, 1964. 485 с.
19. **Конторович А. Э., Сурков В. С., Трофимук А. А. и др.** Основные направления и методика региональных и поисково-разведочных работ на нефть и газ на Сибирской платформе в 1981—1985 гг.— В кн.: Новые данные по геологии и нефтегазосности Сибирской платформы. Новосибирск: изд. СНИИГГиМСа, 1980, с. 4—20.
20. **Перспективы нефтегазосности Сибирской платформы/Под ред. И. И. Краснова.** Л., 1959. 162 с.
21. **Конторович А. Э., Кащенко С. А., Зуева Т. Н. и др.** Перспективы нефтеносности и газосности вендских и нижне-среднепалеозойских отложений Сибирской платформы.— В кн.: Геология, условия формирования и методика разведки месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях Сибирской платформы. Новосибирск: изд. СНИИГГиМСа, 1978, с. 4—25.
22. **Трофимук А. А.** Наука и развитие нефтегазодобывающей промышленности СССР.— Геология нефти и газа, 1967, № 11, с. 1—8.
23. **Трофимук А. А.** Нефтегазосность Сибирской платформы.— Геол. и геофиз., 1960, № 7, с. 3—11.
24. **Шатский Н. С.** Проблемы нефтегазосности Сибири.— Нефтяное хозяйство, 1932, т. XXIV, № 9, с. 131—140.

## И. М. ГУБКИН О ВЗАИМООТНОШЕНИЯХ МЕЖДУ ПРОЦЕССАМИ УГЛЕ- И НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ

Проблема взаимоотношений между угле- и нефтеобразованием обсуждается в мировой науке более 200 лет. И за все это время наиболее важный, наиболее весомый вклад в ее разработку, несомненно, принадлежит основателю советской нефтяной геологии академику И. М. Губкину.

У истоков проблемы стоял отец Российской Академии наук великий М. В. Ломоносов. В книге, изданной еще в 1757 г. [13], он писал о генетическом родстве угля и нефти. М. В. Ломоносов считал, что уголь образуется из остатков растений, а нефть — из угля, путем термической перегонки. Эти взгляды поддерживались многими учеными вплоть до появления работ И. М. Губкина.

Вообще в течение продолжительного периода от М. В. Ломоносова до И. М. Губкина новых идей в рамках обсуждаемой проблемы появилось очень мало. В конце прошлого века и в начале текущего американские и канадские геологи на сравнительно небольших материалах показали параллелизм в изменении углей и нефтей в процессе катагепеза. На этой основе Д. Уайт разработал теорию углеродного коэффициента, которая впоследствии послужила отправным пунктом для развития учения о главной фазе (зоне) нефтеобразования. Однако при этом вопрос о парагенезисе угля и нефти даже не ставился. Не было речи и о каких-либо взаимоотношениях между процессами угле- и нефтеобразования.

В начале этого века известный нефтяник К. Крэг писал о «естественном родстве» угля и нефти, обусловленном, как он считал, единством исходного растительного материала. В отличие от М. В. Ломоносова К. Крэг считал возможным образование нефти не только из гомогенного органического вещества (угля), но также и из рассеянного, но в том и другом случае растительного происхождения [12]. Горючие сланцы он рассматривал как результат адсорбции нефти глинами. Отличие нефтеобразования от углеобразования К. Крэг видел только в том, что в первом случае под глинистыми покрывками создается повышенное давление за счет газообразования в органическом веществе.

Концепция И. М. Губкина была крупным шагом вперед в изучении проблемы взаимоотношений между угле- и нефтеобразованием. В ней по данной проблеме можно выделить три основных положения: 1) генетическое единство угля и нефти; 2) параллельность процессов угле- и нефтеобразования, а не последовательное преобразование органического материала в уголь, а затем в нефть; 3) наличие существенных различий между

углеобразованием и нефтеобразованием на всех стадиях этих процессов.

В предисловии к первому изданию книги «Ученые о нефти», вышедшему в 1932 г., И. М. Губкин писал:

«Нефть рассматривается как член единого генетического ряда полезных ископаемых, возникших из каустобиолитов. На одном конце этого ряда стоят графиты и антрациты, а на другом — горючие природные газы.

Этот генетический принцип положен в основу естественной классификации всех каустобиолитов» [9, с. 8].

Говоря о генетическом единстве угля и нефти, И. М. Губкин вместе с тем категорически возражал против предположений об образовании нефти из угля при термической перегонке. Во-первых, он отмечал, что при «перегонке угля получается каменноугольная смола, или деготь, по своему составу коренным образом отличающаяся от нефти» [9, с. 318]; во-вторых, на нефтяных месторождениях нет угольного остатка, напоминающего кокс, образующийся при перегонке угля; в-третьих, известные в то время залежи и проявления нефти в угольных пластах И. М. Губкин объяснил межпластовой миграцией нефти.

Подчеркивая генетическое родство угля и нефти, И. М. Губкин одновременно обращал внимание и на генетические различия между ними. Это ясно выражено в следующих его высказываниях.

«Нефть является родственницей угля. Нефть, уголь — это члены одного генетического ряда битумов, которые начинаются в одном конце графитом и антрацитом, на другом идут до жидкой нефти и газообразных углеводородов. Генетическая причина возникновения этого длинного ряда, в сущности, одна и та же. Только в одних условиях, при наличии материала одного характера, у нас возникает процесс обуглероживания, возникает уголь. При другом исходном материале, в других условиях его изменения, возникает нефть. Часто случается так, как говорят геологи, что угольная фация может переходить в нефтяную» [6].

«Очевидно, оставаясь на почве сапропелитовой теории, нужно признать, что в данном случае были другие и характер исходного материала для образования нефти, и условия его отложения по сравнению с условиями отложения углей, и процессы их изменения, но как исходный материал для нефти, так и условия его отложения и превращения были близки и связаны непрерывными переходами с таковыми же для углей. Вот почему остается безусловно правильным утверждение, что и уголь и нефть — члены одного и того же генетического ряда каустобиолитов, па что мы все время настойчиво указывали» [9, с. 334].

Как видно из приведенных цитат, понимание И. М. Губкиным различий между угле- и нефтеобразованием было, по су-

ществу, всесторонним. Он указывал на различия и по исходному органическому материалу, и по условиям его накопления, и по процессам преобразования. По всем этим направлениям в работах И. М. Губкина имеются достаточно полные для того времени разъяснения.

Относительно исходного органического вещества И. М. Губкин писал:

«Органический материал, являющийся материнским веществом для образования различного рода горючих ископаемых, или каустобиолитов, мы делим на две большие группы, согласно Г. Потонье: углеводный и углеводородный. Изменение органических материалов первой группы, где клетчатка, или целлюлоза, играет одну из главных ролей, ведет через торфяную стадию к образованию бурых и далее каменных углей. Этот процесс мы назвали карбонизацией. Углеводородный материал через сапропелевую стадию ведет к образованию различного рода битуминозных веществ, в том числе и нефтей, и самый процесс изменения обозначался нами как битуминизация» [9, с. 330].

И в другом месте: «В растительной и животной клетке мы имеем исходный органический материал, который при наличии некоторых определенных условий приводит к накоплению двух основных типов органического вещества:

1) **углеводов**, в образовании которых главную роль играют клетчатка растительной клетки и другие углеводы;

2) **углеводородов**, обязанных своим возникновением накоплению и последующему изменению белкового вещества протоплазмы низших растений, главным образом водорослей, и животных организмов.

Диagenетическое изменение этих веществ в конечном счете ведет к образованию каустобиолитов того или иного типа. В частности, изменение органического материала углеводного типа приводит к образованию разного рода ископаемых углей (каменный и бурый уголь и т. д.). Изменение органических остатков углеводородного типа приводит к возникновению веществ, известных под именем битумов.

В природе между явлениями двух порядков иногда трудно провести резкую границу, ибо существуют явления промежуточного характера. В данном случае и параллельное накопление органического материала углеводного и углеводородного типа и последующее его изменение в известных условиях приводят к образованию веществ промежуточного характера между типичными углями и типичными битумами, например битуминозных углей, богхэдов и т. д.

Таким образом, в природе получается сплошной ряд каустобиолитов: от антрацита, представляющего собой крайний член в ряду ископаемых углей, до жидкой нефти и углеводородных газов» [9, с. 23].

После выхода работ И. М. Губкина исследований по биологической природе и химическому составу органического вещества осадочных толщ было проведено неизмеримо больше, чем было известно в его время. Выявлены и изучены многие особенности нефтематеринского и углематеринского органического материала, существенно переработана терминология по этим вопросам, выделено значительное количество индивидуальных химических соединений, разработаны принципиально новые методы исследования (изотопные, хроматографические, активационные, резонансные и др.). Однако губкинские положения о различиях между продуктами, образующимися из гумусового и сапропелевого органического вещества, и о наличии широкой гаммы веществ промежуточного характера и в настоящее время являются наиболее важными, фундаментальными положениями в данной области науки и представляют собой теоретическую основу для дальнейшего изучения исходного органического материала каустобиолитов.

Обсуждая условия накопления угле- и нефтематеринской органики, И. М. Губкин наибольшее внимание уделял фациальным обстановкам накопления отложений. Анализ этих обстановок, в частности, был главным элементом губкинской оценки перспектив нефтеносности Западно-Сибирской равнины. В интервью корреспонденту «Правды» в июне 1932 г. он говорил:

«Я полагаю, что на Восточном склоне Урала угольная фация по направлению к востоку, т. е. немного дальше от береговой линии, где происходило образование осадков, где отложились угленосные свиты,— угольная фация может замениться нефтяной» [6].

В марте 1934 г. в речи при закрытии геологического совещания по работам на землях треста Востокнефть И. М. Губкин раскрыл эту тему наиболее подробно:

«Внесено предложение разведать в нефтеносном отношении Западную Сибирь. Это предложение не является новым. На выездной сессии Академии наук в Свердловске в 1932 г. я выдвигал идею разведки Восточного склона Урала на нефть. При этом я исходил из тех соображений, что вдоль Восточного склона на значительном протяжении развиты юрские отложения такого же типа, как и те, которым подчинены в Челябинском районе угольные месторождения. Я предполагал, что угольная фация, подчиненная отложениям прибрежного характера или возникшая в условиях наземных озер, лагун и т. д., к востоку, т. е. несколько в сторону более открытого моря, могла смениться осадками сапропелитового характера, из которых возникают битуминозные породы, например, горячие сланцы типа сланцев Общего Сырта или развитых на Волге в районе Ульяновска, в районе Сызрани. При возникновении благоприятных условий в отношении температуры, давления, бактериального разложения эти осадки сапропелитового ха-

рактера могли послужить материнским материалом для образования нефти» [8, с. 436—437].

В связи с последним заключением И. М. Губкина уместно напомнить, что за 20 лет до этого весьма авторитетный нефтяник К. Крэг считал, что горючие сланцы являются глинами, сорбировавшими нефть.

В книге «Учение о нефти» И. М. Губкин так сформулировал свои взгляды на характер фаций, благоприятных для нефтеобразования и углеобразования, а также на характер взаимоотношений между ними:

«Родина нефти не в пресноводных бассейнах, не в болотах, а в областях древних мелководных морей, их заливах и прочих частях на месте теперешних геосинклиналив, или в краевых зонах этих геосинклиналив, примыкавших к геоантиклинальным поднятиям. По мере того, как геосинклиналь заносилась осадками, море мелело и превращалось в замкнутые пресноводные бассейны, в которых начинали отлагаться сапропели, гумусовые вещества, и родина нефти становилась родиной угля» [9, с. 335].

Позднее И. М. Губкин несколько изменил свою точку зрения по этому вопросу. Он расширил круг фаций, благоприятных для формирования нефтематеринских толщ, допуская нефтеобразование также в солоноватоводных и даже в пресноводных отложениях. Это можно видеть из следующих его высказываний.

«Изучаются условия отложения донных илов (и процессы, в них протекающие) как пресноводных бассейнов, так и полупресноводных и бассейнов с нормальной соленостью, чтобы подойти к тем процессам нефтеобразования, которые совершались в прежние геологические эпохи» [7, с. 548]. «К решению этого вопроса мы можем подойти только путем изучения донных отложений сапропелевого типа в современных водоемах как пресных, так и в особенности с пониженной и нормальной соленостью воды» [Там же, с. 549].

Эти положения концепции И. М. Губкина подтвердились многочисленными открытиями нефтяных месторождений в перечисленных им фациях, в том числе и в пресноводных.

Рассматривая условия накопления нефтематеринского органического вещества, И. М. Губкин специально не обсуждает степень его дисперсности. Однако совершенно ясно, что нефтеобразование в отличие от углеобразования он связывал с рассеянным органическим веществом. В «Учении о нефти» он писал: «В диффузионно-рассеянном состоянии нефть занимает на земном шаре огромные пространства. Всякая теория ее происхождения должна прежде всего удовлетворить этому условию» [9, с. 317]. Остается только удивляться научной прозорливости И. М. Губкина. В эпоху, когда изучение рассеянного органического вещества, по существу, еще даже не начиналось, он рас-

смастривал это вещество в качестве единственного материала, пригодного для нефтеобразования.

Судя по тому, что И. М. Губкин считал горючие сланцы Поволжья и Общего Сырта вполне пригодными для последующего преобразования в нефть, он, видимо, допускал, что содержание органического вещества в нефтематеринской породе может достигать 50—60% и более. После И. М. Губкина, главным образом в связи с открытием каталитического влияния глиен на преобразование органического вещества и освоением новых нефтегазоносных провинций, стали преобладать представления о преимущественно невысоких концентрациях органического вещества в нефтематеринских отложениях. Однако многие исследователи, придавая большое значение термokatалитическим процессам, в то же время считали благоприятным для нефтеобразования высокое содержание органического вещества в породе и обсуждали только нижний предел содержания органического вещества, при котором возможно нефтеобразование.

Первыми последовательную позицию в этом вопросе заняли, насколько нам известно, В. А. Успенский и О. А. Радченко [18] и К. Ф. Родионова [17], полагающие, что для нефтеобразования в равной мере неблагоприятны и очень низкие, и очень высокие концентрации органического вещества. Автор данного доклада рассматривает различия в степени дисперсности материнского органического вещества даже в качестве главного различия между процессами нефтеобразования и углеобразования [8]. Сходная точка зрения развивалась затем и Н. Б. Вассовичем с соавторами [2].

Высокая дисперсность органического вещества в осадочной породе обеспечивает хороший контакт его с минеральным катализатором. Благодаря этому при погружении в зону благоприятных для преобразования органического материала температур в нем формируется настолько большое количество битумоидов, что часть из них преодолевает сорбционные силы материнского органического вещества и получает возможность мигрировать под влиянием различных факторов. Этот миграционный битумоид может образовать нефтяные залежи.

В гомогенном органическом веществе (или в рассеянном, но высококонцентрированном) минерального катализатора очень мало. Процесс преобразования органического вещества здесь, по существу, не термokatалитический, а просто термический. Поэтому концентрация битумоидов в таком органическом веществе настолько низка, что все они остаются в сорбированном состоянии. Не удивительно, что нигде не обнаружены нефти, образование которых можно было бы связать с углями или малозольными горючими сланцами.

К сожалению, верхний предел концентрации органического вещества, благоприятной для нефтеобразования, не изучен и

даже никем не намечен. Теперь же в связи с выявлением промышленной нефтеносности баженновской свиты (Западная Сибирь), этот вопрос приобрел особую остроту. По-видимому, высокозольные горючие сланцы, каковыми являются бажеповские аргиллиты, с содержанием органического вещества порядка 10—20% в каких-то специфических условиях, пока недостаточно исследованных, могут быть нефтепроизводящими.

Концепция И. М. Губкина о взаимоотношениях между процессами угле- и нефтеобразования в основных чертах подтверждается новыми материалами и разделяется подавляющим большинством исследователей. Высказываются и другие мнения. Так, например, Д. В. Наливкин утверждал: «Битуминозные породы и битумы известны в археозое, нижнем и верхнем протерозое, а в нижнем палеозое в отдельных областях, например в Северной Америке, встречаются в громадных количествах, образуя крупнейшие месторождения нефти и горючего газа. Это подчеркивает резкое различие в геологическом распространении нефти и угля и тем самым отсутствие генетической связи между углем и нефтью» [15, с. 50]. К. Крейчи-Граф в совершенно категорической форме отрицал наличие каких-либо генетических связей между углем и нефтью [11]. Н. И. Марковский в отношении нижнего карбона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции писал: «Совместное нахождение угля и нефти не отражает ни генезиса, ни их исторических связей» [14, с. 29].

Некоторые исследователи считают уголь и нефть даже генетически несовместимыми и рассматривают наличие углей в тех или иных осадочных толщах в качестве явного признака невозможности нефтеобразования в этих толщах. Именно так оценивают угли, например, К. Б. Аширов — в нижнем карбоне Урало-Поволжья [1], В. С. Ольсон — в третичных отложениях Колумбии [21].

Известны отклонения от концепции И. М. Губкина и в противоположную сторону. Если И. М. Губкин говорил о двух процессах — карбонизации и битуминизации, то В. А. Успенский и О. А. Радченко выдвинули идею об одном едином процессе, продуцирующем и уголь, и нефть [18, 19]. Они рассматривают нефть в качестве побочного продукта процесса углеобразования: «Естественная история захороненного органического вещества как в концентрированных, так и в рассеянных его разностях есть единый процесс углеобразования в широком смысле этого слова, процесс, по отношению к которому нефтеобразование является не параллельным и самостоятельным, как мыслилось когда-то направлением, а подчиненным процессом, так сказать второго порядка» [19, с. 88]. Рассматриваемое положение В. А. Успенского и О. А. Радченко, несомненно, представляет большой теоретический интерес. Однако

концепция И. М. Губкина относительно процессов угле- и нефтеобразования представляется более предпочтительной.

При анализе соотношений между углеобразованием и нефтеобразованием важную роль играет прослеживание угленосности и нефтеносности по разрезу и по простиранию. В этом направлении выполнено большое количество исследований, но они приводили к разноречивым выводам. Если одни геологи и геохимики отрицают наличие сингенетических залежей нефти в угленосных свитах, то другие считают, что в них заключена значительная часть мировых запасов нефти и газа. Например, Н. А. Еременко сообщал о посмертных материалах А. В. Ульянова, из которых следует, что 12% нефтеносных свит мира являются в то же время угленосными [15].

Для ряда осадочных толщ отмечались согласованные изменения масштабов угленосности и нефтеносности. Например, Л. М. Бэнкс показал, что в формации офисина (Восточная Венесуэла) запасы угля и запасы нефти распределены по разрезу сходным образом и что 97% нефти добывается из угленосных отложений [20]. В платформенной части Башкирии, по Г. П. Ованесову, визейские отложения содержат максимальные запасы нефти в тех районах, в каких угольные пласты достигают небольших мощностей [16]. Это заключение справедливо для всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [3]. Угленосность визейского яруса снижается от Башкирской АССР к Куйбышевской области, затем к Пермской и Волгоградской и далее — к Татарской АССР и Саратовской области. В той же последовательности убывает и нефтеносность этих отложений. В девонских отложениях углепроявления весьма редки. В Татарии они имеются. Здесь же в этих отложениях разведаны и разрабатываются нефтяные месторождения. В других районах Урало-Поволжья углепроявления в девоне не известны и ресурсы нефти намного ниже, чем в девоне Татарии.

Однако можно привести значительно больше примеров, в которых запасы угля и нефти никак не согласуются между собой. Так, на Ближнем и Среднем Востоке сосредоточено примерно две трети мировых запасов нефти (без учета запасов в социалистических странах), но здесь ни в одной нефтеносной свите нет ни угольных пластов, ни даже углепроявлений. Очевидно, анализ отдельных примеров не приближает нас к общему решению рассматриваемой проблемы. Поэтому большой интерес представляют глобальные соотношения угленосности и нефтеносности. Наша попытка в этой области частично была недавно опубликована [4, 5].

Были собраны и обобщены с точностью до отдела первичные материалы по разведанным мировым запасам угля, нефти и горючих газов. Имеющиеся примерные оценки по неразведанным месторождениям не учитывались, поскольку они зачастую

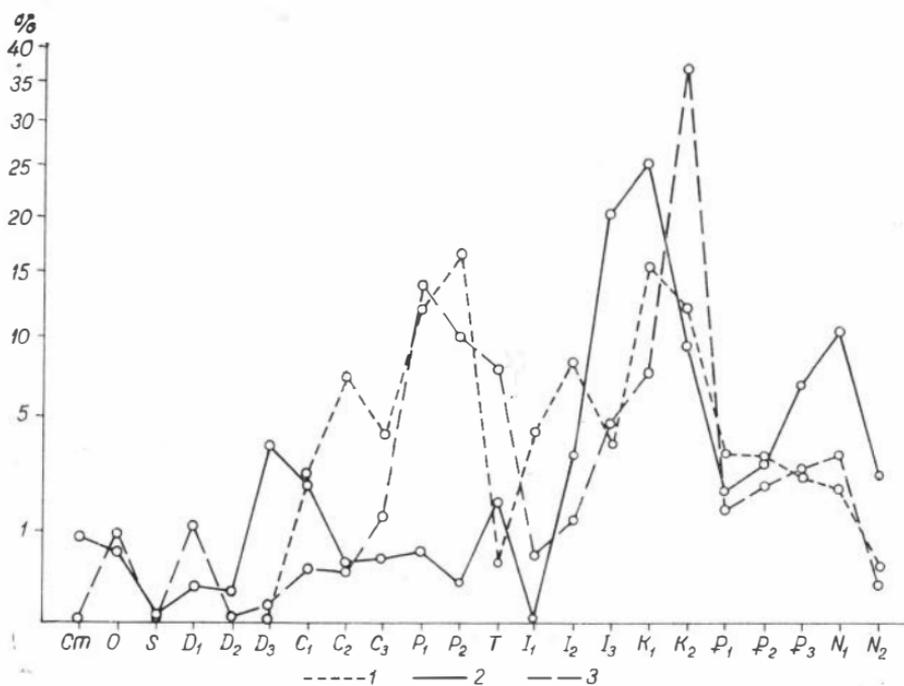


Рис. 1. Распределение мировых запасов угля, нефти и газа по стратиграфическим подразделениям (в размерности корня квадратного).  
1 — уголь, 2 — нефть; 3 — газ.

весьма противоречивы. Исключение сделано только для крупных неогеновых угольных бассейнов Бразилии и Центральной Якутии. Для них разведанные запасы условно приняты в 0,1 от максимальных геологических оценок запасов. В общем материалы по мировым запасам горючих ископаемых достаточно представительны, но для кембрия, ордовика, силура и триаса выяснить распределение их с точностью до отдела не удалось. По этим системам запасы приведены без расчленения. В результате мировые запасы угля, нефти и газа разнесены по 22 стратиграфическим подразделениям: четырем системам и восемнадцати отделам (рис. 1).

Если бы запасы угля, нефти и газа были распределены по стратиграфической шкале равномерно, то на каждое из 22 стратиграфических подразделений (без учета их продолжительности) приходилось бы по 4,55% мировых запасов. В действительности же распределение запасов весьма неравномерное. На одни подразделения приходится десятые, сотые и даже тысячные доли процента мировых запасов, а на другие — десятки процентов (уголь в верхней перми — 16,7%, нефть в нижнем мелу — 27,6%, газ в верхнем мелу — 39,8%).

От кембрия до средней юры включительно мировые запасы нефти ни в одном стратиграфическом подразделении не дости-

гают среднего уровня (4,55%), хотя и приближаются к нему в верхнем девоне. Запасы угля не достигают этого уровня вплоть до нижнего карбона включительно, а запасы газа — до верхнего карбона. Вполне очевидно, что пачальные этапы фанерозоя обеднены всеми каустобиолитами. Если интервал от кембрия до среднего девона составляет около 40% продолжительности всего фанерозоя, то запасы нефти в отложениях этого интервала не достигают и 2% мировых запасов, запасы газа — чуть больше 2%, а уголь практически отсутствует. Низкие масштабы нефте- и газообразования до верхнего девона, т. е. до начала широкого углеобразования, свидетельствуют о тесной связи между нефте- и углеобразованием.

Выше по разрезу тоже проявляется некоторое сходство в распределении мировых запасов горючих ископаемых. Уголь образует резкие максимумы в верхней перми и нижнем мелу, газ — в нижней перми и верхнем мелу, нефть — в нижнем мелу и миоцене. По запасам угля наиболее резкий минимум приурочен к триасу, а по запасам нефти и газа — к нижней юре. Сходство в распределении нефти, газа и угля по стратиграфическим подразделениям подтверждается статистическими оценками. Например, двойная линейная связь запасов угля с запасами нефти и газа выражается коэффициентом корреляции +0,68 (уровень значимости превышает 99,9%).

Эти материалы согласуются с концепцией И. М. Губкина о генетическом единстве угля и нефти, а также и газа, месторождения которого во времена И. М. Губкина, по существу, не изучались. Скорее всего рис. 1 иллюстрирует зависимость угле-, нефте- и газообразования от эволюции органического мира и связанной с ней эволюции осадкообразования.

На рис. 2 и 3 показано распределение мировых запасов нефти и газа по фациям материнских отложений. К морским фациям здесь отнесены отложения морских бассейнов с нормальной соленостью, лишенные признаков мелководья и близости береговой линии, к мелководно-морским — отложения как внутренних, так и краевых зон морских бассейнов, имеющие литологические и палеонтологические признаки мелководья. К переходным фациям отнесены толщи чередования мелководно-морских отложений с отложениями приморских равнин, а к континентальным — толщи, сформировавшиеся вне морских бассейнов.

Из рисунков видно, что для нефтеносных и газоносных толщ характерны морские и мелководно-морские фации, тогда как угленакопление связано исключительно с болотными фациями. В осадочных толщах, содержащих угольные пласты, заключено только 1,5% мировых запасов нефти и 2,1% мировых запасов газа. Существенные запасы нефти в угленосных толщах известны только в 6 стратиграфических подразделениях, а запасы газа — в 7. Причем запасы нефти и газа в угленосных отложе-

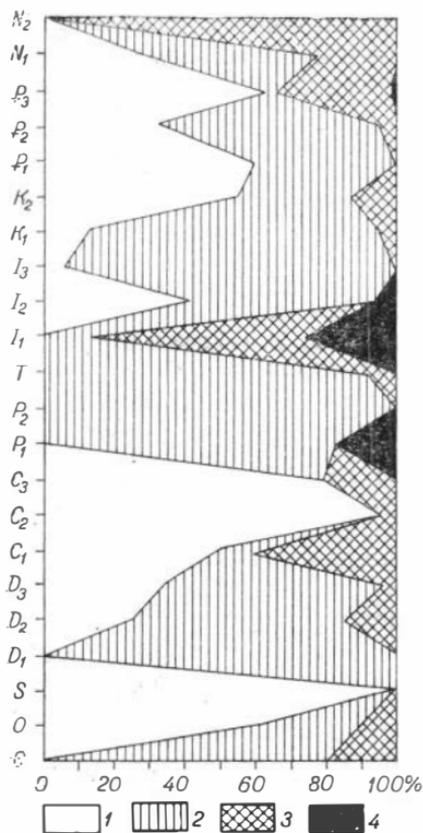


Рис. 2. Распределение мировых запасов нефти по фациям (в % к запасам в каждом стратиграфическом подразделении).

Ф а ц и и: 1 — морские; 2 — мелководно-морские; 3 — переходные; 4 — континентальные.

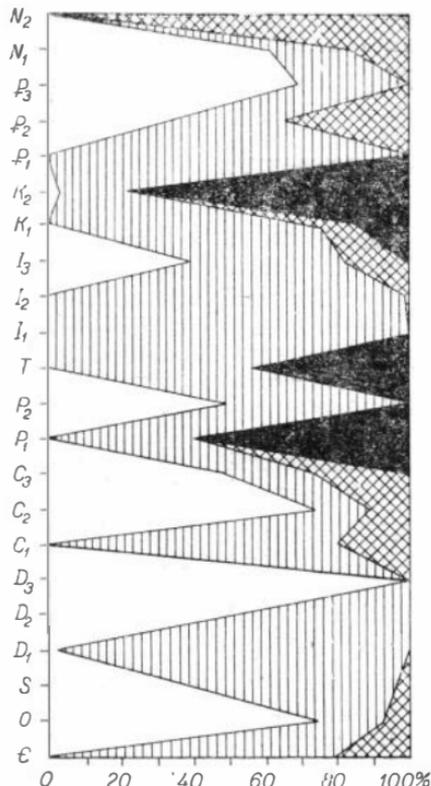


Рис. 3. Распределение мировых запасов газа по фациям.

Условные обозначения см. на рис. 2.

ниях непропорциональны масштабам угленакопления. Так, 65% мировых запасов нефти, связанных с угленосными толщами, приурочено к нижнему карбону и 41% запасов газа в таких толщах — к верхней юре. Однако в этих отделах содержится соответственно лишь 2,56 и 3,90% мировых запасов угля.

К этому следует добавить, что все без исключения толщи, являющиеся одновременно и нефтеносными, и угленосными, явно полифациальны. Поэтому совместное нахождение угля и нефти даже и в этих сравнительно немногочисленных случаях еще не свидетельствует о близком сходстве в условиях образования этих горючих ископаемых.

В общем рассмотренные материалы по распределению мировых запасов нефти, газа и угля, как и многие другие материалы, хорошо согласуются с концепцией И. М. Губкина о генетическом единстве угля и нефти и вместе с тем о принципиальных

различиях между процессами угле- и нефтеобразования. Она с честью выдержала испытание временем, и ее, несомненно, можно отнести к числу важнейших достижений геологической науки.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Аширов К. Б. Формирование нефтяных залежей Куйбышевской области.— Тр. ВНИГНИ, 1959, вып. 22, с. 182—209.
2. Вассоевич Н. Б., Конохов А. И., Лопатин Н. В. Общее и особенное в образовании углей, нефти и углеводородных газов.— В кн.: Междунар. геол. конгр. XXV сессия. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976, с. 7—19.
3. Вышемирский В. С. Геологические условия метаморфизма углей и нефтей. Саратов: изд. Саратовского гос. ун-та, 1963. 378 с.
4. Вышемирский В. С. Стратиграфическое размещение горючих ископаемых.— Геол. и геофиз., 1978, № 6, с. 3—9.
5. Вышемирский В. С. Распределение мировых запасов нефти и газа по фациям.— Геол. и геофиз., 1980, № 1, с. 3—8.
6. Губкин И. М. Новые данные о запасах нефти на Востоке.— Правда, 1932, 14 июня.
7. Губкин И. М. Урало-Волжская, или Восточная, нефтеносная область. Избр. соч. Т. I. М.: Изд-во АН СССР, 1950, с. 527—601.
8. Губкин И. М. Речь при закрытии геологического совещания по работам на землях треста Востокнефть 28 февраля — 5 марта 1934 г. Избр. соч. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953, с. 435—439.
9. Губкин И. М. Учение о нефти. Изд. 3-е. М.: Наука, 1975. 384 с.
10. Еременко Н. А. Выступление на Всесоюзном совещании.— В кн.: Проблема происхождения нефти и газа в условиях формирования их залежей. М.: Гостехиздат, 1960, с. 319—322.
11. Крейчи-Граф К. Диагностика нефтеобразования.— В кн.: Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. Т. 1. Л.: Гостехиздат, 1961, с. 34—83.
12. Крэг К. Поиски нефти. М., изд. Совета нефтяной промышленности. 1923. 345 с.
13. Ломоносов М. В. Слово о рождении металлов от трясения Земли.— В кн.: О слоях земных и другие работы по геологии. М.— Л.: Гостехиздат, 1949, с. 161—187.
14. Марковский Н. И. О связи нефтематеринской и угленосной формации нижнего карбона Волго-Уральской области.— Геология нефти и газа, 1959, № 3, с. 22—29.
15. Наливкин Д. В. Учение с фациях. Т. II. М.— Л.: Изд-во АН СССР, 1956. 393 с.
16. Ованесов Г. П. Формирование залежей нефти и газа в Башкирии, их классификации и методы поисков. М.: Гостехиздат, 1962. 295 с.
17. Родионова К. Ф. Выступление на Всесоюзном совещании.— В кн.: Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей. М.: Гостехиздат, 1960, с. 254—260.
18. Успенский В. А., Радченко О. А. О происхождении нефти.— Нефтяное хозяйство, 1954, № 8, с. 41—51.
19. Успенский В. А. Введение в геохимию нефти. Л.: Педра, 1970. 309 с.
20. Banks L. M. Oil-coal association in Central Anzoategui, Venezuela.— Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1959, v. 43, N 8.
21. Olson W. S. Source-bed problem in Velasquez field, Colombia.— Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1954, v. 38, N 8, p. 1645—1652.

## **МЕТОДОЛОГИЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

В условиях социалистического народного хозяйства плановое развитие геологоразведочных работ с целью опережающей подготовки запасов полезных ископаемых является задачей первостепенной важности. Именно поэтому XXVI съезд КПСС вновь обратил внимание на необходимость увеличения разведанных запасов минерально-сырьевых ресурсов и в первую очередь топливно-энергетических.

Успешное решение этой задачи во многом определяется качеством перспективного и текущего планирования геологоразведочных работ. В СССР накоплен значительный опыт в области перспективного планирования геологоразведочных работ, однако новые требования к надежности и научной обоснованности таких планов требуют серьезного совершенствования методики и практики планирования для эффективного построения действительно оптимальных и сбалансированных не только в пределах отрасли, но и в масштабах всего народного хозяйства СССР планов ведения этих работ.

В прошлые годы в планировании геологоразведочных работ на нефть и газ преобладал подход, в основу которого клялись приросты запасов, приходящиеся на один метр глубокого бурения или одну поисково-разведочную скважину. Основными показателями плана были объемные показатели отдельных видов геологоразведочных работ, которые жестко определялись достигнутой в предыдущие годы эффективностью.

Дальнейшее развитие методов планирования геологоразведочных работ было связано с геолого-экономическим обоснованием ряда показателей плана поисковых и разведочных работ (М. М. Бреппер, Ф. Ф. Дунаев, М. Б. Добровольский, А. Н. Истомиц, М. Г. Лейбсон, И. М. Мельник, М. С. Моделевский, В. Д. Никифорова, Г. Б. Острый, В. В. Потеряева, А. А. Трофимук и др.). Центральными в эти методах были вопросы определения прироста запасов, обоснования взаимосвязи между подготавливаемыми запасами и необходимыми для этого объемами поисковых и разведочных работ, согласование этапов и стадий геологоразведочного процесса. В результате этих исследований разработан ряд методик количественного обоснования комплекса показателей, характеризующих геологопоисковые и разведочные работы, исходя из задания по приросту запасов нефти или газа промышленных категорий [9, 14, 15, 19]. В этих методиках, как правило, описаны только отдельные этапы и стадии геологоразведочного процесса, в них

геологические и экономические характеристики района подготовки запасов полностью не учтены, не рассмотрены вопросы развития во времени и размещения по территории геологоразведочных работ. Последнее в наибольшей мере удалось решить при оптимальном планировании геологоразведочных работ на основе применения экономико-математических моделей (Г. А. Жукова, С. А. Кимельман, Л. И. Мошкович, М. С. Розман, В. С. Славкии и др.). Такой подход позволяет решить задачу определения оптимального размера депежных, материальных и трудовых ресурсов для каждого нефте- или газоносного района исходя из ограничения на ресурсы. В результате ресурсы оптимально распределяются по объектам, выбирается очередность и цикл работ на объекте с определением темпа развития каждого из них. Но этот подход не лишен недостатков, а главный из них — планирование ведется от достигнутой эффективности геологоразведочных работ. Это прежде всего означает перенесение закономерностей прошлых лет на перспективу и не позволяет активно формировать лучшую стратегию поисковых и разведочных работ. Такая система планирования неэффективна в районах слабо изученных, не позволяет строить сбалансированные планы поискового и разведочного бурения, глубокого бурения и геофизических работ и т. п. Она консервативна и не позволяет учитывать изменения в направлениях работ и методике их проведения. Такая система планирования является проявлением в геологии практики установления плановых заданий только из сложившейся динамики соответствующих показателей, которая была подвергнута критике в постановлении ЦК КПСС и Совета Министров СССР «Об улучшении планирования и усилении воздействия хозяйственного механизма на повышение эффективности производства и качества работы» [16].

При разработке методики построения сбалансированного плана необходимо, естественно, первоначально уточнить это понятие.

Понятие о сбалансированном плане в геологоразведочной отрасли должно предусматривать [17]:

1) соответствие заданий по приросту запасов и необходимых для их выполнения с учетом достижений науки и научно-технического прогресса объемов геологоразведочных работ, т. е. учитывать состояние и структуру прогнозных ресурсов и запасов категории  $C_2$  на месторождениях на начало планируемого периода. Это требование означает, что план должен быть сбалансирован с реальным состоянием ресурсов нефти и газа в регионе и особенностями размещения и строения месторождений нефти и газа в нем;

2) строгое соблюдение стадийности геологоразведочного процесса, т. е. оптимальное соотношение между региональными, поисковыми и разведочными работами, сбалансированность объ-

емов глубокого бурения и геофизических работ, чтобы обеспечить не только выполнение плана прироста запасов по категории  $C_1$  на текущее пятилетие, но и создание необходимого минимума запасов категории  $C_2$  и фонда перспективных структур, перевод в категорию  $D_1$  части ресурсов нефти и газа по новым объектам поисков к концу планируемого периода для обеспечения стабильного развития геологоразведочных работ в следующем пятилетии и на более отдаленную перспективу. Это означает, что план должен быть внутренне сбалансирован.

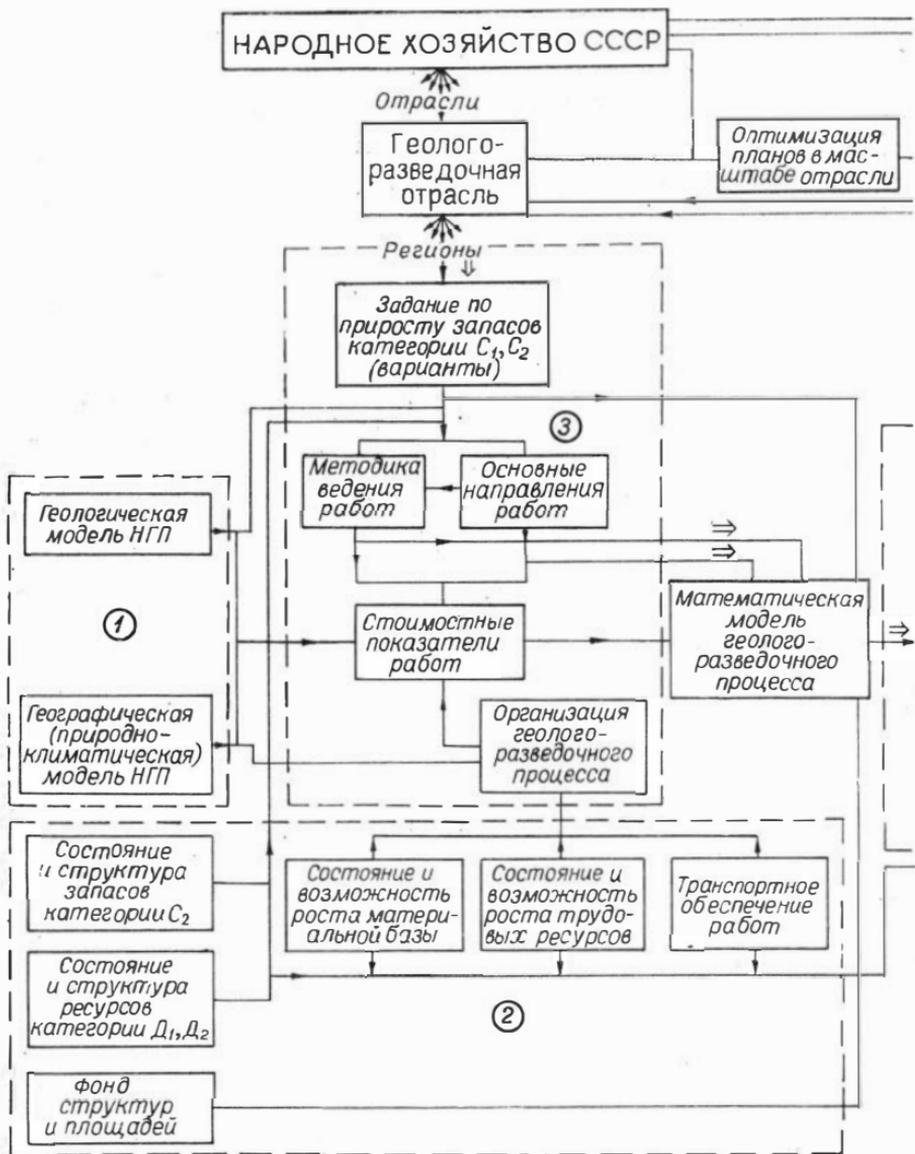
К сожалению, это требование часто нарушается. При планировании геологоразведочных работ на нефть и газ нередко региональные работы не развиваются в результате преждевременного развертывания поисковых и разведочных работ; не сбалансированы планы поисковых работ и детальных геофизических исследований; при наличии интересных открытий на долгие годы в ущерб конечным пароднохозяйственным результатам замораживаются поиски новых месторождений и т. п;

3) реально достижимые темпы роста объемов работ с учетом иперционности геологоразведочного производства в конкретных условиях региона, потребности в трудовых ресурсах, темпов роста производства в важнейших отраслях народного хозяйства в стране в целом. Это означает, что план развития геологоразведочных работ в регионе должен учитывать конкретные природно-климатические условия и быть сбалансированным с планом развития народного хозяйства в стране в целом;

4) безусловное обеспечение плана материальными ресурсами и опережающую их поставку. Это требование следует особо строго соблюдать в сложных природно-климатических условиях Сибири.

При текущем и тем более перспективном планировании геологоразведочных работ необходимо всегда отдавать себе отчет, что любой план в геологии носит вероятностный характер и что предсказываемая при определенной методике ведения работ в конкретных геологических условиях их эффективность может оказаться или завышенной, или заниженной против реальной. Поэтому для повышения достоверности плана, фиксируя такие зависящие от организации производства параметры, как объем глубокого бурения и геофизических исследований, задания по приросту запасов, целесообразно давать в виде интервала возможных значений, причем, чем большая вероятность безусловного выполнения предъявляется к плану, тем большим должен быть такой интервал. При таком планировании смежные отрасли должны, по-видимому, ориентироваться на нижнюю с высокой степенью надежности гарантированную величину прироста запасов.

Блок-схема формирования сбалансированного плана развития геологоразведочных работ на нефть и газ в регионе показана на рис. 1. Геолого-географическая модель системы (блок 1)



и модели блока воздействия на систему в планируемый период строятся отдельно для каждой нефтегазоносной области (НГО) или нефтегазопосного района (НГР) как элементов системы. Выполненные расчеты должны быть дифференцированы по отдельным подразделениям нефтегазогеологического и административного районирования и по годам планируемого периода. Далее производится суммирование по отдельным нефтегазоносным провинциям (НГП), краям, областям, республикам. Блок 4 связан обратной связью с геологоразведочной отраслью и народным хозяйством страны в целом, что позволяет посредством нескольких итераций получить сбалансированный оптимальный план.

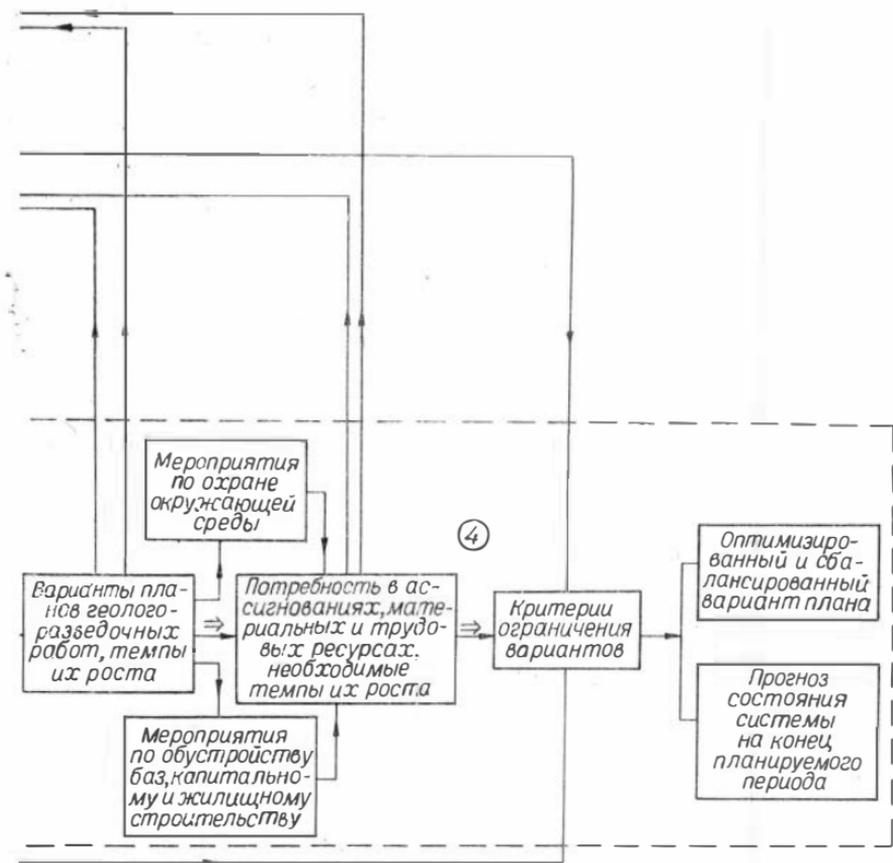


Рис. 1. Блок-схема формирования сбалансированного плана перспективного развития геологоразведочных работ на нефть и газ в регионе.

1 — геолого-географическая модель системы; 2 — блок реального состояния системы как производственного объекта с учетом предшествующей деятельности; 3 — блок воздействия на систему в планируемый период; 4 — блок прогноза результатов воздействия на систему, двойная светлая стрелка — повторный цикл с учетом корректировки вариантов плана.

Исходными целевыми показателями плана геологоразведочных работ должны быть задания по приросту запасов нефти, природного газа и конденсата категорий  $C_1$  и  $C_2$ . В соответствии с понятием о сбалансированном плане они не могут быть произвольными. Практика показывает, что при пятилетнем цикле планирования в очередные 3—3,5 года после начала пятилетия прирост запасов по категории  $C_1$  может стабильно осуществляться главным образом за счет месторождений, открытых к началу этого периода. Поэтому при пятилетних интервалах планирования запасы категории  $C_2$  на месторождениях, открытых к началу пятилетия, должны составлять 60—70% плана прироста запасов по категории  $C_1$ .

Для планомерного развития прироста в следующем пятилетии необходимо, кроме того, планировать геологоразведочной

организации в той же пропорции прирост запасов по категории  $C_2$  на конец пятилетнего цикла. Отсутствие такого показателя в планах ведет к тому, что очень часто геологоразведочные организации неоправданно сокращают объемы поисковых работ за счет разведочного бурения и не создают резерва запасов категории  $C_2$  на перспективу.

Принципиально новое в предлагаемом подходе следующее: в основу всех расчетов кладется реальная модель распределения ресурсов нефти и газа в конкретной НГП, геологически всесторонне обоснованный выбор основных направлений и основанная на новейших достижениях теории и практики методика ведения геологоразведочных работ, научно обоснованные нормативы и опирающиеся на передовую технологию и четкую организацию работ их сметные стоимости. Таким образом, в соответствии с Постановлением ЦК КПСС и Совета Министров СССР (1979) в основу расчетов, необходимых для обеспечения заданного прироста запасов нефти и газа, объемов геолого-геофизических работ, материальных и трудовых ресурсов и т. д., кладутся инженерные (геологические) и экономические расчеты. Реализация методики расчетов на ЭВМ позволяет моделировать результаты геологоразведочных работ при изменении их направлений, методики, материально-технического обеспечения и т. п.

Отдельные стороны такого подхода разработаны К. С. Баймухаметовым, В. А. Волконским, В. И. Деминым, А. Э. Копторовичем, И. И. Коржан, Т. А. Косенко, О. С. Красновым, М. М. Саттаровым, И. Я. Файнштейном, В. И. Шпильманом и др. В СНИИГГиМСе подобные работы ведутся с 1974 г. и частично изложены в работах [7, 8, 20].

Остановимся кратко на принципе построения математической модели геологоразведочного процесса, а затем перейдем к описанию информации, характеризующей состояние каждого из блоков системы. Пусть известны средние размеры и соотношение типов по фазовому состоянию и морфологии ловушек месторождений нефти и газа в комплексах, изучаемых в плановый период, вероятная продуктивность ловушек. Тогда при заданных уровнях прироста запасов нефти и газа по категориям  $C_1$  и  $C_2$  можно определить, сколько в плановый период необходимо открыть месторождений и сколько для этого надо ввести в бурение ловушек разных типов. При этом особо надо учитывать, какие типы залежей и месторождений прогнозируются в районе — чисто нефтяные или газовые, или смешанные, или всех этих типов. Оценку необходимого количества ловушек можно получить либо точечную, либо по средним данным, либо с заданной доверительной вероятностью на основе статистических моделей [1, 2, 7, 9, 15]. Если на основании представлений о геологическом строении разреза далее определена рациональная методика подготовки объектов для глубокого бурения,

методика ведения поисковых и разведочных работ, то при известном количестве открываемых месторождений и вводимых в бурение структур можно определить объемы глубокого бурения и геофизических исследований. При этом модель процесса позволяет оптимизировать процесс ввода в разведку открываемых месторождений в зависимости от их фазового состояния, а также определить запасы категории  $C_1$ , которые могут быть подготовлены поисковым бурением. С учетом природно-климатических и геологических условий ведения работ, их организации и методики определяется стоимость единицы различных видов работ, суммарные затраты на их проведение и эффективность ведения работ. Наконец, зная достигнутый уровень производительности труда при проведении отдельных видов работ и прогнозируя ее изменение на перспективу с учетом научно-технического прогресса, можно определить на основе существующих нормативов необходимые материальные и трудовые ресурсы, а также капитальные вложения на жилищное строительство и инфраструктуру.

Практика ведения геологоразведочных работ, особенно в малообжитых и практически незаселенных таежных, лесотундровых и тундровых районах Сибири, показывает, что геологоразведочный процесс часто оказывает существенное воздействие на окружающую среду. В связи с этим при планировании и организации геологоразведочного процесса необходимо строгое соблюдение законодательно установленных мер по охране окружающей среды и нанесении ей минимального ущерба, а также организация работ по рекультивации окружающей среды. Все эти меры должны входить в стоимость геологоразведочных работ и плавно предусматриваться.

Такая детерминированная модель была реализована в виде набора программ. В качестве одной из них использовалась программа оптимизации варианта плана в смысле затрат, объемов глубокого бурения или геофизических работ, необходимых ресурсов и т. п.

Остановимся на основных показателях состояния системы. Геологическая модель системы включает оценку начальных геологических и извлекаемых ресурсов и их структуру. Под последней понимается распределение ресурсов нефти и газа по интервалам глубин, типам коллекторов, конкретным резервуарам и месторождениям с различным фазовым состоянием УВ и запасами.

При традиционных методах количественной оценки перспектив нефтегазоносности предсказание всей этой информации, особенно для бассейнов и комплексов изученных слабо, было практически невозможно. Результаты исследований, изложенные в работах [8, 20], позволяют достаточно надежно прогнозировать все эти параметры геологической модели объекта.

Геологическая модель системы должна также давать ис-

ходную информацию для выбора методики ведения геофизических работ, методики бурения и испытания скважин, обоснования коэффициентов извлечения нефти и газа и т. п., т. е. о таких параметрах, как геотермический режим, состав и гидродинамический режим вод, состав газов и др.

Географическая модель НГП непосредственно в исходную информацию не включается. Она используется опосредованно при выборе схемы организации работ и оценке стоимости единицы отдельных их видов.

Для описания состояния системы перед началом планового периода необходимо знать состояние и структуру перспективных запасов и прогнозных ресурсов нефти и газа, состояние фонда структур. Часть этих параметров определяется непосредственно, а часть (структура прогнозных ресурсов, в первую очередь категории  $D_1$ ) — по разнице между начальными потенциальными ресурсами и разведанными запасами нефти и газа. Остальные параметры состояния системы учитываются через стоимость единиц отдельных видов работ, а также при ограничении возможных вариантов развития работ.

Исходная геолого-экономическая информация геолого-математической модели формирования вариантов поисково-разведочного процесса подготовки запасов нефти и газа содержит большое число параметров, которые можно разделить на следующие пять групп.

**Первая группа.** Параметры, характеризующие состояние фонда структур и перспективных запасов нефти и газа на месторождениях на начало планового периода. К этой группе относятся следующие параметры:

- запасы нефти категории  $C_2$ ;
- запасы газа категории  $C_2$ ;
- общий фонд структур;
- фонд структур неантиклинального типа.

**Вторая группа.** Параметры, характеризующие геологические особенности открываемых месторождений нефти и газа. В эту группу входят следующие параметры:

- доля нефтяных месторождений по отношению ко всем месторождениям;
- средние запасы открываемых нефтяных месторождений, млн. т;
- доля нефтегазовых месторождений по отношению ко всем открываемым месторождениям;
- средние запасы нефти на открываемых нефтегазовых месторождениях, млн. т;
- доля газовых месторождений по отношению ко всем месторождениям;
- средние запасы газа на открываемых нефтегазовых месторождениях, млрд.  $m^3$ ;

- коэффициент содержания конденсата в свободном газе, млн. т/млрд. м<sup>3</sup>;
- вероятность продуктивности антиклинальных ловушек;
- вероятность продуктивности неантиклинальных ловушек.

В современных методах количественного прогноза нефтегазоносности наименее разработана задача прогноза вероятной продуктивности ловушек ( $\eta$ ) и средних размеров открываемых месторождений ( $\Theta$ ).

При количественной оценке перспектив нефтегазоносности в первую очередь обычно прогнозируется плотность НГР УВ ( $q_S$ ). Естественно поэтому, опираясь на метод геологической аналогии, установить зависимости  $\eta = f(q_S)$  и  $\Theta = \varphi(q_S)$ .

Вид соответствующих функций может быть определен на основании теоретических соображений либо эмпирически. Так, для вероятной нефтегазоносности ловушек естественно предположить, что при  $q_S \rightarrow 0$   $\eta \rightarrow 0$  и что с ростом  $q_S$   $\eta \rightarrow 1$ . Это дает основание для выбора аппроксимирующей функции в виде

$$\eta = \frac{1}{1 + ae^{-bq_S}},$$

где  $a$  и  $b$  — некоторые постоянные, определяемые по эмпирическим данным.

Для зависимости средних запасов месторождений нефти и газа от плотности НГР УВ можно лишь предположить, что она описывается функцией, которая принадлежит к классу монотонно возрастающих. Относительно конкретного ее вида высказать более определенное суждение трудно.

В качестве объектов для выбора вида зависимостей вероятной нефтегазоносности ловушек и средних размеров месторождений нефти и газа от плотности НГР УВ и определения конкретных значений констант, входящих в эти зависимости, были выбраны Западно-Сибирская и Волго-Уральская НГП. Осадочный чехол этих провинций расчленен на нефтегазоносные комплексы (НГК), а в пределах последних выделены хорошо разведанные эталонные участки. Процедура выбора оптимальных площадей эталонных участков приведена в работе [20]. Всего в пределах Западно-Сибирской НГП таких эталонных объектов выбрано 41, в Волго-Уральской НГП — 62. Кроме того, если в пределах одного эталонного участка разведаны два или три комплекса, то такое геологическое тело рассматривалось как самостоятельный объект.

Зависимость вероятной нефтегазоносности ловушек от плотности НГР УВ изучалась только для Западно-Сибирской НГП. Эмпирические данные и графики уравнения регрессии показаны на рис. 2.

Уравнения регрессии, описывающие эту зависимость, имеют следующий вид:

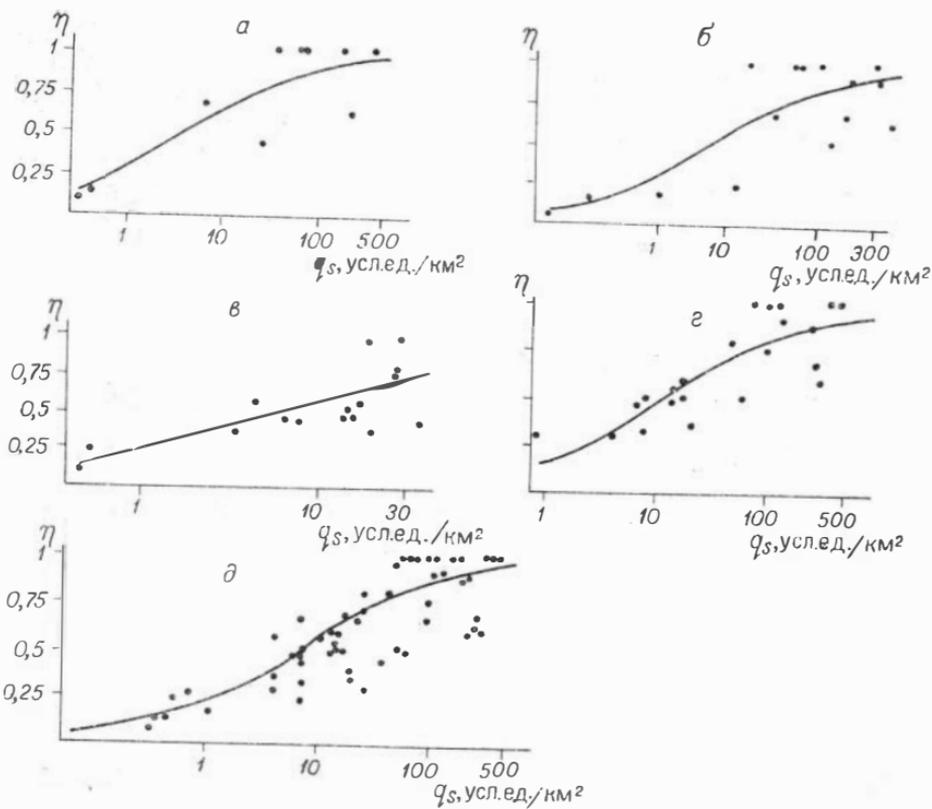


Рис. 2. Зависимость вероятной продуктивности ловушек ( $\eta$ ) на эталонных участках Западно-Сибирской НГП от плотности НГР УВ ( $q_s$ ), в условных единицах.

*а* — сеноманский НГК, *б* — неокомский НГК; *в* — юрский НГК; *г* — осадочный чехол в целом; *д* — осадочный чехол в целом и по НГК.

для сеноманского НГК

$$\eta = \frac{1}{1 + 2,885q_s^{-0,673}};$$

для неокомского НГК

$$\eta = \frac{1}{1 + 2,283q_s^{-0,594}};$$

для юрского НГК

$$\eta = \frac{1}{1 + 2,914q_s^{-0,551}};$$

для осадочного чехла в целом

$$\eta = \frac{1}{1 + 5,038q_s^{-0,644}}$$

и для выборки, включающей эталонные геологические тела по комплексам и по чехлу в целом,

$$\eta = \frac{1}{1 + 3,256q_S^{-0,597}}.$$

Для отыскания вида зависимости средних запасов месторождений нефти и газа от плотности НГР УВ были проанализированы корреляционные связи между  $\Theta$  и  $\ln\Theta$ , с одной стороны, и  $q_S$  и  $\ln q_S$ , с другой. Оказалось, что наиболее высокая степень корреляции имеет место между  $\ln\Theta$  и  $\ln q_S$ . Так, для Западно-Сибирской НГП она равна в сеноманском НГК 0,99, в неокомском — 0,98, в юрском — 0,85, в осадочном чехле — 0,98 и в осадочном чехле и НГК — 0,94.

В Волго-Уральской НГП корреляционная связь несколько слабее, но также значительна. Она равна в девонском НГК 0,79, в отложениях каменноугольной системы — 0,85, в пермском — 0,83, в осадочном чехле в целом — 0,74 и в осадочном чехле в целом и НГК — 0,83.

Таким образом, зависимость между средними запасами месторождений и плотностью НГР УВ целесообразно искать в виде

$$\ln\Theta = a \ln q_S + e,$$

либо в виде  $\Theta = c q_S^d$ .

Соответствующие уравнения регрессии в Западно-Сибирской НГП следующие:

для сеноманского НГК

$$\ln \Theta = 0,731 \ln q_S + 2,997 \text{ и } \Theta = 9,44 q_S^{0,907};$$

для неокомского НГК

$$\ln \Theta = 0,788 \ln q_S + 2,279 \text{ и } \Theta = 21,831 q_S^{0,587};$$

для юрского НГК

$$\ln \Theta = 0,656 \ln q_S + 2,199 \text{ и } \Theta = 10,818 q_S^{0,670};$$

для осадочного чехла в целом

$$\ln \Theta = 1,004 \ln q_S + 1,156 \text{ и } \Theta = 3,716 q_S^{0,997}$$

и для осадочного чехла в целом и НГК (см. рис. 3, 4)

$$\ln \Theta = 0,809 \ln q_S + 2,074 \text{ и } \Theta = 6,029 q_S^{0,929}.$$

Уравнения регрессии для Волго-Уральской НГП соответственно имеют следующий вид:

для девонского НГК

$$\ln \bullet = 0,422 \ln q_S + 1,609;$$

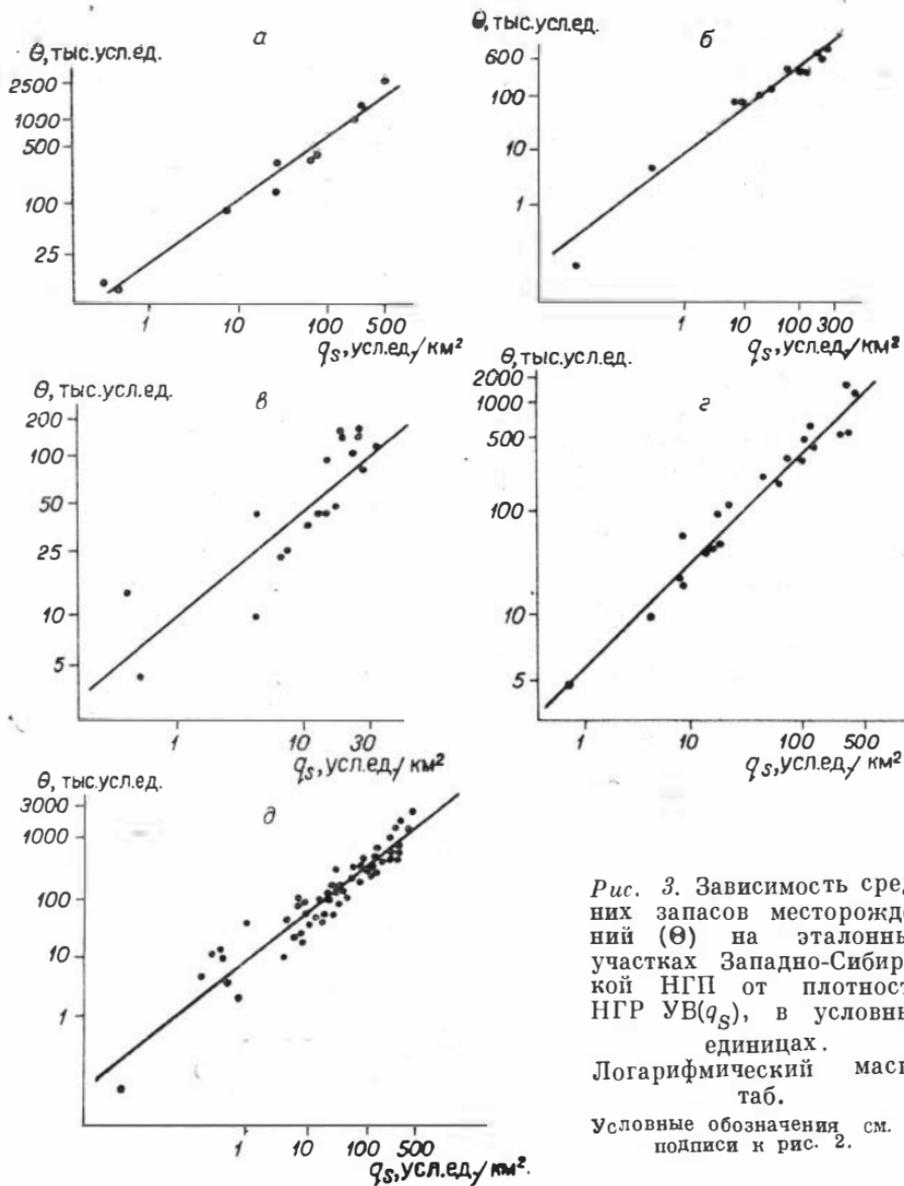


Рис. 3. Зависимость средних запасов месторождений ( $\Theta$ ) на эталонных участках Западно-Сибирской НГП от плотности НГР УВ( $q_s$ ), в условных единицах.

Логарифмический масштаб.

Условные обозначения см. в подписи к рис. 2.

для НГК каменноугольной системы

$$\ln \Theta = 0,602 \ln q_s + 1,050;$$

для пермского НГК

$$\ln \Theta = 0,409 \ln q_s + 1,384;$$

для осадочного чехла в целом

$$\ln \Theta = 0,603 \ln q_s + 1,145$$

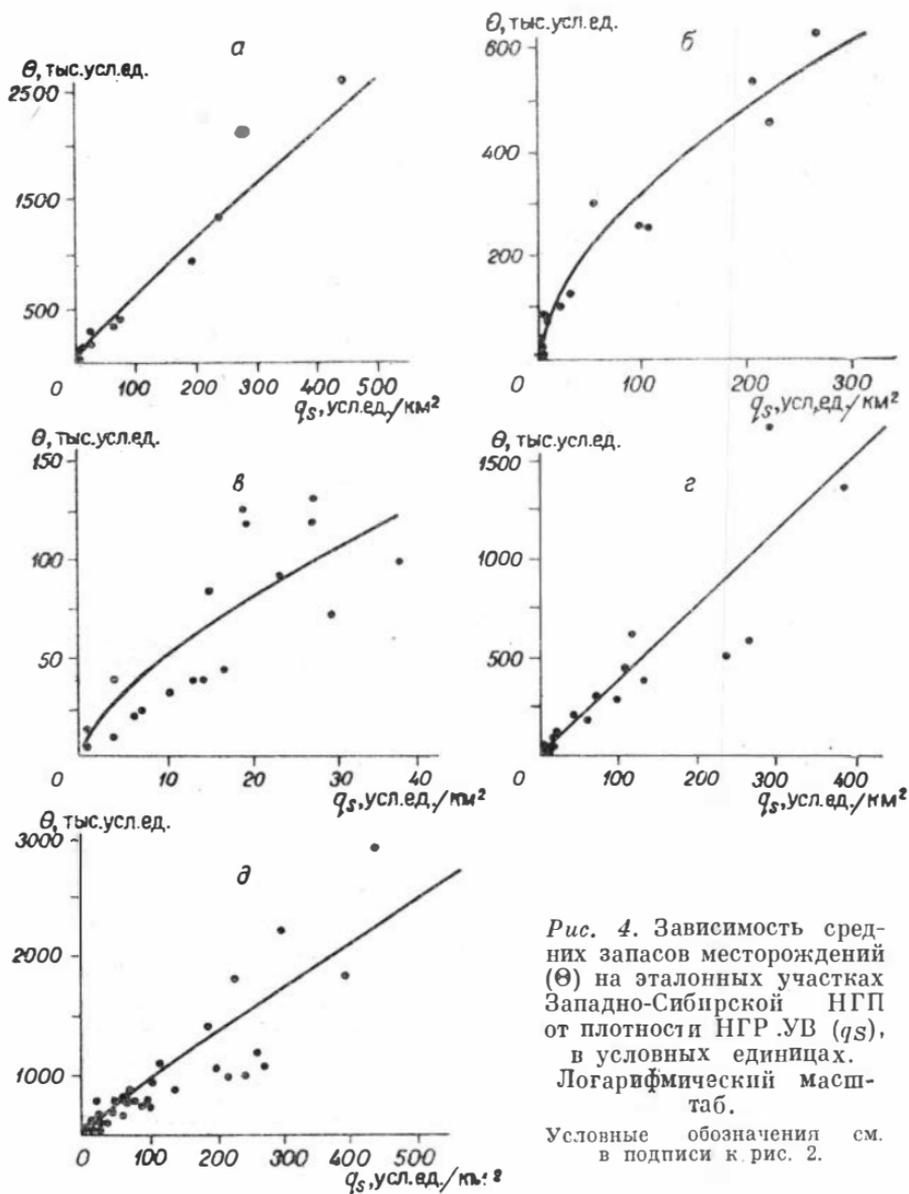


Рис. 4. Зависимость средних запасов месторождений ( $\Theta$ ) на эталонных участках Западно-Сибирской НГП от плотности НГР УВ ( $q_S$ ), в условных единицах. Логарифмический масштаб.

Условные обозначения см. в подписи к рис. 2.

и для осадочного чехла в целом и по НГК (см. рис. 5)

$$\ln \Theta = 0,516 \ln q_S + 1,373.$$

При рассмотрении зависимости средних запасов месторождений от плотности НГР УВ для единой выборки, сформированной из эталонных участков Западно-Сибирской и Волго-Уральской НГП, уравнение регрессии приняло вид

$$\ln \Theta = 0,711 \ln q_S + 1,503$$

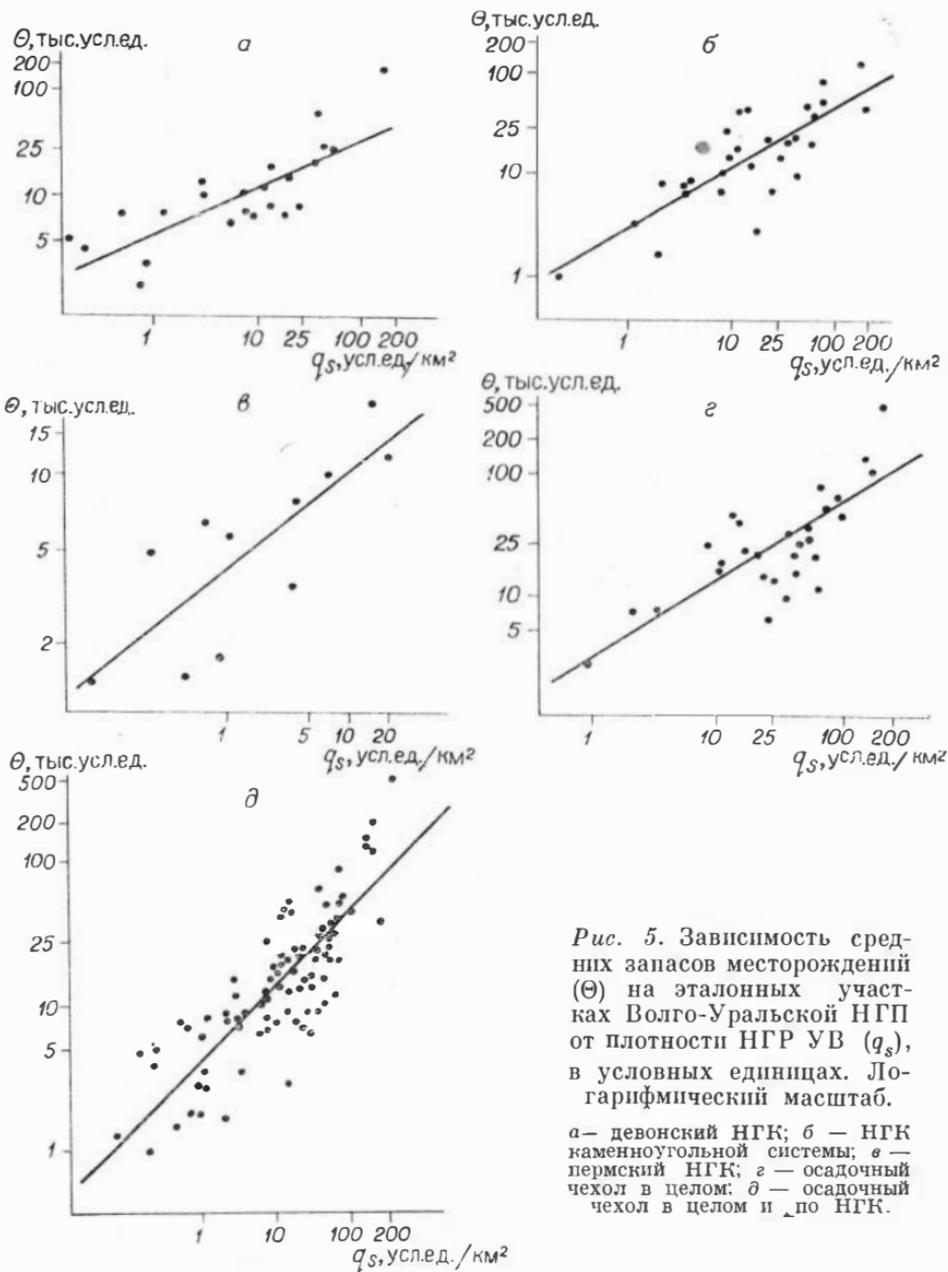


Рис. 5. Зависимость средних запасов месторождений ( $\Theta$ ) на эталонных участках Волго-Уральской НГП от плотности НГР УВ ( $q_s$ ), в условных единицах. Логарифмический масштаб.

а — девонский НГК; б — НГК каменноугольной системы; в — пермский НГК; г — осадочный чехол в целом; д — осадочный чехол в целом и по НГК.

с коэффициентом корреляции, равным 0,82. Эмпирические данные и график уравнения регрессии приведены на рис. 6.

Видимо, последняя зависимость, учитывая, что на ней объединены эталоны по двум НГП исключительно разным по геологическому строению и истории геологического развития, может быть использована для прогноза величины средних запасов месторождений в пределах зон нефтегазоаккумуляции слабо изученных территорий.

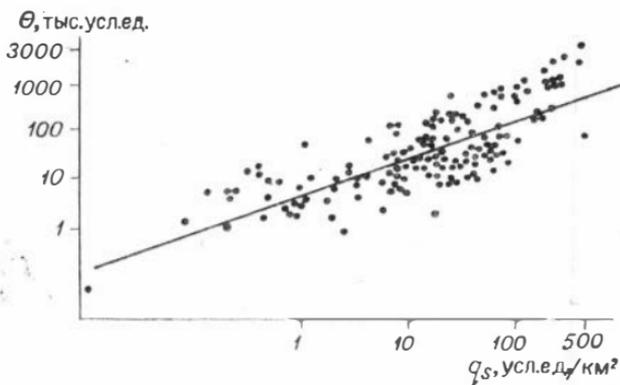


Рис. 6. Зависимость средних запасов месторождений ( $\Theta$ ) на эталонных участках Западно-Сибирской и Волго-Уральской НГП от плотности НГР УВ ( $q_s$ ), в условных единицах. Логарифмический масштаб. Осадочный чехол в целом и по НГК.

Третья группа. Параметры, характеризующие количественные показатели методики и процесса поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. К их числу относятся:

- коэффициент подтверждаемости антиклинальных ловушек, подготовленных сейсморазведкой для глубокого бурения;
- коэффициент подтверждаемости неантиклинальных ловушек, подготовленных сейсморазведкой для глубокого бурения;
- средняя глубина поисковых скважин в антиклинальных ловушках, тыс. м;
- средняя глубина поисковых скважин в неантиклинальных ловушках, тыс. м;
- количество поисковых скважин на одной пустой антиклинальной структуре;
- количество поисковых скважин на одной пустой неантиклинальной структуре;
- количество поисковых скважин на одном месторождении антиклинального типа;
- количество поисковых скважин на одном месторождении неантиклинального типа;
- количество поисковых скважин, выполняющих разведочные функции на одном месторождении антиклинального типа;
- количество поисковых скважин, выполняющих разведочные функции на одном месторождении неантиклинального типа;
- отношение числа открываемых месторождений в антиклинальных ловушках к общему числу месторождений.

- средняя глубина разведочных скважин на месторождениях антиклинального типа, тыс. м;
- средняя глубина разведочных скважин на месторождениях неантиклинального типа, тыс. м;
- доля нефтяных месторождений, которая может быть разведана от общего числа открываемых нефтяных месторождений;
- прирост запасов нефти на одну скважину на нефтяном месторождении антиклинального типа, млн. т;
- прирост запасов нефти на одну скважину на нефтяном месторождении неантиклинального типа, млн. т;
- прирост запасов нефти на одну скважину на нефтегазовом месторождении антиклинального типа, млн. т;
- прирост запасов нефти на одну скважину на нефтегазовом месторождении неантиклинального типа, млн. т;
- доля газовых месторождений, которая может быть разведана от общего числа открываемых газовых месторождений;
- прирост запасов газа на одну скважину на газовых месторождениях антиклинального типа, млрд. м<sup>3</sup>;
- прирост запасов газа на одну скважину на газовых месторождениях неантиклинального типа, млрд. м<sup>3</sup>;
- прирост запасов газа на одну скважину на нефтегазовых месторождениях антиклинального типа, млрд. м<sup>3</sup>;
- прирост запасов газа на одну скважину на нефтегазовых месторождениях неантиклинального типа, млрд. м<sup>3</sup>;
- коэффициент подтверждаемости при переводе запасов нефти из категории  $C_2$  в категорию  $C_1$ ;
- коэффициент подтверждаемости при переводе запасов газа из категории  $C_2$  в категорию  $C_1$ ;
- коэффициент подготовки структур, переходящих на послеплановый период.

Ч е т в е р т а я   г р у п п а. Входные показатели плана. В эту группу входят следующие параметры:

- прирост запасов нефти категории  $C_1$ , млн. т;
- объем прироста запасов нефти категории  $C_1$  для начального года, млн. т;
- год, с которого начинается прирост запасов нефти категории  $C_1$ ;
- объем запасов нефти категории  $C_2$  на конец планового периода, млн. т;
- объем прироста запасов нефти категории  $C_2$  для начального года, млн. т;
- год, с которого начинается прирост запасов нефти категории  $C_2$ ;
- прирост запасов газа категории  $C_1$ , млрд. м<sup>3</sup>;
- объем прироста запасов газа категории  $C_1$  для начального года, млрд. м<sup>3</sup>;

- объем запасов газа категории  $C_2$  на конец планового периода, млрд. м<sup>3</sup>;
- объем прироста запасов газа категории  $C_2$  для начального года, млрд. м<sup>3</sup>;
- год, с которого начинается прирост запасов газа категории  $C_1$ ;
- год, с которого начинается прирост запасов газа категории  $C_2$ ;
- объем параметрического бурения на нефть, тыс. м;
- количество параметрических скважин на нефть;
- объем параметрического бурения на нефть для начального года, тыс. м;
- год, с которого начинается параметрическое бурение на нефть;
- объем параметрического бурения на газ, тыс. м;
- количество параметрических скважин на газ;
- объем параметрического бурения на газ для начального года, тыс. м;
- год, с которого начинается параметрическое бурение на газ.

**П я т а я г р у п п а.** Стоимостные показатели плана. К их числу относятся:

- стоимость одного метра параметрического бурения, руб.;
- стоимость одного метра поискового бурения, руб.;
- стоимость одного метра разведочного бурения, руб.;
- затраты на региональные геофизические работы на нефть, млн. руб.;
- стоимость поиска и подготовки одной антиклинальной структуры на нефть, млн. руб.;
- стоимость детализационных работ на одном нефтяном месторождении антиклинального типа, млн. руб.;
- стоимость поиска и подготовки одной неантиклинальной ловушки на нефть, млн. руб.;
- стоимость детализационных работ на одном нефтяном месторождении неантиклинального типа, млн. руб.;
- затраты на региональные геофизические работы на газ, млн. руб.;
- стоимость поиска и подготовки одной антиклинальной структуры на газ, млн. руб.;
- стоимость детализационных работ на одном газовом месторождении антиклинального типа, млн. руб.;
- стоимость поиска и подготовки одной неантиклинальной ловушки на газ, млн. руб.;
- стоимость детализационных работ на одном газовом месторождении неантиклинального типа, млн. руб.;
- доля затрат на прочие госбюджетные работы по отношению к геофизическим.

На основе заданий по приросту запасов нефти, природного газа и конденсата, а также с учетом изученности отдельных НГО и резервуаров, определяются основные направления работ, НГО, в которых они должны быть сконцентрированы, а также базисные горизонты поисков и разведки на планируемый период. Это позволяет, в свою очередь, определить методику подготовки структур геофизическими методами, методику, если она есть или может быть разработана, прямых поисков месторождений нефти и газа, средние глубины поисковых и разведочных скважин, прирост запасов на одну скважину, вскрывшую залежь, количество поисковых скважин, с помощью которых осуществляется прирост запасов категории  $C_1$ , долю «активных» запасов категории  $C_2$  на месторождениях. К «пассивным» можно относить запасы залежей, разработка которых на данном этапе нерентабельна из-за малых размеров месторождений или из-за низких дебитов скважин и т. п., а также запасы категории  $C_2$  разведываемых месторождений, которые нецелесообразно переводить в категорию  $C_1$  на стадии разведки.

Все перечисленные выше параметры задаются для каждой НГО или каждого НГР, а в случае разведки двух базисных горизонтов независимыми сетками поисковых и разведочных скважин, то и с их дифференциацией.

Необходимо также сделать следующее замечание. Часто из-за первоочередной необходимости подготовки запасов только нефти или только газа в народнохозяйственном плане предусматривается подготовка запасов одного из этих полезных ископаемых, а также не планируется прирост запасов конденсата. Если в регионе нет обособленных зон нефте- и газонакопления, то при ведении поисково-разведочных работ неизбежно будут приращиваться запасы всех этих полезных ископаемых. Модель позволяет оценить объемы такого прироста и скорректировать план, приведя его в соответствие с реальными природными условиями. Последнее важно еще и потому, что при отсутствии такой корректуры планов геологоразведочная организация не заинтересована в выполнении определенного объема работ по поискам и разведке непланируемого полезного ископаемого в ущерб выполнению плана.

В случае, если критерии ограничения показывают нереальность или нецелесообразность выполнения намеченного варианта плана, то задания по приросту запасов или их разделение по НГО и НГР корректируются и решение повторяется вновь.

Такое моделирование является первым этапом в построении оптимизированного плана.

Задача выбора оптимального варианта развития и размещения поисково-разведочных работ, обеспечивающих заданный прирост запасов нефти и газа категорий  $C_1$  и  $C_2$ , решается на втором этапе и формулируется следующим образом.

Пусть в пределах новой перспективной нефтегазоносной

провинции выделен ряд нефтегазоносных областей, в каждой из которых можно готовить запасы нефти и газа, или хотя бы один из этих видов — углеводородный ресурс. Для нефтегазоносной провинции в целом на весь плановый период и с разбивкой по годам заданы объемы прироста запасов нефти и газа категорий  $C_1$  и  $C_2$  и объемы глубокого бурения. В разрезе выделенных лет планового периода для каждой нефтегазоносной области разработано по несколько вариантов прироста запасов и обеспечивающих их объемов поисково-разведочных работ. Эти варианты различаются объемом, динамикой и специализацией видов подготавливаемых углеводородных ресурсов, соотношением запасов различных категорий, а также уровнем денежных и материальных затрат.

Для каждого варианта рассчитана суммарная стоимость (интегральные затраты) на его реализацию.

В предлагаемых условиях требуется определить план развития и размещения поисково-разведочных работ по приросту запасов нефти и газа категорий  $C_1$  и  $C_2$  по нефтегазоносным областям, обеспечивающий удовлетворение заданной потребности в подготавливаемых запасах в нефтегазоносной провинции с минимальными затратами на глубокое бурение и геофизические работы.

Сформулированную выше задачу формализуем в виде вариантной экономико-математической модели в динамической постановке. Введем следующие обозначения:

$j$  — индекс НГО,  $j = 1, 2, \dots, m$ ;

$t$  — индекс года планового периода,  $t = 1, 2, \dots, T$ ;

$r$  — индекс варианта в НГО,  $r = 1, 2, \dots, R_j$ ;

$i$  — индекс вида запасов углеводородного сырья,  
 $i = 1, 2, \dots, n$ ;

$\mu$  — индекс используемого лимитированного ресурса,  
 $\mu = 1, 2, \dots, M$ ;

$\xi$  — индекс категории запасов углеводородного сырья,  
 $\xi = 1, 2, \dots, S$ ;

$Q_{\xi t}^i$  — заданный в целом для нефтегазоносной провинции объем прироста запасов  $i$ -го вида  $\xi$ -й категории в  $t$ -м году планового периода;

$q_{j \xi t}^{ir}$  — объем прироста запасов  $i$ -го вида  $\xi$ -й категории в  $j$ -й НГО в  $t$ -м году планового периода по  $r$ -му варианту;

$K_t^\mu$  — величина лимитированных ресурсов  $\mu$ -го вида в  $t$ -м году для НГП в целом;

$k_{j t}^{\mu r}$  — величина использования лимитированных ресурсов  $\mu$ -го вида в  $j$ -й НГО по  $r$ -му варианту в  $t$ -м году;

$C_j^r$  — интегральные дисконтированные затраты, связанные с реализацией  $r$ -го варианта в  $j$ -й НГО.

Обозначим неизвестные величины:

$z_j^r$  — интенсивность использования  $r$ -го варианта в  $j$ -й НГО.

В принятых обозначениях задача сводится к отысканию таких значений переменных  $z_j^r$ , при которых минимизируется величина целевой функции

$$\sum_{j=1}^m \sum_{r=1}^{R_j} C_j^r z_j^r \rightarrow \min$$

и выполняются следующие ограничения:

$$1. \sum_{j=1}^m \sum_{r=1}^{R_j} q_{j\xi t}^{ir} z_j^r \geq \xi_{\xi t}^i \quad \begin{matrix} (i = 1, 2, \dots, n; \\ \xi = 1, 2, \dots, S; \\ t = 1, 2, \dots, T) \end{matrix}$$

— во всех НГО нефтегазоносной провинции в каждом  $t$ -м году планового периода должны в совокупности прирастить запасы  $i$ -го вида  $\xi$ -й категории не меньше заданного для этого года объема;

$$2. \sum_{j=1}^m \sum_{r=1}^{R_j} k_{jt}^{\mu r} z_j^r \leq K_t^\mu \quad \begin{matrix} (\mu = 1, 2, \dots, M; \\ t = 1, 2, \dots, T) \end{matrix}$$

— во всех НГО нефтегазоносной провинции в каждом  $t$ -м году планового периода можно использовать ресурсы различных видов в пределах лимитов, установленных для НГП;

$$3. \sum_{r=1}^{R_j} z_j^r \leq 1 \quad (j = 1, 2, \dots, m)$$

— для каждой НГО выбирается только один вариант;

$$4. z_j^r \in \{0, 1\} \quad \begin{matrix} (j = 1, 2, \dots, m; \\ r = 1, 2, \dots, R_j) \end{matrix}$$

— для каждой НГО в план включается либо один вариант (способ) прироста запасов, либо ни одного.

Структура матрицы экономико-математической модели выбора оптимального варианта приведена в табл. 1.

В результате реализации изложенной схемы пятилетнего планирования получаем оптимальный вариант развития по годам пятилетки и размещения по нефтегазоносным областям объемов поисково-разведочных работ, обеспечивающих заданный прирост запасов нефти и газа с минимальными затратами. Опыт практических оптимизационных расчетов показал, что, как правило, оптимальное решение дает экономию против предплановых проработок в размере 10—15% общей эффективности.

В качестве иллюстрации возможностей рассмотренной методики приведем пример поиска оптимизированного сбалансированного плана геологоразведочных работ на нефть и газ на Сибирской платформе на 1981—1985 гг. При построении плана в качестве исходного варианта были взяты предложения планирующих органов и министерств. Назовем их предплановой проработкой (ПП). Как известно, территория Сибирской платформы входит в состав Красноярского края, Якутской АССР и Иркутской области. Сумму значений по каждому из показа-

Структура матрицы экономико-математической модели выбора оптимального варианта развития и размещения геологоразведочных работ на нефть и газ

Параметр		Объект и вариант							Ограничения
		НГО-1			...	НГО- <i>m</i>			
		1	...	$R_1$	...	1	...	$R_m$	
Прирост запасов категории $C_1$ , млн. т УУВ	Нефть	$q_{1C_1,1}^{H1}$	...	$q_{1C_1,1}^{HR_1}$	...	$q_{mC_1,1}^{H1}$	...	$q_{mC_1,1}^{HR_m}$	$\geq Q_{C_1,1}^H$
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	$T$	$q_{1C_1,T}^{H1}$	...	$q_{1C_1,T}^{HR_1}$	...	$q_{mC_1,T}^{H1}$	...	$q_{mC_1,T}^{HR_m}$	$\geq Q_{C_1,T}^H$
	Газ	$q_{1C_1,1}^{G1}$	...	$q_{1C_1,1}^{GR_1}$	...	$q_{mC_1,1}^{G1}$	...	$q_{mC_1,1}^{GR_m}$	$\geq Q_{C_1,1}^G$
Состояние запасов категории $C_2$ на конец планового периода, млн. т УУВ	Нефть	$q_{1C_2}^{H1}$	...	$q_{1C_2}^{HR_1}$	...	$q_{mC_2}^{H1}$	...	$q_{mC_2}^{HR_m}$	$\geq Q_{C_2}^H$
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	$T$	$q_{1C_2}^{G1}$	...	$q_{1C_2}^{GR_1}$	...	$q_{mC_2}^{G1}$	...	$q_{mC_2}^{GR_m}$	$\geq Q_{C_2}^G$
	Газ	$q_{1C_2}^{G1}$	...	$q_{1C_2}^{GR_1}$	...	$q_{mC_2}^{G1}$	...	$q_{mC_2}^{GR_m}$	$\geq Q_{C_2}^G$
Объемы глубокого бурения, тыс. м	1	$k_{11}^1$	...	$k_{11}^{R_1}$	...	$k_{m1}^1$	...	$k_{m1}^{R_m}$	$\leq K_1$
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	$T$	$k_{1T}^1$	...	$k_{1T}^{R_1}$	...	$k_{mT}^1$	...	$k_{mT}^{R_m}$	$\leq K_T$
	Газ	$k_{1T}^1$	...	$k_{1T}^{R_1}$	...	$k_{mT}^1$	...	$k_{mT}^{R_m}$	$\leq K_T$
Интегральные дисконтированные затраты на весь вариант, млн. руб.		$C_1^1$	...	$C_1^{R_1}$	...	$C_m^1$	...	$C_m^{R_m}$	$\rightarrow \min$
Искомые интенсивности использования варианта		$z_1^1$	...	$z_1^{R_1}$	...	$z_m^1$	...	$z_m^{R_m}$	

телей плана для трех этих административных территорий в табл. 2 примем за 100%. Если для какого-либо показателя задавался интервал допустимых значений, то за 100% принимался нижний предел. Поскольку в ПП не предусматривалась возможность подготовки запасов конденсата, последние были отнесены к жидким углеводородам и измерялись относительно нефти.

Прежде всего необходимо было проверить, сбалансированы ли в ПП основные показатели проекта плана, который, как видно из таблицы, предусматривал в Якутской АССР подготовку запасов по категории  $C_1$  только газа, а в Иркутской области и Красноярском крае — нефти. При сохранении этого ограничения и оптимизации по остальным показателям проекта плана в части размещения заданий по приросту запасов между нефтегазоносными областями (НГО) удалось найти сбалансированный вариант. В табл. 2 он назван сбалансированным вариантом предплановой проработки (СПП). Из таблицы видно, что если в Якутской АССР прирост запасов нефти будет осуществляться только за счет поискового бурения и разведки нефтегазовых месторождений, то подготовка запасов нефти составит 113%, а нефти и конденсата — 126%. Аналогично за счет подготовки запасов газа в Красноярском крае и Иркутской области прирост запасов газа в целом по Сибирской платформе составит 150%. Аналогично по категории  $C_2$  будет подготовлено нефти 105%, газа — 274, конденсата — 19%. К сожалению, реализация такого плана потребует значительно больших объемов глубокого бурения и геофизических работ, чем это предусмотрено в ПП. Количество подготавливаемых к бурению структур должно составить 212% против ПП, объем глубокого бурения — 135%, ассигнования — 148%.

Таким образом, вариант плана, реализованный в ПП, был несбалансированным во многих отношениях. Во-первых, его реализация даже при оптимизации размещения объемов работ между НГО требовала значительно больших объемов работ и ассигнований, а значит, и больших объемов материальных и трудовых ресурсов. Во-вторых, в ПП необоснованно дифференцированы между административными территориями задания по приросту запасов нефти и газа. Как следствие, показатели такого плана не будут ориентировать якутских геологоразведчиков на изучение нефтяных залежей и оторочек, а восточносибирских соответственно на изучение газовых залежей и шапок. Такой план не будет ориентировать, естественно, на изучение конденсатности газовых залежей. Более того, организация, которая, конечно, должна и будет проводить все эти работы, ухудшит выполнение плановых показателей. Наконец, реализация СПП требовала слишком быстрого роста объемов работ в Красноярском крае, где для этого пока не создана необходимая база.

Т а б л и ц а 2

Сравнительная характеристика различных вариантов проекта плана развития геологоразведочных работ на нефть и газ на Сибирской платформе на 1981—1985 гг., (%)\*

Показатель		Вариант	Административные территории			Сибирская платформа
			Красноярский край	Иркутская область	Якутская АССР	
1	2	3	4	5	6	7
Прирост запасов категории С <sub>1</sub>	Нефть	Предплановая проработка	58—67	42—50	—	100—117
		Сбалансированный вариант предплановой проработки	58	42	13	113
		Оптимизированный вариант	48	42	10	100
	Газ	Предплановая проработка	—	—	100	100
		Сбалансированный вариант предплановой проработки	34	16	100	150
		Оптимизированный вариант	35	7	73	115
	Конденсат **	Предплановая проработка	—	—	—	—
		Сбалансированный вариант предплановой проработки	6	3	4	13
		Оптимизированный вариант	6	1	3	10
	Нефть с конденсатом**	Предплановая проработка	58—67	42—50	—	100—117
		Сбалансированный вариант предплановой проработки	64	45	17	126
		Оптимизированный вариант	54	43	13	110
Нефть	Предплановая проработка	69—89	31—39	—	100—128	
	Сбалансированный вариант предплановой проработки	69	31	5	105	
	Оптимизированный вариант	28	16	4	48	

1	2	3	4	5	6	7
Состояние запасов категории С <sub>2</sub> на конец планового периода	Газ	Предплановая проработка	20	20—30	60	100—110
		Сбалансированный вариант предплановой проработки	141	79	54	274
		Оптимизированный вариант	81	53	53	187
	Конденсат**	Предплановая проработка	—	—	—	—
		Сбалансированный вариант предплановой проработки	11	7	1	19
		Оптимизированный вариант	5	5	1	11
	Нефть с конденсатом**	Предплановая проработка	69—89	31—39	—	100—128
		Сбалансированный вариант предплановой проработки	80	38	6	124
		Оптимизированный вариант	33	21	5	59
Количество подготовляемых структур и площадей	Предплановая проработка	45	25	30	100	
	Сбалансированный вариант предплановой проработки	101	76	35	212	
	Оптимизированный вариант	47	42	24	113	
Объем глубокого бурения	Предплановая проработка	38	27	35	100	
	Сбалансированный вариант предплановой проработки	61	37	37	135	
	Оптимизированный вариант	38	26	27	91	
Ассигнования на геологоразведочные работы	Предплановая проработка	48	19	33	100	
	Сбалансированный вариант предплановой проработки	81	28	39	148	
	Оптимизированный вариант	41	18	27	86	
Эффективность геологоразведочных работ	Предплановая проработка	1	1	1	1	
	Сбалансированный вариант предплановой проработки	1,18	1,16	1,03	1,11	
	Оптимизированный вариант	1,71	1,33	1,06	1,24	

\* Нижний уровень заданий предплановой проработки принят за 100%.

\*\* Относительно заданий в предплановой проработке на прирост запасов нефти.

В связи с этим была предпринята попытка найти сбалансированный оптимизированный вариант плана, обеспечивающий выполнение заданий по приросту запасов нефти, газа и конденсата в количествах, предусмотренных ПП, при этом допускалось перераспределение заданий между административными территориями. Кроме того, учитывая, что реализация планов обеспечит значительный прирост запасов газа по категории  $C_2$ , было признано допустимым несколько снизить аналогичное задание по нефти. В качестве ограничений принималось, что объемы глубокого бурения и ассигнования не должны превышать предусмотренных в ПП. По геофизическим работам, учитывая несколько меньшую напряженность плана и огромную его несбалансированность в ПП (212%!), допускалось некоторое увеличение объемов работ против ПП. Полученный таким образом вариант плана назван оптимизированным (ОВП). Он также приведен в табл. 2. Из нее видно, что он обеспечивает прирост запасов нефти по категории  $C_1$  на 100%, а нефти и конденсата — на 110, газа — на 115%; по категории  $C_2$  нефти — на 48%, нефти и конденсата — на 59, газа — на 187%. Учитывая, что такие приросты запасов нефти по категории  $C_2$  создают достаточно хороший задел по переводу их в категорию  $C_1$  в начале XII пятилетки, такое отклонение по этому показателю от ПП представляется допустимым.

Для реализации рассмотренного варианта плана объемы геофизических работ должны составить 113% против ПП, глубокого бурения — 91%, ассигнования за счет капиталовложений и средств госбюджета — 86%. ОВП обеспечивает увеличение эффективности работ против ПП в 1,24 раза, требует несравненно меньше ассигнований, материальных и трудовых ресурсов. Однако этот вариант плана требует коренного пересмотра заданий по приросту запасов нефти и газа.

В табл. 3 ОВП дифференцирован по нефтегазоносным областям, при этом в отличие от табл. 2 за 100% в каждой строке приняты значения соответствующего показателя в ОВП. Как видно из таблицы, в XI пятилетке в полном соответствии с рекомендациями научных организаций основные объемы работ должны быть сконцентрированы в Непско-Ботуобинской НГО [4,17]. Здесь должно быть подготовлено 55,5% жидких и 53,5% газообразных углеводородов, подготовлено 53,3% структур и пробурено 38,9% объемов глубокого бурения.

Широкое развитие региональных и поисковых работ (см. табл. 3) обеспечит последовательную реализацию принципа изучения нефтегазоносных провинций «от общего к частному» [22]. ОВП создает предпосылки для резкого расширения географии подготовки запасов в XII пятилетке, поскольку обеспечивает значительные приросты запасов нефти и газа категории  $C_2$  в Катангской, Южно-Тунгусской, Байкитской и Северо-Тунгусской НГО.

## Оптимизированный план развития геологоразведочных работ на нефть и газ на Сибирской платформе на 1981—1985 гг., %

Показатель		Нефтегазоносные области													
		Енисей-Хатангская	Лено-Анабарская	Вилуйская	Предверхоная	Северо-Тунгусская	Южно-Тунгусская	Байкитская	Ангаро-Ленская	Присаяно-Енисейская	Катангская	Неско-Ботуобинская	Анабарская	Западно-Вилуйская	Северо-Алданская
Прирост запасов категории $C_1$	Нефть	—	—	—	—	1,5	11,5	10,0	—	—	25,0	52,0	—	—	—
	Газ	6,0	—	16,0	—	9,0	4,0	4,0	—	—	7,5	53,5	—	—	—
	Конденсат	1,0	—	1,5	—	—	1,5	0,9	—	—	1,6	3,5	—	—	—
	Жидкие УВ	1,0	—	1,5	—	1,5	13,0	10,9	—	—	26,6	55,5	—	—	—
Состояние запасов категории $C_2$ на конец планового периода	Нефть	—	—	1,0	—	17,0	13,0	9,0	—	—	19,0	41,0	—	—	—
	Газ	13,0	—	8,0	—	8,0	8,5	6,0	—	—	8,0	48,5	—	—	—
	Конденсат	3,0	—	2,0	—	2,0	2,0	1,0	—	—	2,0	13,0	—	—	—
	Жидкие УВ	3,0	—	3,0	—	19,0	15,0	10,0	—	—	21,0	54,0	—	—	—
Количество подготавливаемых структур и площадей		—	—	5,0	—	7,5	10,0	7,5	—	—	16,7	53,3	—	—	—
Объем глубокого бурения		3,5	1,2*	10,6	0,9	5,4	7,9	8,9	1,9*	0,6*	16,9	38,9	0,9*	1,1*	1,3*
Ассигнования на геологоразведочные работы		3,8	1,7	10,0	1,2	11,7	8,4	7,4	1,0	0,5	16,9	32,5	1,8	1,4	1,7

\* В оптимизированном варианте плана в этих НГО сохраняются только региональные работы.

Следует, конечно, отдавать себе отчет, что простое обеспечение физических объемов работ, предусмотренных в ОВП, совершенно не обязательно ведет к выполнению целевых его установок, т. е. к подготовке необходимых запасов нефти, природного газа и конденсата.

В ОВП предусматривается, во-первых, что достижения научно-технического прогресса будут эффективно внедряться в практику работ. Это означает, что должно проводиться решительное перевооружение геофизических организаций новейшим оборудованием и широко внедряться прямые геофизические и геохимические методы поисков залежей нефти и газа. Это означает также, что должны быть внедрены наиболее прогрессивные схемы размещения скважип, обеспечивающие наибольший прирост запасов нефти на каждую скважину. Во-вторых, в ОВП заложена идея концентрации работ в ИГО, где они могут вестись с наибольшей эффективностью. В-третьих, в ОВП в соответствии с указаниями XXVI съезда КПСС предусмотрено строгое соблюдение плановой дисциплины. Так, например, в Красноярском крае не должны вводиться в разведку чисто газовые месторождения, поскольку в ПП и ОВП это не предусмотрено. В противном случае предусмотренных объемов работ окажется недостаточно. Наконец, в-четвертых, это означает высокое качество ведения работ на всех стадиях. Любое отклонение от этих требований приводит к расбалансировке плана.

Необходимо также, особенно в конкретном случае рассмотренного нами региона из-за его слабой изученности, проводить корректировку планов при текущем планировании с учетом конкретных результатов работ.

Таким образом, предлагаемая методика планирования геологоразведочных работ на нефть и газ может обеспечить при последовательной ее реализации и дальнейшем совершенствовании существенное повышение эффективности геологоразведочных работ и улучшение качества планов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Баймухаметов К. С., Саттаров М. М. Об одной вероятностно-статистической модели прогнозирования прироста запасов нефти.— Геология нефти и газа, 1975, № 3, с. 20—27.
2. Бреннер М. М. О пропорциях между уровнем развития нефтедобывающей промышленности и сырьевыми ресурсами.— Геология нефти и газа, 1966, № 12, с. 46—51.
3. Волконский В. А., Косенко Т. А., Смирнов В. А., Файнштейн И. Я. Вероятностная оценка прироста запасов газа.— Газовая промышленность, 1973, № 4, с. 4—8.
4. Геология нефти и газа Сибирской платформы/Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 550 с.

5. **Егоров Н. Г., Коржан И. И.** Математическая модель для прогнозирования эффективности геолого-поисковых работ.— За технический прогресс, 1972, № 10, с. 12—14.
6. **Истомин А. Н.** Математические модели подготовки ресурсов природного газа. М.: ВИЭМС, 1977, № 4. 21 с.
7. **Краснов О. С.** К методике планирования объемов поисково-разведочных работ на нефть и газ.— Тр. СНИИГГиМСа, 1976, вып. 220, с. 54—58.
8. **Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири/Под ред. А. Э. Конторовича, А. А. Растегина.** Новосибирск: изд. СНИИГГиМСа, 1980. 148 с.
9. **Лейбсон М. Г., Мельник И. М.** Принципы и методы планирования подготовки запасов нефти и газа на различных стадиях геологоразведочных работ. М.: ВИЭМС, 1971. 34 с.
10. **Методические указания к разработке государственных планов экономического и социального развития СССР.** М.: Экономика, 1980. 776 с.
11. **Методы и модели автоматизированной системы плановых расчетов** М.: ВИЭМС, 1978. 64 с.
12. **Методы оптимального планирования геологоразведочных работ на нефть и газ/Под ред. И. И. Нестерова.**— Тр. ЗапСибНИГНИ, 1978, вып. 131. 110 с.
13. **Мошквич Л. И., Славкин В. С.** О применении модели выпуклого программирования при планировании геологоразведочных работ на нефть и газ.— Экспресс-информация. Сер. Математические методы исследований в геологии, 1980, вып. 3, с. 11—19.
14. **Моделевский М. Ш., Балиев С. А., Селицкий А. Г. и др.** Некоторые геолого-экономические предпосылки долгосрочного прогнозирования развития добычи нефти и газа.— Сов. геология, 1975, № 8, с. 17—26.
15. **Никифорова В. Д.** Поточный метод как основа планирования геолого-поисковых работ при подготовке запасов нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1970, № 3, с. 25—30.
16. **Постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 12 июля 1979 г. «Об улучшении планирования и усилении воздействия хозяйственного механизма на повышение эффективности производства и качества работы».** М.: Политиздат, 1979. 64 с.
17. **Конторович А. Э., Сурков В. С., Трофимук А. А. и др.** Основные направления и методика региональных и поисково-разведочных работ на нефть и газ на Сибирской платформе в 1981—1985 гг.— Тр. СНИИГГиМСа, 1980, вып. 284, с. 4—20.
18. **Острый Г. Б., Потеряева В. В.** Геолого-экономические вопросы развития нефтедобывающей промышленности Западной Сибири.— Нефтегазовая геология и геофизика, 1967, № 21—22, с. 8—14.
19. **Дунаев Ф. Ф., Добровольский М. Б., Егоров В. И., Дунаев В. Ф.** Принципы и методика определения рациональных соотношений между промышленными запасами и развивающейся нефтедобычей.— В кн.: Тематические науч.-техн. обзоры. Проблема определения рациональных соотношений между запасами и добычей нефти. М.: ВНИИОЭНГ, 1967, с. 3—39.
20. **Конторович А. Э., Фотнади Э. Э., Демин В. И. и др.** Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981. 350 с.
21. **Трофимук А. А.** О подготовке и планировании прироста запасов нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1960, № 6, с. 5—12.
22. **Трофимук А. А.** Наука о развитии нефтегазодобывающей промышленности СССР.— Геология нефти и газа, 1967, № 11, с. 1—8.

## **РОЛЬ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТАХ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

Гидрогеологические исследования получили довольно широкое распространение в практике поисковых работ на нефть и газ в большинстве районов СССР. Как показывает опыт, использование гидрогеологических исследований весьма способствует успеху в открытии нефтяных и газовых месторождений и целых нефтегазоносных зон. Нефтегазопосковая гидрогеология выделилась в особую отрасль на стыке гидрогеологии, с одной стороны, и геологии нефти и газа, с другой.

За последние годы ряд рекомендаций по направлениям нефтегазопосковых работ на основе гидрогеологических исследований был реализован в виде открытия новых нефтегазоносных зон, нефтяных и газовых месторождений, отдельных залежей нефти и газа. Так, газоносная зона в отложениях палеозоя по западному, северо-западному и северному обрамлению Прикаспийской впадины (включающая Оренбургское и Астраханское газовые месторождения) была рекомендована в свое время как перспективная на основе гидрогеологических исследований, в частности по определению предельного насыщения вод метановыми газами.

По данным бурения одной поисковой скважины, вскрывшей водоносную часть пласта, даются рекомендации на основе выявления водных ореолов рассеяния отдельных залежей. Такие рекомендации подтвердились открытием некоторых месторождений и залежей нефти и газа, например, в пределах юго-востока Русской плиты, Западно-Сибирской плиты и в других регионах.

Немаловажное экономическое значение имеют и отрицательные заключения на основе гидрогеологических нефтегазопосковых исследований, способствующие прекращению работ в бесперспективных районах (в Московской синеклизе, районах Западной Сибири и на отдельных локальных площадях, например, на юго-востоке Русской плиты).

В будущем особенно перспективно использование локальных нефтегазопосковых гидрогеологических показателей, с которыми связано обнаружение залежей нефти и газа также в ловушках неструктурного типа, в так называемых геогидродинамических ловушках, в обнаружении которых за гидрогеологическими исследованиями вообще решающее слово.

Арсенал локальных гидрогеологических нефтегазопосковых исследований, опирающихся на изучение водных ореолов рассеяния залежей, в последние годы существенно обогатился,

главным образом, за счет привлечения нефтяных углеводородов и микроэлементов. Большие успехи в использовании этих новых показателей достигнуты в Западной и Восточной Сибири (А. Э. Конторович, В. М. Матусевич).

В настоящее время ставится вопрос о необходимости определения рационального комплекса нефтегазопроисковых гидрогеологических исследований, общего для всех условий (стандартного минимума), а также нескольких дополнительных для наиболее типичных вариаций геолого-гидрогеологических обстановок (или некоторых крупных и важных регионов, как Западная Сибирь, Восточная Сибирь и т. п.). Попытки подобного рода сделаны в работах М. И. Субботы с соавторами и Е. В. Стадника. Однако предлагаемый М. И. Субботой [4] универсальный комплекс требует существенного уточнения.

В системе нефтегазопроисковых гидрогеологических показателей должна быть предусмотрена целесообразность и особенность их использования не только вообще, но также и на отдельных этапах поисковых работ. В связи с этим рациональные комплексы нефтегазопроисковых гидрогеологических исследований необходимо модифицировать для различных стадий поисково-разведочных работ.

По вопросу о видах гидрогеологических исследований на различных этапах нефтегазопроисковых работ в части гидрогеохимических исследований некоторые обобщения были сделаны сотрудниками ВНИИЯГГа [5]. Предложенная ими схема может быть дополнена включением других видов гидрогеологических исследований (т. е. не гидрогеохимических). Следуя предложенной схеме, выделяются: 1) региональные нефтегазопроисковые гидрогеологические исследования, 2) прогнозно-рекогносцировочные гидрогеологические исследования, 3) поисково-оценочные исследования; кроме того, всем этапам сопутствуют тематические и опытно-методические гидрогеологические исследования.

Для каждого этапа — вида нефтегазопроисковых гидрогеологических исследований — комплекс используемых показателей будет несколько отличаться. Так, например, показатели, смысл которых связан с локальными ореолами рассеяния залежей нефти и газа, должны иметь основное значение для стадии поисково-оценочных гидрогеологических исследований.

При поисках нефти и газа в пределах Восточной Сибири имеются большие перспективы использования гидрогеологических исследований. Проведенные в этом регионе пока в очень ограниченном объеме исследования показали, что гидрогеология может дать там достаточно надежные нефтегазопроисковые критерии. По мнению А. С. Анциферова, гидрогеологическим исследованиям в Восточной Сибири необходимо уделять самое серьезное внимание и шире использовать их как для выявления и конкретизации наиболее перспективных участков, так

и для уточнения точек заложения скважин при разведке уже выявленных залежей, особенно при разведке литологически экранированных [2]. Из числа проводившихся в последние годы в пределах Восточной Сибири нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований в первую очередь нужно отметить работы ВНИГРИ (Л. А. Грубов), СНИИГГИМСа [1], Вост-СибНИИГГИМСа [2 и др.], Севморгео.

Учитывая имеющийся опыт и общие соображения, необходимо обратить внимание на своеобразные условия Восточной Сибири, заставляющие по-новому подходить к использованию там некоторых известных гидрогеологических нефтегазопромысловых показателей, разрабатывать новые критерии, а также модифицировать методику проведения исследований. К числу таких условий относятся:

а) практически повсеместное развитие и во многих местах чрезвычайно большая мощность геокриозоны, что ведет к необходимости использовать особую отрасль гидрогеологии — криогидрогеологию;

б) мощное развитие во многих районах сверхкрепких рас-  
солов, аномально обогащенных некоторыми микроэлементами;

в) развитие на обширных пространствах явлений траппового магматизма, создающее совершенно особые условия разгрузки водоносных горизонтов.

Уже сейчас можно конкретно говорить об отдельных модификациях нефтегазопромысловых гидрогеологических показателей и отчасти методики исследований в связи со специфичными условиями в Восточной Сибири. В общем почти все наиболее важные и известные нефтегазопромысловые гидрогеологические показатели можно использовать в ее пределах с некоторыми коррективами. Так, с условиями, характеризующими наличие геокриозоны и вообще низких температур, связаны некоторые особенности поведения ряда компонентов в водных растворах, содержание которых используется (прямо или косвенно) в качестве показателей нефтеносности и газоносности. К числу таких компонентов относятся углеводороды (гомологи метана) и сульфаты.

На поведение в водных растворах геокриозоны метана и гомологов метана было обращено внимание В. П. Якуцени и другими, а не значение соответствующего вопроса, касающегося сульфатов, было указано А. А. Карцевым и В. П. Шугриным еще около 25 лет тому назад.

Связанные с низкими температурами явления гидратообразования могут непосредственно влиять на интерпретацию в первую очередь следующих нефтегазопромысловых газогидрогеохимических показателей:

а) общую и относительную газонасыщенность подземных вод;

б) соотношение между метаном и его гомологами в водорастворенных газах;

в) газоводяные ореолы рассеяния газовых и нефтяных залежей.

Так, например, в результате расхода водорастворенных углеводов на гидратообразование общая (а следовательно, и относительная) газонасыщенность подземных вод понижается, и поэтому даже сравнительно низкая газонасыщенность не может рассматриваться как отрицательный показатель.

Эти теоретико-методические положения необходимо обосновать фактическими материалами. Но уже сейчас можно сказать, что, например, в пределах Хапчагайского мегавала (где мощность геокриозоны максимальна) даже в самых верхних газоносных горизонтах наблюдаемые температуры таковы, что никакого сдвига в соотношениях отдельных газообразных углеводов не отмечается. По-видимому, учет охарактеризованных явлений «вымерзания» и гидратирования низкомолекулярных углеводов важен в первую очередь при геохимических съемках, проводимых выше нефтегазоносных горизонтов в приповерхностных зонах (в надмерзлотной зоне, внутри мерзлой толщи).

Далее следует остановиться на влиянии подземных рассолов, обогащенных микроэлементами. Такие рассолы, как известно, широко развиты в нижнепалеозойских отложениях Сибирской платформы, что создает высокий фон концентраций ряда микроэлементов, используемых в качестве нефтегазопоисковых показателей.

Наибольший интерес в качестве нефтегазопоисковых показателей представляют (что следует подчеркнуть!) те микроэлементы, которые образуют ореолы рассеяния нефтяных залежей. К числу таких относятся в первую очередь, как показано В. М. Матусевичем в Западной Сибири, никель, ванадий, кобальт, в некоторых случаях также ион аммония [3]. При сопоставлении выявленных ореольных величин концентраций названных металлов и фоновых концентраций их в сверхкрепких рассолах Сибирской платформы видно, что они одного порядка (например, для никеля первые десятки мкг/кг), а следовательно, образования сколько-нибудь заметных ореолов рассеяния в водах этих отложений ожидать нельзя — залежь не может дать больше, чем имеется за ее пределами. Поэтому использовать названные показатели в данных условиях невозможно. То же относится к аммонии и некоторым другим компонентам.

Следует сказать о специфике применения в пределах Сибирской платформы палеогидрогеологических нефтегазопоисковых исследований. Большое место, занимаемое инфильтрационными этапами, абсолютная их длительность (более 200 млн. лет!) и ограниченные методические возможности характеристики их с точки зрения условий существования нефтяных и газовых скоплений заставляют с большой осторожностью подхо-

дять к использованию нефтегазопроисковых палеогидрогеологических исследований для подобных условий. В этом направлении необходимы дополнительные методические усилия. Несколько лучше обстоит дело с мезозойскими комплексами Вилуйского бассейна.

Наряду с ограниченным использованием нефтегазопроисковых гидрогеологических показателей, для специфических условий Восточной Сибири и Якутии можно указать и некоторые дополнительные возможности в этой части. Здесь следует остановиться на таком своеобразном показателе, как пьезоминимумы, сформировавшиеся, или «разросшиеся», под влиянием геокриозоны.

Как известно, пьезоминимумы, т. е. участки и зоны относительно пониженных пластовых давлений и напоров, служат положительными гидрогеологическими показателями нахождения нефтяных и газовых залежей. Этот нефтегазопроисковый показатель впервые был предложен В. А. Кудряковым. Причем с самого начала подчеркивалось, что для выявления пьезоминимумов в возможно нефтегазоносных горизонтах требуются сравнительно очень точные данные по гидродинамическим параметрам, которых часто не имеется. Впоследствии в Восточной Сибири и на крайнем севере Западной Сибири были обнаружены обширные участки развития аномально-низких (ниже гидростатических) пластовых давлений иногда, возможно, представляющие как бы усиленно выраженные пьезоминимумы. Их формирование довольно удовлетворительно объясняется «вымораживанием» части воды и образованием вследствие этого дефицита напоров в водоносных горизонтах. Пьезоминимумы в таких условиях могут быть рельефнее, чем в обычных обстановках — вне области развития геокриозоны.

В пределах Непско-Ботубинской антеклизы А. Б. Фукс показал связь залежей нефти и газа с аномально разросшимися пьезоминимумами и тем самым важность и перспективность использования этого показателя при поисках газа и нефти в Восточной Сибири. Если это подтвердится в дальнейших исследованиях, то такой нефтегазопроисковый гидрогеологический показатель в условиях Восточной Сибири может и должен иметь гораздо большее значение, чем в других регионах.

Однако, как показывает анализ данных в работе А. Б. Фукса и других материалов по району, количество и качество материалов, позволяющих здесь выявлять и оконтуривать рельефно выраженные (аномальные!) пьезоминимумы, оставляет желать большего и лучшего. К этому вопросу надо подходить весьма осторожно и тщательно, тем более, что появляются данные о мозаичности распределения пластовых давлений, находящейся под частичным влиянием неравномерностей мощности геокриозоны.

В методике проведения некоторых видов нефтегазопоисковых гидрогеологических исследований в Восточной Сибири должны учитываться определенные особенности местных условий и в соответствии с этим следует применять некоторые особые модификации работ и специфические методические приемы. Это относится как к съемочным работам, так и к исследованиям в глубоких поисковых и параметрических скважинах.

Работами сотрудников ряда организаций, а в последнее время ВНИИЯГГа показана возможность и целесообразность проведения нефтегазопоисковых гидрогеохимических съемок в условиях развития криозоны и траппового магматизма (Гунгусский бассейн, Т. Н. Бабинцева, 1979 г.). В то же время на территории развития геокриозоны выявляется целесообразность широкого использования особой модификации гидрогеохимических съемок по поверхностным водоемам — рекам. Речные долины в зоне многолетней мерзлоты чаще всего являются участками развития таликов, где осуществляется связь между земной поверхностью и подмерзлотными горизонтами. На практике получили развитие уже несколько разновидностей таких съемок, из которых надо назвать: а) съемку по придонным водам рек (Т. Н. Бабинцева, ВНИИЯГГ) и б) съемку по донным речным осадкам («метод ворошения» — Л. А. Грубов, С. С. Филатов, ВНИГРИ). Методические вопросы проведения этих и некоторых других видов гидрогеологических работ и интерпретация их результатов требуют дальнейшего изучения. Однако уже сейчас можно сказать, что эти методы дают определенные результаты. Так, по данным систематического опробования донных осадков левых притоков Вилюя, проведенных сотрудниками ВНИГРИ, выявлены гидрогазовые аномалии в районе зоны выклинивания доюрских отложений. Содержание метана возрастает к центру зоны выклинивания, где наблюдаются и наиболее интенсивные газопроявления.

Полезная для нефтегазопоисковых работ информация о водах глубокозалегающих водоносных горизонтов может быть получена при исследованиях наледей, широко распространенных в районах Восточной Сибири. Однако методическая сторона таких исследований пока не разработана.

На основе изложенного рациональный комплекс нефтегазопоисковых гидрогеологических исследований для условий Якутии может быть представлен в следующем виде.

**Региональные исследования.** Маршрутные гидрогеологические исследования естественных и искусственных водопунктов, а также отбор проб вод из придонных слоев по рекам и озерам, отбор проб вод и газов из донных речных и озерных осадков, гидрогеологические исследования в опорных скважинах. Исследования проб вод и рассолов на содержание метана и его гомологов, двуокиси углерода, сероводорода, азота, аргона, гелия, главных классов нефтяных углеводородов (пара-

финовых, нефтяных, ароматических), бензола и его гомологов, общего органического углерода, аквабитумоидов, аммония, иода, главных ионов.

Палеогидрогеологические исследования и построения с использованием разнообразных геологических материалов.

**Прогнозно-рекогносцировочные исследования.** Профильные и площадные гидрогеологические съемки по неглубокозалегающим горизонтам на площадях с аномальными характеристиками гидрогеологических показателей нефтегазоносности и на структурных поднятиях, установленных региональными геолого-геофизическими исследованиями (при достаточно благоприятных гидрогеологических и геокриологических условиях с точки зрения сообщаемости неглубокозалегающих горизонтов с глубокими). Гидрогеологические исследования в структурных и параметрических скважинах. Исследования проб вод и рассолов на содержание тех же компонентов, что и при региональных исследованиях.

Гидрогеологические построения по материалам региональных и прогнозно-рекогносцировочных исследований.

**Поисково-оценочные исследования.** Площадные гидрогеологические съемки по опорным горизонтам (при достаточно благоприятных условиях — см. выше) на площадях с аномальными характеристиками нефтегазопроисковых гидрогеологических показателей, выявленных прогнозно-рекогносцировочными исследованиями, или на структурных поднятиях, установленных геолого-геофизическими работами. Гидрогеологические исследования глубоких поисковых скважин. Исследования проб вод и рассолов на содержание тех же компонентов, что и при региональных и поисково-оценочных исследованиях, а для глубоких скважин и на содержание летучих и нелетучих жирных кислот, спиртов, органической серы и органического фосфора, радия.

Предлагаемый комплекс в дальнейшем должен совершенствоваться и дополняться. Наибольшее внимание следует обратить на разработку методических вопросов гидрогеологических исследований (опробование) в глубоких скважинах с учетом специфических условий Восточной Сибири (аномально-низкие давления, кольматация солями и др.).

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Вожов В. И.** Подземные воды Тунгусского бассейна. М.: Недра, 1977. 81 с.
2. **Гидрогеологические показатели нефтегазоносности докембрийских отложений Иркутского нефтегазопосного бассейна.** М.: Недра, 1978. 127 с.
3. **Матусевич В. М.** Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазопосного бассейна. М.: Недра, 1976.
4. **Методы обработки и интерпретации гидрогеологических данных при поисках нефти и газа.** М.: Недра, 1980. 223 с.
5. **Прямые геохимические и геофизические методы поисков месторождений нефти и газа.** М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1977. 150 с.

## **АККУМУЛЯЦИЯ НЕФТИ В ЗОНАХ ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ В СВЕТЕ УЧЕНИЯ И. М. ГУБКИНА**

В последние годы благодаря фундаментальным работам А. В. Пейве [24], В. Е. Хаина [31] и других исследователей большое внимание уделяется глубинным разломам, влияющим на миграцию рудоносных растворов, а по представлениям сторонников абиогенной природы нефти [17, 19, 25 и др.] также на миграцию и аккумуляцию глубинных углеводородов.

Многолетнее изучение глубинных разломов Украинского щита, Доно-Днепровского прогиба и других (свыше 35) нефтегазоносных регионов мира [1, 5, 9, 10, 12] показало, что если в миграции и аккумуляции рудоносных растворов, подземных вод, различных газов, в том числе и углеводородных, глубинные разломы играют непосредственную роль, то в миграции и аккумуляции нефти они, очевидно, такого значения не имеют.

Так, отобранные в последние годы нами, Н. И. Ивановым и другими исследователями газы, растворенные в водах трещиноватых зон докембрийского фундамента Украинского щита, дислоцированного глубинными разломами различной ориентировки, содержат небольшое количество метана и его гомологов. Например, в с. Королевке Белоцерковского района Киевской области водорастворенные газы содержат метан ( $819,3 \text{ см}^3/\text{л} \cdot 10^{-4}$ ), этан ( $3,31 \text{ см}^3/\text{л} \cdot 10^{-4}$ ), пропан ( $2,24 \text{ см}^3/\text{л} \cdot 10^{-4}$ ), а в селах Поправка и Красюки количество метана достигает соответственно 802 и 4836  $\text{см}^3/\text{л} \cdot 10^{-4}$ . Поскольку Белоцерковский район находится в 150 км от Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области и дислоцированные региональными разломами докембрийские породы не покрыты надежной экранирующей толщей, допускать далекую миграцию УВ по трещиноватым зонам разломов из регионально нефтегазоносных толщ Днепровско-Донецкого рифта очень трудно, и углеводородные газы в водоносные горизонты, вскрытые скважинами на глубинах 50—100 м, очевидно, поступали из глубинных горизонтов земной коры.

Не касаясь вопроса органического или неорганического [29] происхождения этого газа, отметим только, что в миграции, а при благоприятных условиях, возможно, и при аккумуляции углеводородных газов глубинные разломы, очевидно, могли играть непосредственную роль. Что же касается промышленных скоплений нефти и даже нефтепроявлений в трещиноватых породах докембрийского фундамента, например с. Кобеляки, вскрытых структурно-поисковыми скважинами на глубинах свыше 800 м под мощной толщей каменноугольно-кайнозойских отложений и являющихся, по мнению В. Б. Пор-

фирьева и др., доказательством миграции глубинной нефти, то анализ имеющегося материала дает основание предполагать, что эти небольшие нефтепроявления могли обуславливаться прежде всего путем боковой миграции УВ из регионально-нефтегазоносных пород карбона или девона Днепровско-Донецкого рифта. Основанием для такого предположения является характер нефтепроявления (В. Б. Порфирьев, В. И. Созанский и др., 1970 г.). В Кобелякском районе было пробурено 4 скважины общим метражом 3864 м, в том числе 912 м по породам докембрийского фундамента, где, исходя из представлений об абиогенной природе нефтяных углеводородов и позднем (миоценовом) времени формирования залежей в результате вертикальной миграции нефти по крупным разломам из глубинных зон земного шара, предполагались промышленные скопления углеводородов.

Максимальный интервал 289 м (до глубины 1267 м) по докембрийскому фундаменту пройден скв. 4, которая встретила лишь слабые признаки нефтегазоносности в породах осадочного чехла и в кровле фундамента. При опробовании открытым стволом докембрийского фундамента в интервале 1047—1267 м получены притоки минерализованных вод удельного веса  $1,03 \text{ г/см}^3$  с растворенным газом метанового (92,36 %) состава. Кроме метана здесь обнаружены пропан (0,36 %), этан (2,68 %), бутан (0,009 %), изобутан (0,005 %), азот (4,56 %). В скважинах 1, 2 и 3 примазки битумов и нефти зафиксированы также в трещинах верхней части докембрийского фундамента и в покрывающей его толще карбона. Испытание открытым забоем трещиноватых пород фундамента дало лишь обильные притоки слабо минерализованных вод, не содержащих углеводородных газов. Наличие нефтепроявлений в нижней части моноклинально залегающих каменноугольных пород и в кровле докембрийского фундамента, дислоцированного Ворсклянским или Верховцевско-Льговским близмеридиональным разломом [9], пересекающим всю Доно-Днепровскую впадину (ДДВ) с ее регионально-нефтегазоносными толщами, дает основание предполагать, что нефтепроявления в Кобелякском районе, видимо, обусловлены боковой миграцией углеводородов из осадочных толщ ДДВ по трещиноватым породам докембрийского фундамента.

Такое предположение легко объяснимо приуроченностью Зачепиловского нефтегазового месторождения к тому же, что и кобелякские нефтегазопроявления, — Верховцевско-Льговскому близмеридиональному разлому [9]. В пределах Зачепиловского месторождения регионально-нефтегазоносные каменноугольные и, возможно, девонские отложения прислонены к породам докембрийского фундамента [11]. Это месторождение находится в 20 км и гипсометрически ниже нефтепроявлений в кобелякских скважинах, а трещиноватые породы докембрий-

ского фундамента перекрыты моноклиально залегающей глинисто-карбонатной каменноугольной экранирующей толщей, вблизи которой и встречены нефтепроявления в докембрийском фундаменте. Произведенные в лаборатории ИГН АН УССР битуминологические анализы пород докембрийского фундамента, вскрытых кобеляжскими скв. 1 (интервал 519—521 м) и скв. 2 (интервал 680—939 м), показали повышенное (до 0,46%) содержание суммы битумоидов А + С в верхних горизонтах докембрийского фундамента (скв. 1) и низкое (до 0,135%) содержание суммы битумоидов А + С в более глубоких горизонтах, вскрытых скв. 2.

Битуминологический анализ отобранных нами образцов пород докембрийского фундамента из трещиноватых зон глубинных разломов Украинского щита, где боковая миграция УВ исключена, показал почти полное отсутствие битуминозного вещества. Так, например, в зоне Бугско-Мироновского глубинного разлома на Украинском щите вблизи с. Глузского докембрийские гранито-гнейсы перемяты до щебенки, используемой без дополнительного дробления на покрытие дорог. Ширина этой зоны с прекрасными коллекторскими свойствами достигает 50 м, и по ней могут свободно циркулировать флюиды как снизу вверх [2], так и сверху вниз [27] в глубокие горизонты земной коры под влиянием земного тяготения [14]. Вместе с тем 48-часовое экстрагирование милонитизированных кристаллических пород Бугско-Мироновского разлома показало почти полное отсутствие в них битуминозного вещества, т. е. признаков нефти, мигрирующей из мантии или глубоких горизонтов земной коры, на Украинском щите пока не установлено.

Требует более глубокого изучения палеогеологической и геохимической обстановки известное нам пока единственное в зонах глубинных разломов Украинского щита наличие настоящей нефти, запечатанной в кварцевых зальбандах графитовых жил Криворожского железорудного района, свидетельствующее, по мнению В. Б. Порфирьева [25], о древней (около 2 млрд. лет назад) миграции глубинной (абиогенной) нефти по зоне разлома. Полученные в последние годы новые материалы дают основание предполагать, что такое объяснение природы нефтепроявлений не единственное. Расположение кварцевых зальбандов в графитовых породах, имеющих, по данным Ю. П. Мельника и других [22], органическую природу, и широкое развитие органического мира в протерозойских образованиях Украинского щита и других регионов [28], а также существование около 2 млрд. лет назад наиболее благоприятных условий для нефтеобразования и накопления «горючих сланцев с высоким нефтематеринским потенциалом» [20, с. 22] дает основание предполагать, что запечатанная в кварцевых зальбандах жидкая нефть в соответствии с учением И. М. Губкина могла иметь органическое происхождение.

Анализ размещения нефтяных и газовых месторождений в Днепроовско-Донецкой, Припятской и других нефтегазоносных областях земного шара не подтверждает высказывание В. Ф. Никонова о том, что «плотность нефти возрастает по обе стороны от глубинного разлома» [23]. Так, в зоне субрегионального Барановичско-Астраханского краевого глубинного разлома Доно-Днепровского рифта, простирающегося свыше 1800 км и осложненного многочисленными глубинными разломами на Вергунской, Славяносезобской и Боровской площадях, расположенных в зоне мелкой складчатости Донбасса, где развит метаморфизм пород применительно к маркам углей Б, Д, Г, количество тяжелых углеводородов по мере продвижения с востока на запад соответственно возрастает от 2,27 до 4,69 и 9,67% [10]. На Краснопоповском и Северо-Голубовском месторождениях, тяготеющих к западно-донецкой части Доно-Днепровского рифта, где распространены каменноугольные породы с марками углей соответственно Д и Б, количество тяжелых углеводородов увеличивается до 10 и 13%. Еще западнее — на Рыбальском, Качановском и других месторождениях — встречаются как газовые залежи с содержанием тяжелых УВ до 57%, так и нефтяные, а еще западнее (Бахмачская, Речицкая, Осташковичская и другие площади) фиксируются чисто нефтяные недонасыщенные газом залежи. На Черниговской седловине, где Барановичско-Астраханский разлом пересекается Тикичско-Гомельским, Новомиргородско-Щорсовским и прочими поперечными глубинными разломами [10], сбросодвиговые подвижки, которые способствовали 4-кратному излиянию мощных (до 1500 м) толщ позднедевонской магмы, нефтегазовых залежей не встречено не только в девонских, но и в регионально-нефтегазоносных во всей Днепроовско-Донецкой впадине нижнекаменноугольных отложениях.

Следовательно, активные глубинные разломы, способствующие излиянию магмы, очевидно, играют отрицательную роль в аккумуляции промышленных скоплений нефти. Вместе с тем когда долгоживущие, прежде всего пассивно развивающиеся глубинные разломы осложняют бассейны с широко развитыми регионально-нефтегазоносными толщами, то в свете учения И. М. Губкина они, обладая автономной тектонической активностью, играют положительную роль в аккумуляции нефти и газа, способствуя прежде всего формированию различного рода ловушек.

Известно, что в формировании ловушек И. М. Губкин выделил два фактора — структурный и литологический при ведущей роли тектонического. Все другие факторы — литологическое выклинивание, стратиграфическое перекрытие, тектоническое экранирование, появление зон трещиноватости и прочие в той или иной степени являются производными от **тектонических**.

Анализ многочисленного геологического, геофизического, аэрокосмического и геохимического материала показал, что в Доно-Днепровском и других (свыше 35) нефтегазоносных регионах мира глубинные разломы пользуются весьма широким распространением [12]. Они имеют глубокое коровое и глубинное подкоровое заложение, региональное и трансрегиональное распространение, древнее архейское, палеозойское или более позднее заложение, длительное унаследованное, новообразованное или возрожденное непрерывное (конседиментационное) прерывистое (постседиментационное и конседиментационное) развитие, ортогональное или диагональное простирание, регоменное, рифтогенное или хамелоногенное происхождение.

Всестороннее изучение Барановичско-Астраханского и Припятско-Манычского краевых глубинных разломов Доно-Днепровского рифта, простирающегося от Полесья до Каспия [9], а также Гиссарского, Бухарского, Южно-Центрально-Устьюртского [6] и других разломов позволяет утверждать, что глубинный разлом — это не единичный разрыв, обычно рисуемый на мелкомасштабных геологических и тектонических картах, а сложно построенная, тектонически активная, широкая (5—40 км) интенсивно дислоцированная разрывами и складками, глубоко заложенная (до 50 км и более), региональная (свыше 200—1000), длительно (до 400 млн. лет) и многофазно развивающаяся зона тектонического перемещения горных пород, влияющая на литофациальное изменение пород, метаморфизм и магматизм. Поэтому такие широкие, протяженные и глубоко заложенные зоны можно рассматривать как самостоятельные объекты для поисков в их пределах антиклинальных, тектонически, литологически и стратиграфически экранированных ловушек нефти и газа.

Проанализированный нами материал показал, что один и тот же глубинный разлом в зависимости от характера его геотектонического развития может играть как положительную, так и отрицательную роль в аккумуляции нефти в ловушках различного типа. Например, рифтогенные краевые глубинные разломы во время интенсивного формирования позднедевонского Доно-Днепровского рифта, обусловленного воздымающимися усилиями подкорового субстрата и растяжением верхних горизонтов земной коры [9, 10], очевидно, играли отрицательную роль в аккумуляции нефти, поскольку в зияющие трещины проникала не только основная и кислая магма, но и нефтяные углеводороды из регионально-нефтегазоносных толщ среднего и верхнего девона. О такой миграции флюидов убедительно свидетельствует наличие нефтяных и асфальтовых озер вблизи г. Охи в зоне Восточно-Сахалинского разлома [1], асфальтового оз. Ла-Бреа с толщиной асфальта до 50 м вблизи разлома Пилар и других пунктов [12], где разломы пересекают регионально-нефтегазоносные толщи.

В Припятском рифте, где интенсивность развития его краевых разломов была менее значительной, чем в Днепровско-Донецком, магма в осадочную толщу не проникала. Разломы здесь, очевидно, не были зияющими и подвижки блоков, перекрытых мощными соленосными или глинисто-карбонатными толщами, благоприятствовали накоплению нефти в ловушках структурного (антиклинального), литологического и комбинированного типов.

На синеклизной стадии развития Доно-Днепровского рифтогена, когда подвижки блоков были незначительны, краевые глубинные разломы палеорифта играли положительную роль в аккумуляции нефти в антиклинальных ловушках [9, 10, 12]. К ним, например, приурочено более 60% нефтяных и газовых месторождений, которые приурочиваются к прибортовым и внутририфтовым разломопарам, а также к внутриразломным солянокупольным поднятиям. Размер и форма ловушки здесь зависит прежде всего не от приуроченности ее к разломным зонам, а от величины и характера геотектонического ее развития, что полностью соответствует учению И. М. Губкина. Например, приразломное Великобубновское, прислоненное к краевому сбросу Радянское или надразломное Софиевское месторождения относятся к небольшим и малопластовым месторождениям, связанным только с регионально-нефтегазоносными нижнекаменноугольными горизонтами.

Качановское, Рыбальское и другие месторождения углеводородов, тяготеющие к внутриразломным солянокупольным структурам, обычно многопластовые (до 15 массивно-пластовых залежей с единым водонефтяным контактом). Здесь залежи насыщают не только богатые органикой регионально-нефтегазоносные толщи нижнего карбона, как на приразломных, прислоненных или надразломных структурах, но и вышележащие вплоть до триасовых пестроцветных горизонтов, так как непрерывно-прерывистое развитие солянокупольных структур благоприятствовало периодическому раскрытию эпиантиклинальных разрывов и вертикальной миграции из регионально-нефтегазоносных пород в континентальные коллекторы.

В целом, если рассматривать размещение углеводородов вдоль Барановичско-Астраханского и Припятско-Маньчского краевых глубинных разломов Доно-Днепровского рифта, простирающегося от Полесья до Каспия, то, несмотря на то, что на расстоянии свыше 1800 км они пересекают многочисленные поперечные глубинные разломы, в их пределах наблюдается постепенное увеличение тяжелых углеводородов от Донбасса до Припятского рифта [10], находясь в соответствии с катагенезом регионально-нефтегазоносных нижнекаменноугольных отложений. Приуроченные к ним угли к северо-западу постепенно или с некоторой интенсификацией у поперечных разломов переходят от антрацитовых до бурых [3, 21].

По-разному влияют на аккумуляцию нефти также разломы регмогенного сдвигового или сбрососдвигового типа. Длительные и многократные движения параллельных плоскостей этих разломов способствуют прежде всего нарушенности и милонитизации крепких пород, превращая их в коллекторы, которые при наличии покрывки и замкнутой гидродинамической системы могут содержать промышленные скопления нефти, поступающей из регионально-нефтегазоносных толщ. Так, в мичиганской провинции на весьма крупном месторождении Дип-Ривер в девонских известняках развиты столбообразные залежи нефти в зоне разрыва, простирающегося более чем на 10 км [30]. На Южном крыле Мичиганской впадины скопления углеводородов установлены во внутриразломном грабене, который прослежен бурением на расстояние свыше 50 км при ширине до 2 км. Наличие трещиноватой зоны в ордовикских известняках, залегающих на кристаллическом фундаменте, объясняют смещением по разрыву.

Проникающие по разрыву подземные воды способствовали выщелачиванию известняков и образованию каверн-вместилищ для нефти. За пределами трещиноватой зоны залежи не выявлены. Характерными месторождениями такого типа являются скопления нефти на Ссипио, Пуласки и Альбино, где залежи встречаются в трещиноватых зонах ордовикских известняков. Аналогичные месторождения, видимо, можно встретить и в Днепровско-Донецкой впадине в каменноугольных и нижнепермских известняках в зоне Орехово-Харьковского и других поперечных глубинных разломов сбрососдвигового типа.

Неактивные, погребенные под осадочным чехлом глубинные разломы служат хорошими путями для проникновения по ним глубинного тепла, что при прочих равных условиях играет существенную роль в формировании рифовых построек, хороших коллекторов или литологических ловушек для аккумуляции нефти. Так, например, в Западной Канаде к Трансканадскому линеamentу приурочен громадный барьерный риф Ледюк франского возраста, простирающийся на расстояние свыше 250 км. С этими рифовыми постройками связаны промышленные скопления нефти на 13 месторождениях [30]. Девонские рифовые месторождения дали в 1966 г. до 70% всей добычи нефти Канады. Месторождения Редуотр и Рейнбоу содержат до 100 млн. т извлекаемых запасов нефти. Глубина залегания рифов здесь 1,5—3,5 км, высота их достигает 300—400 м. Почти все они сложены доломитизированными известняками и перекрыты глинами, реже хемогенными породами. Рифовые месторождения расположены главным образом вблизи трех основных зон глубинных разломов. К поднятому крылу одного из региональных разломов тяготеет барьерный риф, в котором заключено крупнейшее месторождение газа Кочо-Лейк. До 1967 г. в этой зоне было открыто свыше 160 рифовых месторождений [30].

В африканской провинции Сирта подвижки блоков в зоне глубинного разлома способствовали образованию выступов и рифов (структурно-литологических ловушек), с которыми связано сверхгигантское месторождение Сарир с запасами свыше 1 млрд. т нефти. Целенаправленное изучение рифовых построек позволяет выделять их также в зонах глубинных разломов (Доно-Днепровского рифта на Речицком, Осташковичском, Вишанском и других месторождениях, в тимано-печерской, предкавказской и других нефтегазоносных провинциях. В Западной провинции США с близмеридиональным глубинным разломом Немаха, прослеженным бурением на расстояние свыше 700 км, связано месторождение Оклахома — Сити, в тектонически- и стратиграфически-экранированных залежах которого содержатся гигантские (до 145 млн. т) запасы нефти [13].

Рукавообразные залежи нефти, выделенные впервые И. М. Губкиным, также могут быть связаны с зонами тектонически активных глубинных разломов, определяющих ориентировку древних долин рек. Такие долины намечаются в зоне Орехово-Харьковского глубинного разлома [10] и вблизи Смеловско-Холмского близмеридионального разлома на юго-восточном склоне Сребненского прогиба, где в верхневизейском подъярусе (Леяковская скв. 206 и Щуровская скв. 5) наблюдается увеличение в 1,5—2 раза мощности песчаников по сравнению с соседними скважинами. Это, очевидно, обусловлено прадолиной реки, где по аналогии с крупным месторождением Митьсю в провинции Альберта [18] могут аккумулироваться крупные скопления нефти.

Таким образом, далеко не полный перечень примеров убедительно доказывает, что с глубинными разломами, имеющими различную тектоническую активность и широкое распространение в земной коре, могут быть связаны разнообразные типы ловушек. Поэтому, если погребенные или слабовыраженные глубинные разломы осложняют регионально-нефтегазоносные толщи, их необходимо всесторонне изучать, поскольку это может способствовать открытию новых, в том числе средних и крупных, месторождений нефти и газа.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Алексейчик С. И., Старосельский В. И., Шеремета О. О. Нефтяные месторождения Сахалина.— Геология нефти и газа. Справочник. Т. 2. Кн. 1. М.: Недра, 1968, с. 624—655.
2. Бабинец А. Е. Подземные воды юго-запада Русской платформы. Киев: Изд-во АН УССР, 1961. 378 с.
3. Балуховский Н. Ф., Гавриш В. К. К уточнению прогнозной оценки нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины.— Геол. журн., 1968, № 6,
4. Буриштар М. С., Арбатов А. А., Чернобров Б. С. Связь верхнеюрских рифовых массивов Кавказа с зонами разломов.— Геотектоника, 1967, № 3, с. 18—25.

5. Ветштейн В. Е., Гуцало Л. К., Гавриш В. К. Изотопный состав водорода и кислорода в зонах глубинных разломов.— Сов. геология, 1978, № 7, с. 96—103.
6. Гаврилов В. П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления. М.: Недра, 1975. 270 с.
7. Гавриш В. К., Шишацкий Г. П. Про вплив докембрійських глибинних розломів Доно-Дніпровського прогину на вуглеонакопчення у візейський вік.— Доповіді АН УРСР, серія «Б» 3, с. 195—200.
8. Гавриш В. К. Метод палеоструктурно-геологического анализа. Киев: Наукова думка, 1965. 146 с.
9. Гавриш В. К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения (на примере Днепровско-Донецкой впадины). Киев: Наукова думка, 1969. 270 с.
10. Гавриш В. К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенов. Киев: Наукова думка, 1974. 160 с.
11. Гавриш В. К. О путях решения проблемы нефтегазоносности девона Днепровско-Донецкой впадины.— Геол. журн., 1975, № 35, вып. 1, с. 63—76.
12. Гавриш В. К. Роль глубинных разломов в миграции и аккумуляции нефти и газа. Киев: Наукова думка, 1978. 160 с.
13. Гейтвуд Л. Особенности геологического строения гигантского месторождения нефти и газа Оклахома—Сити.— В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М., 1973, с. 190—218.
14. Григорьев С. М. Роль воды в образовании земной коры. М.: Недра, 1971. 263 с.
15. Губкин И. М. Учение о нефти. Изд. 2-е. М.: ОНТИ НКТП СССР, 1937.
16. Доленко Г. Н., Варичев С. А., Галабуда Н. И. Закономерность размещения месторождений нефти и газа Днепровско-Донецкой нефтегазонасной провинции. Киев: Наукова думка, 1969. 215 с.
17. Доленко Г. Н. Развитие нефтегазонасных провинций в свете тектоники литосферных плит.— Геол. журн., 1976, № 36, вып. 3, с. 19—27.
18. Кристи Х. Х. Нефтяное месторождение Митьсю — богатая стратиграфическая ловушка.— В кн.: Поиски и разведка залежей нефти и газа, приуроченных к стратиграфическим ловушкам. М.: ВНИИОЭНГ, 1971, с. 63—81.
19. Кудрявцев Н. А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Л.: Гостоптехиздат, 1963. 220 с.
20. Лапатин Н. В. Образование горючих ископаемых. Автореф. дис. М., 1980. 35 с.
21. Левенштейн М. Л. Качественная характеристика углей Донецкого бассейна.— В кн.: Геология месторождения угля и горючих сланцев СССР. Т. 1, 1963, с. 297—348.
22. Мельник Ю. П., Ярошук М. А., Русько Ю. А. Графит в железисто-кремнистых породах Криворожья и его эволюция при метаморфизме.— Геол. журн., 1975, вып. 3, № 35, 1975, с. 25—33.
23. Никонов В. Ф. Некоторые важные критерии поисков нефтяных и газовых месторождений-гигантов.— Геология нефти и газа, 1975, № 4, с. 10—17.

24. Пейве А. В. Разломы и тектонические движения.— Геотектоника, 1967, № 5, с. 8—24.
25. Порфирьев В. Б. Современное состояние проблемы нефтеобразования.— В кн.: Генезис нефти и газа. М., 1967, с. 292—314.
26. Порфирьев В. Б., Созанский В. И., Павленко В. В. и др. Нефть в кристаллических породах докембрийского фундамента Днепровско-Донецкой впадины.— Докл. АН СССР, 1971, вып. 196, № 3, с. 660—663.
27. Руденко Ф. А., Дробноход Н. И., Мандрик Б. И. Особенности распределения и формирования трещинных вод Украинского щита в свете новейших данных.— Геол. журн., 1972, № 32, вып. 3, с. 29—45.
28. Сидоренко А. В., Сидоренко Св. А. Органическое вещество в докембрийских осадочно-метаморфических породах и некоторые геологические проблемы.— Сов. геология, 1971, № 5, с. 3—20.
29. Соколов В. А. Органическое и неорганическое образование углеводородов в природе.— В кн.: Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967, с. 113—133.
30. Успенская Н. Ю., Таусон Н. И. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М.: Недра, 1972. 295 с.
31. Хаин В. Е. Общая геотектоника. М.: Недра, 1973. 512 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

А. А. Трофимук, И. М. Губкин — ученый, государственный деятель, глава советской школы геологов-нефтяников . . . . .	3
А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук. Главные зоны нефтенакпления в лено-тунгусской провинции . . . . .	22
В. С. Вышемирский, И. М. Губкин о взаимоотношениях между процессами угле- и нефтеобразования . . . . .	43
А. Э. Конторович, О. С. Краснов. Методология перспективного планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ . . . . .	55
А. А. Карцев. Роль гидрогеологических исследований при нефтегазописковых работах в Восточной Сибири . . . . .	83
В. К. Гавриш. Аккумуляция нефти в зонах глубинных разломов в свете учения И. М. Губкина . . . . .	90

### **РАЗВИТИЕ УЧЕНИЯ АКАДЕМИКА И. М. ГУБКИНА В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ СИБИРИ**

Ответственный редактор *Андрей Алексеевич Трофимук*

Утверждено к печати  
Научным советом по проблемам геологии  
и геохимии нефти и газа

Редактор издательства *Л. И. Штакоевская*  
Художественный редактор *В. И. Желнин*  
Технический редактор *А. В. Сурганова*  
Корректоры *И. А. Литвинова, Г. И. Шведкина*

ИБ № 23113

Сдано в набор 17.11.81. Подписано к печати 20.07.82. МН-16744. Формат 60×90<sup>1</sup>/<sub>16</sub>.  
Бумага тип. № 2. Обыкновенная гарнитура. Высокая печать. Усл. печ. л. 6,5.  
Усл. кр.-отт. 6,9. Уч.-изд. л. 6,8. Тираж 1000 экз. Заказ № 793. Цена 1 руб.

Издательство «Наука», Сибирское отделение.  
630099, Новосибирск, 99, Советская, 18.  
4-я типография издательства «Наука».  
630077, Новосибирск, 77, Станиславского, 25.

Для получения книг почтой заказы просим направлять по адресу: 117192 Москва, Мичуринский проспект, 12, магазин «Книга — почтой» Центральной конторы «Академкнига»; 197345 Ленинград, Петрозаводская ул., 7, магазин «Книга — почтой» Северо-Западной конторы «Академкнига» или в ближайший магазин «Академкнига», имеющий отдел «Книга — почтой».

- 480091 **Алма-Ата**, ул. Фурманова, 91/97 («Книга — почтой»);
- 370005 **Баку**, ул. Джапаридзе, 13;
- 320005 **Днепропетровск**, проспект Гагарина, 24 («Книга — почтой»);
- 734001 **Душанбе**, проспект Ленина, 95 («Книга — почтой»);
- 375002 **Ереван**, ул. Туманяна, 31;
- 664033 **Иркутск**, ул. Лермонтова, 289;
- 252030 **Киев**, ул. Ленина, 42;
- 252030 **Киев**, ул. Пирогова, 2;
- 252142 **Киев**, проспект Вернадского, 79;
- 252030 **Киев**, ул. Пирогова, 4 («Книга — почтой»);
- 277012 **Кишинев**, проспект Лепина, 148 («Книга — почтой»);
- 343900 **Краматорск** Донецкой обл., ул. Марата, 1;
- 660049 **Красноярск**, проспект Мира, 84;
- 443002 **Куйбышев**, проспект Ленина, 2 («Книга — почтой»);
- 191104 **Ленинград**, Литейный проспект, 57;
- 197345 **Ленинград**, Петрозаводская ул., 7 («Книга — почтой»);
- 220012 **Минск**, Ленинский проспект, 72 («Книга — почтой»);
- 103009 **Москва**, ул. Горького, 8;
- 117312 **Москва**, ул. Вавилова, 55/7;
- 117192 **Москва**, Мичуринский пр., 12 («Книга — почтой»);
- 630076 **Новосибирск**, Красный проспект, 51;
- 630090 **Новосибирск**, Академгородок, Морской проспект, 22 («Книга — почтой»);

- 142292 **Пуццино**, Московской обл., МР «В», 1;  
620151 **Свердловск**, ул. Мамина-Сибиряка, 137  
(«Книга — почтой»);  
700029 **Ташкент**, ул. Ленина, 73;  
700100 **Ташкент**, ул. Шота Руставели, 43;  
700187 **Ташкент**, ул. Дружбы народов, 6 («Кни-  
га — почтой»);  
634050 **Томск**, наб. реки Ушайки, 18;  
450059 **Уфа**, ул. Р. Зорге, 10 («Книга — поч-  
той»);  
450025 **Уфа**, ул. Коммунистическая, 49;  
720001 **Фрунзе**, бульвар Дзержинского, 42  
(«Книга — почтой»);  
310078 **Харьков**, ул. Чернышевского, 87 («Кни-  
га — почтой»).

УДК 551.061.3+553.98

**И. М. Губкин — ученый, государственный деятель, глава советской школы геологов-нефтяников. Трофимук А. А. Развитие учения академика И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири.** — Новосибирск: Наука, 1982.

Раскрыта многогранная деятельность академика И. М. Губкина. Показано, что его основные работы в области геологии нефти и газа, в том числе и его прогнозы по Западной и Восточной Сибири, с честью выдержали испытание временем и сохранили свое значение и в наши дни.

УДК 553.99(571.5)

**Главные зоны нефтенакпления в Лено-Тунгусской провинции. Конторович А. Э., Сурков В. С., Трофимук А. А. Развитие учения академика И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири.** — Новосибирск: Наука, 1982.

Рассмотрены важнейшие особенности, отличающие условия формирования и сохранения залежей нефти и газа верхнепротерозойских и нижне-среднепалеозойских отложений Сибирской платформы. Описана история оценок начальных ресурсов нефти и газа и приведены карты районирования территории Сибирской платформы по степени перспективности на нефть и газ начиная с 1937 г.

Изложены теоретические принципы, позволяющие дифференцировать территорию Сибирской платформы на зоны и комплексы преимущественно нефтеносные и преимущественно газоносные. Намечены три главных очага и соответствующие им эпохи нефтеобразования и проведен анализ последующей истории сформировавшихся залежей нефти. Выделены территории, наиболее перспективные для поисков скоплений нефти в лено-тунгусской провинции.

Ил. 8, библиогр. 24.

УДК 553.061.3 : 553.9

**И. М. Губкин о взаимоотношениях между процессами угле- и нефтеобразования. Вышемирский В. С. Развитие учения академика И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири.** — Новосибирск: Наука, 1982.

Освещена концепция И. М. Губкина о взаимоотношениях между углеобразованием и нефтеобразованием, главным содержанием которой является генетическое единство нефти и газа, а также наличие существенных различий между процессами угле- и нефтеобразования. Приведены высказывания И. М. Губкина по данной проблеме. Рассмотрены работы, выполненные после И. М. Губкина, в том числе материалы автора по распределению мировых запасов угля, нефти и газа по стратиграфическим подразделениям и фациям. Показано, что концепция И. М. Губкина сохранила свою научную ценность и в настоящее время.

УДК 553.98 : 550.8

**Методология перспективного планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ. Конторович А. Э., Краснов О. С. Развитие учения академика И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири.** — Новосибирск: Наука, 1982.

Излагается новый подход к перспективному планированию поисково-разведочных работ на нефть и газ, основанный на применении двух моделей: геолого-математической и экономико-математической. Первая модель позволяет имитировать различные варианты поисково-разведочного процесса нефти и газа в нефтегазоносном районе или области с определением всех основных параметров (приростов запасов нефти и газа различных категорий, объемов глубокого бурения, ассигнований на геологоразведочные работы и т. д.). Вторая модель позволяет выбирать наилучшее сочетание различных вариантов с позиций нефтегазоносной провинции в целом, исходя из ограничений на выделенные для нее средства и ресурсы по выбранному критерию. Такая система плановых расчетов позволяет разрабатывать наилучшую стратегию развития поисково-разведочных работ с учетом геологических, географических и экономических факторов.

В заключение статьи приводится пример реализации предлагаемого подхода к планированию геологоразведочных работ на нефть и газ на Сибирской платформе на XI пятилетку.

Ил. 6, табл. 2, библиогр. 22.

**Роль гидрогеологических исследований при нефтегазопроисковых работах в Восточной Сибири. Карцев А. А. Развитие учения академика И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири.— Новосибирск: Наука, 1982.**

Рассмотрен комплекс нефтегазопроисковых гидрогеологических исследований применительно к специфическим условиям Сибирской платформы (мощная геокриозона, сверхкрепкие рассолы, трапповый магматизм).

**Аккумуляция нефти в зонах глубинных разломов в свете учения И. М. Губкина. Гавриш В. К. Развитие учения академика И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири.— Новосибирск: Наука, 1982.**

В статье доказывается, что глубинные разломы в разных условиях могут оказывать на формирование залежей нефти и газа принципиально разное влияние. Активные глубинные разломы, сопровождающиеся магматической деятельностью, играют в формировании залежей отрицательную роль, тогда как погребенные или слабо выраженные разломы, пересекающие нефтегазоносные толщи,— положительную.