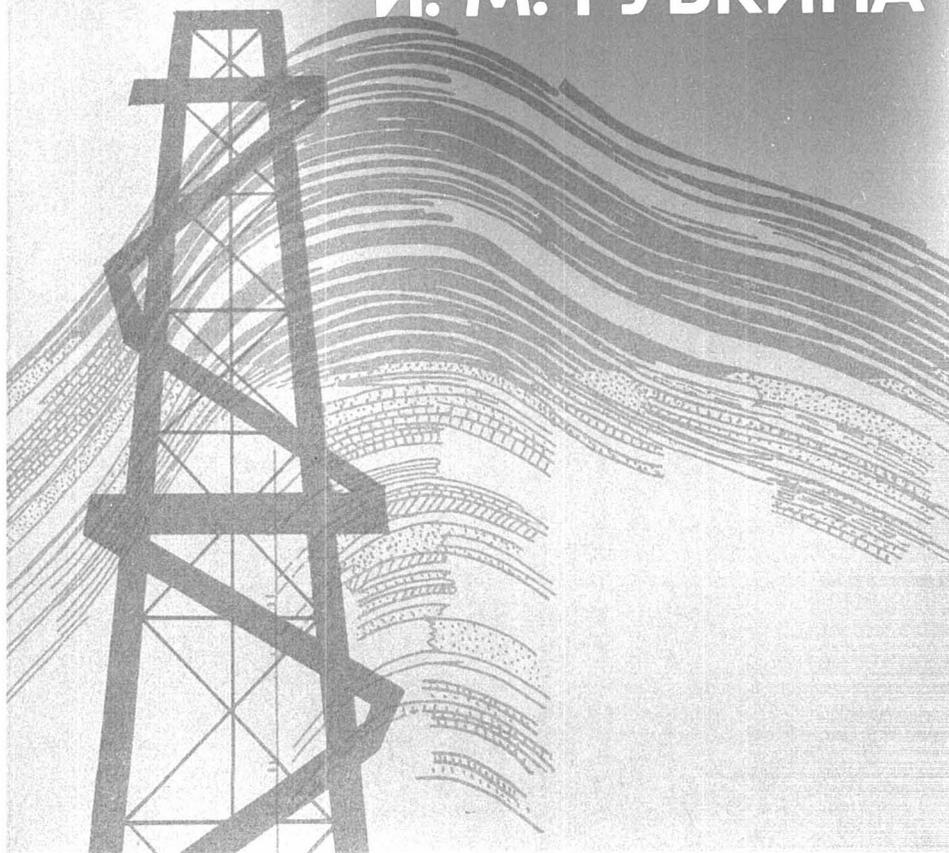


У

**ОЦЕНКА
ПРОГНОЗНЫХ
РЕСУРСОВ НЕФТИ
В СВЕТЕ УЧЕНИЯ
АКАДЕМИКА
И. М. ГУБКИНА**



АКАДЕМИЯ НАУК СССР
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
им. 60-летия СОЮЗА ССР

ОЦЕНКА
ПРОГНОЗНЫХ
РЕСУРСОВ НЕФТИ
В СВЕТЕ УЧЕНИЯ
АКАДЕМИКА
И.М. ГУБКИНА

Сборник научных трудов

Ответственный редактор
академик А.А. Трофимук



НОВОСИБИРСК
« НА У К А »
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
1989

Оценка прогнозных ресурсов нефти в свете учения академика И.М. Губкина. - Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. - 72 с.

ISBN 5 - 02 - 028804 - 7.

Сборник составлен по материалам Пярых Сибирских Губкинских чтений, проведенных в сентябре 1986 г. в Новосибирске. Рассмотрено современное состояние комплекса методов количественной оценки начальных геологических ресурсов нефти и газа, а также методов прогноза структуры этих ресурсов по размерам месторождений. Приведены новые научные разработки, имеющие как теоретический, так и практический интерес.

Книга рассчитана на широкий круг геологов-нефтяников.

Рецензенты

доктора геолого-минералогических наук Ф.Г. Гурари,
М.А. Жарков

Утверждено к печати

Институтом геологии и геофизики
им. 60-летия Союза ССР СО АН СССР

0 1904050000-734
0 055(02) - 89 196-88-IV

ISBN 5 - 02 - 028804 - 7

© Издательство "Наука", 1989

Исполнилось 115 лет со дня рождения Ивана Михайловича Губкина – крупнейшего ученого, государственного деятеля, главы советской школы геологов–нефтяников.

Отмечая научную, производственную и государственную деятельность И.М. Губкина по развитию нефтяной промышленности СССР, хотелось бы остановиться на трех проблемах:

- развитии методов качественного и количественного прогноза,
- дальнейшем улучшении географического размещения баз нефтегазодобычи в нашей стране,
- повышении качества подготавливаемых запасов нефти и повышении нефтеотдачи залежей.

Основы методов качественного и количественного прогноза нефтегазозности были заложены впервые в мире академиком И.М. Губкиным. Опираясь на органическую теорию образования нефти, на глубокий анализ закономерностей размещения залежей нефти и газа, на диалектический историко–геологический подход, И.М. Губкин в своем научном творчестве показал удивительные по глубине и точности примеры качественного прогноза нефтегазозности. Он обосновал необходимость широкого разворота поисков нефти в Урало–Поволжье, на Эмбе, в Средней Азии, в Сибири. Наибольшей заслугой И.М. Губкина следует признать обоснование высоких перспектив нефтегазозности Западной Сибири, о которой он еще в 1932 г., более чем за двадцать лет до первых открытий, писал, что она сможет обеспечить потребности в нефти всего народного хозяйства СССР.

С именем И.М. Губкина связано и начало становления методов количественной оценки перспектив нефтегазозности. Он впервые предложил выделить помимо запасов промышленных категорий (А, В, С₁, С₂) запасы перспективных площадей, которым в современной классификации соответствуют ресурсы категории С₃, и запасы отдельных районов, которым по современной терминологии соответствуют ресурсы категорий D₁ и D₂. В 1937 г., полвека назад, на XVII сессии Международного геологического конгресса он доложил о результатах первой оценки прогнозных ресурсов нефти на территории СССР.

Наша страна является родиной и геологически наиболее обоснованного объемно-генетического метода оценки начальных геологических ресурсов нефти. Первые шаги в его разработке связаны с работами Н.Д. Линдтропа, Н.М. Кудряшовой и М.С. Напольского.

Особенно интенсивно работы в области количественной оценки ресурсов нефти и газа на территории СССР развернулись в послевоенные годы. В них активное участие принимали Н.И. Буялов, В.Г. Васильев, М.К. Калинин, Н.С. Ерофеев, Н.А. Калинин, М.А. Жданов, Ф.Г. Гурари, Н.Н. Ростовцев, С.П. Максимов и др.

В 60-е годы появился ряд обобщающих работ по количественной оценке перспектив нефтегазоносности, выполненных под руководством В.Г. Васильева и Н.И. Буялова во ВНИГНИ и ВНИИГазе, С.Г. Неручева и М.Ф. Двали - во ВНИГРИ, М.А. Жданова и Е.В. Гординского - в МИНГе. К этому же времени относится значительный прогресс в обосновании и развитии объемно-генетического метода оценки ресурсов нефти и газа. Наиболее существенные результаты в этой области были достигнуты в МГУ под руководством Н.Б. Васильевича, во ВНИГРИ под руководством С.Г. Неручева, в СНИИГТиМСе под руководством А.Э. Конторовича. Цикл исследований в этой области был выполнен и в ИГиГ СО АН СССР. В этот же период было начато широкое внедрение в практику количественной оценки перспектив нефтегазоносности математических методов. Пионерами этих работ были Э.Э. Фотиади и Ю.А. Воронин в ИГиГ СО АН СССР, А.Э. Конторович - в СНИИГТиМСе, А.И. Холин и Ш.А. Губерман - в МИНГе, М.Ф. Двали и М.Д. Белонин - во ВНИГРИ, А.М. Волков и В.И. Шпильман и - ЗапСибНИГНИ.

В 70-е годы начался качественно новый этап в развитии теории и практики количественной оценки перспектив нефтегазоносности. В этот период резко расширился круг прогнозных задач геологии нефти и газа. В сферу прогноза были вовлечены наряду с хорошо изученными и слабо изученные регионы, расширился спектр оцениваемых объектов от бассейна в целом до крупных структур, региональных резервуаров и даже отдельных ловушек. В связи с потребностями практики перспективного планирования возникло понятие о структуре прогнозных ресурсов и были поставлены задачи по их прогнозу. Среди таких задач обособились оценки ресурсов нефти и газа в бассейнах, провинциях, нефтегазоносных областях по интервалам глубин, по стратиграфическим комплексам, по фазовому составу углеводородов в залежах, по распределению ресурсов в месторождениях с различными запасами и т.д. В ходе решения этих задач сформировались крупные школы в области теории количественной оценки перспектив нефтегазоносности в Москве, Ленинграде, Новосибирске, Тюмени, Ташкенте. Сложилась практика регулярно, раз в пятилетие, уточнения количественной оценки перспектив нефтегазоносности территорий и акваторий СССР. Эти работы возглавили В.Г. Васильев, В.В. Семенович, И.П. Жабров, Г.П. Ованесов, С.П. Максимов. По отдельным регионам руководителями работ по количественной оценке перспектив нефтегазоносности являлись по Западной Сибири Н.Н. Ростовцев, а в последние десять лет

И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и В.И. Шпильман, по Волго-Уральской провинции - Н.А. Еременко и Н.А. Крылов, по Сибирской платформе - А.Э. Конторович и В.С. Сурков, по Средней Азии - А.М. Акрамходжаев, по северным регионам СССР - И.С. Грамберг и др. Огромной значимости работы по оценке ресурсов нефти и газа зарубежных стран выполнены под руководством М.С. Моделевского.

Сегодня перед методами прогноза нефтегазоносности стоят новые задачи. Инициаторами нового направления - экономической оценки ресурсов нефти и газа - выступили В.Д. Наливкин и М.С. Моделевский. По инициативе Н.А. Крылова, А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова и В.И. Шпильмана разрабатывается теория прогноза динамики выявления ресурсов нефти и газа. М.К. Калинин и его сотрудниками разрабатываются методы оценки ресурсов нефти и газа Мирового океана. Новые перспективы развития методов прогноза нефтегазоносности открывает установленное советскими учеными свойство сейсмотектонических процессов преобразовывать органическое вещество осадочных пород, что требует в ряде моментов уточнения объемно-генетического метода прогноза нефтегазоносности в части геологических условий нефтегазообразования. Внимание ученых привлекают нетрадиционные виды углеводородного сырья, такие как газовые гидраты, водорастворенные газы, битумы и тяжелые нефти. Разработка методов количественной оценки этих ресурсов только начинается.

Особого внимания требуют методы прогноза крупных высокодебитных залежей в хорошо изученных районах, методы прогноза промежуточных комплексов древних и молодых платформ. В Западной и Восточной Сибири эти направления прогноза хорошо подтверждаются практикой.

Как бы ни совершенствовались методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности, глубокий геологический анализ и формирование новых направлений поиска являются определяющими. Успешные примеры такого рода хорошо знает история поисков нефти и газа в Сибири. Следует отметить лишь некоторые из таких направлений, которые интенсивно разрабатываются в последнее время. В Западной Сибири к таким направлениям относятся поиски нефти в неантиклинальных ловушках на шельфах древних неокомских морей, в глубокозалегающих горизонтах юры и нижнего мела на севере провинции, в континентальных отложениях верхнего триаса - нижней юры в желобах над рифтами и на склонах крупных сводовых поднятий в Мансийской синеклизе, а также в отложениях палеозоя. В Восточной Сибири и Якутии главные объекты поисков - терригенные отложения венда, карбонатные отложения венда - кембрия и рифея. Здесь, в районе главного пояса нефтегазоносности, охватывающего Непско-Ботуобинскую и Байкитскую антеклизу, а также Катангскую седловину, впервые в мировой практике на огромной территории доказана региональная нефтегазоносность верхнего протерозоя. Эти открытия являются крупной победой советской геологической науки и практики.

На фоне бесспорных и значительных достижений нельзя не отметить и недостатки. К ним относится неоправданный ни в научном,

ни в чисто геологическом плане пессимизм при оценке ряда регионов, который нередко носит ведомственный характер и которым особенно грешат головные научно-исследовательские институты отраслей. Этот пессимизм ведет к замедлению темпов развития геолого-разведочных работ. Так, в Западной Сибири крайне медленно разворачиваются работы по направлениям, связанным с изучением континентальных отложений юры, практически не ведутся работы по палеозою. В Лено-Тунгусской провинции из пятилетки в пятилетку срываются региональные работы в Северо-Тунгусской нефтегазоносной области на севере Красноярского края. В развитии этих работ Министерство геологии СССР не проявляет должной настойчивости и целеустремленности. Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР слабо развивают поисково-разведочные работы в районах добычи. Интенсификация работ по этим новым направлениям способствовала бы повышению эффективности нефтедобычи, а в освоенных районах - ее стабилизации в тринадцатой и последующих пятилетках.

Перед советской геологической наукой стоят ответственные задачи по обоснованию наиболее эффективных путей реализации Энергетической программы СССР на отдаленную перспективу. Теория и практика количественной оценки перспектив нефтегазоносности призваны способствовать скорейшему решению этой задачи.

Постоянной заботой И.М. Губкина было расширение поиска углеводородного сырья, создание новых баз добычи нефти. Известны его заслуги в открытии нефти в Урало-Поволжье, в Западной Сибири. Широкий поиск нефти под его руководством осуществлялся и в Восточной Сибири. В настоящее время благодаря настойчивой и целеустремленной работе геологов-нефтяников весьма благоприятно складываются условия для существенного улучшения размещения баз нефтегазодобычи в нашей стране. Даже в европейской части СССР ведутся такие работы.

В Казахской ССР впервые в истории развития отечественной нефтегазовой промышленности найдены и готовятся к разработке месторождения углеводородов с весьма высокой плотностью запасов на единицу площади.

На Западно-Сибирской равнине в Тюменской области выявлены новые месторождения руслового типа (Талинское месторождение), приуроченные к континентальным осадкам нижней и средней юры, на базе которых возможно и увеличение темпов добычи нефти, и стабилизация ее себестоимости. За счет ввода в разработку ряда месторождений природного газа (Медвежье, Уренгой, Ямбург и др.) обеспечены высокие темпы наращивания его добычи.

По левому берегу Енисея на широтах Игарки и Дудинки в Красноярском крае обнаружены первые месторождения нефти в нижнемеловых отложениях. Весьма перспективны в этом районе и юрские отложения.

В Восточной Сибири выявлен главный пояс нефтегазоносности, широкой полосой охватывающий регион от отрогов Енисейского края на западе до Вилуйской синеклизы на востоке. В пределах это-

го пояса в сводовой части Байkitской антеклизы выявлено Юрубченско-Тохомское месторождение. Здесь нефтегазоносны массивные закарстованные известняки рифейского возраста и покрывающие их карбонаты венда.

В Катангской седловине, связывающей Байkitскую антеклизу с Непско-Ботубинской, на востоке Красноярского края выявлено и разведано преимущественно газовое Собинское месторождение. На базе названных месторождений в Красноярском крае можно создать нефтегазовый комплекс, способный решить задачи снабжения нефтью Ачинского нефтеперерабатывающего завода и обеспечения нефтью и нефтепродуктами всей зоны, тяготеющей к Енисею.

В пределах Непско-Ботубинской антеклизы, в ее своде, на обширной площади нефтеносны карбонаты венда. По склонам свода развиты терригенные осадки венда, содержащие высокоемкие песчаные коллекторы. В области развития этих коллекторов разведано Верхне-Чонское нефтяное месторождение, на базе которого уже в двенадцатой пятилетке будет решаться проблема обеспечения нефтью районов БАМа.

На базе Средне-Ботубинского газонефтяного месторождения могут быть решены проблемы обеспечения нефтепродуктами Якутской АССР путем создания нефтеперерабатывающего завода в Ленске. Большие запасы природного газа, разведанные в Вилюйской синеклизе, — надежная база снабжения не только Якутии, но и промышленных районов Дальнего Востока. Существенно расширяются перспективы развития нефтегазодобывающей промышленности и Дальнего Востока за счет вовлечения в разработку месторождений, открытых на восточном побережье о. Сахалин и выявляемых на юге Камчатки.

Несмотря на отмеченные и другие достижения, в развитии нефтегазодобывающей промышленности есть весьма существенные недостатки. Вот некоторые из них.

Главным показателем поиска и разведки сейчас является не качество обнаруживаемых и разведываемых запасов, а объемы выполняемых работ, выраженные в метрах проходки, протяженности геофизических профилей и т.п. Конечным результатом поиска и разведки должны быть подготовленные запасы, пригодные для немедленного вовлечения их в разработку. Нельзя допустить в погоне за метражом пробуренных скважин затраты больших объемов бурения на подготовку запасов, которые не имеют спроса у нефтедобытчиков. Однако при планировании прироста запасов главное внимание уделяется росту объемов бурения, затрат на геофизику без учета качества подготавливаемых запасов.

Видимо, назрела необходимость подразделить подготавливаемые запасы примерно на четыре категории качества. При этом предлагается установить два показателя качества подготавливаемых запасов.

1. Плотность (концентрация) извлекаемых запасов на единицу площади — 1 км^2 :

Высшая категория	$>1 \text{ млн. т/км}^2$
Первая "	$0,5-1 \text{ "}$

Вторая категория	0,1-0,5 млн. т/км ²
Третья "	<0,1

2. Дебитность или производительность (начальная) скважин, выраженная в тоннах на одну атмосферу снижения давления по базовому объекту разработки:

Высшая категория	> 100	т/атм.
Первая "	От 10 до 100	"
Вторая "	От 1 до 10	"
Третья "	До 1,0	"

Необходимо установить такую систему премирования за открытое месторождение такого качества подготовливаемых запасов, которое заинтересовало бы поисковиков в нахождении крупных и высокодебитных месторождений углеводородного сырья при минимальных затратах на их выявление.

Всем нам необходимо усвоить, что затраты на поиски и разведку полезных ископаемых – это затраты на информацию об их качестве, запасах и условиях залегания. До начала извлечения этих запасов народное хозяйство несет расходы, не приносящие какой-либо прибыли. Отсюда – задача экономии средств и материалов, в том числе и скважин, на эту информацию и борьба за такое качество запасов, немедленное использование которых возместило бы не только затраты на эту информацию, но и сопровождалось бы возможно большим доходом. Приведу такой пример.

На поиски и разведку месторождений углеводородного сырья в Новосибирской области затрачено более 200 млн. руб., выявлены запасы нефти, заслуживающие разработки. Но до сих пор эти запасы не используются, средства на их подготовку не возмещаются.

Для повышения качества информации о запасах и повышения эффективности поиска и разведки должны выполняться главные условия:

- 1) научное обоснование направлений поиска, обеспечивающих выявление наиболее эффективных для использования запасов;
- 2) широкое применение прямых методов (геохимических и геофизических) для поиска и разведки углеводородов;
- 3) применение в необходимых объемах параметрического и поискового бурения для качественной и количественной оценки выявленных залежей.

В СССР широко распространены методы поддержания пластовых давлений при разработке залежей нефти путем законтурной и внутриконтурной закачки воды. За счет охвата этим процессом объектов, дающих более 90% нефти, удалось существенно поднять коэффициент нефтеотдачи. В 60-е годы в СССР средний коэффициент нефтеотдачи достиг 0,42, тогда как в США – 0,32. Советские ученые создали теорию вытеснения нефти путем заложения батарей нагнетательных и эксплуатационных скважин. Применение этих принципов на крупных месторождениях СССР сопровождалось удвоением коэффициента нефтеотдачи. Однако уже в 70-е годы было выявлено, что использование воды без специальных добавок поверх-

ностно-активных веществ (ПАВ), повышающих вязкость и отмывные свойства вытесняющих флюидов, не обеспечивает равномерного вытеснения нефти, сопровождается прорывами воды в эксплуатационные скважины. В конечном итоге приходится затрачивать много энергии для откачки преждевременно прорвавшейся воды. Все эти явления сказываются на уменьшении коэффициента нефтеотдачи и увеличении затрат на нефтедобычу.

В настоящее время ведутся работы по созданию промышленности, выпускающей нужные ПАВы, обеспечивающие равномерное вытеснение нефти нагнетательной жидкостью.

Широко распространено мнение, что различные физические и химические методы воздействия на призабойную зону должны применяться на втором этапе разработки залежей, когда около половины запасов уже извлечено. Однако установлено, что наибольший эффект эти методы дают на первом этапе, когда месторождение только вступает в разработку.

Наукой и практикой установлено, что вскрытие пластов, исключаящее их загрязнение промывочными растворами, повышает начальные дебиты скважин в 2-3 раза. Применение гидроразрыва пластов и закрепление возникших при этом трещин обеспечивает увеличение начальных дебитов скважин в 3-10 раз. Весьма эффективна обработка призабойных зон, особенно в карбонатных коллекторах, кислотами, повышающая начальную дебитность скважин в несколько раз. Теоретически и практически доказано увеличение притока нефти под влиянием вибрации. Ведется подготовка к воздействию вибрационных колебаний не только на призабойную зону пласта, но и на всю залежь в целом.

Все эти мероприятия дают наибольший эффект в условиях воздействия на скважину сразу после окончания ее сооружения. Наибольший эффект в повышении нефтеотдачи путем поддержания давления и воздействия на призабойную зону пластов обеспечивается только в том случае, если эти мероприятия планируются и подготавливаются еще до начала разработки залежей. В связи с тем, что рост нефтедобычи будет осуществляться за счет вовлечения в разработку новых месторождений и залежей, необходимо широко развернуть работы по повышению нефтеотдачи в первую очередь на этих объектах. Сказанное не исключает необходимости широкого развития работ по повышению нефтеотдачи на старых месторождениях, хотя эффективность этих работ меньшая, чем на новых залежах.

Еще И.М. Губкин уделял огромное внимание качествуготавливаемых запасов нефти, вопросам повышения эффективности поиска и разведки и увеличения коэффициента нефтеотдачи пластов. Тем более сейчас, в ходе глубокой перестройки всего народного хозяйства страны, назрела настоятельная необходимость всемерной интенсификации нефтегазодобывающей промышленности СССР. А она начинается с подготовки высококачественных запасов нефти и газа, обеспечивающих максимальную производительность труда нефтяников и газовиков при минимальных затратах труда, средств и материалов.

Академик А.А. Трофимук

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
И ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ
КАК МЕТОД ПРОГНОЗА СТРУКТУРЫ
НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности крупных регионов стала за последние 15–20 лет важной составной частью всего комплекса исследований по научному обоснованию и планированию геолого-разведочных работ на нефть и газ. По мере развития этих исследований расширились и углубились представления о задачах количественной оценки перспектив нефтегазоносности и, как следствие, коренным образом изменился, стал более сложным и разнообразным комплекс методов решения подобных задач /2, 16, 17, 20, 22/. В середине 70-х годов было введено понятие о структуре начальных геологических и извлекаемых ресурсов нефти и газа /14, 15, 22/, а в последнее время возникла задача и их экономической оценки.

Одной из ключевых задач количественной оценки начальных геологических ресурсов (НГР) нефти и газа и их структуры при решении всего этого комплекса новых задач стал прогноз распределения месторождений нефти и газа по запасам. Основы теории такого прогноза были разработаны в нескольких работах /2, 7, 9, 15, 22, 26/. В настоящей статье

- кратко суммируются наиболее значительные результаты, полученные в этой области ранее;
- углубляется теоретико-вероятностная база развиваемого подхода;
- разработана методика и показана эффективность применения для решения задач прогноза структуры начальных геологических ресурсов метода Монте-Карло;
- вероятностные закономерности распределения нефти и газа по массе углеводородов (УВ) сформулированы как фундаментальные законы нефтидогенеза;
- рассмотрены некоторые методологические следствия рассматриваемого подхода для теории образования нефти и газа.

**ОПРЕДЕЛЕНИЯ. ПРИНЯТАЯ ТЕРМИНОЛОГИЯ.
ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ**

Введем некоторые необходимые для дальнейшего определения и уточним терминологию /16/.

Вне зависимости от изученности нефтегазоносного бассейна (НГБ) А в нем объективно содержится вполне определенное множество залежей УВ: нефтяных, газовых, газоконденсатных, газонефтяных и т.п. Используя терминологию теории вероятностей, будем называть это множество генеральной совокупностью и обозначать через $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_N$, где N – объем генеральной совокупности, количество залежей в бассейне. В зависимости от постановки задачи в качестве генеральной совокупности (объекта исследования) можно выделять все множество месторождений (залежей) УВ, или только газовые и газоконденсатные залежи, или только нефтяные залежи и т.п.

Формирование множества N залежей в генеральной совокупности естественно рассматривать как процесс (нафтидогенез), имеющий стохастическую природу. Иными словами, если бы имелось M близких по геологическому строению и истории развития НГБ A_j , $j = 1, \dots, M$ (бассейнов–"близнецов"), то в результате процесса нафтидогенеза в них сформировалось бы по N_j ($j = 1, \dots, M$) залежей УВ, причем выборки $\{\theta_{ji}\}$ ($i=1, \dots, N_j$; $j = 1, \dots, M$) залежей в каждом из НГБ, их объемы, а также их кумулятивные запасы, т.е. НГР НГБ A_j

$$Q_j = \sum_{i=1}^{N_j} \theta_{ji},$$

не были бы тождественно равны.

Поскольку в геологии нефти и газа достоверных сведений ни об одной генеральной совокупности как едином целом, ни об ее объеме никогда не имеется (ни один нефтегазоносный бассейн не изучен полностью), то все утверждения о ее характере, объеме и т.п. являются научной гипотезой, проверить которую удастся лишь при дальнейшем развитии поисково-разведочных работ и росте изученности бассейнов. Поэтому естественно ввести понятие гипотетической генеральной совокупности и ее объема, как модели НГБ, представление о которой может меняться с течением времени, в отличие от генеральной совокупности, которая существует независимо от нас и практически не меняется без участия человека (добыча) за время существования ноосферы.

Все открытые на ту или иную дату залежи в пределах изучаемого нефтегазоносного бассейна образуют подмножество генеральной совокупности. Будем рассматривать эти месторождения как элементы выборочной совокупности или просто выборки. Обозначим запасы открытых месторождений, упорядоченные в порядке их возрастания; через $\theta_1, \dots, \theta_{n_0}$. Тогда n_0 – количество открытых месторождений или объем выборки. Среди открытых залежей некоторое их количество – g : $\theta_1, \dots, \theta_g$, скопления нефти и газа, которые по сегодняшним стандартам (экономическим критериям) не могут быть рассмотрены к категории месторождений. Исключим их из дальнейшего рассмотрения, введя некоторую границу для скоплений θ_0 , такую, что к месторождениям мы отнесем все скопления с запасами θ каждого, большими, чем θ_0 : $\theta > \theta_0$. Переобозначим оставшиеся $n_0 - g = n$ месторождений и будем считать полученную в результате вы-

борку $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n$ той основной, первоначальной, исходной информацией, на основе которой будут решаться все перечисленные выше задачи.

Выборочная совокупность обладает рядом специфических свойств. Во-первых, выборка имеет безвозвратный характер. По сути дела, это означает тот очевидный факт, что никакое месторождение нефти и газа не может быть открыто более чем один раз. Во-вторых, элементами выборки месторождения нефти и газа становятся не равновероятно, что ведет к существенному отличию вероятностей встретить месторождение с запасами θ в генеральной совокупности и в выборке. Особенно велико различие между выборкой и генеральной совокупностью для месторождений с небольшими запасами, потому что крупные месторождения выявляются на самых ранних стадиях изученности бассейнов и, следовательно, для них выборочная совокупность близка к генеральной совокупности /16, 22/.

Вторым весьма важным для решения прикладных задач геологии нефти и газа подмножеством генеральной совокупности является остаточная совокупность, которая представляет собой разность в теоретико-множественном смысле двух рассмотренных выше совокупностей: генеральной и выборочной. Остаточная совокупность – это неоткрытые месторождения нефти и газа, т.е. характеристика нефтегазоносного бассейна, представляющая первоочередной интерес с точки зрения планирования и проведения дальнейших поисково-разведочных работ. В этих месторождениях сосредоточены перспективные и прогнозные ресурсы бассейна. По аналогии с генеральной совокупностью и в зависимости от этого следует различать две остаточные совокупности: природную, соответствующую аналогичной генеральной совокупности, и гипотетическую, отвечающую гипотетической генеральной совокупности с соответствующими им объемами, т.е. количеством содержащихся в них месторождений.

Наиболее существенной характеристикой каждой из трех совокупностей является распределение месторождений (залежей) по массе УВ, в них сконцентрированных. Ограничимся в соответствии с целями работы рассмотрением первой из них. Для генеральной совокупности в качестве вероятностной модели возьмем случайную величину с плотностью распределения вероятностей $\varphi(\theta, \lambda)$.

Из содержательных соображений очевидно, что запасы месторождений есть величина положительная $\theta > 0$, т.е. функция $\varphi(\theta, \lambda)$ должна быть задана на полуоси $(0, \infty)$. Однако при решении практических задач этого ограничения часто оказывается недостаточно, и ее приходится задавать на конечном интервале $[\theta_0, \theta_f]$, где f – сокращение от латинского *finis* – конец. На причинах этого ограничения и методике выбора значений θ_0, θ_f мы остановимся ниже.

Используя функцию $\varphi(\theta, \lambda)$, можно получить выражение для вероятности события, что запасы месторождения из соответствующей совокупности будут принадлежать произвольному, наперед заданному интервалу запасов (θ^*, θ^{**}) :

$$P_{\varphi}(\theta^*, \theta^{**}) = \int_{\theta^*}^{\theta^{**}} \varphi(\theta, \lambda) d\theta, \quad \theta^*, \theta^{**} \in [\theta_0, \theta_f]. \quad (1)$$

Вероятность (1) должна обладать следующими свойствами.

Неотрицательность - $P_{\varphi}(\theta^*, \theta^{**}) \geq 0$.

Счетная аддитивность - какова бы ни была счетная (или конечная) последовательность непересекающихся интервалов $B_n = (\theta_n^*, \theta_n^{**})$, $n = 1, 2, \dots, \infty$, таких, что при $i \neq j$ $B_i \cap B_j = \emptyset$ (пустое множество)

$$P_{\varphi}(\bigcup_{n=1}^{\infty} B_n) = \sum_{n=1}^{\infty} P_{\varphi}(B_n).$$

Нормированность -

$$P_{\varphi}(\theta_0, \theta_f) = 1. \quad (2)$$

С помощью соответствующей функции плотности распределения вероятностей могут быть вычислены средние запасы $\bar{\theta}$ одной залежи

в генеральной совокупности месторождений: $\bar{\theta} = \int_{\theta_0}^{\theta_f} \theta \varphi(\theta, \lambda) d\theta$.

Посредством распределения $\varphi(\theta, \lambda)$ может быть выписано выражение для величины начальных ресурсов:

$$Q = N \int_{\theta_0}^{\theta_f} \theta \varphi(\theta, \lambda) d\theta. \quad (3)$$

Теперь можно уточнить интервал интегрирования $[\theta_0, \theta_f]$. С учетом (2) очевидно, что $\theta_f \approx Q$. Удобно в этой связи принять, что $\theta_f = \gamma Q$, $\gamma \leq 1$. Величину γ надо подбирать так, чтобы добиться хорошего соответствия по количеству и суммарным запасам месторождений в гипотетической и выборочной совокупностях при больших θ , т.е. вблизи "хвоста" распределения. Необходимость такой коррекции даже "стандартных распределений" неоднократно обсуждалась в основополагающих работах по теории вероятностей и математической статистике /12, 23, 25/.

Что касается левой границы θ_0 области определения $\varphi(\theta, \lambda)$, то, как уже отмечалось /8, 22/, в содержательном смысле она носит условный характер и определяется экономическими соображениями. Важно при этом иметь в виду, что, каким бы методом ни оценивались начальные геологические ресурсы, на эталонах реально учтены запасы только начиная с некоторого θ_0 , и, как следствие, только они учтены в оценке Q . В случае уточнения (уменьшения) границы θ_0 можно внести соответствующую поправку ΔQ в величину начальных ресурсов, используя процедуру оценки начальных геологических ресурсов в мелких и мельчайших месторождениях (с запасами $\theta'_0 \leq \theta \leq \theta_0$), не учтенных в оценке методом аналогий /8/. Если такая поправка ΔQ за точность учета запасов мелких и мельчайших месторождений на эталонах введена и принято, что $Q' = Q + \Delta Q$, то можно в качестве левой границы определения $\varphi(\theta, \lambda)$ принять θ'_0 . В некоторых задачах прогноза для долгосрочного перспективного планирования это уточнение оказывается весьма существенным.

Примем, таким образом, что $\varphi(\theta, \lambda)$ определена ($\varphi(\theta, \lambda) > 0$) на интервале $[\theta_0, \gamma Q]$. Эта функция является распределением вероятностей и поэтому в соответствии с (1) и (2)

$$\int_{\theta_0}^{\gamma Q} \varphi(\theta, \lambda) d\theta = 1, \quad (4)$$

а вероятность того, что любое случайным образом открытое месторождение будет иметь запасы θ такие, что $\theta_1 \leq \theta \leq \theta_2$, где θ_1 и θ_2 любые два наперед заданных числа $\theta_1, \theta_2 \in [\theta_0, \gamma Q]$, равна

$$P\left\{\theta_1 \leq \theta \leq \theta_2\right\} = \int_{\theta_1}^{\theta_2} \varphi(\theta, \lambda) d\theta. \quad (5)$$

Равенство (3) можно переписать в виде

$$\frac{Q}{N} = \int_{\theta_0}^{\gamma Q} \theta \varphi(\theta, \lambda) d\theta, \quad (6)$$

откуда следует, что стоящий в правой части (6) интеграл есть не что иное, как средние запасы месторождения в бассейне, а по аналогии с ним для того же произвольного интервала запасов $[\theta_1, \theta_2]$ средние запасы месторождения в нем $\bar{\theta}_{\theta_1, \theta_2}$ могут быть определены с помощью интеграла

$$\bar{\theta}_{\theta_1, \theta_2} = \frac{1}{N_{\theta_1, \theta_2}} \int_{\theta_1}^{\theta_2} \theta \varphi(\theta, \lambda) d\theta, \quad (7)$$

где N_{θ_1, θ_2} - количество месторождений в интервале $[\theta_1, \theta_2]$.

Если, наконец, через Q_{θ_1, θ_2} обозначить суммарные их запасы, $N_{>\tilde{\theta}} (N_{<\tilde{\theta}})$ - количество месторождений, запасы каждого из которых больше, чем $\tilde{\theta}$ (меньше, чем $\tilde{\theta}$), $Q_{>\tilde{\theta}} (Q_{<\tilde{\theta}})$ - суммарные их запасы, где $\tilde{\theta}$ - некоторая произвольная, наперед заданная величина, то с помощью введенных выше вероятностей (5) и средних запасов (7) для них могут быть выписаны следующие выражения:

$$N_{\theta_1, \theta_2} = N \int_{\theta_1}^{\theta_2} \varphi(\theta, \lambda) d\theta, \quad Q_{\theta_1, \theta_2} = N \int_{\theta_1}^{\theta_2} \theta \varphi(\theta, \lambda) d\theta; \quad (8)$$

$$N_{<\tilde{\theta}} = N \int_{\theta_0}^{\tilde{\theta}} \varphi(\theta, \lambda) d\theta, \quad Q_{<\tilde{\theta}} = N \int_{\theta_0}^{\tilde{\theta}} \theta \varphi(\theta, \lambda) d\theta; \quad (9)$$

$$N_{>\tilde{\theta}} = N \int_{\tilde{\theta}}^{\gamma Q} \varphi(\theta, \lambda) d\theta, \quad Q_{>\tilde{\theta}} = N \int_{\tilde{\theta}}^{\gamma Q} \theta \varphi(\theta, \lambda) d\theta \quad (10)$$

Эти выражения являются решением задачи в общем виде. Естественно, что они справедливы лишь в той мере, в какой описанная модель, основным свойством которой является вероятностный характер распределения месторождений по запасам, адекватна природной ситуации.

ВЫБОР ВИДА ФУНКЦИИ ПЛОТНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТЕЙ В ГЕНЕРАЛЬНОЙ СОВОКУПНОСТИ

В предыдущем разделе была развита концепция, согласно которой распределение месторождений в НГБ по массе УВ, в них сконцентрированных (генеральная совокупность), имеет стохастический характер, и принято, что функция плотности вероятностей этого распределения есть $\varphi(\theta, \lambda)$, где λ – s -мерный вектор параметров. В этих предположениях построена общая схема определения количества месторождений в НГБ, а также количества и суммарных запасов месторождений в любом произвольно выбранном интервале $[\theta^*, \theta^{**}]$ и получен набор уравнений (6–10) для определения этих величин.

В уравнениях (6–10) неизвестны вид функции $\varphi(\theta, \lambda)$ и значения вектора параметров λ . Настоящий раздел посвящен обоснованию выбора вида функции $\varphi(\theta, \lambda)$.

Естественно было бы получить $\varphi(\theta, \lambda)$ теоретически, построив математическую модель процесса формирования и разрушения скоплений УВ. Примеры такого рода в естествознании хорошо известны. Так, в кинетической теории Максвелл и Больцман построили математическую модель идеального газа и показали, что в одноатомном однородном газе распределение молекул по скоростям описывается функцией плотности вероятностей нормального распределения. В теории вероятностей существует в значительной степени разработанная ее область – исследование ветвящихся процессов, одну из физических основ которых составляют процессы, связанные с дезинтеграцией (дроблением, делением) частиц на две и более в результате физического воздействия на них. Механизм дробления частиц случайный. При его исследовании методами теории вероятностей получен ряд фундаментальных результатов. В частности, в одной из ранних работ А.Н. Колмогорова [13] построена математическая модель дробления частиц и показано, что при определенных условиях распределение дробленых частиц по крупности описывается логарифмически нормальным законом. Перечень подобных примеров можно продолжить.

При формировании скоплений УВ происходят процессы, в широком смысле обратные дезинтеграции. В ходе литогенеза происходят направленные превращения ОВ, новообразуются углеводороды и углеводородные гетероатомные соединения в осадочных породах, образуется дисперсно рассеянная нефть (микронфть по Н.Б. Вассоевичу) и затем в результате миграции и аккумуляции формируются фазово-обособленные макроскопления УВ и родственных им соединений [1, 3, 10, 14, 19 и др.]. Механизм этих процессов должен обуславливать распределение образующихся скоплений УВ по массе содержащихся в них УВ. Однако построить такую адекватную природному процессу математическую модель без специального феноменологического анализа экспериментальных данных, в качестве которых следует рассматривать результаты поисково-разведочного процесса, трудно. Целесообразно, видимо, найти эмпирический закон, описывающий плотность распределения вероятностей месторождений

в генеральных совокупностях конкретных НГБ, а уже затем построить соответствующую теорию так, чтобы она в первую очередь объяснила экспериментально установленные факты, т.е. сами эти факты рассматривать в качестве материала для проверки истинности теории.

Именно по этому пути развивалось приложение теории вероятностей и математической статистики в биологии, экономике, социологии, лингвистике и других областях науки. Этот же путь был выбран и многими исследователями, в частности авторами, и в геологии.

Долгое время большинство исследователей предполагали, что если в качестве множества месторождений (залей) рассматривать скопления УВ с запасами $\theta > \theta_0$, где θ_0 – некоторая достаточно малая наперед заданная величина, то функция плотности вероятностей имеет максимум (моду) при некотором значении $\theta \in (\theta_0, \theta_{\max})$. Из числа таких функций на основе обработки экспериментального материала обычно выбиралось асимметричное, одномодальное логнормальное распределение /4, 7, 11 и др./. При этом неявно предполагалось, что выборка репрезентативна и функции плотности распределения вероятностей и их параметры в генеральной и выборочной совокупностях значимо не различимы. Мы подчеркнули “неявно”, поскольку вопрос о репрезентативности выборки обычно авторами таких работ даже не обсуждался.

Вероятно, первым, кто обратил внимание на ошибочность подобного подхода, был В.И. Шпильман /26/. Как было показано авторами в ряде работ начиная с 1976 г. и подробно обосновано в /16, 22/, ошибка этих исследователей состояла в пренебрежении тем фактом, что геолого-разведочный процесс есть “выборка с пристрастием”, при котором вероятность выявления месторождений тем выше, чем больше их запасы. Поэтому соответствия между выборочным распределением и генеральной совокупностью можно ожидать только на очень высоких стадиях разведанности начальных геологических ресурсов в НГБ.

При обработке статистических данных по результатам поисково-разведочных работ нужно все время иметь в виду, что выборка удовлетворительно описывает генеральную совокупность или даже полностью соответствует ей лишь для достаточно больших $\theta > \theta^*$, причем со временем величина θ^* монотонно уменьшается /16/. Отсюда следует, что при статистической обработке данных геолого-разведочного процесса с целью нахождения феноменологического закона распределения месторождений в генеральной совокупности нужно, во-первых, использовать данные только по правой части (“хвостам”) гистограмм и выборок, по которым они построены ($\theta > \theta^*$), и, во-вторых, анализировать динамику изменения гистограмм (выборок) и численности отдельных классов во времени с ростом изученности НГБ.

Выполненный авторами с учетом этих методологических замечаний анализ последовательности выявления месторождений нефти и газа в хорошо изученных НГБ США по состоянию на 01.01.74 г.

показал, что в них уже около полувека назад даже в выборочной совокупности отчетливо фиксировались не логнормальный, а амодальный характер распределения месторождений по запасам, монотонное уменьшение числа месторождений в классах с ростом величины их запасов, уменьшение со временем средних запасов открываемых месторождений. По данным обзора "Состояние и перспективы ресурсов нефти в США до 2000 г.", составленного И.С. Бородиным и Н.В. Елшиной /6/ по ряду публикаций в журналах "Oil and Gas", "Oil and Energy Friends" и "Oldweek" и уточненного нами по состоянию на 01.01.84 г., амодальный характер распределения месторождений нефти выражается еще более отчетливо (табл. 1). В табл. 1 шкала классификации месторождений неравномерна. Интервал для класса С в 2,3 раза больше, чем для D, для В в 1,7 раза больше, чем для С, а для класса А вообще охватывает весь диапазон месторождений с запасами, большими 6,8 млн. т, т.е. по принятой в СССР классификации в него входят значительная часть мелких, все средние, крупные и уникальные месторождения. Несмотря на эту неравномерность шкалы, в левых, более коротких, интервалах месторождений значительно больше, чем в правых. Со временем эта тенденция только усиливается. В последние 4-5 лет в США ежегодно открывается 1000-1200 месторождений, из которых 95-97% имеют запасы менее 0,2 млн.т. Исследованиями Н.А. Крылова, А.Г. Алексина и Ю.Н. Батурина подтвержден монотонно убывающий характер распределения по крупности месторождений нефти и газа в таких сравнительно хорошо изученных НГБ СССР, как Волго-Уральский, Предкавказский, Днепровско-Припятский и др. Для последнего бассейна наши выводы подтверждены также Ю.А. Арсирием, Б.П. Кабышевым, Д.И. Чупрыни-

Таблица 1. Распределение открытых месторождений нефти по запасам в США (на 01.01.84 г.)

Класс и размер месторождений, млн.т	Средний размер месторождения, млн.т	Число месторождений	Доля месторождений в % к общему их количеству	Суммарные разведанные запасы	Распределение запасов нефти по месторождениям, %
А; >6,8	22,0	772	2,7	16984	67
В; 3,4-6,8	5,1	420	1,5	2142	8
С; 1,4-3,4	2,4	786	2,7	1886	7
Д; 0,1-1,4	0,8	3637	12,7	2909	11
Е; <0,1	0,07	23046	80,4	1613	6
Всего . .	0,89	28661	100,0	25534	100

ным и др. /2, 5/. В части Волго-Уральского НГБ на эту тенденцию еще в 1972 г. обратил внимание В.И. Шпильман. Подтверждает она и нашими данными /22/.

Что касается логарифмически нормального закона распределения, то, как было отмечено в /22/, распределение месторождений по запасам в выборочной совокупности не противоречит ему с достаточной доверительной вероятностью лишь в сравнительно узком диапазоне значений показателя разведанности НГР (20-50%).

Таким образом, с учетом материалов этого и предшествующего разделов на функцию $\varphi(\theta, \lambda)$ можно наложить два ограничения /22/. Она должна:

- относиться к классу монотонно убывающих,
- быть заданной на отрезке $[\theta_0, \gamma Q]$, где, как уже отмечалось, Q - начальные геологические ресурсы УВ, γ - некоторый параметр, $\gamma \leq 1$.

Из числа монотонно убывающих амодальных распределений В.И. Деминым и А.Э. Конторовичем были рассмотрены три:

- показательное

$$\varphi(\theta, \lambda) = \exp\left(-\frac{\theta - \theta_0}{\lambda}\right), \quad \theta > \theta_0, \quad \lambda < 1, \quad (11)$$

- Вейбулла

$$\varphi(\theta, \sigma, \eta) = \frac{1}{\sigma^n} \left(\frac{\theta}{\eta}\right)^{\frac{1-\sigma}{\sigma}} \cdot \exp\left[-\left(\frac{\theta}{\eta}\right)^\sigma\right], \quad \theta > 0, \quad \sigma > 0 \quad (12)$$

и Парето

$$\varphi(\theta, \lambda) = \frac{\lambda - 1}{\theta_0} \left(\frac{\theta_0}{\theta}\right)^\lambda, \quad \theta \geq \theta_0, \quad \lambda > 1. \quad (13)$$

Было показано, что распределение Парето лучше, чем другие распределения, решает поставленную задачу. Аналогичный анализ и результаты были получены А.И. Сечным /24/. Однако, судя по отсутствию ссылок, наши результаты были автору неизвестны.

Для замкнутого интервала $[\theta_0, \gamma Q]$ функция плотности распределения вероятностей закона Парето имеет вид

$$\varphi(\theta, \lambda, \gamma, Q) = \frac{(1 - \lambda)(\gamma Q)^\lambda}{(\gamma Q)^\lambda [(\gamma Q)^{1 - \lambda} - 1] - (\gamma Q - 1)(1 - \lambda)} \left[\frac{1}{\theta^\lambda} - \frac{1}{(\gamma Q)^\lambda} \right]$$

$$\theta_0 \leq \theta \leq \gamma Q, \quad 1 \leq \lambda \leq 3, \quad 0 < \gamma \leq 1. \quad (14)$$

Этот закон был назван авторами усеченным распределением Парето /22/.

Главное различие распределений (11)-(14) состоит в разной скорости сходимости $\varphi(\theta, \lambda)$ к нулю при $\theta \rightarrow \infty$ или $\theta \rightarrow \gamma Q$, т.е. в поведении хвостов распределений, которые описывают распределение наиболее крупных месторождений в генеральной совокупности.

Проверка с помощью различных критериев согласия показала, что хвосты распределений в выборочных совокупностях хорошо изу-

ченных НГБ лучше описываются сравнительно медленно сходящимся усеченным распределением Парето /15, 22/.

Приняв обоснованные нами ограничения на вид функции $\varphi(\theta, \lambda)$, Ю.А. Зенков /9/ изучил возможность описания выборочных распределений месторождений по запасам с помощью β -распределения первого рода:

$$\varphi(\theta, \alpha, \beta, a) = \frac{1}{a^{\alpha+\beta-1} B(\alpha, \beta)} \theta^{\alpha-1} (a-\theta)^{\beta-1}, \quad \alpha, \beta > 0, \quad 0 < \theta < a, \quad (15)$$

$B(\alpha, \beta)$ - бета-функция.

Удобство этого вида функции $\varphi(\theta, \lambda)$ связано с тем, что из числа распределений, хорошо изученных в теории вероятностей и математической статистике, оно одно из немногих, для которых область задания функции ограничена с двух сторон и при $0 < \alpha < 1$ и $\beta > 2$ имеет амодальный вид. Ю.А. Зенков показал, что при уровне значимости 0,05 гипотеза о β -распределении месторождений по запасам для достаточно крупных месторождений может быть принята. Результат Ю.А. Зенкова следует рассматривать как подтверждение нашего вывода о предпочтительности для описания распределения месторождений в генеральной совокупности по запасам распределения Парето, поскольку, как известно из теории вероятностей, при достаточно больших θ β -распределение сводится к распределению Парето /25, с. 75/. Именно для этой области значений θ Ю.А. Зенков и проверял соответствие выборочных распределений β -распределению.

Вероятно, не менее вескими аргументами в пользу предпочтения закона Парето являются следующие два обстоятельства.

Первое. Этой плотностью вероятностей описывается необычайно широкий круг явлений в природе и обществе, таких как распределение звезд во Вселенной по массе, численность популяций, распределение городов по числу жителей, распределение доходов в капиталистическом обществе и т. п. Удивительно устойчивый характер типа распределения позволяет считать, что он адекватно описывает механизм функционирования большого числа самых разнообразных по генезису сложных систем и является в этом смысле универсальным законом природы.

Неслучайно в зависимости от области науки, где была эмпирически найдена соответствующая функция распределения, он носит название закона Парето, Лотке, Ципфа, Уилкса, Брэдфорда, Хольцмарка; в теории вероятностей - закона Леви - Парето или закона Парето и т.д. Для геологии нефти и газа он впервые был "открыт" В.И. Шпильманом и авторами, причем исследования в смежных областях науки, упомянутых выше, в тот момент были нам и, судя по библиографии, В.И. Шпильману, к сожалению, неизвестны. Кроме нормального и логнормального законов ни один другой закон распределения не столь универсален.

Второе. Закон Парето не является чисто феноменологическим. За последние десятилетия в теории вероятностей, в частности в те-

ории устойчивых распределений, под него подведена серьезная теоретическая база. Устойчивые распределения – это естественное обобщение нормального распределения. В развитие этого раздела теории вероятностей значительный вклад внесли П. Леви, А.Я. Хинчин, А.Н. Колмогоров, Б.В. Гнеденко, Ю.В. Липшиц, Б. Мандельброт, В. Феллер, Ю.В. Прохоров, В.М. Золотарев и др.

Поясним понятие “устойчивое распределение”. Обозначим через x_1, x_2, \dots, x_n взаимно независимые случайные величины с одним и тем же распределением G и рассмотрим $S_n = \sum_{i=1}^n x_i$. Распределение называем устойчивым, если для каждого n существуют постоянные C_n и ν_n , такие, что распределение S_n совпадает с распределением $C_n x + \nu_n$. Если $\nu_n \neq 0$, то говорят, что G устойчиво в широком смысле. Если $\nu_n = 0$, то G устойчиво в узком смысле, или строго устойчиво. В теории устойчивых распределений показано, что нормирующие постоянные C_n всегда имеют вид $C_n = n^{1/\alpha}$, причем $0 < \alpha \leq 2$. Величина α называется характеристическим показателем распределения G . Она существенным образом влияет на вид функции распределения. В уточнение предшествующего обсуждения важно подчеркнуть, что величина α определяет скорость сходимости распределения. Все устойчивые распределения непрерывны.

Согласно теории, среди устойчивых распределений обособляются два класса. Первый характеризуется конечной дисперсией суммируемых случайных величин и в качестве предела сумм случайных величин с конечной дисперсией имеет случайную величину с нормальным распределением. Это имеет место при $\alpha = 2$. Ко второму классу относятся распределения с бесконечной дисперсией. Для устойчивых распределений с бесконечной дисперсией, как показано Ю.В. Прохоровым и Ю.А. Розановым [23], при $\theta \rightarrow \infty$ имеют место следующие выражения для функции плотности вероятностей:

$$\varphi(\theta, \alpha, \beta) = \begin{cases} \frac{1}{\pi} \Gamma(\alpha + 1) \sin \left\{ \frac{\pi}{2} \alpha (\beta + 1) \right\} \frac{1}{\theta^{\alpha+1}}, & \alpha < 1 \\ \frac{1}{\pi} \Gamma(\alpha + 1) \sin \left\{ \frac{\pi}{2} \alpha \left[\beta \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right) + 1 \right] \right\} \frac{1}{\theta^{\alpha+1}}, & \alpha > 1 \\ \frac{1}{\pi} (1 + \beta) \frac{1}{\theta^2}, & \alpha = 1 \end{cases} \quad (16)$$

В выражениях (16) $\Gamma(\alpha + 1)$ – функция, определяемая как интеграл

$$\Gamma(\alpha + 1) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{\alpha} dx,$$

при этом, если α – целое число, $\Gamma(\alpha + 1) = \alpha! = \alpha(\alpha - 1) \dots 2 \cdot 1$. Функция $\Gamma(\alpha + 1)$ введена Эйлером и называется гамма-функцией. Из (16) легко видеть, что эти асимптотические выражения представляют собой распределение Парето. Если учесть, что при $\alpha = 1$ $\Gamma(\alpha + 1) = 1$, то все они различаются только одним из множителей коэффициента пропорциональности. В первых двух случаях это значения синуса, различающиеся величиной аргумента, в последнем – величина $(1 + \beta)$.

В явном виде среди устойчивых распределений с бесконечной дисперсией наиболее известны две функции плотности вероятности. Первая – распределение Коши, устойчивое в строгом смысле, с $\alpha = 1$. Для него

$$\varphi(\theta) = \frac{1}{\pi} \cdot \frac{c}{c^2 + (\theta - \nu)^2}. \quad (17)$$

Второе строго устойчивое распределение имеет функцию плотности вероятностей

$$\varphi(\theta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \theta^{-3/2} e^{-1/2\theta} \quad \text{с } \alpha = \frac{1}{2}. \quad (18)$$

Сравнивая (16) с (13) и (14), легко заметить, что $\lambda = \alpha + 1$, где, напомним, α – характеристический показатель. Если заменить в (14) λ на $\alpha + 1$, то функция плотности вероятностей усеченного закона Парето примет вид

$$\varphi(\theta, \alpha, \gamma, Q) = \frac{-\alpha(\gamma Q)^{1+\alpha}}{(\gamma Q - 1)^\alpha - \gamma Q[(\gamma Q)^\alpha - 1]} \left[\frac{1}{\theta^{\alpha+1}} - \frac{1}{(\gamma Q)^{\alpha+1}} \right]. \quad (19)$$

В литературе известно большое число попыток построить стохастические математические модели процессов в природе и обществе, приводящие к закону Парето. В их основе лежит предположение о диалектически противоречивом соотношении процессов интеграции и дезинтеграции, аккумуляции и рассеивания, допущение, что при прочих равных условиях концентрация осуществляется тем интенсивней, чем больше накопленный продукт. В науковедении и экономике, где закон Парето выполняется для широкого круга явлений, этот принцип получил образное определение "успех порождает успех" /28/. Этот же закон может быть выведен из термодинамических соображений об эволюции открытых систем, из принципа максимума асимметрии самоорганизующихся систем /21, 27, 28/ и т.п.

Таким образом, распределение месторождений УВ в генеральной совокупности конкретного НГБ естественнее описывать усеченным распределением Парето. Обобщение результатов поисково-разведочных работ (эксперимент), теория устойчивых распределений, системный подход, конкретные математические модели во многих областях науки дают основание считать его одним из фундаментальных стохастических законов, в частности законом нафтидогенеза, характеризующим важнейшие особенности концентрации и рассеивания УВ, адекватным математическим описанием этих процессов.

ПАРАМЕТРЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ИХ ОЦЕНКА

При прогнозе распределения месторождений нефти и газа по запасам в генеральной совокупности, другими словами, при построении гипотетической генеральной совокупности, естественно, как бы-

до отмечено выше, воспользоваться уравнениями (8)–(10). Для этого необходимо знать вид и параметры функции плотности вероятностей $\varphi(\theta, \lambda)$ и количество месторождений N в изучаемом НГБ. Функция плотности вероятностей в гипотетической генеральной совокупности $\varphi(\theta, \lambda)$ в общем случае зависит от S параметров $\lambda: \lambda_1, \dots, \lambda_s$. Величина N в свою очередь, может быть найдена из выражения (3), что также требует знания функции плотности распределения вероятностей и величины Q – начальных геологических ресурсов УВ в НГБ.

Таким образом, чтобы воспользоваться уравнениями (8)–(10), необходимо предварительно найти $S+1$ параметр: $N, \lambda_1, \dots, \lambda_s$. Для этого следует построить систему из $S+1$ уравнения, содержащую эти параметры в качестве неизвестных.

Ввиду уже неоднократно отмечавшейся выше неравновероятности при геолого–разведочном процессе выявления месторождений с разными запасами целесообразно в качестве исходной информации для построения этих уравнений использовать сведения о количестве и суммарных запасах наиболее крупных месторождений, т.е. о хвосте распределения Парето. Примем, что месторождения с запасами $\theta > \tilde{\theta}$ в НГБ A уже выявлены, их суммарные запасы равны $Q^* = Q_{\theta > \tilde{\theta}}$, а количество $N^* = N_{\theta > \tilde{\theta}}$. Тогда с учетом (10) можно записать:

$$Q^* = N \int_{\tilde{\theta}}^{\gamma Q} \theta \varphi(\theta, \lambda) d\theta; \quad (20)$$

$$N^* = N \int_{\tilde{\theta}}^{\gamma Q} \varphi(\theta, \lambda) d\theta. \quad (21)$$

Кроме того, на основе (3) может быть записано третье выражение:

$$Q = N \int_{\theta_0}^{\gamma Q} \theta \varphi(\theta, \lambda) d\theta. \quad (22)$$

В уравнениях (20)–(22) примем, что начальные геологические ресурсы УВ Q определены методами количественного прогноза нефтегазоносности [18, 22 и др.], а величины Q^* и N^* установлены по результатам геолого–разведочных работ на том основании, что в течение определенного, достаточно длительного отрезка времени открытия месторождений с запасами $\theta > \tilde{\theta}$ отсутствуют. Значит, величины Q, Q^* и N^* известны заранее. Тогда система уравнений (20)–(22) позволяет решить поставленную задачу в случае $S=2$.

Принципиально этот же подход может быть использован и в случае $S > 2$. Тогда интервал $[\tilde{\theta}, \gamma Q]$ необходимо разбить на ряд подынтервалов, вместо уравнений (20) и (21) построить на основании выражений (8) и (10) набор из большего числа независимых уравнений. Понятно, что при $S > 2$ требования к изученности НГБ или его аналога, если оценка производится методом внешних аналогий, должна быть выше, чем при $S = 2$, поскольку нужно иметь

возможность разбить интервал $[\bar{\theta}, \gamma Q]$ на ряд непустых подынтервалов.

В случае слабо изученных НГБ, когда информации для определения Q^* (20) по результатам разведочных работ недостаточно, можно ввести несколько иную величину

$$\alpha = \frac{Q^*}{Q} = \frac{N}{Q} \int_{\bar{\theta}}^{\gamma Q} \theta \varphi(\theta, \lambda) d\theta. \quad (23)$$

И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.В. Потеряева /19/ нашли для определения α регрессионную зависимость на основе метода внешних геологических аналогий. Используя ее, можно при решении соответствующей системы уравнений пользоваться вместо уравнения (20) уравнением (23).

Как было показано выше, в классе задач прогноза распределения месторождений по величине их запасов наблюдаемые в природе закономерности описывает усеченное распределение Парето $\varphi(\theta, \lambda, \gamma Q)$, общий вид которого приведен в формуле (14). Если принять, что Q нам известно, то задача нахождения параметров распределения сводится к случаю $S=2$, т.е. к решению системы из трех уравнений с тремя неизвестными (20), (21) и (22). Запишем их с учетом общего вида функции плотности вероятностей усеченного распределения Парето.

Выражения для количества и суммарных запасов месторождений в произвольном интервале $[\theta_1, \theta_2]$ в соответствии с (8) и (14) имеют вид

$$N_{\theta_1, \theta_2} = \frac{2(2-\lambda) Q [(\gamma Q)^\lambda (\theta_2^{2-\lambda} - \theta_1^{2-\lambda}) - (1-\lambda)(\theta_2 - \theta_1)]}{(1-\lambda)[2(\gamma Q)^\lambda ((\gamma Q)^{2-\lambda} - 1) - (2-\lambda)((\gamma Q)^2 - 1)]}. \quad (24)$$

$$Q_{\theta_1, \theta_2} = \frac{Q [(\gamma Q)^\lambda (\theta_2^{2-\lambda} - \theta_1^{2-\lambda}) - (2-\lambda)(\theta_2 - \theta_1)]}{2(\gamma Q)^\lambda ((\gamma Q)^{2-\lambda} - 1) - (2-\lambda)((\gamma Q)^2 - 1)}. \quad (25)$$

Подставив в последнее из этих равенств вместо θ_1 границу крупных месторождений $\bar{\theta}$, а вместо θ_2 величину γQ , получим выражение для суммы запасов, сосредоточенных в месторождениях крупных и крупнейших

$$Q^* = \frac{Q \{ 2(\gamma Q)^\lambda [(\gamma Q)^{2-\lambda} - \bar{\theta}^{2-\lambda}] - (2-\lambda) [(\gamma Q)^2 - \bar{\theta}^2] \}}{2(\gamma Q)^\lambda [(\gamma Q)^{2-\lambda} - 1] - (2-\lambda) [(\gamma Q)^2 - 1]}. \quad (26)$$

Взяв отношение этих запасов Q^* к начальным ресурсам Q НГБ, получим выражение для доли запасов α :

$$\alpha = \frac{2(\gamma Q)^\lambda [(\gamma Q)^{2-\lambda} - \bar{\theta}^{2-\lambda}] - (2-\lambda) [(\gamma Q)^2 - \bar{\theta}^2]}{2(\gamma Q)^\lambda [(\gamma Q)^{2-\lambda} - 1] - (2-\lambda) [(\gamma Q)^2 - 1]}. \quad (27)$$

Получим точно так же конкретные выражения для уравнений (21) и (22):

$$N^* = \frac{2(2-\lambda)Q [(\gamma Q)^\lambda ((\gamma Q)^{1-\lambda} - \tilde{\theta}^{1-\lambda}) - (1-\lambda)(\gamma Q - \tilde{\theta})]}{(1-\lambda) [2(\gamma Q)^\lambda ((\gamma Q)^{2-\lambda} - 1) - (2-\lambda)((\gamma Q)^2 - 1)]}; \quad (28)$$

$$Q = \frac{N(1-\lambda) [2(\gamma Q)^\lambda ((\gamma Q)^{2-\lambda} - 1) - (2-\lambda)((\gamma Q)^2 - 1)]}{2(2-\lambda) [(\gamma Q)^\lambda ((\gamma Q)^{1-\lambda} - 1) - (1-\lambda)(\gamma Q - 1)]}. \quad (29)$$

Уравнения (27), (28) и (29) образуют искомую систему для нахождения λ , γ и N . Получить ее решение в общем виде не удается, поэтому для этой цели избрана процедура последовательных приближений. Она была реализована на ЭВМ.

Анализ динамики выявления месторождений нефти и газа позволил авторам сформулировать следующий закон геолого-разведочного фильтра /17/: для любого НГБ А с начальными геологическими ресурсами нефти и газа Q , при оценке которых в качестве месторождений принимались скопления с запасами $\theta > \theta_0$, можно утверждать, что при достижении некоторой наперед заданной разведанности k вероятность открыть месторождение с запасами

$$\theta > \tilde{\theta} = Q e^{-k \frac{\ln \theta}{\ln \theta_0}}$$

близка к нулю.

Для такого фильтра, названного логарифмически линейным, имеет место следующая зависимость:

$$k_{л-л}(\tilde{\theta}) = \frac{\ln Q - \ln \tilde{\theta}}{\ln Q - \ln \theta}.$$

Реальные фильтры обычно лучше логарифмически линейного, т.е. месторождения с запасами $\theta > \tilde{\theta}$ открываются при коэффициенте разведанности, меньшем $k_{л-л}$.

В пределе можно представить ситуацию, когда все месторождения в НГБ открываются строго по порядку – от самого крупного к самому мелкому. Такой фильтр естественно назвать идеальным. Выражение для его коэффициента разведанности легко получить, рассматривая величину суммарных ресурсов открытых месторождений с запасами, большими $\tilde{\theta}$ (10), как функцию $\tilde{\theta}$. Подставляя в это выражение плотность усеченного распределения Парето, получим

$$k_{ид}(\tilde{\theta}) = \frac{N(1-\lambda)(\gamma Q)^\lambda}{Q \{(\gamma Q)^\lambda [(\gamma Q)^{1-\lambda} - 1] - (\gamma Q - 1)(1-\lambda)\}} \left[\frac{(\gamma Q)^{2-\lambda}}{2} + \frac{\tilde{\theta}^2}{2(\gamma Q)^\lambda} - \tilde{\theta}^{2-\lambda} \right].$$

Для выполнения закона геолого-разведочного фильтра необходимо потребовать, чтобы идеальный фильтр был лучше логарифмически линейного, т.е.

$$k_{ид}(\tilde{\theta}) < k_{л-л}(\tilde{\theta}).$$

Расчеты показывают, что это неравенство выполняется не при всех возможных значениях λ и γ . Таким образом, на множество возможных решений системы (27)–(29) накладывается дополнительное ограничение.

В явном виде параметры λ или γ как функцию остальных величин выразить не удастся. Зафиксировав $\theta_0=1$ и некоторое Q , будем задавать γ или λ и численным путем найдем на ЭВМ значение соответствующего λ или γ , при котором $k_{ид}(\theta) < k_{л-л}(\theta)$.

Множество значений γ и λ при заданном Q , для которых $k_{л-л}(\theta) = k_{ид}(\theta)$, разбивает возможные значения λ и γ на области, где $k_{л-л}(\theta) > k_{ид}(\theta)$, и область, где $k_{л-л}(\theta) < k_{ид}(\theta)$. Графики этих граничных зависимостей γ от λ при различных значениях θ приведены на рис. 1, откуда видно, что существуют такие усеченные распределения Парето, для которых в некотором интервале $[\theta_0, \theta]$ логарифмически линейный фильтр лучше идеального.

Можно выдвинуть гипотезу (в настоящее время фактические данные ей не противоречат), что в процессе нефтидогенеза в седиментационных бассейнах реализуются только такие усеченные распределения Парето, для которых во всем интервале $[\theta_0, \gamma Q]$ логарифмически линейный фильтр хуже идеального, причем, по крайней мере при не очень малых θ , разница между ними весьма значительна. Тогда из рис. 1 видно, что параметр λ усеченного распределения Парето не может быть значительно меньше, чем 2, причем это ограничение слева для допустимых значений λ тем жестче, чем больше Q и γ . Ограничения на возможные значения λ и γ позволяют сформулировать еще один вывод: чем меньше γ , т.е. чем меньше вероятная доля в НГР самого крупного в НГБ месторождения или группы наиболее крупных месторождений, тем меньше может быть величина λ .

По описанной процедуре были определены параметры распределения Парето в 56 гипотетических генеральных совокупностях для

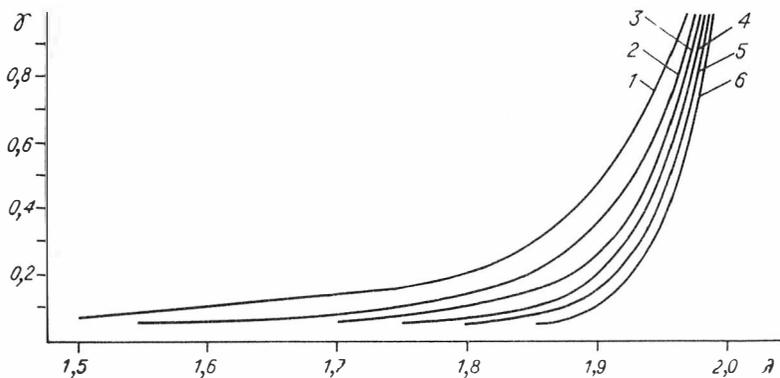


Рис. 1. Множества значений γ и λ при заданном θ , для которых коэффициенты разведанности логарифмически-линейного и идеального фильтров совпадают.

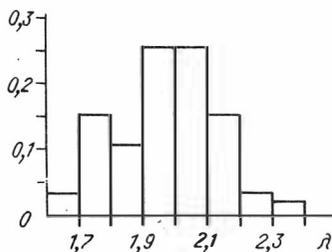


Рис. 2. Гистограммы значений параметра λ распределения Парето (здесь и далее N - число месторождений).

нефтегазоносных бассейнов большого числа районов Советского Союза и Северной Америки. В этой работе они оценены вновь с учетом новых данных. Месторождения свободного газа и нефти рассматривались как самостоятельные выборки. Гистограмма значений λ по всей совокупности этих данных приведена на рис. 2. Среднее значение равно 1,98, среднее квадратичное отклонение - 0,17, минимальное значение - 1,60, максимальное - 2,40. При уровне значимости 0,1 выборка значений λ не противоречит гипотезе о нормальном распределении. Статистика χ^2 равна 2,98 при семи степенях свободы.

Таким образом, в среднем по большому числу выборок распределение залежей по запасам стремится к распределению Парето с $\lambda=2$, т.е. к устойчивому в строгом смысле распределению Коши. Именно этот вид функции плотности вероятностей, закон обратных квадратов, был впервые отмечен В.И. Шпильманом. Полученные данные позволяют рассматривать случай $\lambda=2$ как такой, к которому стремятся, но которого не всегда достигают в процессе эволюции нефтегазоносные бассейны.

Последний результат нам представляется чрезвычайно важным для теории нефтидогенеза в целом. Теория нефтидогенеза, прежде всего те ее разделы, которые занимают механизм процессов аккумуляции и рассеивания УВ, должна естественным образом объяснить, почему

- распределение месторождений по запасам в гипотетической генеральной совокупности описывается амодальной, монотонно убывающей функцией;
- из большого класса функций, удовлетворяющих этому условию, наиболее адекватно описывают реальные бассейны показательная функция, закон Парето;
- в свою очередь, из показательных функций распределение месторождений нефти и газа в генеральной совокупности описывается законом, близким к закону обратных квадратов.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИПОТЕТИЧЕСКОЙ ГЕНЕРАЛЬНОЙ СОВОКУПНОСТИ НА ЭВМ

Выше было развито представление о вероятностной природе распределения месторождений нефти и газа по запасам и показано, что в качестве функции плотности вероятности этого распределения, наиболее адекватно описывающей изученные НГБ, целесообразно ис-

пользовать усеченное распределение Парето, предложен аппарат для вычисления количества и суммарных запасов, месторождений в НГБ в любом наперед заданном интервале $[\theta^*, \theta^{**}]$ и указана процедура оценки параметров распределения в конкретном НГБ. Существует, однако, большой круг теоретических и прикладных задач /22/, в которых крайне желательно знать не только параметры и некоторые интегральные характеристики генеральной совокупности, точнее гипотетической генеральной совокупности, а всю гипотетическую генеральную совокупность, т.е. запасы каждого отдельного месторождения или залежи. Для решения подобных задач удобно использовать метод статистических испытаний, или метод Монте-Карло.

В советской литературе по геологии нефти и газа метод Монте-Карло используется очень редко. Единственный обстоятельный обзор выполнен М.Д. Белониным и Ю.В. Подольским /5/. В связи с этим кратко изложим его основы.

Метод Монте-Карло представляет собой численный метод, целью которого является воспроизведение большого числа реализаций результатов некоторого случайного процесса. Каждая такая реализация имитирует возможное состояние изучаемого объекта. Процесс строится таким образом, чтобы его вероятностные характеристики совпадали с соответствующими известными вероятностными характеристиками этого реального объекта, а также выполнялись и другие, известные для него ограничения. Последующая статистическая обработка полученных таким путем реализаций позволяет оценить неизвестные характеристики изучаемого объекта.

Необходимость в таком подходе возникает в тех случаях, когда найти решение аналитическими методами теории вероятностей и математической статистики оказывается практически невозможно ввиду сложности изучаемого объекта или когда, как это имеет место в нашем случае, нужна информация о всей генеральной совокупности. Метод статистических испытаний обычно заключается в том, что: а) обеспечивается получение отдельных реализаций случайных событий, величин, процессов, т.е. моделируется случайное явление с некоторыми заданными статистическими характеристиками, соответствующими характеристикам реального объекта; б) производится многократное повторение этого процесса при различных реализациях случайных факторов; в) выполняется статистическая обработка полученных результатов в соответствии с поставленной задачей. В отличие от математической модели, позволяющей получить аналитические зависимости для исследуемого объекта, такая имитационная модель дает значения отдельных реализаций объекта и статистические оценки различных его характеристик. Имитационная модель реализуется на ЭВМ и, как правило, отличается относительно простой структурой вычислительного алгоритма.

В качестве примера рассмотрим одну из задач количественной оценки перспектив нефтегазоносности — оценку распределения числа N месторождений в НГБ, запасы каждого из которых являются случайной величиной с известной плотностью распределения $\varphi(\theta, \lambda)$. При заданных НГР Q нетрудно в соответствии с (3) определить

среднее значение числа месторождений. Однако найти распределение величины N или другие ее статистические характеристики с помощью аналитических методов не представляется возможным. В то же время метод Монте-Карло позволяет решить эту задачу. Имитируя величины запасов месторождений с учетом ограничения $\sum_{i=1}^{N_1} \theta_{i1} = Q$, можно получить конкретную реализацию НГБ и числа месторождений N_l . Многократно повторяя этот процесс для $l=1, 2, \dots, L$ и регистрируя каждый раз величины N_1, N_2, \dots, N_L , после достаточно большого числа шагов получаем статистическую оценку распределения величины N .

В общем случае задача моделирования гипотетической генеральной совокупности ставится следующим образом. Пусть известно, что некоторый нефтегазоносный бассейн A обладает НГР УВ Q , распределение месторождений в нем по величине запасов является усеченным распределением Парето с параметрами λ и γ . Необходимо найти множество значений запасов месторождений $\{\theta_{i1}\}$, где $i=1, 2, \dots, N_1$ – номер месторождения, а l – конкретная реализация случайного процесса. При этом $\sum_{i=1}^{N_1} \theta_{i1}$ должна быть по возможности близкой к Q , а распределение совокупности значений $\{\theta_{i1}\}$, $i=1, 2, \dots, N_L$ с определенной, наперед заданной доверительной вероятностью не противоречить гипотезе об усеченном распределении Парето для всех l . Заметим, что вероятность точного выполнения равенства $\sum_{i=1}^{N_1} \theta_{i1} = Q$ близка к нулю, так что при практическом использовании метода Монте-Карло это ограничение следует заменить на $\min_{N_1} \left(\sum_{i=1}^{N_1} \theta_{i1} \right) \geq Q$.

Для выбора из множества возможных реализаций конкретной реализации, наиболее точно описывающей исследуемый бассейн, на множество $\{\theta_{i1}\}$ полезно наложить дополнительные ограничения. Например потребовать, чтобы для некоторого $\tilde{\theta} \sum_{i=1}^{N_1} \theta_i \approx \tilde{Q}$ и $N_{\theta \geq \tilde{\theta}} \approx \tilde{N}$. Легко видеть, что эти ограничения аналогичны ограничениям, введенным ранее.

Построение имитационной модели заключается в создании математической модели исследуемого объекта и реализации ее на ЭВМ с введением случайных факторов, воздействующих на объект. Математическая модель обычно строится, исходя из поставленной задачи, имеющихся эмпирических фактов и содержательных соображений. Реализация ее на ЭВМ достигается обычными программными средствами. Что касается случайных воздействий, то для их осуществления необходимо иметь какой-то способ введения элемента случайности в имитационную модель. Обычно для этой цели используются случайные числа, имеющие заданное распределение вероятностей. Эти числа могут задаваться с помощью специальной таблицы, хранящейся в памяти ЭВМ, специализированных устройств, называемых генераторами случайных чисел, либо получаться программным путем по некоторому заданному алгоритму. Первый способ требует большого объема оперативной памяти ЭВМ, второй – содержания и эксплуатации специализированного устройства. Поэтому на универсаль-

ных ЭВМ чаще всего используются программные датчики, генерирующие, строго говоря, не случайные, а псевдослучайные числа, удовлетворяющие критериям статистической независимости и равномерности распределения на интервале $[0 \div 1]$.

Существует множество различных алгоритмов для получения псевдослучайных чисел, однако все они используют некоторое рекуррентное соотношение, когда каждое следующее число получается из предыдущих с помощью заданного функционального преобразования

$$\varphi_i = f(\varphi_{i-1}, \dots, \varphi_{i-n}), \quad i > n.$$

При этом до первого обращения к такому датчику значения $\varphi_1, \dots, \varphi_k$ должны быть заданы. Различное их задание приводит к генерации различных последовательностей равномерно распределенных случайных чисел. Обычно f выбирается таким образом, чтобы на получение каждого случайного числа затрачивалось несколько простых операций и программа занимала незначительный объем в памяти ЭВМ. Кроме того, задание $\varphi_1, \dots, \varphi_k$ однозначно определяет весь последующий процесс моделирования, так что при необходимости он может быть легко повторен. Таким образом, числа, получаемые от программных датчиков, генерируются с наименьшими затратами машинного времени и обеспечивают простоту и удобство дальнейших преобразований. В библиотеках стандартных программ современных ЭВМ обычно имеется один или несколько таких датчиков.

Последовательность случайных чисел с равномерным распределением является исходной "случайностью" при построении имитационной модели. На ее основе реализуются последовательности случайных событий и случайных величин с требуемым распределением. Пусть необходимо осуществить одно из N случайных событий A_1, \dots, A_N , наступающих с вероятностями P_1, \dots, P_N и образующих полную группу событий, так что $\sum_{i=1}^N P_i = 1$. Поскольку плотность распределения равномерной случайной величины на отрезке $[0, 1]$ имеет вид

$$\omega(\varphi) = \begin{cases} 1, & 0 \leq \varphi \leq 1 \\ 0, & \text{в противном случае,} \end{cases}$$

то вероятность ее попадания в интервал $[a, b]$, $0 \leq a \leq b \leq 1$, равна

$$P(a \leq \varphi \leq b) = \int_a^b \omega(\varphi) d\varphi = b - a,$$

т.е. длине этого интервала. Тогда процедура моделирования заключается в разбиении отрезка $[0, 1]$ на N непересекающихся интервалов, длины которых равны соответствующим вероятностям P_1, \dots, P_N . Исходом испытания считается событие A_i , если случайная величина с равномерным распределением попадает в i -й интервал.

Последовательность случайных чисел с равномерным распределением позволяет генерировать случайные числа с любым непрерыв-

ным распределением. Пусть требуется получить реализацию непрерывной случайной величины x с плотностью распределения вероятностей $\omega(x)$, $a \leq x \leq b$. Можно доказать [25], что значение x получается из решения уравнения

$$\int_a^x \omega(x) dx = R, \quad (30)$$

где R – реализация равномерно распределенной случайной величины. Генерируя последовательность реализаций случайной величины с равномерным распределением R_1, R_2, \dots, R_N и решая для каждой из них это уравнение, получаем соответствующую последовательность реализаций x_1, x_2, \dots, x_N случайной величины с плотностью распределения $\omega(x)$. Заметим, что уравнение (30) всегда имеет единственное решение, поскольку в его левой части стоит интегральная функция распределения, которая по самому определению является монотонно возрастающей и заключена в пределах от 0 до 1, а в правой части – постоянная величина, лежащая в тех же пределах. Для многих законов распределения это уравнение может быть решено в явном виде. Однако если $\omega(x)$ есть усеченное распределение Парето (14), то (30) имеет вид

$$\frac{\theta_0 \left[1 - \lambda - \left(\frac{\gamma Q}{\theta_0} \right)^\lambda \right] - x \left[1 - \lambda - \left(\frac{\gamma Q}{x} \right)^\lambda \right]}{\theta_0 \left[1 - \lambda - \left(\frac{\gamma Q}{\theta} \right)^\lambda \right] + \gamma \lambda Q} = R \quad (31)$$

и здесь требуется численное решение. Оно может быть получено одним из известных методов, например методом последовательного деления отрезка пополам. В этом случае интервал значений аргумента, содержащий корень уравнения, делится пополам. Затем определяется, в каком из двух образовавшихся отрезков содержится значение корня. Этот отрезок вновь делится пополам и процесс продолжается до тех пор, пока не будет получено равенство правой и левой частей уравнения с заданной точностью. Для усеченного распределения Парето такой метод обеспечивает достаточно быструю сходимость к решению.

Имея в виду, что величина запасов УВ каждого месторождения есть случайная величина, подчиняющаяся усеченному распределению Парето с параметрами λ, γ , приведем структурную схему моделирования гипотетической генеральной совокупности. Первоначально задаются исходные значения равномерно распределенной случайной величины R_1, \dots, R_k , определяющие все ее последующие реализации. Затем происходит обращение к датчику случайных чисел, который генерирует очередное число с равномерным распределением. Это число используется в блоке решения уравнения (31), куда также поступают значения параметров распределения γ, λ , в результате чего генерируется реализация случайной величины θ , описываемая усеченным распределением Парето. Эта реализация записывается в массив накопления гипотетической генеральной совокупности и одно-

Блок-схема моделирования гипотетической генеральной совокупности



временно поступает в блок суммирования, где накапливается текущая сумма НГР. Затем накопленное значение НГР проверяется на превышение заданных НГР. Если такое превышение не достигнуто, то процедура возвращается на генерацию следующего равномерного числа. В противном случае полученная гипотетическая генеральная совокупность подвергается дальнейшей обработке: выдача на печать, запись во внешнюю память, расчет статистических характеристик.

В общем случае, когда для описания залежи необходимо задать не только величину запасов УВ, но также и пространственные координаты, объем ловушки и другие параметры так, что при моделировании гипотетической генеральной совокупности потребуются получение на ЭВМ последовательности N γ -мерных векторов, каждая компонента которого имитирует соответствующий параметр, общая схема моделирования не изменится. Однако она потребует существенных технических усложнений.

В качестве примера реализации предлагаемого метода моделирования гипотетической генеральной совокупности (ГГС) рассмотрим НГБ А с начальными геологическими ресурсами 1000 услов-

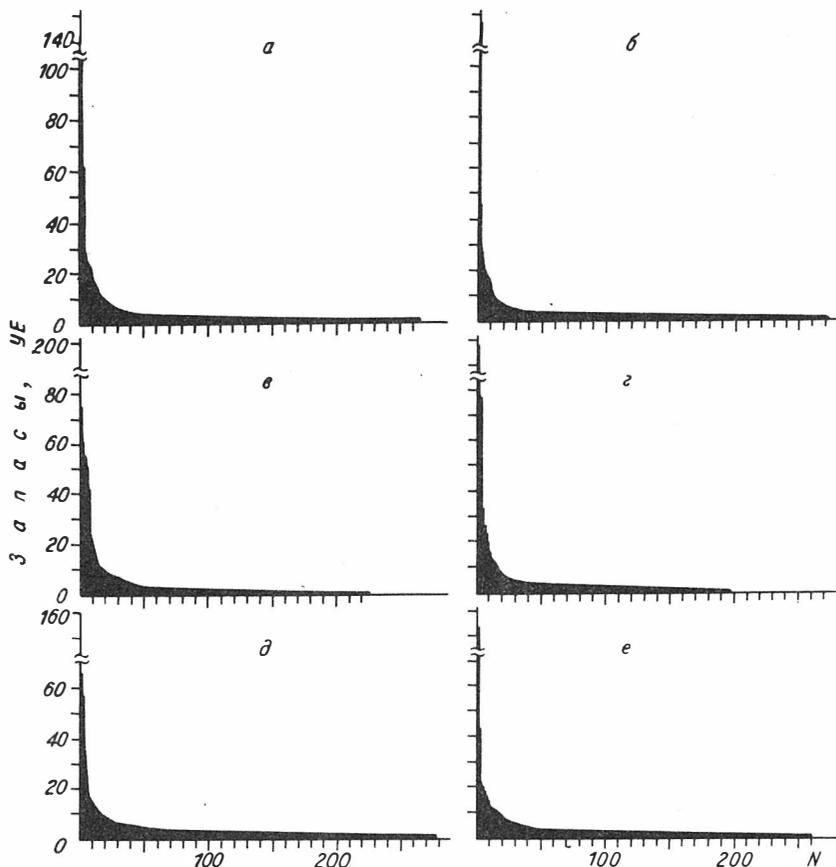


Рис. 3. Примеры некоторых реализаций гипотетической генеральной совокупности месторождений в НГБ А.

Номера реализаций: а - 1; б - 10; в - 14; г - 61; д - 76; е - 84.

ных единиц (УЕ), для которого $\lambda = 2,15$, $\gamma = 0,70$, $\theta_0 = 1$ УЕ. Для такого бассейна было получено 100 реализаций ГГС залежей УВ, распределение которых по запасам не противоречит гипотезе об усеченном распределении Парето с зафиксированными выше параметрами при уровне значимости 0,05. В качестве статистического критерия для проверки соответствия такого распределения был выбран χ^2 . Реализации, для которых эта гипотеза отвергалась, далее не изучались.

Примеры реализаций гипотетической генеральной совокупности показаны на рис. 3. На нем в каждой реализации все месторождения ГГС упорядочены по величине запасов от самого крупного месторождения к самому мелкому. Кумулятивные ресурсы месторож-

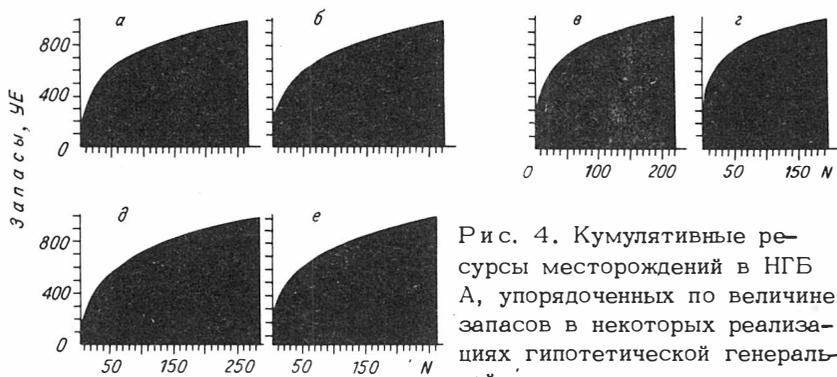


Рис. 4. Кумулятивные ресурсы месторождений в НГБ А, упорядоченных по величине запасов в некоторых реализациях гипотетической генеральной совокупности.

Номера реализаций: а - 1; б - 10; в - 14; г - 61; д - 76; е - 84.

дений в таком же ряду для тех же реализаций видны на рис. 4. Характеристики некоторых реализаций приведены в табл. 2. Из табл. 2 и рис. 5 видно, что отдельные реализации при фиксированной величине начальных геологических ресурсов и едином законе распределения могут существенно различаться по количеству месторождений в ГГС, величинам средних и максимальных запасов, асимметричности распределения.

В полученной выборке реализаций ГГС количество месторождений в НГБ варьирует от 120 до 317 (в среднем - 224), среднеквадратичное отклонение этой выборки 43, коэффициент вариации 19,2%. Гистограмма возможного числа месторождений в ГГС приведена на рис. 5. Она характеризуется незначительными по величине отрицательными асимметрией (-0,18) и эксцессом (-0,43). Средние запасы месторождений в бассейне по множеству реализаций равны 4,81 УЕ, среднеквадратичное отклонение средних по этим реализациям 1,18 УЕ, коэффициент вариации 24,42%. Соответствующая гистограмма показана на рис. 5, откуда видно, что она имеет четко выраженные положительную асимметрию (1,26) и эксцесс

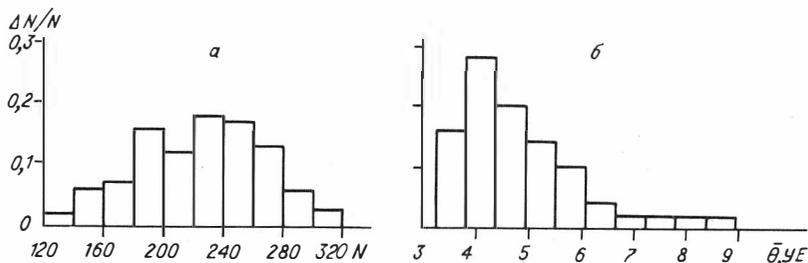


Рис. 5. Гистограммы числа месторождений (а) и их средних запасов (б) в различных реализациях гипотетической генеральной совокупности в НГБ А.

Таблица 2. Параметры некоторых реализаций гипотетической генеральной совокупности месторождений в бассейне А

Номер реализации	$\bar{\theta}$, УЕ	N	θ_{max} , УЕ	А	Е	Согласие с усеченным распределением Парето		
						значение χ^2	число степеней свободы	значение критерия
1	3,77	265	103,52	8,54	90,18	10,27	16	0,852
2	4,35	232	10 1,17	6,69	54,97	11,03	15	0,750
6	6,50	154	374,70	10,94	125,50	8,73	13	0,793
10	3,69	272	145,28	12,10	169,94	11,50	16	0,778
14	4,66	222	75,35	4,50	26,92	8,63	15	0,896
15	8,07	124	239,58	6,53	43,11	6,84	11	0,812
24	4,74	211	130,38	7,56	62,65	9,74	15	0,836
27	5,35	192	193,80	9,38	104,02	4,56	14	0,991
30	4,89	205	200,54	10,93	135,18	7,85	14	0,897
35	4,33	231	212,69	11,69	152,73	8,31	15	0,911
42	6,48	186	304,67	9,78	104,92	5,61	14	0,975
48	5,81	176	310,73	11,94	149,03	7,75	13	0,859
57	4,21	241	73,64	5,56	35,70	10,82	15	0,765
58	4,63	216	141,82	7,62	67,30	10,37	15	0,796
61	5,12	197	197,60	9,34	100,28	9,88	14	0,771
68	4,57	219	180,77	10,37	125,36	4,05	15	0,997
70	5,09	198	89,23	5,43	35,02	9,58	14	0,792
74	3,80	263	80,38	7,10	67,94	8,93	16	0,916
76	3,52	285	66,01	6,61	53,78	8,12	17	0,964
82	5,35	188	210,00	9,90	113,58	8,12	14	0,883
84	3,85	260	154,01	12,11	168,77	9,12	16	0,908
87	7,20	183	397,07	10,33	118,69	5,11	14	0,984
88	5,59	180	310,61	11,68	144,53	8,67	14	0,852
94	4,52	225	80,48	5,53	35,07	4,19	15	0,997
98	4,93	203	118,87	6,75	50,41	10,18	14	0,749

(1,47), т.е. правое от моды плечо гистограммы значительно длиннее левого, а кривая плотности вероятности в окрестности моды имеет более высокую и более острую вершину, чем аналогичная кривая для нормального распределения.

Значительный интерес представляет вопрос, как могут варьировать в ГГС характеристики самого крупного, второго, третьего, десятого, *i*-го по запасам месторождения в различных вариациях ГГС

Таблица 3. Параметры выборок значений запасов некоторых месторождений в различных реализациях гипотетической генеральной совокупности

Номер месторождения в порядке уменьшения запасов	θ_{\min} , УЕ	θ_{\max} , УЕ	$\bar{\theta}$, УЕ	σ_{θ} , УЕ	$\frac{\sigma_{\theta}}{\bar{\theta}}$	A	E
1	36,36	576,74	158,58	108,29	0,683	1,38	1,68
2	25,08	223,65	78,63	43,14	0,549	1,54	1,93
3	21,37	166,40	50,71	23,02	0,454	2,17	6,59
4	19,72	82,89	36,94	11,41	0,309	1,20	2,07
5	14,08	71,99	30,15	9,18	0,304	1,51	3,68
6	13,70	52,95	25,23	7,39	0,293	1,30	2,13
7	12,44	50,26	21,77	5,60	0,257	1,63	5,58
8	11,00	35,35	19,45	4,58	0,235	0,81	1,00
9	9,21	34,94	17,60	4,11	0,233	1,22	3,14
10	8,32	27,34	15,97	3,49	0,218	0,64	0,85
11	8,22	22,21	14,45	2,94	0,203	0,35	-0,04
12	7,82	20,49	13,24	2,51	0,189	0,21	0,20
13	7,71	17,79	12,39	2,22	0,180	-0,03	-0,37
14	7,61	16,43	11,47	2,04	0,180	0,04	-0,67
15	6,82	15,92	10,77	1,83	0,170	0,12	-0,34
20	4,92	12,59	8,38	1,41	0,168	0,13	0,21
25	4,07	9,69	6,86	1,18	0,172	0,11	-0,18
30	3,70	7,81	5,83	1,00	0,172	0,05	-0,48
35	2,93	7,31	5,09	0,87	0,172	0,00	0,14
40	2,51	6,89	4,56	0,81	0,177	0,05	0,47
45	2,30	5,79	4,10	0,70	0,171	-0,14	0,14
50	2,07	5,11	3,73	0,63	0,169	-0,31	-0,04
60	1,85	4,15	3,17	0,53	0,166	-0,47	-0,23
70	1,66	3,55	2,78	0,45	0,163	0,52	-0,29
80	1,45	3,08	2,46	0,38	0,156	-0,53	-0,21
90	1,32	2,92	2,21	0,34	0,155	-0,47	-0,25
100	1,22	2,68	2,01	0,31	0,154	-0,48	-0,26
110	1,08	2,46	1,85	0,29	0,157	-0,48	-0,27
120	1,00	2,24	1,71	0,27	0,158	-0,47	-0,35

при фиксированных ее параметрах. В табл. 3 приведены параметры выборок для некоторых месторождений с фиксированным по величине запасов номером. На рис. 6 приведены примеры соответствующих гистограмм. Закономерности изменения параметров таких выборок отчетливо видны из рис. 7. Из рис. 7 и табл. 3 видно, что более всего варьируют запасы самого крупного в НГБ месторождения – от 36,6 до 540,39 УЕ, среднее – 152,57 УЕ, коэффициент вариации –

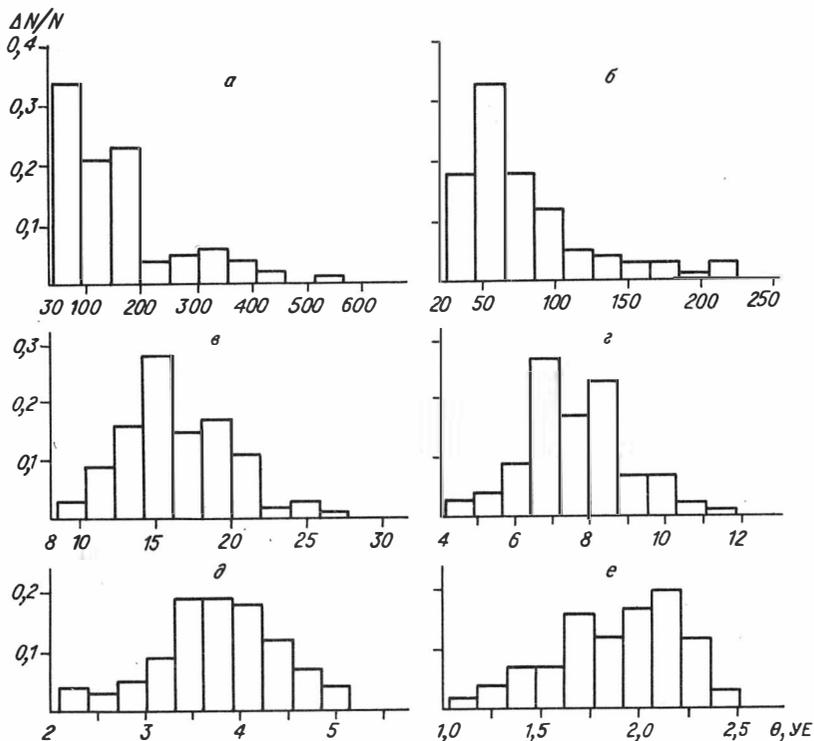


Рис. 6. Гистограммы величины запасов некоторых месторождений в различных реализациях гипотетической генеральной совокупности (а – крупнейшее; б – второе; в – десятое; г – двадцатое; д – пятидесятое; е – сотое, по величине запасов месторождений).

ции – 62,3%. С уменьшением запасов месторождения размах его возможных значений и коэффициент вариации достаточно быстро убывают. Так, запасы 10-го месторождения в НГБ А в 10 раз меньше самого крупного, а коэффициент вариации его возможных значений равен 21,9%, запасы 20-го месторождения равны в среднем 8,4 УЕ, коэффициент вариации – 16,8%, 50-го – 3,2 УЕ и 16,8%, 100-го – 2,0 УЕ и 15,4% соответственно. Важно, что уже с 15-го месторождения нарушается монотонное уменьшение коэффициента вариации, и от 15-го до 120-го месторождения он изменяется от 17,2 до 15,4%.

Весьма интересно изменяется асимметрия выборочных совокупностей, сформированных для месторождений с фиксированным номером. Для наиболее крупных месторождений асимметрия имеет положительное значение, которое стохастически убывает по мере уменьшения запасов месторождений. Для первых 10 месторождений асимметрия значимо положительная, для месторождений от 11-го до

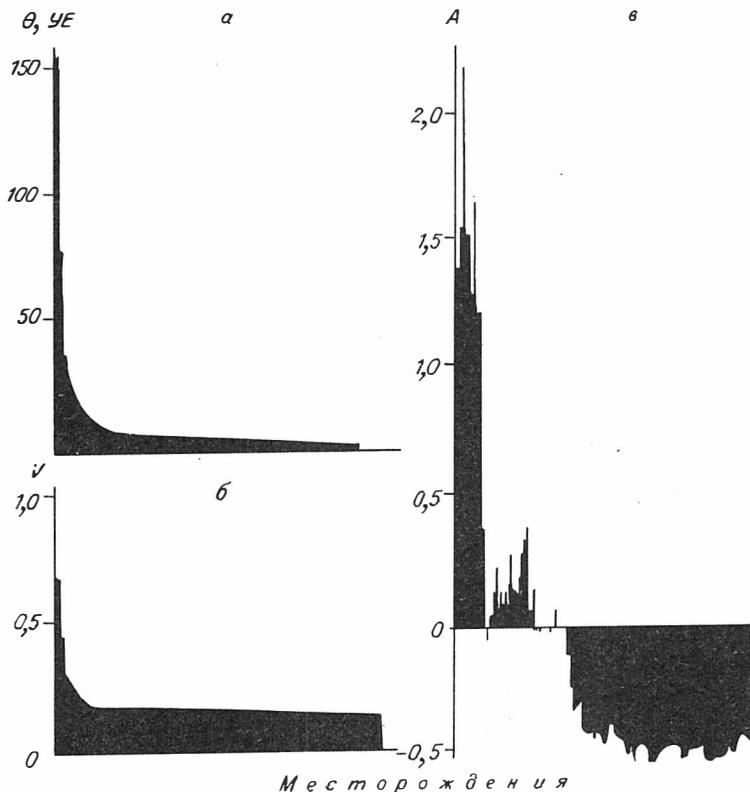


Рис. 7. Зависимость параметров выборок упорядоченных по величине запасов месторождений в различных реализациях гипотетической генеральной совокупности в НГБ А (а - средние запасы; б - коэффициент вариации; в - асимметрия).

67-го при уровне значимости 0,05 она не отличима от нуля, т.е. распределения становятся симметричными, и, наконец, для месторождений с номером больше 67 - значимо отрицательна. Природу этой закономерности еще предстоит выяснить.

Таким образом, как показали выполненные вычислительные эксперименты на ЭВМ, разнообразие и индивидуальность отдельных реализаций при фиксированных параметрах ГГС ($Q, \lambda, \gamma, \theta_0$) проявляются главным образом в большом разбросе возможных запасов залежей первых пяти, шести, максимум десяти наибольших по запасам месторождений и, в первую очередь, в массе УВ в самом крупном из них - гиганте. Что касается размеров основной массы месторождений, то их запасы контролируются параметрами бассейна с достаточно высокой степенью точности.

Сказанное наглядно видно из рис. 8. Здесь по оси абсцисс от-

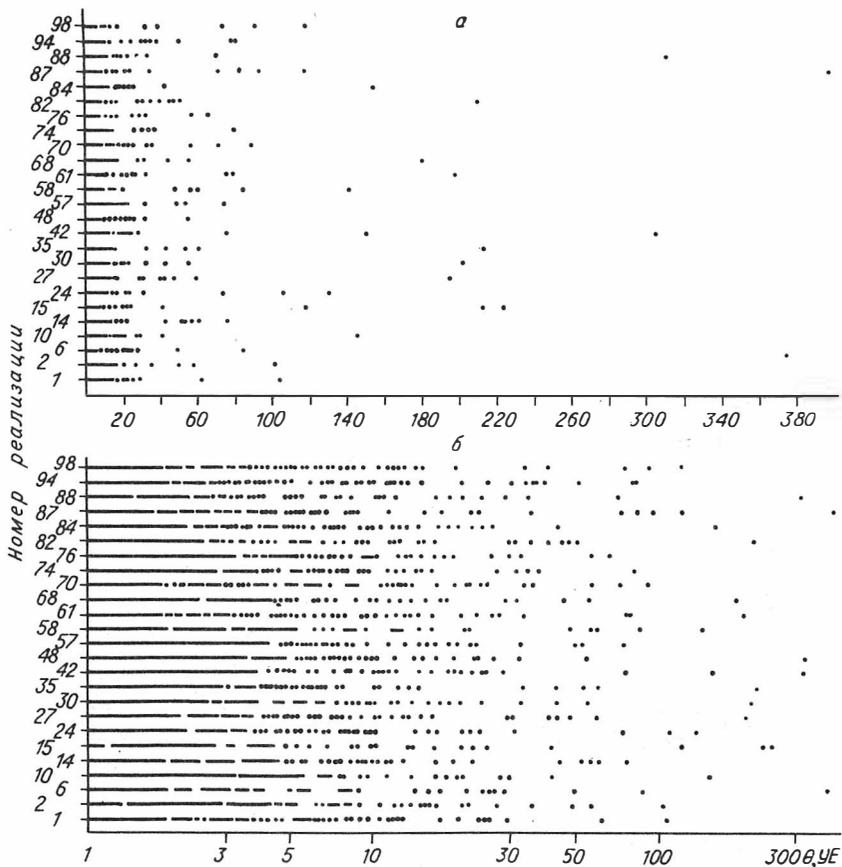


Рис. 8. Стратиграфмы некоторых реализаций гипотетической генеральной совокупности месторождений в НГБ А в линейном (а) и логарифмическом (б) масштабах.

ложены величины запасов месторождений в ГГС, а по оси ординат — отдельные реализации ГГС. На рис. 8, а принята линейная, а на рис. 8, б — логарифмическая шкала значений запасов месторождений. Из рисунка наглядно видно, что запасы мелких месторождений в различных реализациях образуют практически единые "сплошные" ряды значений: а расслоение — "стратификация" — месторождений по запасам имеет место лишь при достаточно больших θ . В соответствии с изложенным такие рисунки можно называть стратиграфмами.

Отсюда, в частности, следует, что при количественной оценке перспектив нефтегазоносности слабоизученных бассейнов, когда наиболее крупные месторождения еще не выявлены, при прогнозе структуры НГР точно предсказать размеры наиболее крупных месторождений крайне трудно, по существу — со сколько-нибудь значитель-

Таблица 4. Пример выбора реализаций при наложении ограничения на величину запасов и количество месторождений в НГБ А с запасами θ более 50 УЕ ($\tilde{\theta}=160, \tilde{N}=2$)

Номер реализации	$\tilde{\theta}$, УЕ	\tilde{N}	Выполнение ограничения*	Номер реализации	$\tilde{\theta}$, УЕ	\tilde{N}	Выполнение ограничения*
1	165,34	2	+	58	344,09	4	-
2	158,33	2	+	61	354,74	3	-
6	460,04	2	-	68	237,23	2	-
10	145,28	1	-	70	218,21	3	-
14	296,90	5	-	74	80,38	1	-
15	580,81	3	-	76	123,54	2	-
24	309,52	3	-	82	260,82	2	-
27	253,17	2	-	84	154,01	1	-
30	255,96	2	-	87	763,54	5	-
35	326,77	3	-	88	381,25	2	-
42	529,76	3	-	94	211,76	3	-
48	365,72	2	-	98	285,42	3	-
57	181,02	3	-				

* + - выполняется; - - не выполняется.

ной точностью - невозможно. В подобной ситуации целесообразно брать для них средние величины по большому числу реализаций и задавать с определенной доверительной вероятностью возможный интервал значений.

Иная ситуация складывается при уровне разведанности НГБ 20-25%, когда наиболее крупные по запасам месторождения открыты.

Пусть, для примера, из некоторых содержательных соображений можно считать, что четыре-пять наиболее крупных месторождений в НГБ А уже выявлены и что таких месторождений с запасами $\theta > 50$ УЕ два, а их суммарные запасы равны 160 УЕ. Анализ полученных в осуществленном эксперименте реализаций показывает, что ближе всего им соответствуют реализации № 1, 2. Как был осуществлен выбор, видно из табл. 4.

Представляет интерес обсудить проблему интерпретации полученных результатов с гносеологической точки зрения. Как следует рассматривать факт возможной вариации запасов самого крупного и последующих по величине запасов месторождений в НГБ А в описанном численном эксперименте? Отражает ли это вероятностную природу моделируемого процесса или является лишь следствием выбранного метода решения задачи поиска гипотетической генеральной совокупности? Ранее уже было отмечено, что, хотя сам процесс нефтегазообразования в любом НГБ протекает по единым общим законам, конкретное развитие НГБ помимо этого контролируется

большим количеством незакономерно флюктуирующих случайных факторов и получение в численном эксперименте конкретной реализации или ансамбля реализаций представляет собой моделирование реально существующей стохастичности процесса нефтидогенеза. В этом смысле в соответствии с идеями А.Н. Колмогорова вероятность P появления при заданных условиях S (объем осадочного выполнения бассейна, его геометрия, начальные геологические ресурсы $УВ$ и т.п.) самого крупного в бассейне месторождения с запасами θ_{\max} и т.п. следует рассматривать как отражение объективного характера стохастической связи между историей НГБ и закономерностями нефтидогенеза в нем, а саму вероятность P – как меру определенности появления самого крупного месторождения именно с такими запасами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамходжаев А.М. Нефть и газ – продукты преобразования органического вещества. – М.: Недра, 1978. – 261 с.
2. Арсирый Ю.А., Кабышев Б.П., Чупрынин Д.И. и др. // Прогноз размеров и числа неоткрытых залежей $УВ$ и методика их поисков в ДДВ // Геология нефти и газа. – 1986. – № 10. – С. 42–46.
3. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1973. – 342 с.
4. Бакиров В.А. Статистическая модель распределения месторождений нефти и газа по величине запасов // Геология нефти и газа. – 1972. – № 2. – С. 63–68.
5. Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Методологические основы создания автоматизированной системы геолого-экономического прогнозирования нефтегазоносности // Математические методы и автоматизированные системы в геологии: Обзор. – М.: ВИЭМС 1984. – 106 с.
6. Бородин И.С., Елшина Н.В. Нефтегазоносность бассейнов скалистых гор в связи с новыми представлениями о тектонике литосферных плит // Нефтегазовая геология и геофизика: Экспресс-информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – Вып. 10. – С. 8–13.
7. Будлов Н.И., Вагеров В.С., Шунгутова С.А. Опыт применения логарифмически нормального закона распределения для оценки прогнозных запасов углеводородов // Нефтегазовая геология и геофизика. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – № 6. – С. 13–18.
8. Демин В.И. Прогноз ресурсов нефти и газа в мелких и мельчайших месторождениях // Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 37–42.
9. Зенков Ю.А. О распределении залежей нефти и газа по величине запасов // Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 43–52.
10. Катагенез и нефтегазоносность / Парпарова Г.М., Неручев С.Г.,

- Жукова А.В. и др. - Л.: Недра. Ленингр. отд-ние, 1981. - 240 с.
11. Кауфман Г.М., Балкер И., Круит Д. Вероятностная модель поисково-разведочного процесса // Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа. - М.: Недра, 1978. - С. 137-163.
 12. Кендалл М.Дж., Стьюарт А. Теория распределений. - М.: Наука, 1966. - 533 с.
 13. Колмогоров А.Н. О логарифмически нормальном законе распределения размеров частиц при дроблении // Докл. АН СССР. - 1941. - Т. 31. - С. 99-101.
 14. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра, 1976. - 250 с.
 15. Конторович А.Э., Демин В.И. Метод оценки количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах // Геология нефти и газа. - 1977. - № 12. - С. 18-26.
 16. Конторович А.Э., Демин В.И., Страхов И.А. Закономерности выявления различных по запасам месторождений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах // Геология и геофизика. - 1985. - № 11. С. 3-16.
 17. Конторович А.Э., Демин В.И., Страхов И.А. Закон геолого-разведочного фильтра при поисках месторождений углеводородов // Сов. геология. - 1987. - № 6. - С. 6-13.
 18. Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа / Пер. с англ. - М.: Недра, 1978. - 240 с.
 19. Неручев С.Г. Взаимосвязь между стадийностью нефтегазообразования и размещением нефти и газа в бассейнах // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. - М.: Недра, 1978. - С. 65-68.
 20. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Потеряева В.В. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. - М.: Недра, 1975. - 278 с.
 21. Пригожин И. От существующего к возникающему: Время и сложность в физических науках. - М.: Наука, 1985. - 327 с.
 22. Прогноз месторождений нефти и газа / Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. и др. - М.: Недра, 1981. - 350 с.
 23. Прохоров Ю.В., Розанов Ю.А. Теория вероятностей. - М.: Наука, 1967. - 496 с.
 24. Сечной А.И. Один из методов прогнозирования структуры открываемых месторождений нефти по их запасам // Нефтегазовая геология и геофизика: Экспресс-информация. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. - Вып. 9. - С. 12-14.
 25. Феллер В. Введение в теорию вероятностей и ее приложение. - М.: Мир, 1967. - Т. 2. - 752 с.
 26. Шпильман В.И. Методика прогнозирования размеров месторождений // Тр. ЗапСибНИГНИ. - 1972. - Вып. 53. - С. 118-128.
 27. Шрейдер Ю.А., Шаров А.А. Системы и модели. - М.: Радио и связь, 1982. - 152 с.
 28. Яблонский А.И. Математические модели в исследовании науки. - М.: Наука, 1986. - 351 с.

**РОЛЬ СОРБИРОВАННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ
РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОСАДОЧНЫХ ПОРОД
В ОЦЕНКЕ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

Согласно учению И.М. Губкина, преобразование органического вещества в углеводороды нефтяного ряда начинается уже на стадии раннего диагенеза и продолжается на стадиях катагенеза. При этом И.М. Губкиным было показано, что указанное преобразование диффузно рассеянного ОВ в потенциально материнских отложениях протекает постепенно, начавшись в органогенных или биогенных илах и продолжаясь во все времена диагенетического изменения как самой органической прослойки, так и вмещающих ее пород.

К сожалению, в последующем это важнейшее положение учения И.М. Губкина о нефти отодвинуто многими исследователями на дальний план. Ими, по существу, абсолютизировалась идея образования нефти только термokatалитическим путем, доказывалась невозможность либо, в крайнем случае, ничтожность участия углеводородных продуктов раннего преобразования ОВ в процессах формирования промышленных скоплений нефти. Правда, некоторые ученые (В.В. Вебер, А.А. Бакиров и др.) продолжали отстаивать взгляды на непрерывность этого процесса в литогенезе, отводя заметную роль диагенезу. Так, один из учеников и последователей И.М. Губкина, известный ученый М.Ф. Мирчинк неоднократно указывал на недопустимость одностороннего толкования процессов преобразования ОВ, в частности образования нефти только за счет термokatализа при полном исключении процессов биохимического преобразования ОВ. Однако точка зрения, фактически игнорирующая УВ-продукты раннего преобразования ОВ при оценках масштабов генерации и аккумуляции нефти, долгое время продолжала доминировать. Важнейшей причиной тому было отсутствие прямых доказательств наличия в ОВ, нефтях и битумоидах углеводородов, унаследованных от диагенетического этапа преобразования ОВ.

Вместе с тем при рассмотрении вопросов миграции углеводородов многие исследователи как бы косвенно указывали на механизм возможной сохранности продуктов преобразования, в том числе и раннего, органического вещества. Так, Н.В. Вассоевич, М.Ф. Двали всегда подчеркивали, что механизм миграции УВ предполагает десорбцию жидких компонентов из ОВ. В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, А.А. Трофимук в известной книге "Миграция рассеянных битумоидов" /7/ также отмечали, что "...новообразованные УВ будут сорбированы главным образом материнским ОВ" (с. 111). В то же время доказать существование этих сорбированных в ОВ углеводородов не удавалось никому. По всей видимости, это связано с тем, что из рассмотрения с данных позиций выпадала важнейшая и основная часть ОВ – так называемая нерастворимая, остающаяся после экстрагирования вмещающих ее пород органическими и неорганическими растворителями. А именно "нерастворимое" органичес-

кое вещество (НОВ), как сейчас уже известно, как раз и несет в себе ценнейшую информацию об углеводородных продуктах ранних стадий преобразования ОВ. Результаты, подтверждающие сказанное, были получены впервые в ИГИРНИГМе Мингео СССР в конце 60-х-начале 70-х годов, и вот уже более 15 лет они активно пропагандируются в геологических кругах. Не останавливаясь на методических аспектах исследования органического вещества дебитуминизированных пород, причинах сохранности в нем выявленных нефтегазовых углеводородов, достоверности основных выводов и результатов, достаточно подробно освещенных в наших прежних публикациях, отметим лишь несколько важнейших положений теоретического характера, имеющих непосредственное отношение к практическим аспектам этих разработок – к качественной и количественной оценкам перспектив нефтегазоносности недр.

Предварительно заострим внимание на недопустимости использования термина "нерастворимое органическое вещество", поскольку в нем практически во всех без исключения образцах выявлены те или иные количества растворимых в обычных растворителях углеводородных компонентов. НОВ – это, по существу, те же рассеянные в породах органические вещества, но концентрированные технологическим путем. Поэтому предложено данное вещество называть рассеянным в породах органическим веществом, концентрированным лабораторным путем, – сокращенно $ОВ_{кл}$.

Многочисленные экспериментальные материалы (рис. 1) свидетельствуют о том, что содержание углеводородов в $ОВ_{кл}$ в целом варьирует в широких пределах: от долей до 8–12%, в исключительных случаях и более. Вместе с тем анализ этих данных выявляет четкую закономерность (рис. 2): максимальные содержания присущи образцам, погружавшимся на глубины более 1000–1500 м; к образцам с больших глубин приурочены минимальные количества углеводородов в $ОВ_{кл}$. Вывод отсюда однозначен: в первом случае мы имеем дело с исходным содержанием углеводородных продуктов диагенетического и раннекатагенетического преобразования ОВ, во втором – с некоторыми их остатками. Существенная разница в содержании углеводородов в $ОВ_{кл}$ потенциальной (максимум) и производящей (минимум) частей материнской толщи может быть объяснена только эмиграцией углеводородных продуктов из органического вещества и характеризует, по существу, масштабы реализации генетического потенциала продуктивности ОВ (рис. 3) за счет десорбции сорбированных в нем углеводородов.

Данное положение не только позволяет выявить для конкретных условий оптимальные глубины начала эмиграции УВ, но и конкретизировать, раскрыть более полно механизм создания в определенном интервале повышенных концентраций битумоидов в породе. На рис. 4 приведены кривые содержания УВ в $ОВ_{кл}$ и изменения коэффициента β . Сопоставление этих кривых показывает, что максимуму со-

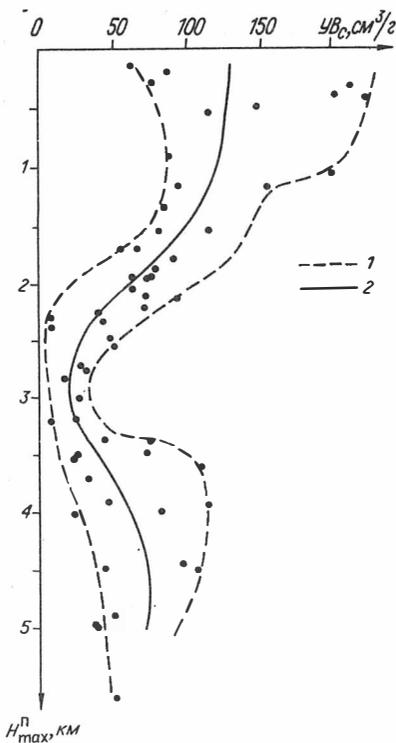


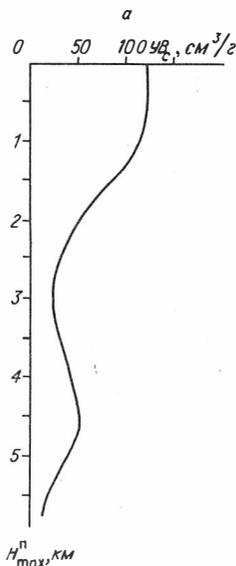
Рис. 1. Зависимость содержания углеводородов от глубины в ОВ_{кл} нефтегазоматеринских отложений Узбекистана (1 — экстремальные, 2 — медианные значения).

держания битумоидов в породе, выделяемому в качестве главной фазы (по Н.Б. Вассоевичу) или зоны (по А.Э. Конторовичу) нефтеобразования, соответствуют минимальные содержания сорбированных в ОВ_{кл} углеводородов. Это связано с интенсивным уходом здесь УВ из ОВ_{кл}, что в значительной мере и приводит к обогащению ими вмещающих пород. Следовательно, фиксируемое в породах количество битумоидов обусловлено не только процессами их новообразования в катагенезе, но и десорбцией образовавшихся на ранних этапах и законсервированных в самом

ОВ нефтяных углеводородов. Отсюда ясно, что эти, упускавшиеся ранее всеми, нефтегазовые углеводороды необходимо в обязательном порядке учитывать как при определении масштабов генерации и эмиграции нефти и газа, так и при оценке их потенциальных ресурсов в недрах.

В "Методических указаниях по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата", утвержденных Мингео СССР, Миннефтепромом и Мингазпромом в 1983 г., пожалуй, впервые для документов подобного рода объемно-генетический метод оценки потенциальных ресурсов УВ возведен в ранг равноправных способов количественного прогноза. Это стало возможным благодаря плодотворным разработкам ученых-нефтяников Москвы, Ленинграда, Новосибирска и других научных центров в части количественной характеристики процессов преобразования ОВ, генерации, миграции и аккумуляции порожденных ими углеводородов.

Утвержденный вариант объемно-генетического метода использует балансовую модель нефтегазонакопления, в которой потенциальные ресурсы УВ определяются как разница между количеством углеводородов, эмигрировавших из ОВ материнских пород, и количеством УВ, теряемым на путях миграции и в зонах аккумуляции. Следовательно, масштабы эмиграции жидких и газообразных УВ есть важнейших элемент количественного прогноза перспектив нефтега-



б

Район, возраст	Усредненный объем выделенных углеводородов в материнской толще, см ³ /г ОБ _{кл}	
	потенциальная часть	производящая часть
Фергана, палеоген юра (терригенная)	107 85	53 38
Зап. Узбекистан, палеоген, мел юра (терригенная)	135	123 17, 20
Юж. Узбекистан, палеоген юра	236 105	32 23
Устюрт, палеоген, мел юра (терригенная)	125, 105	63 62
Таджикская депрессия, мезозой	112	77
Сев. Предкавказье, миоцен мел	254	93 92
Туркмения, мел юра	80	53
Зап. Сибирь, юра девон		29 35
Волго-Уральская область, девон		153
Московская синеклиза, протерозой	297	225

Рис. 2. Изменение содержания углеводородов в ОБ_{кл} в зависимости от максимальной галеоглубины погружения вмещающих пород (а) и средние содержания УВ в ОБ_{кл} в материнских толщах (б).

зоносности недр на генетической основе, а точность этого параметра в конечном итоге определяет и точность нахождения прогнозных запасов. Вместе с тем в общепринятом варианте способа оценки количеств эмигрировавших УВ, как уже показано, занижаются результаты из-за недоучета углеводородных продуктов ранних стадий преобразования ОБ. В связи с этим предполагается вариант, разработанный в ИГИРНИГМе еще в 1975 г. В его основе — максимально полный углеводородный баланс, принципиально отражающий взаимодействие всех компонентов органического вещества материнской толщи на разных стадиях его преобразования. Математически этот баланс выражается уравнением

$$УВ_{эм} = (УВ_C^{\circ} - УВ_C^{\prime}) + (УВ_B^{\circ} - УВ_B^{\prime}) + УВ_{нк}, \quad (1)$$

где $УВ_C$ — содержание сорбированных углеводородов в нерастворимом органическом веществе, % к ОБ; $УВ_B$ — количество углеводородов в битумоидах, %; $УВ_{нк}$ — количество углеводородов, новообразованных в катагенезе; индекс $^{\circ}$ характеризует параметры потенциальной, $^{\prime}$ — производящей частей материнской толщи.

Укажем некоторые особенности входящих в данную формулу параметров.

Диагностика
нефтегазоматерин-
ских пород

Преимущественный
характер процесса

Реализация генетиче-
ского потенциала
продуктивности неф-
тегазоматеринских пород

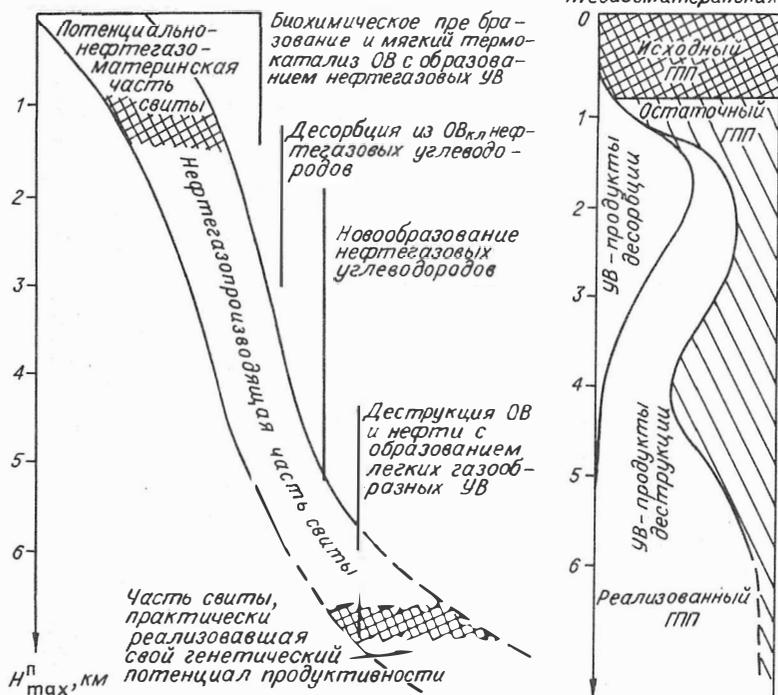
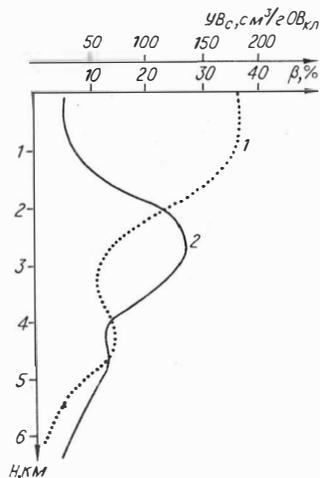


Рис. 3. Генетический потенциал продуктивности органического вещества и его реализация.

Показатели, характеризующие потенциальную часть нефтегазоматеринской толщи, нельзя оценить экспериментально для конкретно рассматриваемой точки (X, Y), поскольку они претерпели в процессе погружения пород определенные качественные и количественные изменения. Здесь фиксируется конечный результат всей истории геолого-геохимического развития рассеянного органического вещества и вмещающих его пород. Мы так акцентируем внимание на этом вопросе, потому что точность определения данных параметров существенно влияет на надежность конечных результатов. Для нахождения исходных значений этих параметров используются средние данные для потенциальной части толщи, изученные в районах с неглубоким ее погружением, реконструкция показателей на основе предварительно найденных зависимостей их от степени преобразованности ОВ, максимальной палеоглубины погружения, геотермических условий и т.д. Как показал опыт работ в данном направлении, погрешность определения реконструированных характе-

Рис. 4. Изменения содержания УВ в $OB_{кл}$ (1) и коэффициента битуминозности β (2) с глубиной погружения вмещающих пород.



ристик составляет в среднем 10%. Наибольшую значимость среди реконструируемых параметров имеет содержание сорбированных в $OB_{кл}$ углеводородов, поскольку за счет десорбции большей части их реализуется в значительной мере генетический потенциал продуктивности органического вещества. Как видно из рис. 1, 2, для разного типа OB характерно в среднем свое количество сорбированных УВ, причем на самых начальных этапах литогенеза разброс значений значителен. Однако к концу протоначалу мезокатагенеза количество сорбированных УВ в $OB_{кл}$ стабилизируется, что объясняется упрощением условий преобразования OB к переходному периоду от диагенеза к катагенезу. Именно этот довольно узкий диапазон изменения указанного параметра как раз и используется в расчетах при оценке сорбированных УВ в $OB_{кл}$ потенциальной части материнских толщ.

Из формулы следует, что для определения масштабов эмиграции углеводородов необходимо количественно оценить три слагаемых: разность количеств УВ в $OB_{кл}$ потенциально- и нефтегазопроизводящих пород; разность углеводородов, находящихся в составе битумоидов этих же частей изучаемой толщи, включая потери газообразных и легких жидких фракций при экстракции пород; сумму УВ, новообразованных действительно в катагенезе.

Решение уравнения углеводородного баланса для элементарного объема пород $dV = dx dy dz$ нефтегазоматеринской толщи привело к следующему выражению:

$$dq = \left\{ OB_{кл}^0(x, y, z_0) \cdot D^0(x, y, z_0) \cdot UB_c(x, y, z_0, m) - \right. \\ - OB'_{кл}(x, y, z) \cdot D'(x, y, z) \cdot UB'_c(x, y, z, m, H_{max}^n) + \\ + [OB'(x, y, z_0) \cdot \beta^0(x, y, z_0) \cdot UB_B^0(x, y, z_0) + \\ + UB_{пл}^0(x, y, z)] \cdot D'(x, y, z) - [OB'(x, y, z) \cdot \beta(x, y, z) \cdot UB'_B(x, y, z) + \\ \left. + UB'_{пл}(x, y, z)] \cdot D'(x, y, z) + \Delta UB_{НК}(\Delta ЭС, x, y, z, m, H_{max}^n) \right\} dV. \quad (2)$$

Здесь dq — количество эмигрировавших УВ из объема dV ; D — удельный вес породы, $г/см^3$; m — преимущественный тип OB ; H_{max}^n — максимальная глубина палеопогружения толщи в точке (X, Y) , м; OB — содержание рассеянного органического вещества в породе, %; β — битумоидный коэффициент, % к OB ; $UB_{пл}$ — углеводородные газы и легкие жидкие фракции, теряемые при экстракции, %; ЭС —

количество элементарных компонентов (С, Н, О, S, N) высокомолекулярной части $OB_{кл}$, участвующих в катагенезе, т.

Из входящих в выражение (2) величин лишь количество новообразованных в катагенезе углеводов определяется не экспериментальным, а расчетным путем. Такой подход ныне реализуется всеми исследователями. Вместе с тем в нашем варианте есть свои особенности, повышающие в конечном итоге достоверность оценки данного параметра. Во-первых, при расчетах используются поэлементные потери не всего OB , а лишь его высокомолекулярной части; во-вторых, расчеты идут комбинированно в части продуцируемого углеводородного продукта – в зависимости от типа OB и степени его преобразования; наконец, в-третьих, расчеты выполняются по упрощенным формулам, косвенно учитывающим образование побочных продуктов: аммиака, сероводорода и т.д.

Для оценки количества углеводов, эмигрировавших из материнской толщи в целом (Q), необходимо проинтегрировать выражение (2) по всему нефтегазопроводящему объему пласта. В результате

$$Q = \left\{ \iiint_V OB' (x, y, z) \cdot R(x, y, z, m, СП) \cdot D^0(x, y, z) \cdot [UB_c^0(x, y, z, m) - UB_c^f(x, y, z, m, H_{max}^n)] + \iiint_V OB' (x, y, z) \cdot \eta(x, y, z, m, СП) \cdot [\beta^0(x, y, z) \cdot UB_6^0(x, y, z) + UB_n^0(x, y, z) - \beta'(x, y, z) \cdot UB_6^f(x, y, z) + UB_n^f(x, y, z) \cdot D^0(x, y, z) + \iiint_V \Delta UB_{нк} (\Delta ЭС, x, y, z, m, СП)] \right\} dV. \quad (3)$$

Здесь дополнительно к (2): $R = OB_{кл}/OB$; η – коэффициент восстановления массы OB на этап конца прото– начало мезокатагенеза; СП – степень преобразованности OB .

Данная формула – наиболее общая для решения поставленной задачи, однако для нахождения по ней с высокой точностью суммарного количества эмигрировавших UB необходимо детальное знание изменений каждого входящего в нее параметра в плане и на глубину. Это требование находится в противоречии с задачей оценки прогнозных запасов нефти и газа, поскольку при наличии подробной информации отпадает необходимость самой постановки задачи.

Компромиссное решение сводится к получению искомым оценок с определенной степенью приближения, что достигается идеализацией ряда условий и широким использованием выявленных закономерностей пространственного изменения отдельных параметров.

Наименее охарактеризован фактическими данными параметр, определяющий содержание сорбированных углеводов в $OB_{кл}$. Это и понятно: если химико–битуминологическими исследованиями охвачены многие отложения самых разных регионов, имеются десятки тысяч анализов, то изучение сорбированных углеводов до недавнего времени выполнялось лишь в ИГИРНИГМ. Правда, анализировались образцы, отобранные из нефтегазоматеринских отложений не только Средней Азии, но и других регионов – Волго–Уральской области, Предкавказья, Московской синеклизы и т.д.

Детальный анализ всего имеющегося на сегодняшний день экспериментального материала свидетельствует о том, что содержания углеводородов в $OB_{кл}$ независимо от региона и отложений определяются главным образом максимальной палеоглубиной погружения пород (максимальными палеотермобарическими условиями) и типом исходного OB . Установленные закономерности в принципе могут быть использованы при оценке потенциальных ресурсов $УВ$ в любых нефтегазоносных бассейнах. Конечно, для большей надежности следует провести аналогичные лабораторные исследования, однако для получения результатов в первом приближении вполне пригодны закономерности, найденные по материалам Узбекистана и сопредельных территорий.

Практическая реализация общего решения (3) исходит из указанных и других выявленных закономерностей изменения основных исходных характеристик, а также из того, что всю площадь развития нефтегазоматеринского пласта можно представить в виде набора участков, в пределах каждого из которых допустимо постоянство всех расчетных параметров. При реализации на ЭВМ это шаг квадратно-узловой сети, определяемый степенью изученности и изменчивости исходных данных, при ручных расчетах – зоны с их незначительными (в пределах погрешности определения) вариациями. Для каждого такого участка

$$Q_{зм} = a \cdot b \cdot \Delta h \cdot D \cdot OB' \cdot [R(\eta \cdot UB_c^0 - UB_c') + (\eta \cdot \beta^0 \cdot UB_G^0 - \beta' \cdot UB_G') + (\eta \cdot UB_{II}^0 - UB_{II}')j] + \Delta UB_{нк} \quad (4)$$

Здесь дополнительно к (1)–(3): $a \cdot b = S$ – площадь участка; Δh – мощность материнских пород в разрезе изучаемого комплекса.

Просуммировав результаты по всей площади распространения изучаемого пласта, получим общее количество эмигрировавших из него углеводородов. Найденная при этом величина характеризует реализованный генетический потенциал продуктивности OE в целом, без разделения его на жидкие и газообразные составляющие. Последнее же – необходимейшая процедура при раздельном прогнозе нефте- и газоносности территории, при направленном поиске скопелений нефти, газа, конденсата.

Не останавливаясь на существующих способах раздельной оценки масштабов генерации и эмиграции жидких и газообразных $УВ$, укажем только на условность многих положений в этих подходах. Они связаны главным образом с тем, что в расчетах не учитывается количественное соотношение составляющих органического вещества, характеризующихся разными потенциальными возможностями в части продуцирования жидких углеводородов.

В предложенной нами методике определение масштабов генерации $УВ$ осуществляется отдельно для альгинит-лейптинитовых, с одной стороны, и всех прочих, с другой стороны, компонентов OB . Доля составляющих OB , действительно обладающих нефтематерин-

ским потенциалом (\mathcal{Z}), определяется на основании выявленной зависимости этого параметра от величины $\frac{H - 20^{OH}}{C}$ ат, характеризующей элементный состав $OB_{кл}$.

Для данных компонентов количество жидких УВ, генерированных органическим веществом элементарного объема нефтегазоматеринских пород $q_{ж}$, определяется по формуле

$$q_{ж} = \mathcal{Z} \int_{H_0}^{H_{max}^{II}} q'(h) K_{ж}(h) dh. \quad (5)$$

Здесь $q'(h)$ – интенсивность продуцирования общего количества УВ на глубине h ; $K_{ж}(h)$ – доля жидких фракций в составе УВ, генерированных сапропелевыми разностями органического вещества на этой же глубине; H_0 – глубина перехода материнской толщи из потенциальной в производящую.

Суммируя результаты расчетов по формуле (5) по всей площади распространения изучаемых нефтегазоматеринских пород, находим общее количество жидких УВ, продуцированных толщей в целом. Разница между общей величиной генерированных УВ и жидких составляющих дает суммарную величину газообразных компонентов.

Как видно из изложенного, практические расчеты по указанным формулам весьма сложны, требуют довольно детального знания ряда исходных характеристик и т.п. Естественно поэтому, что реализация данного подхода и фактическая оценка масштабов генерации и эмиграции УВ осуществляются нами с помощью быстродействующих ЭВМ. Вместе с тем нередки ситуации, когда необходимо получить искомые оценки в оперативном порядке, пусть даже с некоторой потерей их точности. Для подобных целей нами создан также экспресс-метод определения количеств эмигрировавших жидких и газообразных УВ. Он заключается в использовании зависимостей изменения искомых параметров от максимальной палеоглубины погружения материнских пород, построенных отдельно для гумусовых и сапропелевых составляющих OB (рис. 5). Расчеты плотности эмиграции УВ, приведенные на графиках, осуществлены на ЭВМ для стандартных термобарических условий нефтегазоносных бассейнов Узбекистана. Для их использования в иных конкретно изучаемых районах необходима некоторая адаптация графиков применительно к термобарическому режиму их недр. Это осуществляется довольно просто – перестройкой графиков на реальные глубины (температуры).

Указанные зависимости получены при фиксированных значениях мощности материнских пород (100 м), содержания OB (1%), доли нерастворимых компонентов в нем (0,9). Различиями в остальных параметрах можно пренебречь без особой потери точности.

Методика экспрессного определения масштабов эмиграции жидких и газообразных углеводородов с учетом сказанного сводится к следующему.

Исследуемая площадь представляется набором участков, для каждого из которых допустимо постоянство основных расчетных характеристик. По каждому участку определяется средняя макси-

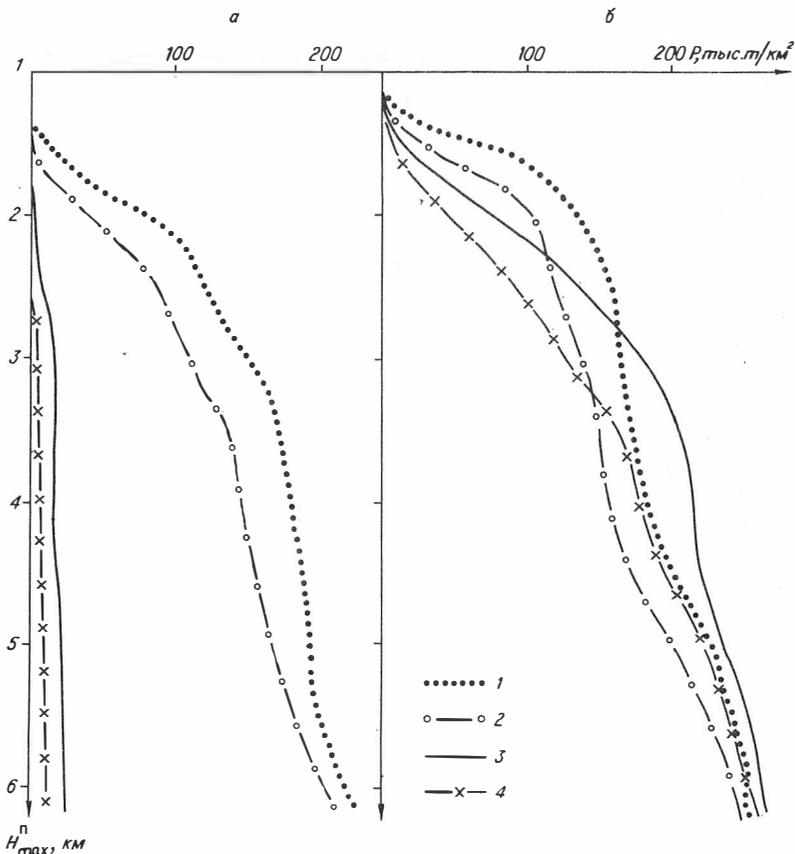


Рис. 5. Зависимость плотности генерации (1, 3) и эмиграции (2, 4) газообразных (1, 2) и жидких (3, 4) углеводородов от максимальной палеоглубины погружения материнских пород для органического вещества преимущественно гумусового (а) и преимущественно сапропелевого (б) типов.

максимальная палеоглубина погружения материнских пород, и для нее по зависимостям, показанным на рис. 5, находится отдельно плотность эмиграции жидких и газообразных УВ для сапропелевых и гумусовых компонентов: P_C^* , P_C^* , P_C^* , P_C^* . Найденные значения плотностей эмиграции корректируются на фактическое соотношение сапропелевых и гумусовых компонентов в исходном ОВ:

$$\begin{aligned} (P_C^*)' &= P_C^* \cdot \mathcal{L}; & (P_C^*)' &= P_C^* \cdot \mathcal{L}; \\ (P_C^*)' &= P_C^* \cdot (1 - \mathcal{L}); & (P_C^*)' &= P_C^* \cdot (1 - \mathcal{L}), \end{aligned}$$

где \mathcal{L} - доля в ОВ альгинит-лейптинитовых компонентов.

Полученные величины $(P)'$ приводятся к реальным значениям исходных параметров: $(P_C^*)'' = (P_C^*)' \cdot \frac{h}{100} \cdot \frac{R}{0,9} \cdot OB$. Аналогично находятся $(P_C^I)''$, $(P_C^*)''$, $(P_C^I)''$. Здесь h – фактические средние значения мощности материнских пород в пределах участка, m ; R – доля нерастворимых компонентов в OB ; OB – исходное содержание органического вещества, %.

Общая плотность эмиграции жидких (P^*) и газообразных (P^I) углеводородов определяется суммированием соответствующих показателей для сапропелевых и гумусовых компонентов OB :

$$P^* = (P_C^*)'' + (P_C^*)''; \quad P^I = (P_C^I)'' + (P_C^I)''.$$

Количества жидких и газообразных $УВ$, эмигрировавших в целом из материнских пород в пределах каждого изучаемого участка, находятся умножением соответствующих плотностей эмиграции на площадь S : $Q_{эм}^* = P^* \cdot S$; $Q_{эм}^I = P^I \cdot S$. В итоге $Q_{эм} = Q_{эм}^* + Q_{эм}^I$.

Еще раз подчеркнем, что это – упрощенный вариант, пригодный лишь для начальных этапов оценки потенциальных ресурсов нефти и газа.

Важнейшая составляющая способа – сорбированные углеводороды в $OB_{кл}$ – использована при построении зависимостей на основе материалов нефтегазоматеринских пород Узбекистана. Именно эти данные до недавнего времени были предметом острых дискуссий, поскольку некоторыми исследователями ставились под сомнение не только цифровой материал, но и само наличие углеводородов в $OB_{кл}$. Однако наши позиции по этому вопросу с каждым днем находят все новое и новое подтверждение в работах известных советских и зарубежных ученых. В первую очередь это работы И.С. Старобинца, Т.П. Ельца, Л.И. Жильцовой и др. /11/, в которых утверждается, что $УВ$, извлекаемые из OB до $200^{\circ}C$, находятся в сорбированном состоянии; результаты лабораторно–экспериментальных исследований Н.А. Еременко, Р.А. Твердовой /8/, не только еще раз доказавших сорбционную природу $УВ$, которые выделяют при нагреве до $200^{\circ}C$, но и уточнивших содержание в составе этих углеводородов жидких фракций. Среди работ подобного рода можно указать также на публикации С.Г. Аронова, Н.А. Кекина и др. /3/, Дж. Ханта /13/ и др., в которых подтверждается существенная роль в образовании нефти начальных стадий преобразования OB . Так, Дж. Хант /13/ отмечает: "Простой $УВ$ -спектр, характерный для живых организмов, трансформируется в сложный спектр нефти в результате образования при диагенезе широкой гаммы углеводородов" (с. 129). В. Тиссо и Д. Вельте /12/ прямо указывают, что примерно 10% суммарного углеводородного продукта, образующего реализованный "генетический потенциал данной свиты", составляют компоненты, находящиеся в свободном и адсорбированном состоянии, и называют их "унаследованным битумоидом" (с. 75). Хотя сам факт признания "унаследованного битумоида" чрезвычайно важен, количественная сторона его представляется резко заниженной. Об этом свидетельствуют наши теперь уже многочисленные данные по расчетам

масштабов генерации и эмиграции углеводородов из нефтегазопроизводящих отложений Узбекистана и сопредельных территорий.

Результаты этих расчетов сведены в таблицу. Они свидетельствуют о том, что доля десорбированных углеводородов в общем балансе составляет в целом 40–60%, а по жидким фракциям достигает 25–30%. Вариации этого показателя обуславливаются степенью геохимической проработанности органического материала и вмещающих их пород. При сравнительно небольших глубинах погружения и соответственно невысоких температурах роль десорбированных УВ максимальна. Так, для верхнеюрских отложений Устюрта эти углеводороды составляют в целом 74%, жидкие разности – 42%. Для отложений и ОВ, претерпевших более глубокие изменения, в реализации их генетического потенциала продуктивности существенно возрастает роль УВ-продуктов, новообразованных в катагенезе. К примеру, в общем балансе углеводородов, продуцированных ОВ нижнесреднеюрской толщи Ферганской впадины, погруженной в центральной части на глубины до 10 км, доля десорбированных разностей снижается в целом до 40%, а жидких фракций – до 23%.

Из приведенных примеров следует, что десорбированные из ОВ углеводороды являются весомой добавкой к тем УВ-продуктам, которые участвуют в эмиграции и формировании промышленных скоплений нефти и газа. За их счет реальные перспективы нефтегазонасыщенности недр повышаются на 30–40%.

Оценки потенциальных ресурсов нефти и газа, выполненные с учетом десорбированных углеводородов, не только более надежно отражают количественную сторону нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, но и более правильно ориентируют направленный поиск скоплений жидких и газообразных УВ. Приведем несколько характерных примеров.

Как известно, долгие годы считалось, что верхнеюрская карбонатная формация Западного Узбекистана является преимущественно вмещителем углеводородов, а их источник – отложения нижней и средней юры. В соответствии с этим существовало мнение об исключительной газоносности карбонатов верхней юры и чрезвычайно низких перспективах региона на нефть. Однако, как показали генетические расчеты, данная толща была первично нефтеносной, а уже после в нее добавились большие массы газа из терригенной юры, которые в той или иной мере растворили часть жидких компонентов. Отсюда с учетом других показателей /2/ был сделан вывод о возможности сохранения залежей нефти в регионе и определены участки для их поиска. Этот смелый в свое время прогноз подтвердился впоследствии открытием целого ряда нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, в том числе и последнего – Кокдумалака.

Другой пример – палеогеновые образования Узбекистана. Они практически во всех бассейнах республики нефтеносны. В то же время на малых (до 1000–1500 м) и больших (более 5500 м) глубинах, исходя из оценок масштабов эмиграции углеводородов, прогнозировалось нахождение газовых скоплений. Этот прогноз подтвержден открытием Базайской группы газовых месторождений в первом случае и газового скопления на Чуст-Папе – во втором.

Регион	Масштабы генерации и эмиграции, млрд.т	Стратиграфическая принадлеж		
		нижняя и средняя юра	верхняя юра	юра в целом
Западный Узбекистан	Генерировано всего УВ	77,194	59,000	136,194
	В том числе десорбцией из НОВ	41,244	38,400	79,644
	Эмигрировало всего УВ	59,692	39,700	99,392
	В том числе жидких	9,810	30,700	40,510
Южный Узбекистан	Генерировано всего УВ	78,608	32,618	111,226
	В том числе десорбцией из НОВ	36,005	15,748	51,753
	Эмигрировало всего УВ	69,380	28,976	98,356
	В том числе жидких	7,542	17,199	24,741
Фергана	Генерировано всего УВ	12,475	-	12,475
	В том числе десорбцией из НОВ	5,047	-	5,047
	Эмигрировало всего УВ	12,035	-	12,035
	В том числе жидких	1,338	-	1,338
Северная часть Ус-тюрта	Генерировано всего УВ	31,162	0,630	31,792
	В том числе десорбцией из НОВ	27,154	0,476	27,640
	Эмигрировало всего УВ	22,250	0,276	22,526
	В том числе жидких	3,113	0,069	3,182

Перечень подобных примеров можно продолжить. Все они убедительно свидетельствуют о том, что наличие в ОВ ^{кд} углеводородных продуктов ранних стадий преобразования ОВ, их участие в формировании промышленных скоплений, расширение за их счет перспектив нефтегазоносности недр – факт, с которым нельзя не считаться при оценке прогнозных запасов УВ генетическим подходом во всех регионах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамходжаев А.М. Нефть и газ – продукты преобразования органического вещества. – М.: Недра, 1978. – 261 с.
2. Акрамходжаев А.М., Бабаев А.Г. Нефтеносность мезозойских отложений Западного Узбекистана. – Ташкент: Фан, 1977. – 175 с.

ность нефтегазопроизводящих отложений Узбекистана

неоком	альб	турон	мел в целом	палеоцен	эоцен	палеоген в целом
6,710	17,798	0,152	24,660	-	-	-
3,850	17,174	0,144	21,168	-	-	-
2,626	5,417	0,017	8,060	-	-	-
0,282	0,673	-	0,955	-	-	-
0,120	8,002	1,664	9,786	2,734	7,995	10,729
0,086	6,049	0,863	6,998	1,783	5,036	6,819
0,100	4,248	1,149	5,497	2,649	7,368	10,007
0,015	2,058	0,322	2,395	1,132	3,290	4,422
-	-	-	1,093	2,438	16,975	19,413
-	-	-	0,653	1,018	6,734	7,752
-	-	-	0,882	2,176	15,354	17,530
-	-	-	0,328	1,194	7,938	9,132
-	-	-	-	0,156	0,841	0,997
-	-	-	-	0,119	0,554	0,673
-	-	-	-	0,154	0,797	0,951
-	-	-	-	0,022	0,083	0,105

3. Аронов С.Г., Кекин Н.А., Улановский М.Л. и др. Комплексное масс-спектрометрическое и дериватографическое исследование начальных стадий превращения углей // Химия твердого топлива. - 1980. - № 1. - С. 3-9.
4. Бакиров А.А. Закономерные связи размещения скоплений нефти и газа в земной коре в связи с изучением их генезиса. - М.: Недра, 1972. - 48 с.
5. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Изв. АН СССР. Сер. геол. - 1967. - № 11. - С. 137-142.
6. Вебер В.В. Диагенетическая стадия образования нефти. - М.: Недра, 1978. - 142 с.
7. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. - Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. - 168 с.
8. Еременко Н.А., Твердова Р.А. Углеводороды нерастворимого органического вещества // Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала. - М., 1979. - С. 75.

9. Киршин А.В. Моделирование процессов преобразования органического вещества в литогенезе и генетические предпосылки нефтегазоносности недр. – Ташкент: Фан, 1984. – 196 с.
10. Мирчинк М.Ф. Вступительное слово // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. – М.: Недра, 1972. – С. 7-15.
11. Старобинец И.С., Елец Т.П., Жильцова Л.И. и др. О влиянии минерального состава углей на углеводородообразование // Изв. вузов. Сер. Геология и разведка. – 1978. – № 3. – С. 45-52.
12. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
13. Хант Дж. Геохимия и геология нефти. – М.: Мир, 1982. – 704 с.

М. С. Моделевский, Л. М. Бурштейн

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОБЪЕМНО-СТАТИСТИЧЕСКОГО И ОБЪЕМНО-БАЛАНСОВОГО МЕТОДОВ ОЦЕНКИ НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

При выполнении количественной оценки перспектив нефтегазоносности на первых этапах геолого-разведочных работ исследователю приходится иметь дело с объектами, характеристики которых определены с невысокой степенью точности. Чаще всего такими объектами оказываются крупные геологические тела – седиментационные бассейны (СБ) в целом или их значительные части. Это обстоятельство не является случайным.

Развитие теории и практики геологии нефти и газа с неизбежностью показало, что их скопления естественным образом связаны не со всякими неметаморфизованными осадками, а лишь с теми, которые приурочены к относительно крупным, выраженным в рельефе фундамента, депрессиям со значительной мощностью осадочного чехла. Причем установлено, что осадочный чехол с мощностью менее 2 км, как правило, не содержит сколько-нибудь значимых промышленных скоплений углеводородов, за исключением тех случаев, когда отложения с такими или меньшими мощностями связаны с периферической частью более глубоких депрессий или с поднятиями в их пределах. В наиболее четкой форме это положение выражено в учении о нефтегазоносных бассейнах (НГБ), сформулированном И.О. Бродом и развитом в трудах большой группы исследователей (Н.Б. Вассоевич, В.Е. Хаин, И.В. Высоцкий и др.), хотя и вне связи с задачами количественной оценки перспектив нефтегазоносности слабозученных территорий. В работе /18/ показано, что НГБ есть частный случай более общего понятия – СБ, а промышленная нефтегазоносность есть следствие одного из этапов развития СБ.

Нередко в распоряжении геолога имеются сведения лишь о величине суммарного объема осадочного выполнения СБ, его мощности и литологическом составе, о наличии и особенностях распространения природных резервуаров (коллекторов и флюидоупоров). Необходимость оценки величины начальных геологических ресурсов (НГР) в условиях, когда об объекте оценки имеется лишь самая общая информация, вынуждает использовать для прогноза достаточно простые и максимально устойчивые (в статистическом смысле) зависимости и параметры. Это привело к возникновению обширной группы методов, основанных на наличии стохастических связей между величиной НГР углеводородов (УВ) и некоторыми характеристиками осадочного выполнения СБ. Наиболее характерные черты этой группы методов сводятся к следующему: 1) тем или иным способом формулируется математическая модель, связывающая НГР УВ с некоторыми из параметров, характеризующих осадочное выполнение СБ; 2) подбирается выборка, состоящая из относительно хорошо изученных СБ с известной величиной НГР УВ и других параметров, входящих в модель и по генетическим соображениям влияющих на величину НГР УВ; 3) коэффициенты модели определяются из условия наилучшего (в некотором смысле) соответствия данным по СБ эталонной выборки; 4) верифицированная модель используется для прогноза величины НГР УВ в СБ, не входящих в эталонную выборку.

Элементы такого подхода к прогнозу НГР слабоизученных территорий можно найти еще в работах Л.Г. Уикса /20, 21/.

Следует отметить, что выделение в качестве объекта оценки СБ явилось существенным шагом в становлении этой группы методов. Содержательные аспекты понятия СБ как объекта прогноза и его положение в ряду других объектов различного ранга анализировались в работах ряда отечественных исследователей и подробно изложены, например, А.Э. Конторовичем и др. /18/. Впервые СБ как объект оценки был выделен М.Ф. Двали и Т.П. Дмитриевой /3/. Они же предложили название "объемно-статистический метод" (ОСМ).

При таком выборе объекта из рамок количественного прогноза автоматически исключаются все осадочные породы, образующие покровы малой мощности и не входящие в состав бассейнов. Седиментационный бассейн представляет собой "целостную" систему, обеспечивающую полную автономность протекания процессов нефтегазообразования, миграции, аккумуляции, переформирования и разрушения залежей. В некотором смысле условие "целостности" позволяет нивелировать установленную экспериментально неоднородность пространственного размещения скоплений углеводородов в стратиферее. Требование "целостности" объекта прогноза, с другой стороны, приводит к тому, что ОСМ не может быть применен к отдельным частям СБ, без учета влияния остальных его частей. Например, при прогнозе величины НГР УВ в некотором фиксированном интервале глубин СБ нельзя опираться на характеристики осадочного чехла только в этом интервале. Необходимо учитывать свойства

пород в выше- и нижележащих частях разреза – объемы и качество флюидопоров выше оцениваемого интервала и объемы нефтегазоматеринских пород, залегающих ниже.

Говоря об ограничениях, связанных с использованием ОСМ, следует особо подчеркнуть, что СБ представляет собой не пространственную, а пространственно-временную систему. Поясним это обстоятельство на следующем примере. В общем случае зоны нефтегазоаккумуляции в СБ могут быть пространственно разобщены с зонами генерации углеводородов. Если в ходе развития бассейна его часть, содержащая зоны генерации, будет разрушена, прогноз величины НГР УВ СБ, основанный на характеристиках сохранившейся части СБ (в простейшем случае – объеме его осадочного выполнения), приведет к ошибке. Таким образом, "целостность" СБ должна носить не только пространственный, но и пространственно-временной характер.

Перед тем как перейти к описанию конкретных моделей ОСМ, остановимся кратко на общих тенденциях развития этого метода оценки величины НГР УВ слабоизученных территорий. Исторически совершенствование ОСМ шло несколькими путями. Увеличивался объем используемой эталонной выборки, в которую включались все сравнительно хорошо изученные СБ. Хотя следует заметить, что количество СБ, которые можно использовать в качестве эталонов, существенно зависит от набора входящих в модель прогностических параметров. В простейших моделях с одним прогностическим параметром объем эталонной выборки достигал почти 200 СБ, а в более сложных – многопараметрических – был на порядок ниже.

Расширялся набор прогнозируемых величин. В современных модификациях ОСМ наряду с НГР УВ или плотностью НГР УВ в СБ в целом прогнозируются эти величины для различных интервалов глубин, НГР жидких и газообразных УВ раздельно, а также доля ресурсов в крупных месторождениях, соотношение ресурсов жидких и газообразных УВ и т.д.

Увеличивалось число анализируемых прогностических параметров. Причем не только в рамках многомерных моделей. Были предприняты попытки уточнения простейших моделей ОСМ за счет использования в качестве прогностического параметра вместо объема осадочного выполнения других его характеристик. Кроме того, повысить точность прогноза пытались, разбивая эталонную выборку на подвыборки, однородные по какому-либо признаку.

Зависимости, используемые для прогноза в рамках ОСМ, пытались сделать более гибкими за счет предварительного функционального преобразования прогностических параметров.

В последнее время в связи с тем, что возможности совершенствования ОСМ в рамках чисто статистического подхода и линейных моделей практически исчерпаны, стало развиваться направление, в котором модели ОСМ рассматриваются как асимптотические, вытекающие при некоторых упрощениях и предельных переходах из более содержательных моделей объемно-генетического и историко-генетического методов. Развитие этого направления в силь-

ной мере сдерживается отсутствием достаточного объема достоверной информации по целому ряду параметров СБ эталонных выборок. Устранение указанного недостатка возможно, видимо, только в результате проведения целенаправленных фундаментальных исследований, требующих из-за природы объекта привлечения широкого круга специалистов всего мира.

Впервые, как уже отмечалось, связь между величиной НГР УВ и объемом осадочного выполнения для оценки величины ресурсов нефти использовал Л.Г. Уикс /20,21/. На основе изучения хорошо разбуренных территорий в пределах США Л.Г. Уикс оценил пределы колебаний средней объемной плотности ресурсов нефти (от 200 до 6500 т/км³) и предложил в качестве среднемировой величины 2800 т/км³. Затем он использовал эту величину для оценки НГР нефти некоторых районов США и для оценки НГР нефти мира в целом. Л.Г. Уикс не формулирует математическую модель прогноза, видимо, считая ее тривиальной. Тем не менее представляет интерес выписать ее в явном виде:

$$Q = q_v \cdot V, \quad (1)$$

где Q - начальные геологические ресурсы (у Л.Г. Уикса - нефти); q_v - объемная плотность ресурсов; V - объем осадочного выполнения.

В модели (1) Q - прогнозируемая величина, V - прогностический параметр, а q_v - параметр модели. Л.Г. Уикс не использует понятие "седиментационный" или "нефтегазоносный" бассейн, но указывает, что оценки величины q_v справедливы в среднем и для достаточно больших объемов осадочного выполнения.

Оценки величины q_v можно найти в работах 70-х годов А.И. Леворсена, В.С. Вышемирского, А.Э. Конторовича и А.А. Трофимука и др. Примером последовательного подхода к оценке объемной плотности НГР УВ служит упоминавшаяся работа М.Ф. Двали и Т.П. Дмитриевой /3/. Они разбили выборку, состоящую из 21 СБ, по тектоническим признакам на три подвыборки, выделив платформенные бассейны, межгорные впадины и бассейны передовых прогибов. Затем для всех подвыборок и выборки в целом оценивались величина q_v и доверительные интервалы для нее. Величина q_v имеет следующие значения: для платформенных СБ - $15,965 \pm 2,359$ тыс.т/км³, для СБ межгорных впадин - $11,958 \pm 1,917$ тыс.т/км³, для СБ передовых прогибов - $11,751 \pm 4,509$ тыс.т/км³ и для СБ всех типов - $13,435 \pm 1,184$ тыс.т/км³. Авторы /3/ впервые дали для величины q_v статистически обоснованную интервальную оценку, правда не указав доверительный уровень.

Следующим шагом в развитии ОСМ были попытки использовать в качестве прогностических параметров, других характеристик осадочного выполнения. И.И. Нестеров и В.В. Потеряева /16/ пришли к выводу о том, что НГР УВ в СБ контролируется средней объемной скоростью осадконакопления (ω) и связь между Q и ω линейна:

$$Q = 3,71\omega - 6,482. \quad (2)$$

Здесь Q в млн.т условных углеводородов (УУВ), а ω в км³/млн. лет. Значение соответствующего парного коэффициента корреляции довольно высоко ($r=0,92$). В работе /17/ эти же авторы совместно с Ф.К. Салмановым предложили другое уравнение, описывающее связь между Q и ω :

$$\lg Q = 2,813 + 1,613 \lg \omega.$$

К сожалению, авторы не приводят коэффициент корреляции, характеризующий эту зависимость. В той же работе /17/ сделана попытка предсказать такую важную характеристику НГР, как доля ресурсов в крупных или условно крупных месторождениях. Под последними понимаются месторождения, запасы которых превышают 10% от НГР УВ в СБ. Уравнение для первого случая имеет вид

$$\alpha = -9,0 \cdot 10^{-5} Q - 8,04N + 2,6 \cdot 10^3 V - 2,53P + 40,8,$$

а для второго

$$\alpha = 2,4 \cdot 10^{-4} Q - 10,8N + 2,7 \cdot 10^3 V - 1,52P + 89,2.$$

Здесь α – доля ресурсов в крупных или условно крупных месторождениях; N – число крупных региональных перерывов в осадконакоплении; P – число региональных нефтегазоносных комплексов. Множественный коэффициент корреляции для первого уравнения $R=0,74$, а для второго $R=0,82$.

Для прогноза соотношения жидких и газообразных УВ в СБ В.Д. Наливкин, В.С. Лазарев, М.Д. Белонин и др. /14/ построили многомерную модель, использующую шесть прогностических параметров. Коэффициенты уравнения определялись по выборке из 35 СБ:

$$\ln \kappa = 0,4023 \ln x_2 + 7,675e^{-x_5} - 0,0186x_5^{-1} - 0,0114x_{10}^2 - 0,7273x_{13}^2 + 0,016x_{14}^{-1} - 1,1319.$$

Здесь κ – отношение ресурсов жидких и газообразных УВ. Множественный коэффициент корреляции для этого уравнения $R=0,93$, а остаточная дисперсия 0,37. Используя те же прогностические параметры, авторы /14/ предложили уравнение для оценки величины q_v (при этом, очевидно, предполагалось, что НГР УВ связаны с объемом уравнением (1)):

$$\ln q_v = 0,004x_2^2 - 0,01x_7^{-1} - 1,9064x_9^{-1} + 0,0242x_{10}^2 + 0,144x_{12}^{-1} + 0,0494x_{13}^{-1} - 0,0034x_{14}^{-1} - 7,7241.$$

Коэффициент множественной корреляции $R=0,65$. При построении уравнений в работе /14/ анализировалась связь q_v и κ со следующими прогностическими параметрами: 1) тектонотип бассейна (x_1); 2) объем нескладчатых и слабоскладчатых отложений фанерозоя (x_2); 3) максимальная мощность нескладчатых и слабоскладчатых

отложений фанерозоя (x_3); 4) количество мегакомплексов (x_4); 5) возраст верхнего мегакомплекса (x_5); 6.) объем отложений мезозоя и кайнозоя, абсолютный (x_6) и в % от всего объема осадочного выполнения (x_7); 7) объем отложений, погруженных на глубину более 2 км, абсолютный (x_8) и в % от всего объема осадочного выполнения (x_9); 8) доля морских образований в осадочном выполнении (x_{10}); 9) песчанность терригенных отложений, % (x_{11}); 10) песчанность осадочных пород в СБ, % (x_{12}); 11) доля карбонатных пород в СБ, % (x_{13}) и по отношению к некарбонатным породам (x_{14}).

В последнее время в связи с накоплением и уточнением исходной информации по ряду СБ предпринимались попытки найти более точную зависимость, связывающую величины Q и V . Для малых межгорных впадин такую попытку сделали А.А. Арбатов и А.В. Кондаков /1/. Изучив данные по 40 СБ такой тектонической природы, они нашли, что связь объемов осадочного выполнения с ресурсами УВ характеризуется коэффициентом корреляции $r = 0,65$ и описывается уравнением

$$\lg(Q + 1) = 2,07 + 0,87 \lg(V + 1).$$

Здесь Q в млн.т УУВ, а V в тыс.км³.

Существенно более полной информацией при анализе связи НГР УВ и объемов СБ пользовались А.Э. Конторович, М.С. Моделевский и А.А. Трофимук /7/. Анализировалась выборка из 195 СБ; для которых достаточно достоверно определены НГР УВ и объем. Коэффициент корреляции между величинами Q и V оказался равным 0,73. Обоснованно считая связь между Q и V не очень сильной, авторы указывают на то, что зависимость имеет нелинейный характер и описывается уравнениями

$$Q = 63,33(\exp(1,3 \cdot 10^{-4}V) - 1); \quad (3)$$

$$\ln Q = 1,19 \ln V - 6,47. \quad (4)$$

Здесь Q в млрд.т УУВ, а V в тыс.км³. При прогнозе первое уравнение лучше использовать для бассейнов с объемом более 2,5-3,0 млн.км³, а второе - для более мелких бассейнов. Как нетрудно видеть, из уравнений (3)+(4) следует, что объемная плотность НГР УВ выше для бассейнов с большими объемами. Авторы /7/ объясняют это тем, что в крупных бассейнах к зоне интенсивной генерации нефти и газа приурочена относительно большая доля их осадочного выполнения, чем в мелких.

По современным представлениям о зональности процессов нефтегазообразования в стратифере выделяются три зоны генерации УВ: верхняя зона интенсивного газообразования (ВЗГ), главная зона нефтегазообразования (ГЗН) и глубинная зона интенсивного газообразования (ГЗГ). Названные зоны, частично перекрываясь, охватывают фактически весь осадочный чехол. По обобщенным данным, максимум интенсивности нефтеобразования приходится на глубины 2,5-3,0 км. Приведенные цифры надо рассматривать как ориенти-

ровочные, поскольку положение ГЗН в стратиффере зависит от многих факторов и в первую очередь от термической истории отложений и типа органического вещества.

Массы газа, генерированные в ВЗГ, могут быть весьма значительными: например, газовые залежи сеномана на севере Западно-Сибирского СБ образованы газом, генерированным преимущественно в ВЗГ. Однако условия, приводящие к сохранению залежей такого газа, создаются, видимо, довольно редко /5/. Поэтому кажется обоснованным предположение, что величина НГР УВ статистически не зависит от объемов пород, которые еще не погрузились на глубины, соответствующие ГЗН.

Идею о том, что НГР УВ контролируются объемом осадочных пород, лежащих ниже слоя определенной мощности, в разной форме высказывали многие исследователи. Например, в примечании на с. 576 работы А.И. Леворсена "Геология нефти и газа" /11/, Н.Б. Вассоевич и М.К. Калинко пишут: "С нефтегенетической точки зрения к отложениям, генерировавшим в той или иной степени нефть, следует относить лишь те субкавальные осадочные породы, которые залегают на глубинах не менее 2000±500 м...".

Если справедливо предположение о том, что величина НГР УВ связана не со всем объемом осадочного выполнения, а лишь с той его частью, которая приурочена к главным зонам нефте- и газообразования, то целесообразно исключать из расчетов мощность осадочных отложений выше верхней границы ГЗН, которая варьирует в различных бассейнах от 1,5 до 2,5 км. Объем осадков, залегающих глубже слоя мощностью ϵ км, называется эффективным ($V_{эф}$).

Для проверки гипотезы о корреляции величин Q и $V_{эф}$ в работе /8/ была сформирована выборка, содержащая 66 СБ, для которых были известны Q и V . Затем для каждого СБ были рассчитаны значения $V_{эф}$ при $\epsilon = 1,5; 2,0; 2,5$ км. Для пар Q и V , Q и $V_{эф}$ (при трех значениях ϵ) были найдены соответствующие коэффициенты корреляции. Для Q и V величина коэффициента корреляции ($r = 0,75 \pm 0,06$) оказалась, естественно, близкой к полученной в работе /7/. А для Q и V при $\epsilon = 1,5$ км $r = 0,89 \pm 0,03$; при $\epsilon = 2,0$ км $r = 0,87 \pm 0,03$; при $\epsilon = 2,5$ км $r = 0,84 \pm 0,04$.

Отметим, что во всех трех случаях связь между Q и $V_{эф}$ сильнее, чем между Q и V , и все четыре коэффициента корреляции значимы с доверительной вероятностью $p = 0,999$. Существенно, что различия между коэффициентами корреляции для Q и V и для Q и $V_{эф}$ также значимы. Последнее определенно свидетельствует в пользу предположения о том, что НГР УВ в большинстве СБ статистически контролируется не всем объемом осадочного выполнения, а лишь его эффективной частью.

А.Э. Конторович и др. /18/ приводят уравнение, связывающее величину Q и $V_{эф}$ при $\epsilon = 2,0$ км:

$$Q = 0,027 V_{эф} + 0,60. \quad (5)$$

Здесь Q в млрд. т УУВ, а $V_{эф}$ в тыс.км³.

Уравнения типа (4) позднее были получены для СБ с различным преимущественным возрастом осадочного выполнения /9/. Для

35 СБ с кайнозойским и мезозойско-кайнозойским возрастом осадочного выполнения было получено следующее уравнение:

$$\ln Q = -3,22 + 0,73 \ln V, \quad r = 0,81.$$

Здесь и ниже Q в млрд.т УУВ, V в тыс.км³; r – коэффициент парной корреляции.

Для 34 мезозойских СБ уравнение имеет следующий вид:

$$\ln Q = -6,19 + 1,17 \ln V, \quad r = 0,92.$$

И наконец, для подвыборки из 24 СБ с преимущественно палеозойским возрастом осадочного выполнения получено следующее уравнение:

$$\ln Q = -5,88 + 1,10 \ln V, \quad r = 0,87.$$

Было показано, что мезозойское и палеозойское уравнения статистически не различимы между собой и с уравнением, полученным по объединенной выборке при уровне доверительной вероятности 0,95 /9/. Для прогноза НГР УВ в СБ с некайнозойским возрастом осадочного выполнения, вероятно, корректнее воспользоваться уравнением, построенным по объединенной мезозойско-палеозойской выборке:

$$\ln Q = -6,06 + 1,14 \ln V, \quad r = 0,904.$$

Группа исследователей СНИИГиМСа и ВНИИЗарубежгеологии, используя специальную автоматизированную систему, построила целую серию уравнений для прогноза величины НГР УВ, НГР жидких и газообразных УВ в СБ в целом и в различных интервалах глубин /10/. Первоначальная совокупность прогностических параметров включала более 100 признаков. Все осадочные породы делились на песчано-алевритовые, глинистые, карбонатные и эвапоритовые. Песчано-алевритовые породы, в свою очередь, подразделялись на угленосные и субугленосные, пестроцветные и сероцветные безугленосные. Такое же распределение проводилось для глинистых пород, чтобы дифференцировать породы по их нефтегазопроизводящему потенциалу.

Известно, что угленосные и субугленосные толщи генерируют из УВ преимущественно газы, а нефтегазопроизводящий потенциал пестроцветных образований ввиду низких содержаний органического углерода ничтожно мал либо вообще равен нулю. Учитывая важную роль морских глин и аргиллитов как нефтегазопроизводящих пород с преимущественно аквагенным (сапропелевым) органическим веществом, их объем оценивали особо. К ним относили все глины и аргиллиты за вычетом угленосных, субугленосных и пестроцветных. По этой же причине, в силу их особой роли в нефтегазобразовании, отдельно оценивались объемы горючих сланцев.

Поскольку каждый из этих типов пород имеет свой субкларк органического вещества и каждому из них свойствен определенный преобладающий генетический тип органики, а распределение пород по глубинам в грубой схеме для бассейнов, где преобладает проги-

бание, обуславливает уровень катагенеза, объем в бассейне и по интервалам глубин эвапоритов и глин обобщенно характеризует качество флюидоупоров, а объем песчаников и карбонатов – качество проницаемых комплексов, следует предполагать, что полученные таким образом регрессионные зависимости точнее, чем традиционные, так как они индивидуальнее характеризуют начальный нефтегазогенерационный и аккумуляционный потенциал осадочных толщ отдельных СБ.

В описание СБ вводились параметры, обобщенно характеризующие элементы строения (распределение объемов или массы пород) и истории развития бассейна. В первую группу входили соотношения в бассейне объемов в интервале глубин 1–2 км и глубже 2 км, 1–2 и 2–5 км, до 5 и глубже 5 км и т.д. Они позволяют проверить различные гипотезы о закономерностях нефтегазообразования. Ко второй группе параметров относятся доля кайнозойских, мезозойских, мезо–кайнозойских отложений в бассейне, время после завершения интенсивного прогибания бассейна, объемная скорость осадконакопления в бассейне и т.д.

Затем из исходного набора параметров по специальной методике выбирались минимизированные, наиболее информативные наборы (из 3–6 параметров), на основе которых и строились прогностические уравнения. Ввиду большого числа и громоздкости полученных уравнений мы их не приводим, отсылая читателя к оригинальной работе /10/. Подход, аналогичный примененному в работе /10/, использован исследователями ВНИГРИ /4/, хотя и для других объектов прогноза. В качестве последних они рассматривают “бассейновые” и “межбассейновые” нефтегазоносные области.

В 1964 г. М.С. Напольский предложил использовать для прогноза величины НГР УВ установленный им эмпирический факт зависимости (баланса) между объемом природных резервуаров нефтегазоносных бассейнов и объемом нефти и газа, заключенных в этих резервуарах. В дальнейшем этот подход, получивший название объемно–балансового метода (ОБМ) и содержательно отличающийся от ОСМ, развивался в работах М.С. Моделевского /13,19/ и др.

Объектами оценки ОБМ являются крупные уравновешенные системы – нефтегазоносные бассейны, области и зоны нефтегазонакопления, изолированные комплексы отложений в пределах бассейнов, областей и зон нефтегазонакопления и т.д. Объем такой системы – это суммарный объем природных резервуаров, вмещающих скопления УВ и подземные воды.

Отношение объема, занимаемого залежами УВ в пластовых условиях, к общему объему системы, называется коэффициентом концентрации (нефти, газа, суммы УВ). Этот коэффициент по своему физическому смыслу представляет собой предел удерживающей способности системы – избыточная часть УВ неизбежно из нее выносятся, рассеивается. Минимальная по объему система – залежь. Если ловушка заполнена нефтью или газом до замка, коэффициент концентрации практически равен единице (без учета объема, занятого внутриводной водой). Однако, чем больше объем системы, тем

меньше величина этого показателя. Крупные системы, объемы которых превышают 8000 км^3 в платформенных впадинах, 1000 км^3 в предгорных прогибах и 300 км^3 во внутрискладчатых областях, характеризуются коэффициентами концентрации нефти в среднем $1,5 \cdot 10^{-4}$, газа – $3,5 \cdot 10^{-4}$, суммы УВ – $3,0 \cdot 10^{-4}$. Системы, крупность которых меньше указанных граничных величин, характеризуются большими или меньшими значениями данного показателя (в зависимости от комплекса параметров, определяющих перспективы нефтегазосности), которые могут быть оценены по аналогии с хорошо изученными (эталонными) участками.

Ресурсы нефти, свободного газа и суммы УВ рассчитываются по формулам

$$Q_{\text{н}} = V_{\text{р}} \varphi_{\text{н}} \gamma_{\text{н}}; \quad Q_{\text{гс}} = V_{\text{р}} \varphi_{\text{гс}} F; \quad Q = V_{\text{р}} \varphi \gamma,$$

где $V_{\text{р}}$ – объем природных резервуаров, км^3 ; $\varphi_{\text{н}}$, $\varphi_{\text{гс}}$, φ – коэффициенты концентрации соответственно нефти, свободного газа и суммы УВ; $\gamma_{\text{н}}$ и γ – плотности соответственно нефти и суммы УВ; F – объемный коэффициент свободного газа.

Ресурсы растворенного газа и газового конденсата определяются по усредненным данным о газонасыщенности нефти и содержании в свободном газе стабильного конденсата. Для смешанных систем (газонефтяных, газоконденсатно-нефтяных) или для разделения суммы УВ на компоненты дополнительно определяется доля газа или нефти в общей сумме УВ. Способы определения этого показателя описаны М.С. Моделевским в ряде специальных работ /13, 19 и др./.

М.С. Моделевским с соавторами /19/ была предложена более сложная модель для прогноза объемной плотности НГР УВ:

$$q_{\text{в}} = \exp(4,69 + 2,67k_{\text{пс}}) \cdot k_{\text{пс}}^{1,2},$$

где $q_{\text{в}}$ – в тыс.т/км³; $k_{\text{пс}}$ – коэффициент полезной емкости – безразмерная величина. Для бассейна в целом она определяется как средневзвешенная по разрезу. Вычисляется $k_{\text{пс}}$ как отношение суммарной мощности резервуара к общей мощности комплекса. Значение парного коэффициента корреляции для фактического значения $q_{\text{в}}$ и рассчитанного по уравнению очень высоко ($r = 0,966$).

Остановимся на некоторых особенностях описываемых выше подходов. Математические модели ОСМ и ОБМ, как нетрудно видеть, носят чисто эмпирический характер. Использование в них аппарата линейного регрессионного анализа вынуждает ограничиваться моделями вида

$$y = \sum a_i f_i(x_i),$$

где y – прогнозируемая характеристика НГР УВ; a_i – параметр модели; f_i – некоторая заданная функция i -го прогностического параметра. Увеличение числа прогностических параметров вступает в противоречие с увеличением объема эталонной выборки, так как чем выше требуемый уровень изученности, тем меньшее число СБ

ему удовлетворяет. Это, в свою очередь, заставляет выбирать из всего объема возможных прогностических параметров некоторое небольшое число наиболее информативных, что привело даже к созданию специальных автоматизированных систем, минимизирующих число прогностических параметров и выбирающих из некоторого заданного набора функции f_i /10/.

Такой формальный подход породил свои трудности. Отсутствие генетических, содержательно ясных соображений при выборе формы зависимости делает ее, по существу, пригодной только для интерполяционного прогноза. Линейный характер используемых моделей делает невозможным учет кумулятивного или более сложного влияния ряда факторов. Минимизированные наборы параметров часто не включают факторы, которые должны по содержательным соображениям существенно влиять на величину НГР УВ, что приводит к сомнениям в качестве полученной модели и в достоверности результатов прогноза по ней. Например, при построении многомерных моделей для прогноза НГР УВ в работе /10/ из всех полученных наиболее информативных наборов прогностических параметров выпали параметры, характеризующие возраст осадочного выполнения, хотя практически все исследователи признают его влияние на перспективы нефтегазоносности. Только специальный дополнительный анализ, проведенный с участием авторов, на более представительной эталонной выборке показал, что это связано со значительно более сильным влиянием других параметров (например, литологического состава осадочного выполнения), вызывающих сильную дисперсию величины НГР УВ, а также с неточностью определения этой величины для СБ эталонной выборки, что нивелирует влияние возраста осадочного выполнения /9/. Это приводит к нецелесообразности учета данного параметра при прогнозе объемно-статистическим методом, что не исключает его учета в более содержательных моделях.

Основной путь возможного совершенствования ОСМ – это путь перехода от формальных линейных математических моделей к моделям, выведенным из генетических, содержательных соображений. В рамках такого подхода, в зависимости от общности принятых допущений, могут быть получены модели различной степени сложности, применимые на различных уровнях изученности СБ.

Остановимся кратко на вопросе, какую из характеристик НГР УВ следует сравнивать с данными по СБ эталонной выборки. В большинстве упомянутых выше работ для этих целей используется Q . Однако представляется более правильным калибровать модель прогноза по величине плотности НГР УВ, как это сделано в работах /2, 14, 19/. Целесообразность такого подхода связана с тем, что даже при очень значительной дисперсии величины q_v , корреляция между Q и V (или другими объемными характеристиками СБ) будет весьма высокой в силу соотношения (1). Последнее обстоятельство порождает иллюзию точности прогноза. Кроме того, при использовании аппарата линейной регрессии лучше оперировать не абсолютными значениями Q и q_v , а их логарифмами, что связано с логарифмически нормальным характером распределения СБ эталонных выборок по этим величинам.

Опыт построения простейших моделей ОСМ на основе содержательного объемно-генетического подхода приведен в работе Л.М.Бурштейна /2/, в которой учитывались прежде всего генерационно-миграционные аспекты формирования скоплений УВ.

Как было показано ранее /5/, ОСМ в его классическом варианте есть частный случай объемно-генетического метода (ОГМ). А.Э. Конторович исходил из предположения, что НГР УВ прямо пропорциональны количеству УВ, эмигрировавших в пределах СБ:

$$Q = k \cdot Q_{эм} + l.$$

Здесь Q - НГР УВ в СБ; $Q_{эм}$ - количество эмигрировавших в пределах СБ УВ; k, l - коэффициенты уравнения, причем k близок по смыслу к коэффициенту аккумуляции.

Величина $Q_{эм}$ может быть представлена в виде трехмерного интеграла от объемной плотности эмиграции по всему объему СБ:

$$Q_{эм} = \int_V q_{эм}(\vec{r}) d\vec{r},$$

где $q_{эм}$ - объемная плотность эмиграции; \vec{r} - радиус-вектор. При некоторых естественных предположениях о виде $q_{эм}(\vec{r})$ в работе /2/ получены уравнения, связывающие q_v и Q с геометрическими характеристиками СБ:

$$Q = -0,476 + 10,800D_2 - 3,182D_3 + 0,288D_4, \quad R = 0,993; \quad (6)$$

$$q_v = -3,45 + 1,796d_2 + 0,420d_3 - 0,059d_4; \quad (7)$$

$$d_i = D_i V^{-1}, \quad D_i = \int_0^H S(h) h^i dh.$$

Здесь D_i - в млн.кмⁱ⁺³; S - площадь сечения СБ на глубине h .

В качестве эталонной выборки было взято девять отечественных и девять зарубежных относительно хорошо изученных СБ, ранее использованных при построении многомерных математических моделей, описывающих величину и структуру НГР УВ в СБ /10/. В их число входят Месопотамский, Южно- и Центрально-Суматринские, Северо-Яванский, Пермский, Иллинойский, Маракаибский, Оринокский, Паудер Ривер, Амударьинский, Тимано-Печорский, Волго-Уральский, Балтийский, Днепрово-Припятский, Азово-Кубанский, Среднекаспийский, Среднерусский, Западно-Сибирский бассейны. В контрольную выборку были включены 13 хорошо изученных СБ Северной Америки: Грин Ривер, Биг Хорн, Сан Хуан, Уиллистонский, Мичиганский, Уинта-Пайсенс, Западный Внутренний, Денвер, Пред-аппалачский, Западно-Канадский, Грейт Валли, Санта Мария. Информация о НГР УВ, объемах и других характеристиках осадочного заполнения взята из литературы.

Величина остаточного стандартного отклонения, характеризующего уравнение (7), $\sigma = 11,14$ тыс.т/км³, а коэффициент множест-

венной корреляции $R = 0,624$. Коэффициент парной корреляции между фактической величиной НГР УВ и рассчитанной с помощью плотностей, спрогнозированных по уравнению (7), равен $0,971$. Хотя он и ниже, чем коэффициент корреляции, характеризующий уравнение (6), но для прогноза уравнение (7) более предпочтительно. Это связано с тем, что относительная ошибка прогноза по уравнению (7) распределена по СБ эталонной выборки более равномерно и практически не зависит от размеров бассейна. Среднее относительное отклонение в этом случае составляет около 80% , т.е. для СБ эталонной выборки предсказанная величина НГР УВ отличается от фактической в среднем менее чем в 2 раза. При прогнозе же по уравнению (6) относительное отклонение практически равно нулю для крупнейших бассейнов, но составляет сотни процентов для мелких. Расчет величины НГР УВ для СБ контрольной выборки по уравнению (7) и сравнение оценок с фактическими значениями привели практически к тем же результатам. Коэффициент парной корреляции между фактической и рассчитанной величиной НГР УВ равен $0,968$. Среднее относительное отклонение составило около 83% .

Более высокая точность в рамках описываемого подхода, видимо, не достижима. Приведенная модель не выходит существенным образом за рамки ОСМ и, как следствие, наследует многие его недостатки.

Большой интерес представляет возможность получения моделей ОСМ из моделей историко-генетического метода. Такая попытка была предпринята Л.М. Бурштейном. На основе обобщения историко-генетической модели А.Э. Конторовича [6] получена следующая система уравнений, описывающих динамику формирования и разрушения скоплений УВ в СБ:

$$\frac{dQ}{dt} = kQ_k - \alpha Q; \quad \frac{dQ_k}{dt} = \frac{dQ_{эм}}{dt} - k_2 Q_k, \quad k_2 = k + k_1,$$

Здесь Q_k - количество рассеянных УВ в коллекторах; $Q_{эм}$ - количество эмигрировавших УВ; k, α, k_1 - коэффициенты, характеризующие скорость аккумуляции, разрушения скоплений УВ и безвозвратных потерь рассеянных УВ из коллекторских толщ.

При некоторых дополнительных предположениях можно получить следующее выражение для величины НГР УВ:

$$Q = v_{ген} \psi(\delta) \omega (k_2 - \alpha - k_2 e^{-\alpha \tau} + \alpha e^{-k_2 \tau}).$$

Здесь $v_{ген}$ - объемная доля пород-генераторов УВ в СБ; ψ - функция параметра δ , равного отношению объемов возможных пород-флюидоупоров к объему пород-коллекторов в СБ; τ - время достижения осадочным выполнением СБ средней мощности, достаточной для интенсивного протекания процессов генерации и эмиграции УВ; ω - средняя объемная скорость осадконакопления за время τ .

Данная модель содержит в виде частных случаев некоторые простейшие модели ОБМ и ОСМ, в том числе модели Двали - Дмит-

риевой, Нестерова – Потеряевой и др. С ее помощью удалось достигнуть весьма высокой точности описания эталонной выборки, правда ограниченной по объему. Из анализа данной модели становится ясно, что при достаточно больших τ время слабо влияет на абсолютную величину НГР УВ. Вариация Q в этом случае определяется долей пород–генераторов в разрезе, соотношением объемов коллекторов и флюидоупоров и объемной скорости осадконакопления. При прочих равных условиях максимальная плотность ресурсов будет характеризовать СБ с параметром τ порядка 40–50 млн.лет. Зависимость ψ от параметра δ довольно сложна. Предварительные оценки показывают, что при $0,76 \leq \delta \leq 1,23$ ψ приблизительно в 4–5 раз больше, чем при $1,23 < \delta \leq 1,76$.

Почти двадцатилетний опыт широкого применения ОСМ и ОБМ для оценок ресурсов УВ различных районов СССР и зарубежных стран свидетельствует о том, что они позволяют получить достаточно объективное представление о величинах нефтегазового потенциала СБ или их крупных частей, характеризующихся относительно небольшим объемом геолого–геофизической информации. Совершенно очевидно, что достоверность этих оценок в большинстве случаев соответствует лишь категории Д. Однако значение их может быть очень велико, поскольку они дают возможность повысить объективность планирования поисковых работ уже на ранних стадиях геолого–разведочного процесса.

Следует особо подчеркнуть, что широкое внедрение в практику количественного прогноза методов математического моделирования существенно расширило возможности увеличения числа анализируемых параметров и повысило достоверность определения величины и структуры ресурсов, но точность оценки этих величин остается сравнительно невысокой. Ошибки прогноза, как известно, порождаются несколькими причинами: 1) неадекватностью модели прогноза; 2) неточностью исходной информации по оцениваемому объекту; 3) неточностью исходной информации по эталонной выборке, используемой для определения параметров модели; 4) ошибками вычисления (последнее обстоятельство не играет в нашем случае существенной роли) /12/. К сказанному можно добавить принципиальную невозможность сколь угодно точного прогноза, что вызвано природой самого оцениваемого объекта. С одной стороны, невозможно точно задать начальные и граничные условия модели, а также достаточно детально и однозначно реконструировать историю развития СБ и, следовательно, даже при наличии адекватной модели точно рассчитать величину и характеристики НГР УВ в СБ на сегодняшний день. С другой стороны, сложность процессов, протекающих при формировании скоплений УВ, видимо, столь велика, что поведение гипотетической “адекватной” модели может оказаться слабоустойчивым. То есть решения соответствующих уравнений будут иметь, как говорят, “странные аттракторы” (в качестве примера можно привести систему уравнений, описывающих атмосферные процессы). Из сказанного следует, что модели, описывающие формирование ресурсов нефти и газа в СБ, а следовательно, и прогно-

стические модели для предсказания их величины и характеристик, будут неизбежно содержать стохастическую компоненту.

Возникает естественный вопрос о путях дальнейшего совершенствования методов количественного прогноза и моделей, лежащих в их основе.

В идеальном случае при прогнозе следовало бы исходить из достаточно общей и адекватной модели формирования скоплений УВ в СБ. Причем параметры такой модели должны были бы определяться без привлечения эталонных объектов, на основе более детальных моделей, описывающих физико-химические процессы, протекающие на отдельных стадиях формирования скоплений УВ. Естественно, непосредственно для прогноза следовало бы использовать асимптотические и частные модели, вытекающие из общей при некоторых предельных переходах или дополнительных упрощающих предположениях. Такие модели содержали бы меньшее число переменных, чем исходная. Необходимость такого редуцирования общей модели при прогнозе связана с тем, что использование малоточных переменных в сложных многопараметрических моделях может увеличить ошибку прогноза /12/. Степень упрощения исходной модели должна определяться информационной ситуацией на объекте прогноза. Чем ниже точность наших данных об оцениваемом СБ, тем более простые прогностические модели для его оценки следует применять.

С другой стороны, наличие достаточно общей математической модели позволило бы собирать информацию об оцениваемом СБ более целенаправленно, с учетом большего или меньшего влияния тех или иных переменных на результаты и точность прогноза. Можно было бы также выявить степень влияния стохастичности самого процесса образования скоплений нефти и газа и определить тем самым величину неустранимой ошибки прогноза.

Намеченный путь в настоящее время не реализован в полном объеме, хотя определенные усилия в этом направлении предпринимаются как у нас, так и за рубежом. Поэтому наряду с уточнением и обобщением моделей, используемых при прогнозе, существенную роль продолжает играть уточнение информации по СБ, входящим в эталонные выборки. Например, на основе развиваемой сейчас теории распределения месторождений нефти и газа по величине запасов (см. статью А.Э. Конторовича и др. в настоящем сборнике), видимо, удастся разработать процедуру сравнительно точного определения величины НГР УВ в средне и хорошо изученных СБ.

Сохраняет свое значение и эмпирический подход к прогнозу перспектив нефтегазоносности, но в симбиозе с генетическими моделями. Надо надеяться, что этим путем удастся приблизиться к описанной выше идеализированной ситуации, что приведет к принципиальным изменениям в методологии прогноза нефтегазоносного потенциала слабоизученных СБ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арбагов А.А., Кондаков А.В. Нефтегазоносность малых межгорных впадин // Геология нефти и газа. - 1977. - № 11. - С. 66-71.
2. Бурштейн Л.М. Новые модификации объемно-статистического метода оценки ресурсов нефти и газа // Геология и геофизика. - 1986. - № 12. - С. 15-21.
3. Двали М.Ф., Дмитриева Т.П. Объемно-статистический метод подсчета прогнозных запасов нефти и газа. - Л.: Недра. Ленингр. отд-ние, 1976. - 111 с.
4. Комплексирование методов прогноза нефтегазоносности / Под ред. Наливкина В.Д., Марасановой Н.В. - М.: Наука, 1983. - 180 с.
5. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра, 1976. - 248 с.
6. Конторович А.Э. Геолого-математическое моделирование как основа современных методов прогноза нефтегазоносности // Геофизические методы в познании земной коры в Сибири. - Новосибирск: СНИИГГиМС. - 1977. - С. 57-69.
7. Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. Принципы классификации седиментационных бассейнов (в связи с их нефтегазоносностью) // Геология и геофизика. - 1979. - № 2. - С. 3-12.
8. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М. Новая модификация объемно-статистического метода оценки начальных геологических ресурсов нефти и газа нефтегазоносных бассейнов // Геология нефти и газа. - 1981. - № 4. - С. 20-24.
9. Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. и др. Возраст седиментационных бассейнов и его влияние на ресурсы углеводородов // Сов. геология. - 1986. - № 10. - С. 12-18.
10. Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири / Под ред. Конторовича А.Э., Растегина А.А. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. - 149с.
11. Леворсен А. Геология нефти и газа. - М.: Мир, 1970. - 639 с.
12. Методы оценки перспектив нефтегазоносности / Белонин М.Д., Буялов Н.И., Захаров Е.В. и др. - М.: Недра, 1979. - 332 с.
13. Моделевский М.С. Новое в прогнозировании нефтегазоносности. - М.: ВИЭМС, 1972. - 89 с.
14. Наливкин В.Д., Лазарев В.С., Белонин М.Д. и др. Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности слабоизученных территорий // Сов. геология. - 1976. - № 1. - С. 28-39.
15. Неручев С.Г. Взаимосвязь между стадийностью нефтегазообразования и размещением нефти и газа в бассейнах // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. - М.: Недра, 1978. - С. 65-88.
16. Нестеров И.И., Потеряева В.В. К методике оценки запасов нефти и газа новых нефтегазоносных территорий // Геология нефти и газа. - 1971. - № 6. - С. 5-10.
17. Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. - М.: Недра, 1975. - 278 с.
18. Прогноз месторождений нефти и газа / Конторович А.Э., Демин В.И., Фотиади Э.Э. и др. - М.: Недра, 1981. - 350 с.
19. Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения / Моделевский М.С., Гуревич Г.С., Хартуков Е.М. и др. - М.: Недра, 1983. - 224 с.
20. Weeks L.G. Highlights on 1949 Developments in Foreign Petroleum Fields // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. - 1949. - Vol. 33, N 6. - P. 1029-1124.
21. Weeks L.G. Concerning Estimates of Potential oil Reserves // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. - 1950. - Vol. 34, N 10. - P. 1947-1953.

СОДЕРЖАНИЕ

От редактора	3
Конторович А.Э., Демин В.И., Лившиц В.Р. Математическое моделирование и вычислительный эксперимент как метод прогноза структуры начальных геологических ресурсов нефти и газа	10
Акрамходжаев А.М., Киршин А.В., Амирханов Ш.Х. Роль сорбированных углеводородов рассеянного органического вещества осадочных пород в оценке прогнозных ресурсов нефти и газа	42
Моделевский М.С., Бурштейн Л.М. Современное состояние объемно-статистического и объемно-балансового методов оценки начальных геологических ресурсов нефти и газа	56

Научное издание

ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ
В СВЕТЕ УЧЕНИЯ АКАДЕМИКА И.М. ГУБКИНА

Редактор издательства Е.С. Иванова. Художественный редактор М.Ф. Глазырина. Технический редактор Н.М. Остроумова.
Корректоры Р.К. Червова, О.Л. Шабалина

ИБ №34268

Сдано в набор 9.11.88. Подписано к печати 27.01.89. МН-01006
Формат 60x90 1/16. Бумага кн.-журн. Offsetная печать. Усл. печ. л. 4,5.
Усл. кр.-отт. 4,9. Уч.-изд. л. 4,5. Тираж 650 экз. Заказ № 349
Цена 90 коп.

Ордена Трудового Красного Знамени издательство "Наука",
Сибирское отделение. 630099 Новосибирск, ул. Советская, 18.

4-я типография издательства "Наука". 630077 Новосибирск,
ул. Станиславского, 25.