



ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ



ИЗДАТЕЛЬСТВО • НАУКА •



АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
Национальный комитет геологов
Советского Союза

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС
XXV сессия

Доклады советских геологов

553.068

ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ
НАФТИДОВ И БИТУМИНОЗНЫХ ПОРОД

1521



ИЗДАТЕЛЬСТВО • НАУКА •
Москва 1976



Редакционная коллегия:

Н.Б. Вассоевич (ответственный редактор), А.А. Трофимук,
А.А. Геодекян, Н.А. Еременко, В.Я.Троцюк

Editorial board:

N.B. Vassoevich (Chief Editor), A.A. Trofimuk,
A.A. Geodekyan, N.A.Eremenko, V.Ya. Trotsyuk

ACADEMY OF SCIENCES OF THE USSR
MINISTRY OF GEOLOGY OF THE USSR
National Committee of Geologists of the Soviet Union

INTERNATIONAL GEOLOGICAL CONGRESS
XXV session

Report of soviet geologists

COMBUSTIBLE MINERAL RESOURCES

ПРЕДИСЛОВИЕ

Доклады, рассматривающие различные аспекты происхождения и формирования нафтидов и битуминозных пород, по традиции выделяются в особую проблему 5 – "Горючие ископаемые", занимающую важное место в программах работ Международных геологических конгрессов. В последнее время внимание к этой проблеме еще более возросло из-за явно неудовлетворительного и все ухудшающегося состояния общемирового баланса объемов потребления и запасов горючих ископаемых. На предстоящей в августе 1976 г. в Австралии XXV сессии Конгресса будут рассмотрены в основном вопросы происхождения горючих ископаемых и их взаимосвязей. На первом месте стоит проблема генетических соотношений углеводородов; затем последовательно: геохимия нефти, угля и углеродистого вещества в породах; влияние условий среды осадконакопления, последующего уплотнения осадков и их тектонической и термической истории на образующиеся конечные продукты – горючие ископаемые; региональная связь нефтяных и угольных месторождений и происхождение горючих сланцев.

В докладах советских геологов, включенных в данный сборник, освещены почти все эти вопросы (кроме предпоследнего).

В первой статье отмечено прежде всего то общее (основное), что объединяет углеводородистые горючие ископаемые. Все они являются детьми литогенеза, имеют общие источники материи – живое вещество и энергии – Солнце. Это позволяет, в первом приближении к истине, относить угли, нефть и углеводородные газы (УВГ) соответственно к твердой, жидкой и газовой фазам продуктов фоссилизации (*s.lato*) биоорганического вещества, в основном растительного и микробиального. Больше внимание уделено генетическим факторам, обуславливающим дифференциацию и пространственно-временное обособление углей, нефти и УВГ.

В весьма содержательной статье А.Э. Конторовича и А.А. Трофимука, отличающейся широким историко-генетическим подходом к анализу процесса нефтегазообразования, послед-

нее теснейшим образом увязано со стадийностью литогенеза и его эволюцией с позднего докембрия до наших дней. Дана схема вертикальной зональности в генерации материнскими породами нефти и УВГ и распределения их основных запасов по глубинам.

Широким и многообразным общим подходом к генезису нефти и газа отличается также статья Н.А. Еременко, И.И. Амосова, А.А. Петрова и Ф.Е. Окуньковой. Выявление закономерностей нефтегазообразования в конкретных регионах осуществлялось авторами комплексом методов, одновременно с историко-геологических, литогенетических и геохимических позиций.

После того как исследованиями последних лет было твердо установлено, что основная масса нефти образуется не биогенным путем и не на стадии диагенеза, а путем термоллиза и (или) термokatализа на глубинах, на которых вступает в свои права мезокатагенез и осуществляется главная фаза нефтеобразования (ГФН), интерес к явлениям катагенеза сильно возрос во всем мире. Возникла потребность в унифицированных критериях для выделения ступеней, подэтапов, или, как их лучше называть, градаций катагенеза, в унифицированной шкале катагенеза. Этой проблеме, в аспекте нефтегазообразования, посвящена следующая статья в данном сборнике. Можно надеяться, что предложенные в ней подстадии и градации явятся основой для международной шкалы катагенеза.

Большое научное и практическое значение статьи А.Э. Конторовича и Э.Э. Фотиади вытекает из ее названия "Теоретические основы количественного прогноза и поиска месторождений нефти и газа". Написана она на высоком научном уровне с использованием современных достижений нефтегазовой геологии и геохимии, математики и вычислительной техники. Приводятся примеры решения отдельных задач с помощью алгоритмов для Западно-Сибирского мегабассейна и Амударьинской провинции.

Весьма интересна и актуальна проблема, обстоятельно рассмотренная в статье А.А. Геодекяна, В.Я. Троцюка и Г.Ф. Ульмишека "Особенности нефтегазообразования под дном акваторий". Авторы обоснованно акцентировали свое внимание на соотношении в пространстве и во времени главных фаз (этапов), с одной стороны, генерации нефти (ГФГН), а с другой — ее начальной эмиграции (ГФЭН). Показаны два принципиально различных случая соотношения под дном глубоководных акваторий вертикальной зональности интенсивности новообразования углеводородов и зональности дегидратации нефтегазоматеринских пелитовых отложений. Приведены конкретные примеры как оптимальных, так и неблагоприятных соотношений ГФГН и ГФЭН.

Великолепная сводка наших знаний о газоносности отложений на больших глубинах на территории и акватории СССР составлена ведущими специалистами в области газовой геологии — И.П. Жабревым, В.Л. Соколовым, В.И. Ермаковым, Ю.П. Мирончевым.

В статье А.А. Бакирова, Э.А. Бакирова и Э.А. Табаранского приведен сравнительный анализ закономерностей размещения скоплений нефти и газа на молодых и древних платформах.

В.Д. Наливкин, В.С. Лазарев и Г.П. Сверчков на основе геолого-статистического анализа огромного фактического материала по 35 наиболее изученным нефтегазоносным бассейнам подтвердили правильность господствующих в настоящее время теоретических представлений об условиях генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, а также разрушения их залежей. Выявленные эмпирические закономерности получили количественную оценку, отдельно для нефти и газа. Это позволяет более уверенно прогнозировать их удельные запасы в менее изученных осадочных бассейнах.

В настоящее время одной из важнейших задач советских нефтяников является освоение нефтяных и газовых богатств Сибирской платформы. Этой проблеме посвящены две статьи. Геология и геохимия нефтяных и газовых месторождений восточной части платформы описана в статье К.Е. Мокшанцева, Е.И. Бодунова, А.И. Изосимовой, В.И. Фролова. Обоснована реальность Лено-Вилъюйской угленосной провинции, во многом совпадающей с одноименным бассейном.

В статье Д.И. Дробота, Р.П. Пресновой и А.С. Анциферова детально проанализировано с геолого-геохимических позиций нефтегазообразование в рифейско-вендских и нижнекембрийских толщах Сибирской платформы.

Статья П.Н. Кропоткина и Б.М. Валяева резко отличается от всех предыдущих, так как авторы придерживаются теории глубинного эманационного происхождения нефти и газа. По существу эта статья направлена против основных положений всех остальных авторов данного сборника, стоящих на позициях органической (осадочно-миграционной) теории генезиса нефти и УВГ. В то же время приведенный в предыдущих статьях фактический материал, неопровержимо доказывающий справедливость органической теории, опровергает использованные этими авторами аргументы в пользу глубинного происхождения нефти и основной массы УВГ. Как известно, на последних четырех Мировых нефтяных конгрессах, в том числе и на IX, состоявшемся в мае 1975 г. в Токио, вопросам генезиса нефти уделялось большое вни-

мание. Однако гипотезы о ее неорганическом (минеральном) происхождении на этих конгрессах вообще не рассматривались.

В составлении настоящего сборника приняло участие 33 советских ученых из различных научно-исследовательских институтов и высших учебных заведений Москвы, Ленинграда, Новосибирска, Тюмени и Иркутска. Разумеется, публикуемые статьи, несмотря на относительно разнообразную тематику, далеко не исчерпывают проблем, которые будут обсуждаться на XXV сессии Конгресса и связаны с происхождением углеводородистых горючих ископаемых и их пространственно-временными историко-генетическими соотношениями. Все эти проблемы успешно разрабатываются в СССР, способствуя неуклонному из года в год возрастанию темпов добычи в стране угля, нефти и газа.

Н. Б. ВАССОЕВИЧ

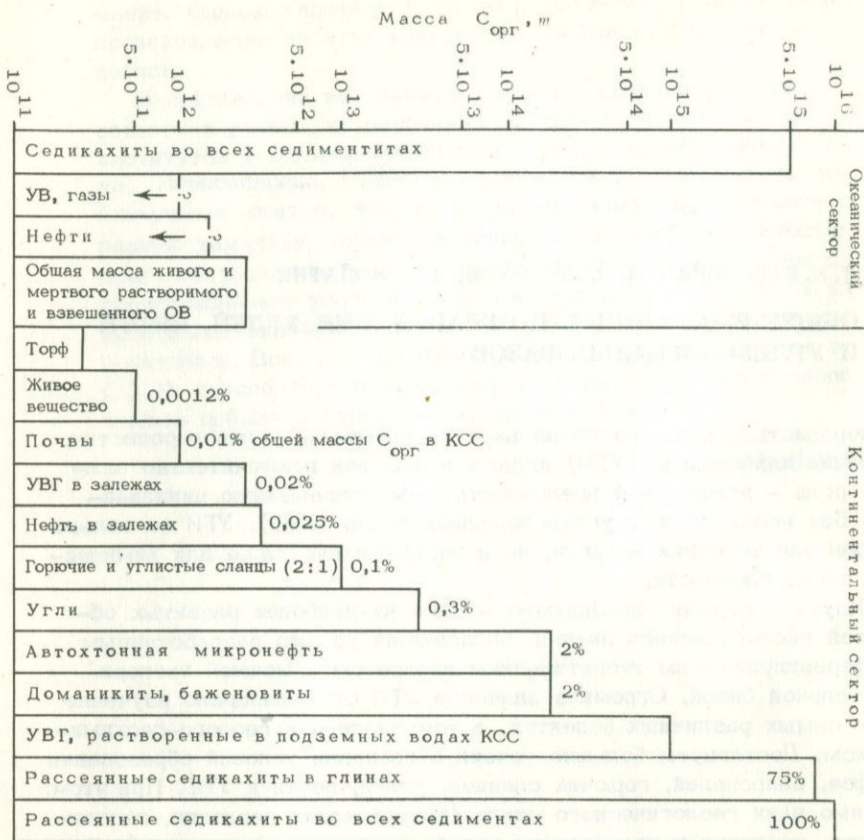
ОБЩЕЕ И ОСОБЕННОЕ В ОБРАЗОВАНИИ УГЛЕЙ, НЕФТИ И УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Углеродистые, или, как правильнее их называть, углеводородистые горючие ископаемые (УГИ) играют в наш век исключительно важную роль – невозможно представить себе современную цивилизацию без нефти, угля и углеводородных газов (УВГ). УГИ не только важнейший источник энергии, но и незаменимое сырье для химической промышленности.

Наука о горючих ископаемых – одна из наиболее развитых областей геологического знания, обладающая хорошо разработанным дифференцированным теоретическим аппаратом и мощной экспериментальной базой. Огромное значение УГИ стимулировало изучение их в самых различных аспектах, в том числе и в геолого-геохимическом. Достигнуты большие успехи в познании условий образования торфов, сапропелей, горючих сланцев, углей, нефти и УВГ. При этом, помимо наук геологического цикла (историческая геология, геотектоника, геология и петрография углей, геология нефти и газа), большую роль сыграли также геохимические (биогеохимия, органическая геохимия, геохимия угля, геохимия нефти и геохимия УВГ) и биологические науки (гидробиология), а также молекулярная палеонтология.

В итоге комплексных геолого-биогеохимических исследований, проведенных учеными СССР, США, Франции, ФРГ, Канады, Японии, Австралии и ряда других стран, представилась возможность выявить общие черты, объединяющие все УГИ вместе с тем характерные для разных их типов.

Горючие ископаемые, как и вообще углеводородистые органические вещества (ОВ), объединяет прежде всего общность *материально-энергетического первоисточника* – все они обязаны своим происхождением *живому веществу* биосферы и в сущности являются непосредственным следствием развития планет земного типа. Из огромного потока лучистой энергии Солнца, получаемой Землей ($5 \cdot 10^{20}$ больших калорий ежегодно), только 0,3% аккумулируется растительностью путем фотосинтеза. Фоссилизирована лишь весьма малая доля растительной массы – менее 1%, т.е. ежегодно захороняется не более 0,003% энергии солнечной радиации.



СТРАТИСФЕРА

Континентальный сектор

Соотношение в стратифере масс сидикахитов, педокахитов, углей, нефтей, УВГ и других природных углеводородистых образований (в пересчете на содержащийся в них $C_{орг}$, в т)

УВ – углеводороды; УВГ – углеводородные газы. УВГ, растворенные в подземных водах континентального сектора стратиферы (КСС), не учитывались в общем балансе $C_{орг}$ (кахитов)

По новейшим данным, общая масса $C_{орг}$ в составе живого вещества планеты достигает $n \cdot 10^{11}$ т (см. рисунок). Того же порядка и годовая биопродукция – $n \cdot 10^{11}$ т $C_{орг}$ (где $n > 2$), из этого количества не менее $0,3 \cdot 10^{11}$ т приходится на первичную продукцию фитопланктона. В Мировом океане общая масса $C_{орг}$ (включая и живое, и мертвое вещество, взвешенное и растворенное) достигает $2 \cdot 10^{12}$ т.

В стратифере общая масса $C_{орг}$ около $1,5 \cdot 10^{16}$ т, причем из них примерно $1 \cdot 10^{16}$ т приходится на континентальный сектор

стратисферы (КСС), а остальное - на океанический (см.при-
сунок).

В КСС органический углерод углей (включая и нерабочие пласты) составляет около $30 \cdot 10^{12}$ т, т.е. около 0,3% его общей массы в КСС. На горючие и углистые сланцы (семикаустолиты с 10-40% $C_{орг}$) приходится около $10 \cdot 10^{12}$ т (т.е. около 0,1% общей массы $C_{орг}$ в КСС), а на домакиниты, баженовиты и т.п. (в среднем 4-10% $C_{орг}$) - около $200 \cdot 10^{12}$ т, т.е. около 2% общей массы $C_{орг}$ в КСС (Вассоевич и др., 1973). В почвах мира суммарное количество $C_{орг}$ примерно 10^{12} т.

В седиментитах КСС содержится около $200 \cdot 10^{12}$ т $C_{орг}$ в составе автохтонной микронефти и, вероятно, $1 \cdot 10^{14}$ т - паравтохтонной и аллохтонной. В составе нефти в залежах (макронефти) в КСС около $2,5 \cdot 10^{12}$ т углерода, а в УВГ (также в пределах КСС) - около $2 \cdot 10^{12}$ т. Для океанического сектора сугубо ориентировочные подсчеты, вероятно завышенные, дают $1,5 \cdot 10^{12}$ т углерода в нефти и $1 \cdot 10^{12}$ т - в УВГ.

Соотношение гумусового и сапропелевого органического вещества в стратисфере, если исходить из баланса углей и горючих сланцев (вместе с родственными им баженовитами и доманикитами), равно 1:10. По-видимому, среди рассеянных форм ОВ существует близкое соотношение, хотя "гумусовые" компоненты намного устойчивее "сапропелевых" в процессе переноса и седиментации.

Приводимые данные отражают основной закон геохимии об абсолютном преобладании рассеянных форм элементов и их соединений в земной коре, установленный классиками геохимии Кларком, Гольдшмитом и Вернадским. Содержание $C_{орг}$ в концентрированных формах УГИ - горфе, углях, горючих и углистых сланцах, нефти и углеводородных газах в залежах не превышает 0,5% его общей массы в КСС.

Сущность понятия "образование горючих ископаемых", его взаимосвязи с другими понятиями геологии и смежных наук нельзя раскрыть без учета диалектических категорий общего и особенного. Этот вопрос широко обсуждался на протяжении последних 100 лет развития геологии.

Принципиальная модель образования нефти в первом приближении может быть представлена следующим образом: живое вещество (в основном низшие растения - планктон морей и океанов) → ископаемое рассеянное ОВ осадочных пород → микронефть → нефть залежей, которая в процессе развития нефтегазоносного осадочного бассейна (НГОБ) может превратиться в окисленные полутвердые и твердые нафтиды при подъеме пород, вмещающих залежь, к дневной поверхности или, при прогрессивном литогенезе, в графитизированный углеродный шлак.

Формирование твердых УГИ, прежде всего гумусовых углей, происходит по схеме: высшие растения → современный торф → ископаемый торф (биохимическая карбонизация) → бурые угли (начиная с этого этапа физико-химическая карбонизация) → каменные угли → антрацит → графит.

Как отмечалось выше, основная форма нахождения ОВ в стратиффере – рассеянное ОВ (в твердом состоянии), когда концентрация $C_{\text{орг}}$ не превышает 2,5% (вес. % на породу). Оно является источником нефти и углеводородных газов (жидкая и газовая фазы), залежи которых всегда аллохтонны по отношению к вмещающим породам. Умеренно концентрированное ОВ (твердая фаза) – 10–40% $C_{\text{орг}}$ – является исходным для образования горючих и угольных сланцев, которые автохтонны включающим их породам. Значительно концентрированное ОВ – более 40% $C_{\text{орг}}$ – образует угли (твердая фаза), также автохтонные.

С увеличением содержания ОВ в породе направление его преобразования при литогенезе качественно резко меняется от нефтегазообразования (продукты – жидкая и газовая фазы вещества) к углеобразованию (продукт – твердая фаза). Следует отметить также, что чем меньше концентрация ОВ (начиная с $C_{\text{орг}} < 10\%$), тем больше в его составе сапропелевой (алфиновой и алшиновой) компоненты; при $C_{\text{орг}}$ менее 2,5% она становится явно преобладающей.

До появления жизни на Земле не было УГИ, так как не было условий для концентрации “органических” веществ (т.е. углеводородистых соединений, именуемых в дальнейшем кахинами – КХ). На предбиологической стадии проходила химическая эволюция КХ, которая проявилась в возникновении первичных полимеров, близких по типу к углеводам, протеинам и нуклеотидам. Начальные формы жизни, по-видимому, были лишены четко выраженной оболочки и не создавали запасы энергоемких соединений, которыми обладает вещество жировой (s.lato), или липоидиновой природы. Последние получили распространение после возникновения клетки – основной структурной формы органического мира.

В дальнейшем этот класс соединений стал играть чрезвычайно важную роль, а в количественном выражении липоидины и возникшие на их основе полимерлипоидины стали едва ли не главным компонентом клетки. Фоссилизация остатков низших водорослей, наиболее древними из которых являются сине-зеленые, привела к появлению в стратиффере седикахитов (СК)¹, близких по своему типу к тем, которые принято вслед за Потонье (H. Potonie), называть сапропелевыми. Понятие это, однако, в настоящее время лишено определенности, и поэтому его лучше избегать. Целесообразно ориентироваться на молекулярные структуры органических соединений (кахинов), преобладающих или наиболее характерных для данного типа седикахитов. Для типичных сапропелей (сапропелитов) такими структурами являются алифатические и алициклические. Кроме того, часто большую роль в сложении СК играет альгинит, поэтому логично

¹ Седикахиты – иначе кахиты в осадочных породах; кахиты – производное от carbon+hydrogen. Термин предложен Н.Б. Вассоевичем (1971). Отсюда “кахиномия” – это химия углеводородистых соединений или органическая химия.

назвать соответствующий тип СК алиновым ($СК_{ал}$). Химически от всех других типов СК он отличается наиболее высоким содержанием $H_{орг}$ и максимальной величиной атомарного отношения H/C (обычно более 1,2 вплоть до 1,8).

Вещество этой природы безраздельно господствовало на Земле в течение почти 3 млрд. лет. Лишь в раннем палеозое с выходом растительного мира на сушу в субаэральные условия существования возник принципиально иной тип строения растительной клетки, в котором гипертрофированно выражена каркасно-соединительная ткань. В основе ее лежал новый тип биополимеров — лигнин-целлюлозный. Отмирание и захоронение высших растений дало начало новому типу седикахитов, обогащенных полициклическими ароматическими структурами, так называемым гумусовым СК. Подобно тому, как понятие "гумус" не отвечает какое-либо конкретное химическое соединение или определенный тип структуры вещества, так и термин "гумусовый" страдает очевидной неопределенностью. Так, в типично "гумусовых" углях, помимо полициклической ароматики, существенную роль играют соединения алифатического и алициклического строения — продукты распада прижизненных липидно-белковых комплексов и продукты метаболизма микрофлоры, участвовавшей в разложении отмершего ОВ. С другой стороны, в понятие "гумусовый" нельзя вкладывать генетический смысл (т.е. происходящий от высшей растительности), так как довольно обширный класс СК — липтобиолиты или липтиниты — производные от специфических тканей высших растений: спор, кутикулы, пробковой ткани, в химическом отношении близки к типично "сапропелевым" СК. Поскольку для типично "гумусовых" образований характерна конденсированная ареновая структура, то было предложено именовать их арконовыми ($СК_{ар}$). Они значительно беднее $H_{орг}$ ($H/C_{ат}$ меньше 1).

Выявленные в последнее время структурно-молекулярные особенности различных СК, находящихся на диагенетической стадии трансформации, дают основание выделять не две ("гумо"- и "сапро"-), а по крайней мере три крупные группы биополимеров, послуживших основой при формировании СК в различных седиментационных обстановках. Это описанные выше лигнин-целлюлозные комплексы (каркасные элементы и соединительная ткань высших растений), нуклео-углеводно-протеиновые (ядерно-цитоплазматические составляющие клеток и тканей различного происхождения) комплексы и биополимеры протеин-полимерлипоидинового и липоидинового состава (элементы клеточных мембран и жировые компоненты клеток). Все три типа биополимеров присутствуют в составе любого СК. Однако их удельный вес резко меняется при переходе из одной фациально-климатической обстановки в другую. Условия существования природных биоценозов настолько различны, что это находит выражение в особенностях морфологического строения и даже метаболизма организмов. Биохимический состав отражает приспособительные реакции организмов к среде обитания. Так, в составе высшей дре-весной растительности до 40-50% составляет целлюлоза и до 25%-

лигнин. Низшие водные растения (водоросли) содержат нередко огромное количество веществ жировой природы как в составе клеточных мембран, так и в виде запасных энергоемких накоплений (диатомовые – до 30%). Для микроорганизмов, участвующих в разложении органических остатков в верхнем слое осадка, характерен большой удельный вес белковых и нуклеиновых комплексов (а также углеводов).

Там, где действие геологических агентов ограничено, возможно формирование относительно "чистых" СК. К таким обстановкам следует отнести прежде всего болотистые континентальные равнины в пределах гумидных климатических зон, где в составе отмершего ОВ резко преобладают остатки высших растений. Неполное разложение исходных клеточных биополимеров, а также деятельность микрофлоры на стадии торфо- или почвообразования приводят к некоторому обогащению формирующихся здесь СК углеводно-протеиновым материалом. Роль последнего, однако, не следует преувеличивать. Гетерополиконденсаты щелочнорастворимых соединений (так называемых гуминовых кислот), образующихся на стадии седиментогенеза и раннего диагенеза описываемых СК, характеризуются преобладанием фенольных функциональных групп, низкими значениями отношения Н/С (менее 1) и низким содержанием азота (2–3% N_{орг}). Данные ИК-спектроскопии и ЭПР свидетельствуют о преобладании соединений ароматической природы. Это типично арконовый тип СК, обозначаемый при полном преобладании аренового начала – СК_{ар}, при наличии же примеси полимерлипоидинов – СК_{ал-ар}.

Другим примером "экстремальной" фациальной обстановки, в которой накапливаются СК, чей химический облик во многом был определен строением и метаболизмом обитающих здесь организмов, могут служить озера аридных зон и морские обособленные заливы в районах с ограниченным речным стоком. Первые заселены синезелеными водорослями (*Вгyococcus*, *Tasmanites* и др.; *Combaz*, 1973) с чрезвычайно прочной клеточной оболочкой, построенной веществами полимерлипоидиновой природы, которые защищают клетки от высыхания в засушливые периоды. Эти соединения непердельного строения с очень длинной углеводородной цепью средни таким спор и кутикулы высших растений и составляют значительную часть биомассы водорослей. Гетерополиконденсаты щелочнорастворимых соединений сохраняют строение исходных липоидин-полимерлипоидиновых комплексов (*Саре*, 1969): длинные углеводородные цепи, эфирные группы. Н/С_{ат} для этих СК достигает наибольших величин (1,5–1,8) при относительно низком содержании азота (2–3%). СК этого типа можно выделить в особую группу СК_{ал} или СК_{алф}, подразумевая ведущую роль в их составе соединений алифатического строения. Именно в отношении этой группы в наибольшей степени применим термин "сапропелевый", если под таковым подразумевать "жироподобный". Щелочнорастворимую фракцию СК этого типа можно с полным правом именовать сапропелевыми кислотами. В качестве примеси в них постоянно присутствуют углеводно-белковые комплексы (производные углеводно-белковых соединений).

В третью группу следует выделить СК в осадках подводных материковых окраин с высокой биопродуктивностью, а также СК в осадках многих озер семиаридных и гумидных зон, находящихся на эвтрофной стадии развития. В наиболее чистом виде седикахиты этого типа формируются на подводных материковых окраинах в зонах действия восточных холодных течений (Бенгальское у Юго-Западной Африки, Перуанское у Южной Америки; Гершанович и др., 1974), где в осадок попадают главным образом останки диатомовых водорослей, составляющие основу биопродукции этих районов. Гетерополиконденсаты щелочнорастворимых соединений здесь имеют состав, совершенно отличный от состава соответствующих фракций СК_{ар} и СК_{ал}. Данные ЭПР и ИК-спектроскопии показывают, что в основе СК этого типа лежат производные углеводно-нуклео-протеиновых биополимеров. Характерны отсутствие конденсированной ароматики и длинноцепочечных, алифатического строения биополимеров, наличие амидных группировок (амиды I, II и III), а также групп C=O, чрезвычайно большое содержание азота (свыше 5-6,5%), высокие значения отношения Н/С_{ат} (1,2-1,45). Многие полосы поглощения ИК-спектров идентичны с полосами поглощения протеинов. Все это позволяет считать такие СК производными амикагинов (углеводно-белковых "соединений"), а вещества, извлекаемые слабой щелочью (они составляют до 60-80% всей массы СК), называть амикагиновыми кислотами¹. Ишиватари (Ishiwatari, 1971) предполагает, что в основе подобных типов СК лежит гидроароматическая структура. При прогрессивном литогенезе вещество такой природы, по-видимому, проходит этап развернутой али- и гетероциклической структуры. Это алциновые СК (СК_{алц}); на этапе раннего диагенеза их можно обозначать СК_{ам}. В составе этого типа всегда имеется существенная примесь соединений липоидиновой, реже полимерлипоидиновой природы. Характерно обилие порфириновых комплексов.

В эвтрофных озерах гумидных и семиаридных зон накапливаются СК близкого состава. Это также преимущественно вещество отмершего фитопланктона, фоссилизация которого сопровождается зачастую сероводородным заражением.

Бликие по своей природе типы СК, но со значительно большим участием липоидин-полимерлипоидиновых соединений характерны для различных морских отложений. Последнее выражается в значительно меньшем содержании азотсодержащих соединений (2,54% N_{орг}), в менее высоких значениях Н/С_{ат} = 1-1,2 (Rashid, King, 1969), а также в более сложном характере ИК-спектров, на которых слабее выражены полосы поглощения, характерные для амидных групп

¹Образующиеся на стадиях седименто- и особенно диагенеза производные углеводов и белков (в частности те, которые именуются меланоидинами) были весьма неудачно названы О.А. Радченко и В.А. Успенским гумоидами, т.е. подобными гуминовым веществам, понятие о которых лишено должной определенности.

(Нус, Durand, 1973). Определенную примесь в СК этих осадков составляет вещество, вынесенное из континентальных районов (СК_{ар}).

Особняком стоит группа СК, связанных с почвами, отложениями пойм, русел, дельт и авандельт рек. Отличительной особенностью этих СК следует считать их смешанный многокомпонентный состав. Это остатки высшей и низшей растительности, измененные при транспортировке вещества. Так как СК этого типа представляют собой зачастую механическую смесь остатков континентального (СК_{ар}) и морского (СК_{ал}) генезиса, аббревиатурой для них могут служить СК_{ар}^{ам}, СК_{ам}^{ар} или СК_{ам-ал}^{ар}.

Фоссилизация СК в областях устойчивого прогибания сопровождается накоплением минерального вещества. Она возможна в различных фациальных и климатических обстановках. Однако захоронение или фоссилизация обеспечивает возникновение только таких УГИ, как торф и сапропелиты, а в особых случаях — скоплений метана. Для образования большинства УГИ в стратифере необходимо погребение исходного СК под мощным слоем более молодых отложений, что возможно в областях, где прогибанию сопутствует интенсивное развитие жизни либо интенсивная переработка минерального вещества в экзогенных процессах. В основном такие обстановки создаются на приморских низменностях, подводных окраинах материков и в межгорных (межостровных) впадинах.

При погребении под мощным покровом более молодых осадков в толще пород создаются совершенно иные физические условия. На породы и заключенные в них СК действуют постоянно повышающиеся (при последовательном погребении) температуры и давления. Следствием этого является термолитическая трансформация СК, в ходе которой завершается формирование различных типов УГИ.

Исходная химическая структура, унаследованная от биополимеров, сохраняется лишь на начальных этапах литогенеза. Щелочнорастворимые фракции (гуминовые, сапропелевые, амикагиновые кислоты) извлекаются из СК, находящихся на позднедиагенетической и раннекатагенетической стадиях. Хотя доля этих соединений в СК постоянно уменьшается, их химическое строение не претерпевает коренных изменений. Изменение их структуры идет по пути усложнения гетерополиконденсатов, увеличения отдельных молекул и потери ими реакционноспособных группировок. Для перевода гетерополиконденсатов в раствор необходима все более жесткая обработка (кислотный гидролиз). Исследование выделенных таким образом веществ показывает, что в структурном отношении они принципиально не отличаются от геополимеров щелочнорастворимых фракций СК, состоящих нередко их значительную часть на стадии ренного диагенеза (Нус, Durand, 1973). Таким образом, на ранних этапах литогенеза усложнение молекулярной структуры СК, протекающее с отщеплением боковых и концевых групп, не сопровождается существенным изменением их химического строения.

В протокатагенезе постепенно происходит химическая трансформация СК. В СК_{ар} начинает складываться трехмерная, близкая к

кристаллической решетка, построенная полициклическими ароматическими блоками и группами блоков. При этом в большом количестве выделяется метан, бедный C^{13} . В $СК_{алф}$ на базе алифатических предельных и непредельных звеньев возникают полимеризаты сложного строения, содержащие разнообразные гетероциклические группировки. В $СК_{ам}$ (или $СК_{алц}$) совершенствуется гидроароматическая структура вследствие удаления гетероатомов концевых и боковых групп.

Следует, однако, отметить, что в настоящее время наши знания о ходе трансформации различных СК на первых стадиях литогенеза весьма разрозненны. Причина заключается в трудностях расшифровки структуры СК, находящихся на этапах позднего диагенеза и раннего катагенеза. Чисто химические методы исследования трудоемки и малоэффективны, а отсутствие у СК развитой кристаллической структуры не позволяет применять такие точные физические методы, как рентгеновский и электронографический.

Подлинная трансформация СК связана с этапом мезокатагенеза. Очевидным ее выражением является "битуминизация" СК, особенно сильная у тех СК, чья структура наиболее далека от полициклической ареновой, обладающей повышенной устойчивостью к воздействию высоких температур и давлений. "Битуминизация" является следствием разрушения старой структуры СК и удаления тех ее элементов, которые не удовлетворяют новым термобарическим условиям. Наиболее решительной перестройке подвергаются на стадии мезокатагенеза $СК_{алф}$. Значительные изменения происходят и в $СК_{алц}$. Наименее выражены они в $СК_{ар}$, которые изначально обладают развитой ареновой структурой. Мезокатагенез - важнейший этап при формировании УГИ, и исчерпывающее рассмотрение его требует предварительного разбора сложившихся представлений о шкале катагенеза.

С каждым конкретным типом СК связан свой ряд УГИ. Для $СК_{ар}$ это прежде всего "гумусовые" угли, углистые сланцы и сухие метановые газы. С $СК_{алц}$ связаны сапропелевые угли, горючие сланцы, отличающиеся высоким содержанием азота, нефти и УВГ. $СК_{ал}$ реализуется в липтинитах, кеннелях, богхедах. Ему обязаны появлением нефти, прежде всего парафинистые, и жирные УВГ.

Таким образом, с каждым из главных рядов СК связаны УГИ трех родов: твердые, жидкие и газообразные. Отсюда следует один из важнейших выводов: формирование различных УГИ - неделимый процесс, сопровождающий фоссилизацию СК в недрах. Разделение УГИ основывается на главном различии между ними: разном фазовом состоянии вещества, входящего в состав углей, нефти и газов. Конечно, для образования углей (если понимать под ними скопления углеводородистого органического вещества, заслуживающие внимания с практической точки зрения) необходимы изначальные концентрации СК, т.е. соответствующие благоприятные обстановки седиментогенеза и диагенеза, а для образования залежей нефти и газа - благоприятные условия для вторичной концентрации, осуществ-

вляющиеся для нефти и для большей части УВГ на подстадиях катагенеза. Указанные различия между углями (и горючими сланцами), нефтями и УВГ весьма существенны, но в то же время все УГИ представляют собой лишь различные фазы - твердую, жидкую и газовую - продуктов фоссилизации захороненного в седиментитах углеводородистого органического вещества - седикахитов.

Это один из законов водноосадочной фоссилизации кахитов: всегда образуется углистое (s.lato) вещество, рассеянное или концентрированное; всегда генерируются УВГ и нефтяные УВ. Последние присутствуют во всех седикахитах (за исключением сильно выветрелых или метаморфизованных) - и рассеянных, и концентрированных. Во всех ископаемых углях, во всех горючих сланцах установлено то или иное количество микронефти и УВГ.

Катагенетическая эволюция УВ микронефти в углях аналогична той, которая протекает в рассеянных СК и отражается на составе нефтей. Это доказано на примере очень многих УВ, в частности, на соотношении нечетных и четных n-алканов, соотношении фитана, пристана и других изопреноидов.

Эти факты, как и множество других, в корне исключают возможность проведения генетического раздела между тремя фазами УГИ - углями, нефтями и УВГ, что пытаются сделать неорганики, считающие, что нефть и часть УВГ генетически совершенно не связаны ни с живым веществом, ни с осадочным процессом.

Хотя формирование УГИ - единый процесс преобразования СК, он протекает в несколько этапов, для каждого из которых характерно определенное соотношение твердых, газообразных и жидких продуктов. Если процесс прерван на границе раннего и позднего диагенеза, то образуются только торфы и сапропелиты; на границе диагенеза и протокатагенеза - бурые угли и сухие газы, бедные C₁₃; на нижней границе мезокатагенеза - нефти и каменные угли, а также УВГ. Более того, каждому подэтапу мезокатагенеза будет соответствовать тот или иной тип каменных углей и различное соотношение нефтяных и газообразных УВ, продуцируемых материнским СК.

Известно, что органическое вещество, особенно СК гумусовой природы, может служить в качестве максимального термометра. При нарастании температур в недрах приспособительная реакция СК к этим изменениям выражается в перестройке их структуры, отщеплении и удалении периферийных слабо связанных группировок, что в конечном итоге приводит к обогащению СК углеродом, появлению все более совершенной полициклической ароматической структуры. Последнее выражается в изменении ряда физических показателей, например в увеличении отражательной способности витринита или изменении характера и интенсивности флуоресценции другого микрокомпонента - споринита.

Кажущийся постепенным ход трансформации СК при прогрессивном литогенезе на самом деле осложнен рядом крупных событий - своего рода резкими сдвигами в состоянии СК, которые отвечают моментам наиболее крупных перестроек. Эти так называемые скач-

ки, или переломы, приурочены к довольно узким диапазонам температурно-временной шкалы и отвечают этапам малоустойчивого состояния СК, когда разрушается прежняя структура, и вследствие ухода подвижных соединений формируется новая, устойчивая в данных температурных условиях структура.

Появление подвижных органических соединений, или "битуминизация" СК, наблюдается при прогрессивном катагенезе как рассеянно-го СК, так и углей. В этом смысле и угли, в том числе гумусовые, могут рассматриваться в качестве материнских по отношению к УВГ и нефтям. Однако в количественном выражении образование жидких УВ в гумусовых углях незначительно по сравнению с адекватным процессом в СК сапропелевой природы. Кроме того, угли обладают большей сорбционной способностью и поэтому не так легко отдают свою микро нефть, как глинистые породы. В углях новообразование и преобразование УВ осуществляется в гораздо меньшей степени, чем в породах с рассеянной органикой, которая легко подвергается каталитическому воздействию со стороны минеральной породы (в частности, глинистых минералов). Среди рассеянной органики преобладает сапропелевое или смешанное, гумусово-сапропелевое вещество, способное генерировать больше микро-нефти, чем гумусовое, преобладающее в большинстве ископаемых углей (начиная с карбона).

Угленакопление определялось палеоклиматическими обстановками. Образование устойчивых гумидных зон на обширных участках суши обусловило зональное расположение древних поясов угленакопления. Потенциально нефтегенерирующие фации находились на периферии поясов угленакопления, а во времени часто замещали угленосные фации. Распределение областей, занятых эпиконтинентальными морями и сушей, регулировалось колебательными движениями земной коры, т.е. палеотектоникой. Распространение потенциально нефтепроизводящих фаций (эпиконтинентальных морских) в значительно меньшей степени зависело от климатической зональности предшествующих геологических эпох.

Особо следует рассматривать размещение сланценосных фаций. Наличие последних во многом определялось палеоокеанографией: системой холодных и теплых течений, подходивших к подводным континентальным окраинам. Наиболее продуктивные зоны океана, как показывают исследования современных осадков, могли соседствовать с зонами пустынь на суше.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все горючие ископаемые объединяет их первоисточник — порожденное жизнью вещество, в той или иной степени измененное при литогенезе. В этом смысле подавляющая часть УГИ — углеводородные газы, нефть, угли и горючие сланцы — представляют собой соответственно газовую, жидкую и твердую фазы продуктов фоссилизации



захороненного в седиментитах ОВ. Угли и горючие сланцы – истинно биогенные УГИ, так как элементы их структуры в значительной мере унаследованы от исходного биоса. Они автохтонны по отношению к вмещающим породам. Нефть и УВГ в основном не унаследованы от живого вещества, а образовались в результате коренной перестройки отмершего биоса в литогенезе, они аллохтонны по отношению к вмещающим породам.

Несмотря на существенные различия в молекулярном строении седикахитов на начальных этапах литогенеза, характер их изменений при прогрессивном погружении отложений единопавленными: в сторону циклизации ОВ вплоть до образования графита. Этот процесс, неудачно названный "углефикацией", сопровождается образованием (и уходом) подвижных компонентов – газов и юной микро-нефти, состав которых различен для разных типов СК. Образно говоря, микро-нефть и УВГ можно рассматривать как своего рода "дыхание" седикахитов в недрах Земли (седикахитов любого строения и степени концентрированности, в том числе и углей). Наиболее глубоким это дыхание становится при достижении зоны мезокатагенеза, с которой связана главная фаза нефтеобразования.

Углеобразование, с одной стороны, и нефтегазообразование, с другой, несмотря на пространственную и временную разобщенность, являются порождением одного и того же процесса – трансформации седикахитов при литогенезе в осадочно-породных бассейнах. Если углеобразование в значительной мере обусловлено климатом (палеогеографический аспект проблемы), то нефтеобразование определяется прежде всего глубиной погружения седикахитов (палеотектоникой).

АБСТРАКТ

All the hydrocarbon fuels (sedicahtes) being the creatures of lithogenesis originate from living matter with the help of sun energy. For a first approximation this fact allows to attribute coals, oil and hydrocarbon gases respectively to solid, liquid and gaseous phases of the products of fossilization (s. lato) of bioorganic, mainly vegetal and microbial matter.

Coals' and oil shales are real biogenic hydrocarbon fuels, because the elements of their structure are largely inherited from initial bios. They are indigenous in respect to host rocks. Oil and hydrocarbon gases are mostly not inherited from living matter but were generated as a result of fundamental reconstruction of dead bios during lithogenesis. They are allochthonous in respect to host rocks. Coalification and oil-gas generation in spite of time and space disconnection are the results of the same process, i. e. transformation of sedicahtes during lithogenesis in sedimentary basins. The process of coalification is controlled mainly by climate (the paleogeographical aspect of the problem), while oil formation is regulated first of all by depth of burial of sedicahtes (paleotectonics).

- Вассоевич Н.Б., Корнилова Н.Н., Чернышев В.В. О содержании углеродистого органического вещества в континентальном секторе осадочной оболочки Земли. — Вестник МГУ, 1973, № 1.
- Гершанович Д.Е., Конюхов А.И., Вебер В.В. Органическое вещество в донных осадках Перуанского района Тихого океана. — В кн.: Материалы IV Всесоюзного семинара "Органическое вещество в современных и ископаемых осадках". Тезисы докладов. Изд-во МГУ, 1974.
- Радченко О.А., Успенский В.А. Об основах классификации органического вещества сапропелевого типа (в аспекте проблемы нефтеобразования). — Докл. АН СССР, 1972, 207, № 4.
- Cane R.F., Coorongite and the genesis of oil shale. — *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 1969, 33.
- Combaz A. La matière algaire et l'origine du pétrole. — In: *Advances in Organic Geochemistry*. Paris, 1973.
- Нус А.У., Durand B. Etude des acides humiques et de l'humine de sédiments récents considérés comme précurseurs des kérogènes. — In: *Advances in Organic Geochemistry*. Paris, 1973.
- Hunt J.M. Organic Geochemistry of the Marine Environment. — In: *Advances in Organic Geochemistry*. Paris, 1973.
- Ishiwatari E. Organic polymers in recent sediments — chemical nature and fate in geological environment. A these for the degree of doctor of science. Tokyo, Metropolitan University, 1971.
- Rashid M.A., King L.H. Molecular weight distribution measurements on humic and fulvic acid fractions from marine clays on the Scotian Shelf. — *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 1969, 33.

А.Э. КОНТОРОВИЧ, А.А. ТРОФИМУК

ЛИТОГЕНЕЗ И НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЕ

Последние десятилетия характеризовались бурным развитием представлений об органическом происхождении нефти и газа. Гипотеза, опирающаяся на гениальные догадки и крайне ограниченный геолого-геохимический материал, превратилась в стройную, последовательную, великолепно аргументированную обширным экспериментальным материалом и обладающую громадными возможностями прогноза теории. В ходе разработки этой теории стало ясно, что нефтегазообразование является неизбежным результатом процессов литогенеза. Настоящая работа посвящена обсуждению важнейших результатов в этой области.

В современной геологической литературе объем понятия "литогенез", естественные стадии, на которые он разделяется и, как следствие, шкала литогенеза трактуются неоднозначно (Вассоевич, 1971; Страхов, 1960-1962). В связи с этим уточним исходные понятия. В соответствии с наиболее признанной советскими исследователями точкой зрения определим, что литогенез есть история возникновения

и последующего изменения осадочных пород. Иными словами, это совокупность процессов формирования осадков из различных веществ, мобилизованных в ходе выветривания, денудации и седиментации, их преобразования в осадочные горные породы и последующих изменений в ходе погружения вплоть до превращения в метаморфические породы.

По принятой в советской нефтяной геологии классификации литогенез разделяется на стадии, подстадии, этапы и подэтапы (Вассоевич, 1971). Различаются три стадии: седиментогенез (S), диагенез (D) и катагенез (K). В свою очередь катагенез разделяется на три подстадии: протокатагенез (ПК), мезокатагенез (МК) и апокатагенез (АК), а мезокатагенез на три этапа – начальный (ранний) МК₁, средний – МК₂ и поздний (глубинный) МК₃ (Карцев и др., 1971; Конторович, Полякова и др., 1974). Протокатагенезу по шкале катагенетических превращений углей отвечает подэтап Б, начальному мезокатагенезу – подэтапы Д (МК₁¹) и Г (МК₁²), среднему – подэтап Ж и позднему – подэтапы К (МК₃¹) и ОС (МК₃²). Апокатагенезу отвечают подзоны Т (АК¹) и ПА (АК²). Предлагаемые аббревиатуры разработаны Н.Б. Вассоевичем, Н.В. Лопатыным и авторами. Каждой стадии, каждому этапу и подэтапу катагенеза соответствуют четко фиксируемые изменения минерального состава и структуры пород, насыщающих их вод, рассеянного в них органического вещества (ОВ) и определенные термодинамические условия (Вассоевич, 1967; Вышемирский, 1963; Трофимук и др., 1973; Конторович, Неручев, 1971; Конторович и др., 1967; Конторович, Изосимова и др., 1974; Карцев и др., 1971).

Одним из наиболее фундаментальных результатов теории образования нефти и газа является вывод о том, что процессы нефтегазообразования четко локализованы в земной коре и что главной их ареной является зона катагенеза стратисферы, причем в пределах этой зоны они также идут неравномерно. Количество и характер образующихся в ходе катагенетических превращений ОВ углеводородных продуктов и, как следствие, запасы, фазовое состояние и состав формирующихся скоплений углеводородов (УВ) в значительной степени предопределяются палеогеографическими условиями накопления и характером диагенетических превращений ОВ.

Палеоландшафты, в которых происходило формирование осадков, контролировали исходный тип ОВ и его концентрацию в них (Конторович, Богородская и др., 1967, 1971, 1974; Страхов, 1960–1962). В морских эпиконтинентальных бассейнах накапливалось преимущественно сапропелевое ОВ. Концентрации его варьировали от десятых, иногда, особенно в условиях карбонатного и эвапоритового осадконакопления, сотых долей процента до первых процентов, а в условиях некомпенсированного накопления осадков и до 15–20%. Максимальные концентрации ОВ в таких бассейнах приурочены, как правило, к центральным, относительно глубоководным их частям. Накопление сапропелевого ОВ в таких палеоландшафтах происходило с

момента зарождения жизни на Земле, в рифее, венде и в течение всего фанерозоя. Ископаемые осадки таких морских бассейнов хорошо изучены на примере отложений ленского и амгинского веков кембрия на Сибирской платформе, отложений нижнефранского времени (доманиковый горизонт) на Восточно-Европейской платформе, отложений поздней юры, берриасского и валанжинского веков на Западно-Сибирской плите (Евтушенко и др., 1969; Конторович и др., 1967, 1971; Конторович, Полякова и др., 1974; Страхов, 1960-1962). В них преобладает планктоногенное ОВ.

Начиная с карбона, в связи с массовым развитием высшей наземной растительности произошел крупный качественный скачок в закономерностях накопления органического вещества в осадках. В континентальных озерно-аллювиальных и озерно-болотных ландшафтах гумидных зон в осадках накапливалось преимущественно гумусовое ОВ, обязанное своим происхождением высшей наземной растительности. В таких бассейнах седиментации, в зонах, приближенных к областям питания, при благоприятном тектоническом режиме формировались мощные торфяники. Как следствие, в составе fossilized ОВ периферических частей континентальных бассейнов седиментации гумидных зон значительную, а часто доминирующую роль играет концентрированное ОВ. От периферии к центральным частям бассейнов роль концентрированного ОВ в толщах подобного генезиса резко уменьшается, одновременно возрастает от 0,5-1,0 до 5-7% концентрация рассеянного ОВ. В отложениях таких фаций значительную роль часто играет и сапропелевое ОВ озерного генезиса. Примерами ископаемых осадков таких континентальных бассейнов седиментации являются угленосные отложения карбона Восточно-Европейской платформы, позднего карбона и перми Сибирской платформы, нижней и средней юры Западно-Сибирской и Туранской плит, аптского, альбского и сеноманского веков мелового периода на Западно-Сибирской плите.

В условиях аридного и семиаридного литогенеза в континентальных бассейнах седиментации захороняются ничтожные количества ОВ, и сколько-нибудь значительную роль в процессах нефтегазообразования подобные ископаемые осадки не играют.

В тесной связи с составом исходного ОВ в осадочных толщах находится их преимущественная нефте- или газоносность. В морских осадочных толщах с сапропелевым ОВ или непосредственно их подстилающих или перекрывающих породах преобладают скопления нефти, а в континентальных угленосных толщах - газа (Конторович, 1970; Конторович, Изосимова и др., 1974). В обобщенном виде эта зависимость показана на рис. 1. Имеется достаточно четкая корреляционная связь и между абсолютной массой ОВ в осадочных толщах и запасами нефти и газа в них (рис. 2).

Таким образом, выход в конце силура и в девоне растительности на сушу и исключительно бурное ее развитие начиная с карбона обусловили качественный скачок в эволюции процессов нефтегазообразования. Во-первых, резко расширился спектр фаций, благоприят-

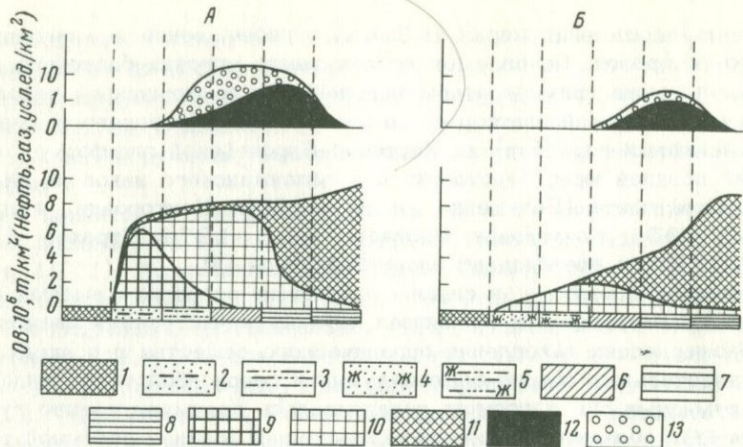


Рис. 1. Закономерности накопления органических веществ и их связь с горючими полезными ископаемыми. Составили А.Э. Контрович, И.Д. Полякова

А – гумидный литогенез; Б – семиаридный литогенез. Палеогеографические области: 1 – зона денудации; 2 – предгорные впадины и прогибы с аллювиальными и болотными фациями (осадки песчано-алевритовые углистые); 3–4 – аккумулятивные равнины: 3 – с озерно-аллювиальными и озерно-болотными фациями (осадки песчано-алеврито-глинистые), 4 – с аллювиальными и эоловыми фациями (осадки песчано-алевритовые пестроцветные); 5 – лагуны пресноводные (осадки алеврито-глинистые красочные); 6–7 – прибрежные подводные равнины: 6 – периодически заливавшиеся морем (осадки песчано-алевритовые), 7 – эпиконтинентального морского бассейна нормальной солености (осадки песчано-алеврито-глинистые); 8 – подводные равнины открытой, относительно глубоководной части эпиконтинентального морского бассейна нормальной солености (осадки преимущественно глинистые). Органическое вещество: 9 – гумусовое концентрированное, 10 – гумусовое рассеянное, 11 – сапропелевое. Горючие полезные ископаемые: 12 – нефть, 13 – газ

ных для нефтегазообразования, а значит, при прочих равных условиях и площадь распространения, и объем нефтегазопроизводящих пород. Во-вторых, значительно увеличилась масса ОВ, участвующего в процессах нефтегазообразования. Так, например, на Сибирской платформе в отложениях нижнего и среднего палеозоя первоначально было захоронено $80 \cdot 10^{12}$ т ОВ, объем этих пород $6,8 \text{ млн. км}^3$, а в угленосных отложениях верхнего палеозоя, объем которых $1,5 \text{ млн. км}^3$, было захоронено $120 \cdot 10^{12}$ млрд. т ОВ. Аналогичная картина наблюдается и на других древних платформах (Ронов, 1958). В-третьих впервые источником углеводородов в осадках и осадоч-

ных породах стало качественно новое по типу ОВ, генетически связанное с высшей растительностью.

Очень важную роль в формировании химической структуры fossilized ОВ играет диагенетическая стадия его истории. Она же в определенной мере контролирует концентрацию ОВ в осадках к началу катагенеза. Известно, что при анаэробном биохимическом разложении ОВ генерируется большое количество газов, в том числе углеводородных (Вебер, 1966; Соколов, 1965). Долгое время считалось, что из углеводородных газов в диагенезе образуется только метан. Исследования В.В. Вебера, Л.М. Зорькина, С.П. Левшуновой, Л.В. Чертковой, выполненные в последние годы, показали, что при биохимической переработке ОВ в морских осадках образуется не только метан, но и углеводородные газы (УВГ) C_2-C_5 как нормального, так и изостроения. При этом интенсивность новообразования УВГ C_2-C_5 тем выше, чем больше сапропелевого ОВ в осадках и чем более восстановительной является их среда. Так, в условиях сероводородного заражения осадков Черного моря в них в составе углеводородных газов на долю насыщенных УВГ C_2-C_5 приходится 13-15%.

Изучение диагенетических превращений ОВ современных и ископаемых осадков позволило выяснить основные закономерности превращений их битуминозных компонентов (Бордовский, 1967; Вебер, 1966; Конторович, Богородская и др., 1974; Конторович, Полякова и др., 1974; Неручев и др., 1973). Эти исследования показали, что в составе УВ в осадках преобладают насыщенные УВ, причем доля их тем больше, чем менее восстановительной является среда. Среди насыщенных УВ на долю алканов приходится 30-40%. В составе последних преобладают высокомолекулярные n-алканы с нечет-

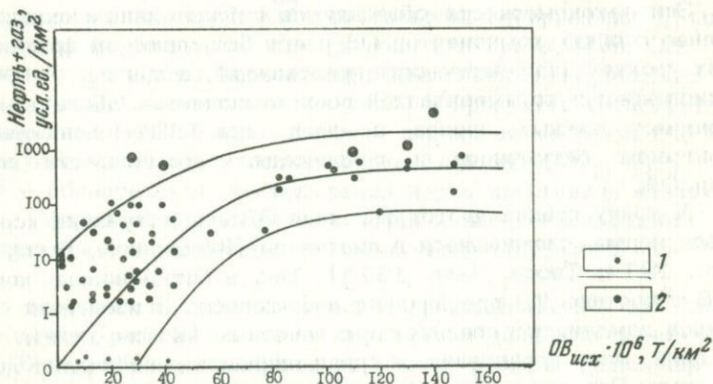


Рис. 2. Зависимость плотности запасов углеводородов (нефть и газ совместно) в нефтегазоносном комплексе от абсолютных масс исходного органического вещества. Составили А.Э. Конторович, И.Д. Полякова

1 - эталонные участки с мелкими, средними и крупными месторождениями; 2 - эталонные участки с месторождениями-гигантами

ным числом атомов углерода в цепи. Фракция изоциклоалифатических УВ представлена в основном цикланами, преимущественно конденсированными, хотя моноциклические цикланы в ней также присутствуют в значительных концентрациях. Среди изоалифатических УВ значительную роль играют изопреноидные, в первую очередь фитан и пристан. В осадках с окислительной средой диагенеза отсутствуют хлорофилл и его производные, они сохраняются лишь в восстановительной среде.

Близкие закономерности устанавливаются и при изучении слабо измененных катагенезом ископаемых морских осадков (Конторович, Богородская и др., 1974; Конторович, Полякова и др., 1974; Неручев и др., 1973). При характеристике диагенетических превращений в них удобно пользоваться показателем диагенетической превращенности $OB(a_{дп})$. Он равен отношению количества OB , израсходованного в анаэробный этап диагенеза, к его количеству в осадках в начале этого этапа. Методика определения $a_{дп}$ изложена в работах А.Э.Конторовича, Л.И.Богородской и др. (1974); С.Г.Неручева и др. (1973). В ископаемых осадках с ростом $a_{дп}$ увеличивается доля насыщенных УВ в углеводородной фракции, а концентрация УВ в OB , концентрация би- и трициклических аренов в нафтеново-ароматической фракции, отношение смолы/асфальтены максимальны при $a_{дп} = 0,2-0,4$, уменьшаясь при более высоких и более низких его значениях (Конторович, Полякова и др., 1974). В OB , накапливаемом в окислительных и нейтральных условиях, порфирины практически отсутствуют. Сходным образом меняется и элементный состав OB . В конце протокатагенеза и в самом начале мезокатагенеза минимальные концентрации в OB углерода и максимальные - водорода наблюдаются при $a_{дп} = 0,3-0,5$.

Эти закономерности объясняются избирательным окислением наименее стойких компонентов OB и его битуминозной фракции при низких уровнях диагенетических превращений, а при $a_{дп} > 0,4-0,5$ - окислением и полимеризацией всех компонентов OB , в том числе конденсированных аренов и смол, при общем снижении концентрации битумоидов и конденсации, ароматизации всех структур OB .

К концу стадии протокатагенеза OB еще сохраняет все основные свои черты, сложившиеся в диагенезе (Конторович, Богородская и др., 1974; Тиссо, Пеле, 1971). Так, в битуминозных компонентах OB в составе УВ преобладают насыщенные. В последних среди n -алканов доминируют соединения с нечетным числом атомов углерода в цепи, мало изоалканов, а среди цикланов преобладают конденсированные. При этом конденсированность цикланов гумусового OB выше, чем сапропелевого. Так, на глубине 500 м в сапропелевом OB на 1 молекулу изоциклоалканов приходится в среднем 2,5 нафтеновых кольца, а в гумусовом - 3,7 (Конторович и др., 1967). В составе УВ как в диагенезе, так и в начале протокатагенеза отсутствуют УВ бензиновых и керосиновых фракций (Вассоевич, 1967; Конторович, 1970).

До недавнего времени считалось, что углеводородные газы, образующиеся на стадии диагенеза, диффундируют из осадков в придонную воду и рассеиваются, а формирование скоплений как нефти, так и газа связано только со стадией катагенеза (Соколов, 1965). Появляется, однако, все больше фактов, свидетельствующих о том, что из образующихся на стадии диагенеза углеводородных газов могут формироваться скопления, вероятно даже крупные.

Главный тип залежей газов биохимического происхождения — это, видимо, залежи кристаллогидратов, которые могут образовать метан и другие углеводородные газы, углекислый газ, сероводород в глубоководных и пресноводных водоемах в зонах, где температура на дне ниже $4-5^{\circ}\text{C}$, а толщина слоя воды превышает 400–500 м. Возможность консервации углеводородных газов в глубоководных осадках была теоретически обоснована Ю.Ф. Макагоном, А.А. Трофимук, В.П. Царевым, Н.В. Черским (1973) и позднее подтверждена экспериментально. При последующем погружении таких гидратсодержащих осадков в зону катагенеза с повышением температуры гидраты должны разрушаться, а выделяющийся свободный газ либо будет аккумулироваться на путях миграции в ловушках, либо образовывать в зоне диагенеза вторичные гидратные залежи, либо рассеиваться. Это позволяет выделить диагенетическую зону не только как зону генерации, но и как зону аккумуляции углеводородных газов, главным образом метана.

Дальнейшее превращение ОВ претерпевает на стадии катагенеза. Главными факторами этих превращений являются температура и давление. Важно подчеркнуть, что вмещающая ОВ порода играет роль катализатора этих процессов, поэтому динамика процессов катагенеза и состав образующихся продуктов в определенной мере зависят от состава вмещающих пород. Катагенетические превращения самих осадочных пород играют очень важную роль и в превращении ОВ.

Не менее существенной чертой катагенеза являются громадные масштабы миграции вещества, в том числе и продуктов катагенетических превращений ОВ. В этом смысле первичная миграция УВ и других продуктов катагенетических превращений ОВ (CO_2 , H_2S , NH_3 и др.) — обязательная, неотъемлемая черта катагенеза осадочных пород, а формирование скоплений нефти и газа — неизбежный при благоприятных геологических условиях результат этого процесса.

Главные особенности катагенетических превращений ОВ, их механизм и динамика (рис. 3), а также механизм и динамика первичной миграции УВ подробно рассмотрены во многих работах (Вышемирский и др., 1971; Трофимук и др., 1973; Конторович, 1970). Поэтому ниже в основном внимание уделено зональности процессов нефтегазообразования в катагенезе и главным (по фазовому состоянию и типу углеводородных флюидов) особенностям формирующихся в каждой из зон залежей.

Состав битумоидов на разных подстадиях, этапах и подэтапах катагенеза контролируется двумя противоположно направленными

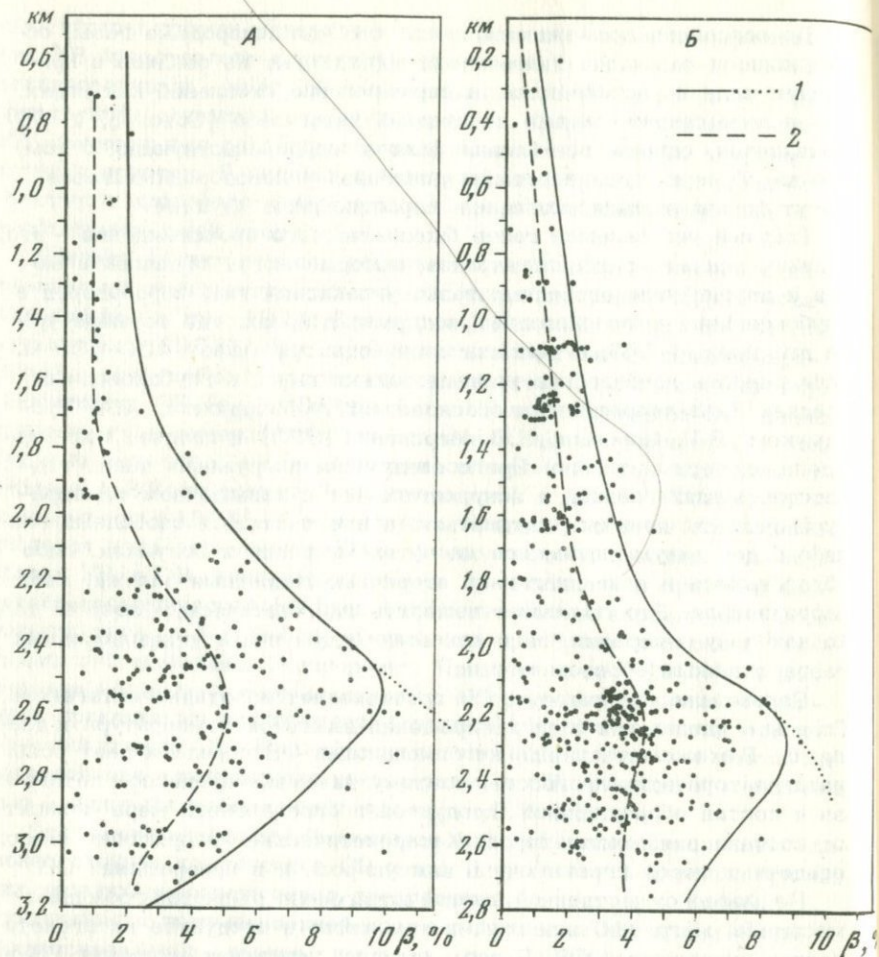
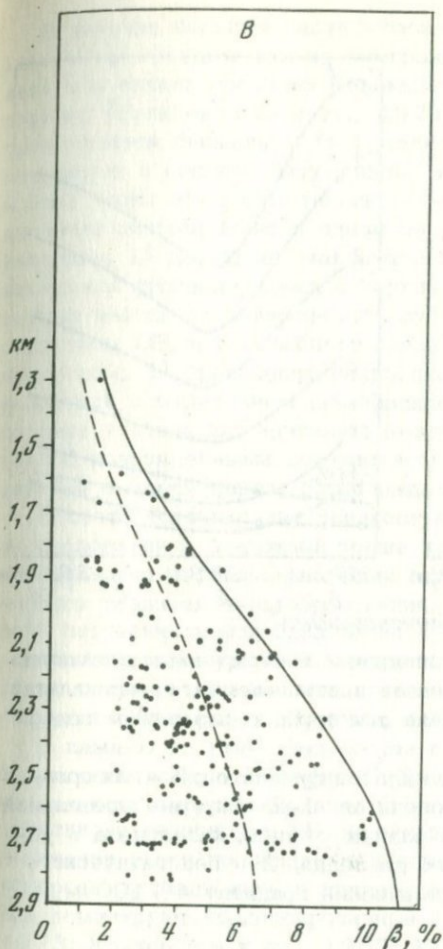


Рис. 3. Схема изменения битумоидного коэффициента в органическом веществе разных типов с глубиной

1 - кривая максимальных значений; 2 - кривая медианных значений; А - гумусовое ОВ; Б - органическое вещество, сложенное микстинитом и микстинитоподобными микрокомпонентами; В - сапропелевое ОВ

процессами (Вышемирский и др., 1971; Трофимук и др., 1973; Конторович, 1970). Первый - новообразование и превращение битумоидов. Этот процесс в прото-, раннем и среднем мезокатагене ведет к увеличению роли битумоидов в составе ОВ, к их алифатизации, к уменьшению в них роли цикланов и аренов, особенно конденсированных, к постепенному приближению битумоидов по углеводородному составу к нефти. Последнее особенно четко выража-



Существенное влияние на характер эмиграции битумоидов оказывают формы первичной миграции, литология материнских пород и температура. Расчеты показывают, что основной формой первичной миграции битумоидов и углеводородных газов в природе являются истинные и коллоидные растворы (рис. 4) (Вышемирский и др., 1971; Трофимук и др., 1973; Конторович, 1970). Лишь в толщах, уникально обогащенных ОВ, наряду с этим может происходить и миграция выделяющейся в свободную фазу газоконденсатной системы.

При относительно низких температурах *n*-алканы обладают низкой миграционной способностью, что может привести к относительному обогащению ими остаточных битумоидов. В этих случаях миграция битумоидов способствует увеличению циклических УВ во фракции изоциклоалканов и аренов, но может не привести к обогащению цик-

ется в постепенном выравнивании концентрации *n*-алканов с нечетным и четным числом атомов углерода в цепи, в новообразовании углеводородов бензиновых и керосиновых фракций. Интенсивность катагенетических превращений ОВ зависит от литологии вмещающих пород. Так, например, в одной толще при близкой концентрации сапропелевое ОВ в карбонатных породах кембрия Сибирской платформы содержит 78% углерода, а в терригенных — 81% при максимальной глубине погружения 3000 м, 82 и 84% соответственно при максимальной глубине погружения 4000 м. Второй процесс — эмиграция битумоидов из материнских пород. Он носит хроматографический характер. Эмиграция битумоидов ведет к уменьшению их концентрации в ОВ, к возрастанию в них роли малоподвижных гетероциклических соединений, а в углеводородной фракции — высококипящих УВ по отношению к низкокипящим, нафтеново-ароматических углеводородов по отношению к метаново-нафтеновым (Вышемирский и др., 1971).

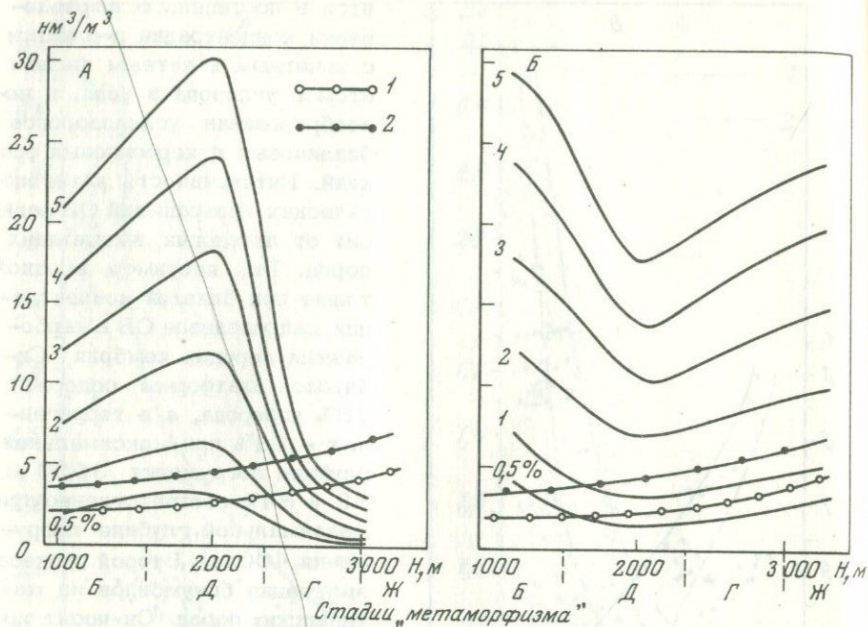


Рис. 4. Соотношение между количеством генерируемых органическим веществом углеводородных газов и отжимаемых из аргиллитов вод (в nm^3/m^3) в зоне катагенеза для пород с различным содержанием органического углерода

А - для органического вещества класса гумолитов; Б - для органического вещества класса сапропелитов. 1-2 - кривые предельной растворимости метана в воде на разных стадиях катагенеза в условиях: 1 - гидростатического давления, 2 - геостатического давления. Условно принят геотермический градиент $4^\circ/100 \text{ м}$

лическими соединениями всей фракции УВ в целом (Конторович, Полякова и др., 1974).

Новообразование битумоидов начинается в конце протокатагенеза, в течение мезокатагенеза скорость этого процесса непрерывно и быстро нарастает, достигает максимума на подэтапе МК_1^2 , сохраняется в течение большей части среднего мезокатагенеза и далее падает. Показательно, что этап интенсивного новообразования битумоидов сопровождается перестройкой всей структуры ОВ. До этого, например, в гумусовом ОВ и асфальтенах битумоидов из него число парамагнитных центров монотонно увеличивалось от $(0,5-0,6) \cdot 10^{19}$ в протокатагенезе до $(2,5-3,0) \cdot 10^{19}$ пмц/г на подэтапе МК_1^2 . В среднем мезокатагенезе число парамагнитных центров резко падает до $(1,2-1,4) \cdot 10^{19}$ пмц/г, что свидетельствует о разрыхлении, деконденсации структуры ОВ, а затем вновь начинает расти (Конторович, Трофимук, 1973).

В течение большей части мезокатагенеза новообразование битумоидов преобладает над их эмиграцией. Однако в конце мезокатагенеза и в начале среднего мезокатагенеза наблюдается обратный процесс (Вышемирский и др., 1971; Конторович, 1970), что сопровождается снижением битумоидного коэффициента и другими изменениями в составе битумоидов. Чрезвычайно важно, что именно в этой части зоны катагенеза в близком интервале температур и давлений одновременно в одном направлении действуют три группы факторов: 1) достигает максимума скорость новообразования всего комплекса углеводородных и неуглеводородных соединений, свойственных нефти; 2) совершается глубокая перестройка, разрыхление структуры ОБ, что ослабляет связь битуминозных компонентов с керогеном; 3) происходит гидрослюдизация монтмориллонитовых образований с выделением межплоскостных, возрожденных вод, что создает условия для массовой эмиграции новообразующихся битумоидов с возрожденными водами; этому способствует снижение сорбционной емкости пород, сопровождающее гидрослюдизацию.

В соответствии с интенсивностью процесса в едином цикле нефтеобразования в осадочной толще принято выделять: фазу созревания потенциально нефтепроизводящих отложений, фазу начала и прогрессивного развития нефтеобразования, главную фазу нефтеобразования, фазу затухания нефтеобразования и фазу существования нефтепроизводивших отложений. В разрезах осадочных бассейнов выделяются зоны, соответствующие каждой из этих фаз и носящие такие же названия (Конторович, Неручев, 1971).

В каждую из этих фаз состав образующихся и эмигрирующих битумоидов весьма специфичен. Так, в фазу начала и прогрессивного развития нефтеобразования (конец ПК, начало МК¹) ОБ еще практически не генерирует УВ бензиновых и керосиновых¹ фракций, среди n-алканов резко преобладают n-алканы с нечетным числом атомов углерода, а среди изо- и циклоалканов — циклоалканы. Среди последних доминируют конденсированные структуры (Конторович, Данилова, 1973; Конторович и др., 1967; Конторович, Богородская и др., 1974; Тиссо, Пеле, 1971). Первичная миграция жидких УВ в этой зоне сильно затруднена вследствие специфики термодинамического режима недр и состава битумоидов.

Нефтяные залежи, образующиеся в этой зоне, должны содержать мало либо не содержать вовсе углеводородов бензиновых и керосиновых фракций, n-алканов смол и асфальтенов, так как первые в этих условиях практически не образуются, а последние не мигрантоспособны. Вследствие этого нефти зоны начала и прогрессивного развития нефтеобразования, если они не подверглись гипергенезу и не находятся во вторичном залегании, должны быть малосмолистыми, с низким выходом светлых фракций, нефтенowymi по углеводородному составу. Циклоалканы в них должны быть сильно конденсированы, n-алканы в таких нефтях должны практически отсутствовать, однако если следы их будут зафиксированы, то в них должны преобладать углеводороды с нечетным числом атомов углерода. Такие

незрелые нефти встречаются в сеноманских отложениях Западно-Сибирской плиты, ниже-среднеюрских отложениях Виллюйской синеклизы, где зафиксированы следы *n*-алканов, в которых коэффициент нечетности варьирует от 4 до 5 (Конторович, Изосимова и др., 1974).

В главной зоне нефтеобразования в составе ОВ формируется весь комплекс УВ и неуглеводородных компонентов, свойственных нефти, создаются наиболее благоприятные условия для первичной миграции, образуется основная масса нефтяных месторождений.

В ходе главной фазы нефтеобразования 1 т сапропелевого ОВ генерирует около 37 кг нефти, в которой насыщенные УВ составляют 28-29%, нафтеново-ароматические 31-32%, *n*-алканы не превышают первых процентов общего количества эмигрировавших продуктов (Конторович, Богородская и др., 1974; Конторович, Полякова и др., 1974). Из 1 т гумусового ОВ в течение главной фазы нефтеобразования эмигрирует 10-12 кг битумоидов, из которых примерно 50% представлено насыщенными УВ, 40-42% - нафтеново-ароматическими, 8-9% - смолами и асфальтенами. *n*-алканы составляют около 25% нафтеново-ароматической фракции, среди них преобладают нафталиновые и фенантроновые УВ.

В фазу затухания нефтеобразования из 1 т гумусового ОВ дополнительно эмигрирует 6-7 кг битумоидов, из них примерно 20% - насыщенные и около 60% - нафтеново-ароматические УВ. *n*-алканов эмигрируют очень мало: 300-400 г из 1 т ОВ.

Из этого следует, что гумусовое ОВ генерирует парафинистые нефти на подэтапе МК₁² и этапе МК₂ катагенеза, в главную фазу нефтеобразования. Новые порции УВ, поступающие в ловушки в позднемезокатагенный этап, представлены в основном изоалканами и циклическими УВ.

В сапропелевом ОВ в фазу затухания нефтеобразования новообразующиеся жидкие УВ представлены в основном низкокипящими соединениями, среди них доминируют разветвленные алканы и цикланы.

Таким образом, именно в главную фазу нефтеобразования формируются нефти, состав которых наиболее полно наследует фрагменты химической структуры липидов исходного сапропелевого и гумусового ОВ. В фазу начала и прогрессивного развития нефтеобразования первичная миграция битумоидов настолько затруднена, что состав возникающих в небольших количествах нефтей определяется в основном миграционной способностью отдельных фракций битумоидов в этой зоне, а не их составом. В фазу затухания нефтеобразования катагенетические преобразования ОВ приводят к тому, что связь формирующихся и эмигрирующих жидких УВ с исходным ОВ проявляется также очень слабо.

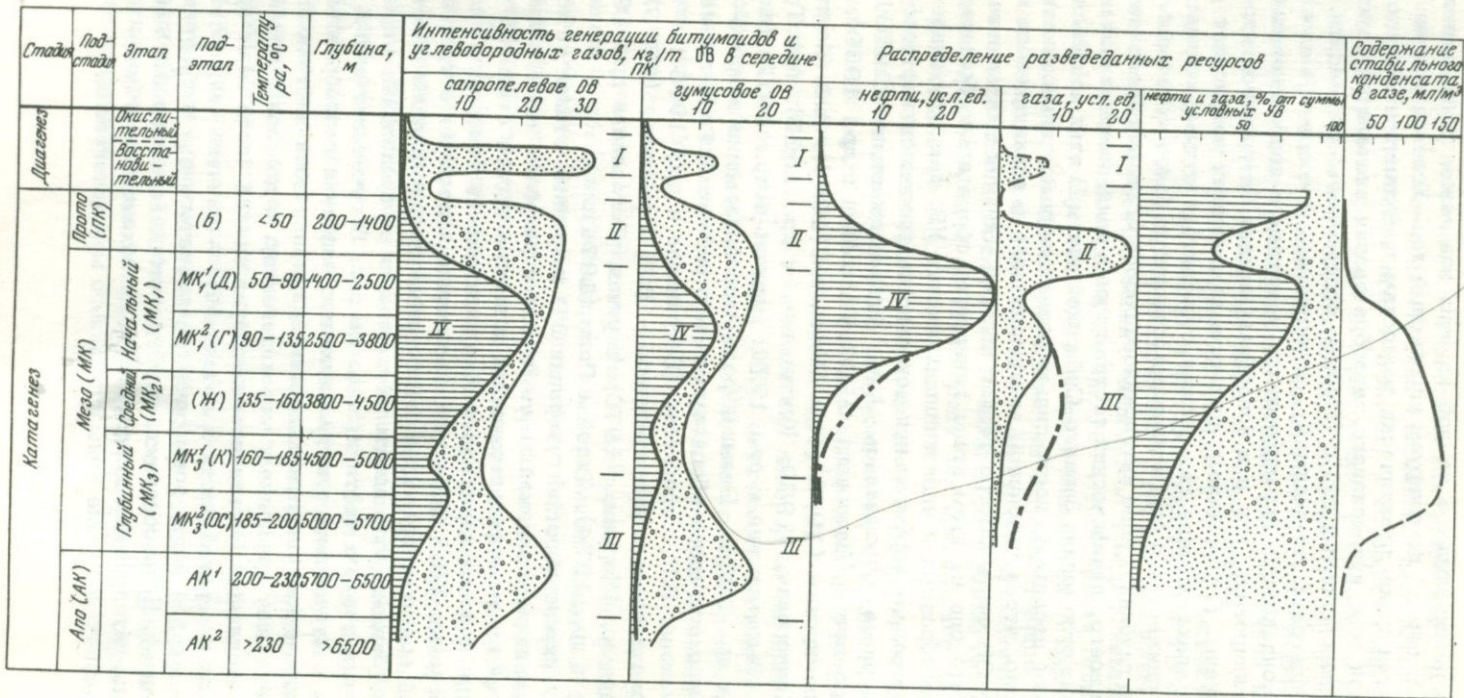
Процесс катагенетического газообразования в осадочных толщах делится на два цикла: верхнюю (ПК-МК₁) и глубинную (МК₃-АК₁) зоны интенсивного газообразования. Верхней отвечают первые две зоны нефтеобразования, глубинной - зона затухания нефтеобразования и, возможно, верхняя часть зоны распространения нефтепроизводивших отложений.

Состав возникающих в каждой из этих зон газов существенно различен. В первой доминирует углекислый газ. Углеводородная составляющая газов практически полностью представлена метаном. В глубинной зоне интенсивного газообразования вначале образуется жирный углеводородный газ с высоким содержанием конденсата. Состав конденсата, по-видимому, непостоянен. В позднем мезокатагенезе в конденсатах, формирующихся в толщах с сапропелевым ОВ, могут доминировать, как и в новообразующихся битумоидах, изо- и циклоалканы. В угленосных толщах в конденсатах возрастает роль аренов. В апокатагенезе газ должен становиться сухим, конденсатность его снижается, а сам конденсат становится более метановым. Генерацией в глубинной зоне интенсивного газообразования объясняется, вероятнее всего, специфический состав газов и конденсатов в валанжин-готеривских отложениях Западно-Сибирской плиты. В этих конденсатах преобладают изоалканы, часто сильно разветвленные, и циклоалканы.

Известно, что в глубинном мезокатагенезе и апокатагенезе сапропелевое ОВ очень быстро теряет водород. Это дает основание считать, что оно на этом этапе генерирует значительно большие массы газообразных и низкокипящих жидких УВ, чем гумусовое ОВ.

Рассмотренная вертикальная зональность процессов нефтегазообразования ранее описывалась А.М. Акрамходжаевым (1973), Н.Б. Вассоевичем (Вассоевич, 1967; Вассоевич и др., 1969), В.С. Вышемирским (1963), И.В. Высоцким (1973), А.Э. Конторовичем (Конторович, 1970; Конторович и др., 1967), А.А. Трофимукон (Вышемирский и др.; 1971; Неручев и др., 1972; Вышемирский и др., 1971). Большая роль газообразования в прото- и раннем мезокатагенезе обосновывалась в работах В.Г. Васильева, В.И. Ермакова, В.П. Строганова (Багринцева и др., 1968), в позднем мезокатагенезе и апокатагенезе - В.А. Соколова (1965), С.Г. Неручева (Неручев, 1970; Неручев, Рогозина и др., 1973; Рогозина и др., 1974), Тиссо и Пеле (1971).

Между интенсивностью генерации УВ на разных этапах катагенеза и размещением залежей нефти и газа в разрезах нефтегазоносных бассейнов имеется однозначная и весьма четкая связь. На рис. 5 первые две колонки характеризуют интенсивность генерации жидких и газообразных УВ и ОВ в зоне катагенеза. Здесь же в третьей и четвертой колонках приведены обобщенные по материалам советских и зарубежных исследователей данные о распределении мировых разведанных запасов нефти и газа. На рис. 5 отчетливо видно, что в полном соответствии с интенсивностью нефте- и газообразования по статистическим данным выделяются главная зона нефтенакпления, отвечающая начальному мезокатагенезу, и две зоны интенсивного газонакопления. Первая соответствует нижней части зоны протокатагенеза и верхней части подэтапа МК₁ - раннего мезокатагенеза, вторая - нижней части зоны раннего мезокатагенеза и среднему мезокатагенезу. Есть основания считать, что действительный максимум этой зоны интенсивного газообразования находится глубже - в конце зоны среднего и начале зоны глубинного мезокатагенеза.



Еще более четко наличие двух зон преимущественного газонакопления видно на пятой колонке, где показано распределение ресурсов нефти и газа (в % от их суммы). Возрастание доли ресурсов нефти на глубинах менее 500–600 м связано с неблагоприятными условиями для сохранения газа в этой части разрезов нефтегазоносных бассейнов.

Выше, касаясь катагенеза, мы рассматривали в известной мере идеализированную схему нефтегазообразования в монотонно погружающейся и переживающей последовательно все стадии литогенеза осадочной толще. Реальное распределение ресурсов нефти и газа в стратифере носит более сложный характер. Это объясняется неодинаковым изначально нефтегазопроизводящим потенциалом отдельных толщ, а также особенностями распределения пород–коллекторов и пород–экранов. На рис. 6 показано распределение ресурсов нефти и газа в отложениях различных отделов и систем фанерозоя. Оно имеет крайне неравномерный характер. Максимальные ресурсы нефти и газа в стратифере, как показали С.П. Максимов, Н.Я. Кунин, Н.М. Сардонников (1974), сосредоточены в отложениях кембрия – ордовика, среднего девона – перми, верхней юры – мела, плиоцена – миоцена, эта закономерность фиксируется в целом по земному шару.

В пределах отдельных нефтегазоносных бассейнов ресурсы нефти и газа также распределены неравномерно. Так, например, в Западно–Сибирском нефтегазоносном бассейне основная масса нефти и газа сосредоточена в отложениях келловейского и оксфордского ярусов верхней юры, конца валанжинского – начала барремского ярусов и конца барремского – начала аптского ярусов нижнего мела, сеноманского яруса верхнего мела.

Такая неравномерность распределения нефти и газа в стратифере связана с эволюцией и периодичностью осадконакопления в позднем докембрии и фанерозое. В связи с этим выделяется ряд эпох – трансгрессивных и регрессивных, тектонически активных и тектонически вялых, по–разному и не строго синхронно проявившихся в различных осадочных бассейнах. Кроме того, в каждом осадочном бассейне на эту периодичность осадконакопления планетарного масштаба накладывается периодичность более низкого порядка. Эти процессы контролировали литологическое выполнение осадочных бассейнов, тип, содержание и абсолютные массы ОВ в осадоч-

Рис. 5. Интенсивность генерации нефти и газа и распределение их ресурсов в стратифере. Составили А.Э.Конторович, А.А.Трофимук с использованием материалов А.М. Акрамходжаева, Н.Б. Вассоевича и др.

1 – нефть и битумоиды; 2–3 – углеводородные газы: 2 – CH_4 , 3 – C_2H_6 – C_5H_{12} ; 4 – предполагаемое распределение ресурсов при достижении уровня разведанности глубин 1–3 км; I – диагенетическая зона интенсивного газообразования и зона накопления гидратов газов; II – верхняя зона интенсивного газообразования и газонакопления; III – глубинная зона интенсивного газообразования и газонакопления; IV – главная зона нефтеобразования

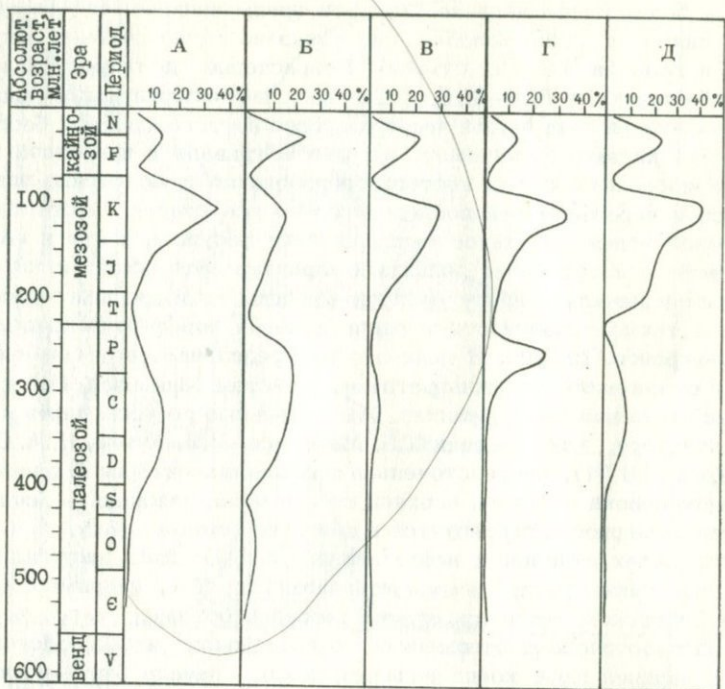


Рис. 6. Распределение разведанных запасов нефти и газа по стратиграфическим системам (по С.П. Максимова, Н.Я. Кунина, Н.М. Сардонникову)

А – СССР, нефть и газ; Б – Северо-Американская платформа, нефть и газ; крупнейшие месторождения мира: В – нефть; Г – газ; Д – мировые запасы нефти и газа

ных толщах, распределение нефтегазоносных комплексов и их экранов и значительно предопределили масштабы нефтеобразования и закономерности размещения запасов нефти и газа в осадочных бассейнах.

В рамках теории литогенеза закономерности размещения залежей и запасов нефти и газа – результат суперпозиции процессов, контролируемых в конечном счете периодичностью осадконакопления в отдельных осадочных бассейнах и стратифере в целом, и истории нефтегазообразования в осадочных бассейнах и слагающих их толщах. Описанные закономерности нефтегазообразования должны быть положены в основу методов количественного прогноза нефтегазоносности.

ABSTRACT

The influence of all stages of lithogenesis (sedimentogenesis, diagenesis, katagenesis) on oil- and gas-generation is considered. It is shown, that zones of preferential oil and gas accumulation in stratisphere are spatially separated. The following zones are distinguished: the main zone of oil-

generation, diagenetic, upper katagenic and lower katagenic zones of intensive gas-generation. The distribution of oil and gas resources in the sections of sedimentary basins is submitted to the same law.

Distribution irregularity of oil and gas resources in the deposits of different systems of Phanerozoic is accounted for by the influence of sedimentation periodicity on the scale of oil- and gas-generation.

ЛИТЕРАТУРА

- Акрамходжаев А.М. Органическое вещество - основной источник нефти и газа (в свете новых лабораторно-экспериментальных данных). Ташкент, "ФАН", 1973.
- Багридзева К.И., Васильев В.Г., Ермаков В.И. Роль угленосных толщ в процессе генерации и накопления природного газа. - Геол. нефти и газа, 1968, № 6.
- Бордовский О.К. Процессы накопления и преобразования органического вещества в современных морских и океанических осадках. - В кн.: Генезис нефти и газа, М., "Недра", 1967.
- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). - Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н.Б. О некоторых терминах, связанных с изучением органического вещества осадков и осадочных горных пород. - В кн.: Органическое вещество современных и ископаемых осадков, М., "Наука", 1971.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. и др. Главная фаза нефтеобразования. - Вестник МГУ, серия 4, Геология, 1969, № 6.
- Вебер В.В. Фации отложений, благоприятные для образования нефти. М., "Недра", 1966.
- Влияние процессов литогенеза на формирование и продуктивность нефтегазоматеринских отложений. М., 1974.
- Высоцкий И.В. Теоретическая модель вертикального распределения скопленных углеводородов в стратиффере. - В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих полезных ископаемых. М., "Наука", 1973.
- Вышемирский В.С. Геологические условия метаморфизма углей и нефтей. Саратов, изд-во Саратовск. ун-та, 1963.
- Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, "Наука", СО, 1971.
- Евтушенко В.М., Конторович А.Э., Малюшко Л.Д. и др. Основные черты геохимии и литологии отложений куонамского типа кембрия Сибирской платформы. - В кн.: Литология и осадочные полезные ископаемые Сибирской платформы. Новосибирск, 1969.
- Казаринов В.П. Этажи нефтегазоносности в мезозойских осадках Сибири. - В кн.: Проблемы сибирской нефти. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1963.
- Карогадин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М., "Недра", 1974.
- Карцев А.А., Вассоевич Н.Б., Геодекян А.А. и др. Основные стадии нефтегазообразования. - В кн.: Последние достижения в понимании происхождения, миграции и аккумуляции нефти и газа и соответствующие методы оценки перспектив нефтегазоносности. М., Внешторгиздат, 1971.
- Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. - В кн.: Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1970.

- Конторович А.Э., Данилова В.П. Нефтегазообразование в угленосных осадочных толщах. - В кн.: Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. Новосибирск, 1973.
- Конторович А.Э., Неручев С.Г. Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование. - В кн.: Проблемы нефтегазоносности Сибири. Новосибирск, "Наука", СО, 1971.
- Конторович А.Э., Трофимук А.А. К методике изучения истории залежей нефти и газа. - Геол. нефти и газа, 1973, № 7.
- Конторович А.Э., Богородская Л.И., Мельникова В.М. Анаэробные превращения органического вещества в древних морских осадках. - Изв. АН СССР, серия геол., 1974, № 9.
- Конторович А.Э., Изосимова О.Н., Трушков П.А. Масштабы и особенности процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в зоне катагенеза. - В кн.: Литология и геохимия нефтегазоносных областей Сибири. Новосибирск, 1974.
- Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др. Нефтепродводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л., "Недра", 1967.
- Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф. и др. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М., "Недра", 1974.
- Макагон Ю.Ф., Трофимук А.А., Царев В.П., Черский Н.В. Возможности образования газогидратных залежей природных газов в придонной зоне морей и океанов. - Геол. и геофиз., 1973, № 4.
- Максимов С.П., Кунин Н.Я., Сардонников Н.М. Цикличность нефтегазообразования и вторичная миграция. - Геол. нефти и газа, 1974, № 8.
- Неручев С.Г. Катагенез рассеянного органического вещества пород и генерация нефти и газа в процессе погружения осадков. - Докл. АН СССР, серия геол., 1970, 194, № 5.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования - один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества. - Геол. и геофиз., 1973, № 10.
- Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Файзулина Е.М. и др. Преобразование сапропелевого рассеянного органического вещества на стадии диагенеза осадков. - Докл. АН СССР, 1973, 212, № 4.
- Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Файзулина Е.М., Жукова А.В. Формирование вещественного состава и процессы катагенного преобразования рассеянного органического вещества пород. - В кн.: Вопросы нефтегазообразования в осадочных бассейнах различного типа и возраста. Л., 1972.
- Рогозина Е.А., Неручев С.Г., Успенский В.А. О месте и условиях проявления главной фазы газообразования в процессе погружения осадков. - Изв. АН СССР, серия геол., 1974.
- Ронов А.Б. Органический углерод в осадочных породах Русской платформы. - Геохимия, 1958, № 5.
- Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., "Недра", 1965.
- Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Т. 1-3. М., Изд-во АН СССР, 1960-1962.
- Тиссо Б., Пеле Р. Новые данные о механизме генезиса и миграции нефти, математическое моделирование и его применение при разведке. - В кн.: Последние достижения в понимании происхождения, миграции и аккумуляции нефти и газа и соответствующие методы оценки перспектив нефтегазоносности. М., Внешторгиздат, 1971.
- Трофимук А.А., Конторович А.Э., Вышемирский В.С. Успехи органической теории происхождения нефти. - В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., "Наука", 1973.

СООТНОШЕНИЕ МЕЖДУ МИНЕРАЛЬНЫМИ И ОРГАНИЧЕСКИМИ КОМПОНЕНТАМИ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТОЛЩ

Нефте- и газоносные комплексы осадков разных стратиграфических горизонтов и регионов Советского Союза различаются по ассоциации минералов (в том числе глинистых) и степени превращенности органических компонентов. В этих комплексах встречены залежи углеводородов с определенными сочетаниями жидкой и газовой фаз, с существенными отличиями в их химической композиции. Минералогические различия рассматриваются в зависимости от ассоциаций и кристаллохимической однородности глинистых минералов, а также по соотношениям реакционноспособных карбонатных и железистых минералов. В нефтегазоносных толщах широко распространены разбухающие минералы (монтмориллонит, смешаннослойные образования) и неразбухающие (гидрослюда, каолинит). По данным рентгеновской дифрактометрии устанавливаются соотношения между разбухающими и неразбухающими минералами и степень окристаллизованности или кристаллохимической однородности пакетов последних. Степень кристаллохимической однородности элементарных пакетов, точнее межпакетных промежутков, оказывает влияние на форму базальных рефлексов. Чем ниже степень однородности межпакетных полостей, тем шире и асимметричнее базальные рефлексы. Для оценки этого показателя берется отношение высоты базального рефлекса к его полуширине с учетом количества исследуемых компонентов. Полученные таким образом относительные величины в дальнейшем именуется коэффициентом окристаллизованности гидрослюда и каолинита — z_h , z_k (Еременко и др., 1975).

Ассоциация аутигенных карбонатных минералов в породах представлена кальцитом, доломитом, сидеритом; железистых минералов — окисными, закисными и сульфидными формами с определенными соотношениями с суммарным содержанием железа в породах. Последнее варьирует от десятых долей до 5–6%. При установлении фаций учитываются расстояние до питающих минералогических провинций, а также общая палеогеографическая обстановка бассейна, обуславливающая геохимические фации, сопряженные с исходным типом органического вещества (ОВ) — агентом восстановления минералов. ОВ характеризуется по содержанию углерода и его изотопному составу, по составу битуминозной части и степени превращенности битумоидов и нефтей.

Количественное распределение органических компонентов в нефтегазоносных толщах весьма непостоянно: $C_{орг}$ — от десятых долей до 10%; битумоида — от 0,01 до 1–2%. Отражательная способность витринита с иммерсией изменяется в интервале $R^\circ = 0,3–1,3\%$. Качественный состав сингенетичных битуминозных веществ широко

Таблица 1

Минералого-геохимические показатели диагностики нефтегазоносных толщ

Параметры	Геологический возраст	Нефтеносные толщи						
		<i>m</i>	<i>ml</i>	<i>h</i>	<i>k</i>	<i>ch</i>	<i>z_h</i>	<i>z_l</i>
Глинястые минералы (% в породе)	Кайнозой Мезозой- палеозой	0-100	10-90	0-80	0-10	0	1-8	3
		0 (верхний мел до 80)	0-30 (верхний мел до 60)	20-100	0-25	0-15	2-60	3-45
Минерало- геохимические фации	Кайнозой	Fe ³⁺ Fe ²⁺ FeS						
		10-30	40-90	10-70				
		0,3 - 4						
Fe ³⁺ + Fe ²⁺ + FeS % на сумму	Мезозой- палеозой	10 до 90		15-30				
		0,15 - 3,5						
Σ Fe вес. %								
Фациально-гене- тический тип S ⁰ (атомное ОС/ВА)	Кайнозой Мезозой- палеозой	1,6 - 1,8						
		1,6 - 2						
Рассеян. S ⁰ (атомное ОС/ВА)	Кайнозой Мезозой- палеозой	0,01-0,17						
		0,01-0,05						
<i>ω</i>	Кайнозой Мезозой- палеозой	0,4-4,5						
		0,4-0,8						
<i>f</i>	Кайнозой Мезозой- палеозой	2-10						
		3-12						
<i>γ</i>	Кайнозой Мезозой- палеозой	0,2-1,5						
		1-5						
<i>α</i>	Кайнозой Мезозой- палеозой	0,9-4						
		2,6-100						
Степень метамор- физации разных химических типов нефтей <i>i</i>	Кайнозой Мезозой- палеозой	I (<i>i</i> > 20) - нефтеносные						
		II (<i>i</i> = 1-5) - промежуточные						
		III (<i>i</i> = 0,2-1) - парафинистые						
Изотопный состав углерода ВА (δ C ¹³)	Кайнозой Мезозой- палеозой	-2,67 ÷ 2,77						
		-2,77 ÷ 3,13						

Примечание. *m* - монтмориллонит; *ml* - смешаннослойные образования; *h* - гидро-
ный битумоид; *hc* - углеводороды.

Газоконденсатные толщи							Газоносные толщи						
<i>m</i>	<i>ml</i>	<i>h</i>	<i>k</i>	<i>ch</i>	<i>z_h</i>	<i>z_k</i>	<i>m</i>	<i>ml</i>	<i>h</i>	<i>k</i>	<i>ch</i>	<i>z_h</i>	<i>z_k</i>
25	0	45	30	0	7	13	0-75	0-50	20-80	0-30	5-55	2-15	3-18
0-100	0-100	0-90	0-65	0-20	4-25	2-30	0	0-35	30-80	10-55	0-20	3-30	10-45

Fe³⁺ Fe²⁺ FeS
1 90 10

1,5 - 4

0-15 50-90 20-45

0,3 - 4

1,3 - 1,4

1,3 - 1,6

0,08-0,12

0,04-0,12

0,2-1,3

0,2-6

0,5-2-9

1,6-8

-

0,3-1,3

-

0,08-10,5

-2,71

-2,61 ÷ 2,91

Fe³⁺ Fe²⁺ FeS
10 80 10

3 - 6

5-40 10-90 5-90

1,5 - 6

1,3 - 1,7

1 - 1,4

0,04-0,13

0,09-0,20

0,6-2,5

1-4,4

0,3-2-9

0,7-2-6

1,3

0,5-0,6

3-5

1,3-2,6

-2,55

-2,35 ÷ 2,68

слюда; *k* - каолинит; *ch* - хлорит; *S^o* - органическое вещество; BA - хлороформен-

изменяется по атомным отношениям в элементарном составе: Н/С — от 1 до 2; О/С — от 0,01 до 0,20, а также по коэффициентам: нейтральности ω (0,2–4,4), битумному β (0,3–1,2%), углеводородному γ (0,2–5%) и степени метанизации α (0,9–100). Изотопный состав углерода изменяется в пределах $\delta C^{13} = -2,35 \div 3,13\%$. Изученные нефти по составу, установленному методом газожидкостной хроматографии с программированием температуры (GLC), разделяются на три типа, отличающиеся по содержанию n-алканов, изопреноидов, а также по соотношению между алканами и цикланами.

Рассмотрение всех материалов проведено на геологической основе по конкретным регионам. Интервал стратиграфической изученности включает нефтегазоносные комплексы осадков кайнозоя, мезозоя и палеозоя. В соответствии с теоретическими представлениями об органическом происхождении нефти установлено различие между нефтеносными и газоносными толщами по ряду параметров.

В газоносных толщах глинистая часть пород представлена ассоциацией разбухающих минералов (монтмориллонита или смешанно-слоистых) с гидрослюдой при обязательном присутствии каолинита, обусловленном кислой средой осадка при преимущественно гумусовом типе ОВ (Н/С < 1,5), формировавшемся в условиях сидеритовой и лептохлоритовой фации — слабо восстановительная, субокислительная обстановки (рис. 1). Степень окристаллизованности гидрослюды изменяется от 2 до 30, каолинита — от 3 до 45 (табл. 1). Преобразование ОВ в основном находится в интервале от бурогоугольной до среднекаменноугольной стадий, достигая более высоких значений в зонах глубинного катагенеза при генерации высокотемпературного метана (рис. 2). Коэффициент нейтральности обычно превышает единицу (ω — до 4,4), битумный коэффициент — чаще меньше единицы ($\beta = 0,3-0,9$), в некоторых случаях 6–9%, углеводородный коэффициент низкий — 0,5–0,6, реже 3%, $\alpha = 1,3-5$. Приведенные параметры газоносных толщ неоднозначны для разных регионов, отражая термобарические условия их формирования, а также геологическое время. Так, в кайнозойских отложениях отмечается высокая сохранность монтмориллонита и смешанно-слоистых образований (50–75%); содержание аутигенного каолинита, наоборот, повышенное в мезозойско-палеозойском комплексе осадков, где вдвое возрастает и степень окристаллизованности глинистых минералов, а геохимические фациальные обстановки резко сдвигаются в сторону то окислительных, то восстановительных (см. табл. 1).

Для органической части пород характерен более широкий разброс указанных параметров в кайнозойских толщах, по сравнению с мезозойско-палеозойскими. Фациально-генетический тип для первых — смешанный (со значительной примесью сапропелевого материала), для вторых — преимущественно гумусовый. Превращенность ОВ в первом случае в основном не выходит за пределы бурогоугольной стадии, для вторых — изменяется до раннекаменноугольной. Остальные показатели имеют следующие вариации:

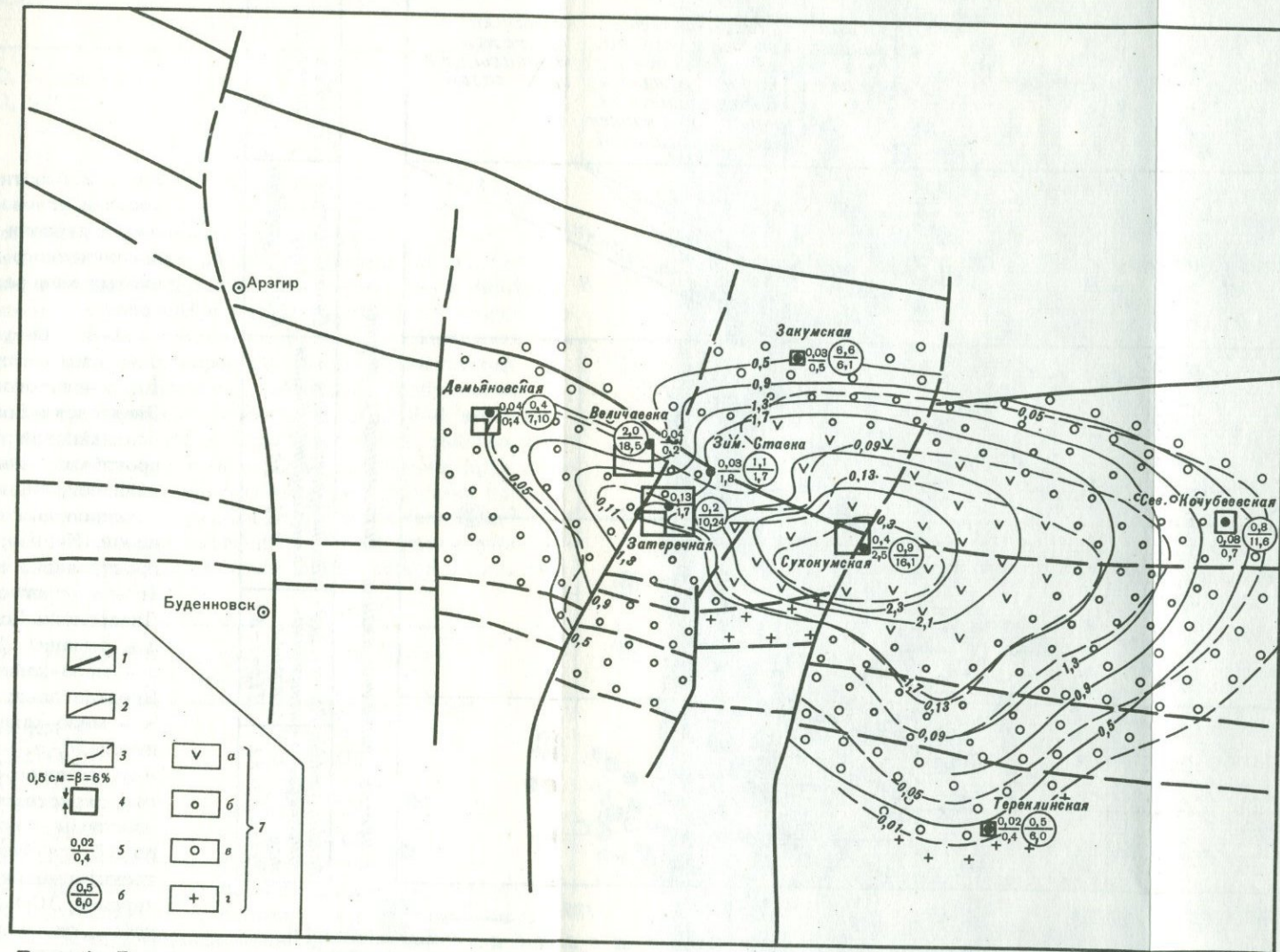
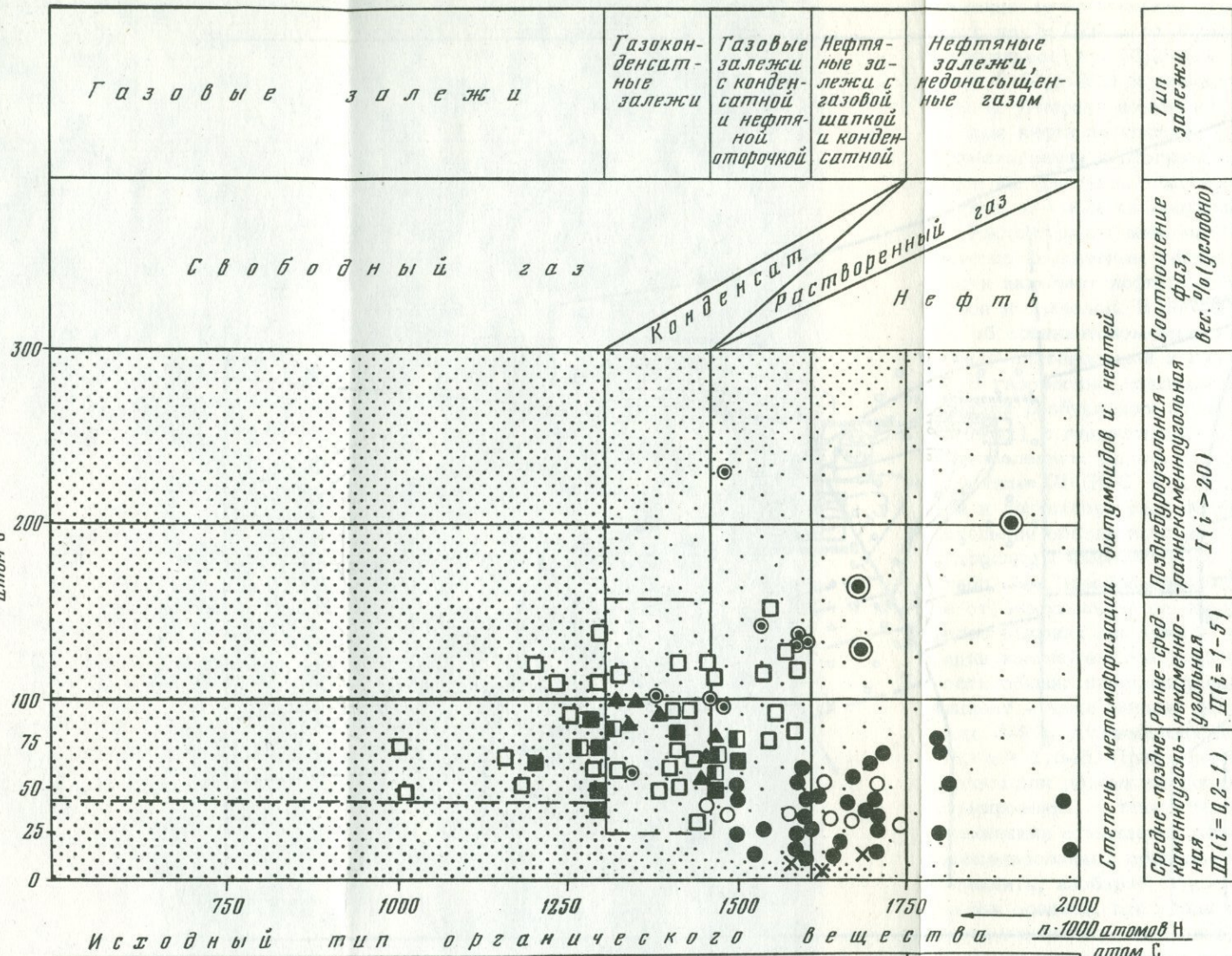


Рис. 1. Геохимическая карта нижне-среднетриасового комплекса осадков Восточного Предкавказья

п · 1000 атомов O
атом C



Степень метаморфизации битуминосов и нефтей

Тип залежи
Соотношение газ, вес. % (условно)
Позднебурагугольная - раннекаменноугольная I (i > 20)
Средне-поздне-каменноугольная - ранне-каменноугольная II (i = 1-5)
III (i = 0,2-1)

Гумусовый	Смешанный	
	Сапропелово-гумусовый	Гумусово-сапропелевый
		Сапропелевый

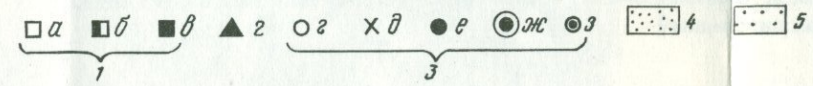


Рис. 2. Соотношение фазового состава углеводородов в залежах и степени превращенности органического вещества и глинистых минералов в осадочной толще

1-3 - битум А_{хл} из пород: 1 - зоны распространения газа (а, б - сухого: а - карбон, Днепровско-Донецкая впадина, б - кайнозой, Предкарпатский прогиб; в - жирного, мезокайнозой, Кавказ); 2 - газоконденсатных пачек, мезокайнозой, Кавказ; 3 - зоны распространения залежей нефти (г - е - легкой: г - карбон, Днепровско-Донецкая впадина; д - доманик, Урало-Поволжье, е - мезокайнозой, Восточное Предкавказье; ж, з - тяжелой: ж - мезокайнозой, вал Карпинского, з - мезокайнозой, Астраханское поднятие); 4 - газ, окристаллизованность гидрослюда - до 30, каолинита - до 45, глубина максимальной трансформации набухающих минералов 500-3500 м; 5 - нефть, окристаллизованность гидрослюда - до 60, каолинита - до 45, глубина максимальной трансформации набухающих минералов 2500 - 3500 м

Кайнозойские отложения		Мезозойско-палеозойские отложения
ω	0,6-2,5	1-4,4
β	0,3-9	0,7-6
γ	1-3	0,5-0,6
α	3-5	1,3-2,6
δC^{13}	- 2,55	- 2,35-2,68

В нефтеносных комплексах осадков ассоциация глинистых минералов в принципе схожа с таковой для газоносных пород. Однако восстановительные обстановки формирования нефтеносных пород и сапропелевого исходного типа ОВ в них ($H/C > 1,5$) не благоприятствовали широкому развитию каолинита. Количество каолинита заметно возрастает лишь в зонах перерывов в осадконакоплении. Характерными особенностями являются устойчивость разбухающих глинистых минералов до глубин погружения осадков 3-4 км и высокая степень окристаллизованности (см. рис. 2) как гидрослюды ($z_h = 60$), так и каолинита ($z_k = 45$). Судя по степени превращенности битуминозной части ОВ, рассматриваемые отложения прошли почти все стадии катагенеза. В кайнозойском комплексе осадков (сравнительно с мезозойско-палеозойским) разброс геохимических показателей шире для битуминозной части ОВ и сужается для углеводородной части битумоида:

Кайнозойские отложения		Мезозойско-палеозойские отложения
ω	0,4-4,5	0,4-0,8
O/C	0,01-0,17	0,01-0,05
γ	0,2-1,5	1-5
α	0,9-4	2,5-100
δC^{13}	- 2,67-2,77	- 2,77-3,13

Это указывает на пониженную степень восстановленности битумоида в кайнозойских отложениях и возрастание роли метаново-нафтовых углеводородов в мезозойско-палеозойских толщах. Последнее подтверждается при рассмотрении превращенности разных генетически связанных типов нефтей и битумоидов. Для установления степени термического преобразования нефтей лучше всего воспользоваться фактором старения (i), определяемым как соотношение суммы пристана и фитана к сумме близкокипящих нормальных алканов C_{17} и C_{18} ¹. На относительную концентрацию этих четырех

¹ Степень превращенности нефти обратно пропорциональна величине

$$\text{фактора } \left(i = \frac{n. C_{19} + n. C_{20}}{n. C_{17} + n. C_{18}} \right).$$

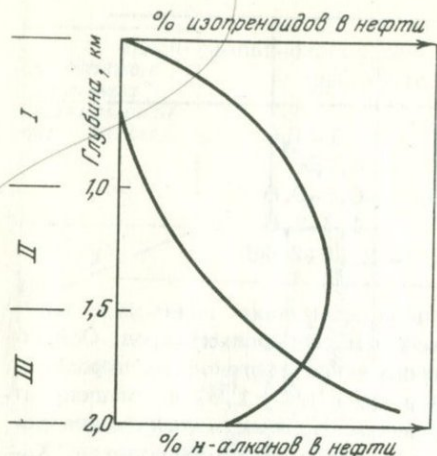


Рис. 3. Связь между глубиной залегания нефти и концентрацией нормальных и изопреноидных алканов

Нефти: I — $i > 20$;
 II — $i = 1-5$; III — $i = 0,2-1$

углеводородов не должны влиять различные физические процессы: выветривание, растворение в сжатом газе, а также адсорбция в порах пород-коллекторов (т.е. не должны влиять также процессы миграции).

Рядом исследований установлено, что по мере увеличения глубины залегания нефтей концентрация изопреноидных углеводородов сначала увеличивается, а затем, достигнув максимума, начинает уменьшаться. Несколько иначе изменяется в нефтях концентрация n-алканов. В общем виде эти закономерности приведены на рис. 3. По мере увеличения превращенности фактор i должен уменьшаться. Для нефтей типа I определение фактора i в большинстве случаев бесполезно, так как они содержат небольшие (трудно определяемые) количества n-алканов. Для тех нефтей, где это можно было сделать, фактор i оказался равным 20 и более. Для нефтей типа II фактор i находился в пределах 1-5, реже 10 (нижний предел определяет границу между нефтями типов II и III). В то же время для нефтей типа III использование фактора i дает возможность оценить степень их относительной метаморфизации. В исследованных образцах нефтей типа III отмечалось колебание фактора i в пределах 0,2-1,0.

Как уже указывалось, нефти типа I не содержат надежно определяемых количеств ни изопреноидных углеводородов, ни n-алканов. Очевидно, что процессы метаморфизации здесь не протекали. Далее по возрастанию степени термоллиза нефти могут быть расположены в определенный ряд (табл. 2).

Для исследованных образцов битумоидов получено хорошее соответствие фактора i битумоидов и нефтей: например, в битумоиде, генетически связанном с нефтью Величаевка 71, $i = 0,76$, с нефтью Величаевка 35 — $i = 0,20$, с нефтью Бикет — $i = 0,54$, с нефтью Кенкиак из перми — $i = 0,52$.

Таким образом, в ряду нефтей типа III четко выделяются две группы нефтей и генетически связанных с ними битумоидов: обычные с фактором $i = 0,5-0,7$ и более глубоко превращенные с фактором $i = 0,2-0,3$.

Рассмотренный материал показывает, что в кайнозойских отложениях главным образом распространены нефти типов I, II, в ме-

Таблица 2

Значение фактора i для различных нефтей

Район	Стратиграфическая приуроченность	Химический тип нефти	i
Грязевая Сопка	Кайнозой		20
Анастасиевско-Троицкое (Северный Кавказ)	Кайнозой (IV горизонт)		20
Балаханское	Кайнозой	I	20
Кенкияк	Юра		20
Русское (Западная Сибирь)	"		20
Чингиз (Прикаспийская впадина)	Триас		20
Горгяны	Кайнозой		3,5
Грозненское	"		3,0
Мирзаани (Грузия)	"		4,1
Анастасиевско-Троицкое	Кайнозой (VI горизонт)	II	10,0
Самотлор (Западная Сибирь)	Мезозой		2,2
Величаевка (Предкавказье)	Нижний мел		0,67
Самотлор	Мезозой		0,66
Сургут	"		0,65
Ромашкино (Урало-Поволжье)	Девон		0,63
Грозненское	Мел		0,67
Кенкияк	Пермь	III	0,55
Кубасай (Прикаспийская впадина)	Триас		0,46
Бикет (там же)	"		0,46
Кулсары (там же)	"		0,27
Уртабулак (Западный Узбекистан)	Верхняя юра		0,26
Величаевка, скв. 35	Юра		0,20

зозойско-палеозойских - нефти типа III. Характерно, что для первых двух типов нефтей и генетически связанных с ними битумоидов фактор старения составляет соответственно 20 и 1-5; для нефтей типа III он снижается до 0,2-0,7 (см. табл. 1, 2).

В табл. 3 приведено значение фактора i для углей различной стадии метаморфизации.

Таблица 3

Значения фактора i для углей

Бассейн, месторождение	R° , %	i
Южный Урал	< 0,26	0,03
Кимертау	< 0,26	0,03
Днепровский бассейн	< 0,26	0,03
Александрийское, шахта Верболозовская	< 0,26	0,08
Бандуровский разрез	< 0,26	0,03
Канско-Ачинский	0,26-0,4	0,03
Ирша-Бородинское	0,26-0,4	0,07
Назаровское	0,26-0,4	0,02
Богословское, Донбасс	0,48	0,09
Там же	0,6	21,3
" "	0,7	3,2
" "	0,85	1,35
Тихон-Юрях	1,3	0,57

При сравнении фактора i для углей различной стадии превращенности с приведенными выше данными для нефтей не получается полного соответствия, что объясняется разным составом материнского вещества и разнонаправленностью его преобразования. По аналогии с характером преобразования гумусового материала, по фактору i для углей можно выделить две основные фазы газогенерации: первая - на бурогольной стадии, вторая - на позднекаменноугольной. Минералогическо-геохимические показатели газоконденсатных толщ занимают промежуточное положение между таковыми для нефте- и газоматеринских пород (см. табл. 1, рис. 2). Рассмотренные параметры изменяются постепенно, и резкие скачки при переходе от одной стадии процесса к другой не наблюдаются.

Анализ приведенного материала позволяет установить закономерные связи между геохимическими фациями, минеральными ассоциациями и химическим составом углеводородов, на что неоднократно указывали Н.Б. Вассоевич (1967) и другие исследователи. В настоящей работе эти связи рассматриваются не только качественно, но и количественно. Как видно из табл. 1, в основу положены количественное распределение аутигенных железистых минералов, состав глинистых минералов и условные коэффициенты их кристаллохимической однородности, атомные отношения H/C и O/C в элементарном составе битумоида, количественные показатели его фракционного и группового состава и коэффициент старения (фактор i), отражающий количественные соотношения углеводородов при превращении генетически связанных битумоидов и нефтей.

Таким образом, в процессе литогенеза нефтегазоносных толщ закономерные изменения минеральной и органической частей пород зависят от палеоглубин, мощностей и интервала времени воздействия повышенных палеотемператур. От кайнозоя к палеозою количество разбухающих минералов уменьшается до полного исчезновения монтмориллонита, сопровождающегося возрастанием коэффициента окристаллизованности гидрослюд для нефтеносных пород и глибинных газоносных этажей и каолинита — для верхних этажей.

Параллельно с этим степень преобразованности ОВ повышается от бурогоугольной до позднекаменноугольной стадии. Углерод битумоида обогащается изотопом C^{12} . Тип газа в залежах изменяется от сухого (свободного) газа до жирного и газоконденсата, химический тип залежей нефтей — от I до III. В соответствии с этим для типа I наблюдается быстрое увеличение количества изопреноидов, для типов II, III — нормальных алканов. Первые отвечают бурогоугольной стадии превращенности битумоидов, вторые — средне-позднекаменноугольной.

По аналогии с преобразованием бурьк углей можно предположить, что исходное для газообразования гумусовое вещество обогащается нормальными алканами на самых ранних и поздних стадиях превращенности, что соответствует, по-видимому, верхним и нижним этапам газоносности.

Размещение залежей нефти и газа в изученных нефтегазоносных бассейнах обусловлено влиянием рассмотренных факторов; определяющими из них являются фациально-генетическая обстановка накопления минеральных и органических компонентов и направленность их катагенетических изменений.

В результате многолетних исследований, проведенных в нашей стране и за рубежом, установлен закономерный характер изменения содержания и состава углеводов в нефтегазоносных бассейнах с глубиной опускания осадочных пород. Нефть и газ в различных соотношениях и состояниях в осадочной толще земной коры существуют в основном только на определенных глубинах. Погружение осадочных пород сопровождается их прогреванием и термогенезом¹. В результате изменяются минеральный состав, пористость и проницаемость осадочных пород, происходит молекулярная перестройка включенных в них гумусовых и сапропелевых ОВ.

Выявлена количественная связь между R^o и максимальной температурой прогревания вмещающих осадочных пород. Это позволяет определять палеотемпературу остывших осадочных пород и характеризовать термогенез нефтегазовых залежей. Установление количественной взаимосвязи между температурой недр, стадиями изменения осадочных пород и нефтеносностью оказалось перспективным для изучения нефтегазоносных отложений.

¹Термогенез (термогенные процессы) — процессы изменения органических и минеральных веществ горных пород, происходящие в недрах под влиянием тепла.

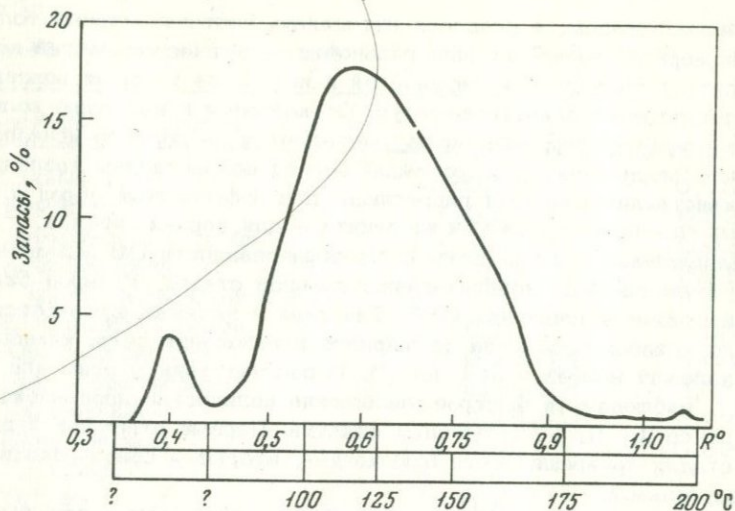


Рис. 4. Распределение основных разведочных запасов нефти ряда бассейнов по зонам палеотемператур (Волго-Урала, Западной Сибири, Предкавказья и др.)

R° — отражательная способность витринита

Анализ распределения промышленных геологических запасов нефти по зонам термогенеза осадочных пород ряда бассейнов и месторождений СССР палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста дал интересные результаты (рис. 4). Запасы нефти во всех этих осадочных породах размещаются соответственно стадиям их термогенеза по кривой с максимумом, соответствующим ОСВ ($R^\circ = 0,58-0,61$ и палеотемпературе около 120°C). Главная часть суммарных промышленных запасов нефти (около 80%) приблизительно соответствует интервалу палеотемператур $95-150^\circ\text{C}$. Остальные запасы примерно одинаково распределяются на крыльях упомянутой кривой.

Запасы залежей нефти в осадочных породах, испытавших воздействие температур выше 175°C (R° около 1,00), составляют доли процента, так же как запасы ее в осадочных породах с $R^\circ < 0,35$.

Тектонические движения вызывают нарушение существовавших ранее энергетических равновесий в земной коре (распределений горных и гидродинамических давлений, тепла и др.), что, вероятно, и является источником энергии, которая обуславливает процессы миграции, формирования и разрушения залежей нефти и газа. Активное воздействие этих факторов в одном случае вызывает глубокие геохимические преобразования минералов осадочных пород и заключенных в этих породах органического вещества и его дериватов (в частности, разрушение жидких углеводородов — нефти), в другом, крайнем случае происходят процессы преобразования и разрушения (иногда полного, всей осадочной толщи) в связи с зо-

ной гипергенеза. В осадочной толще могут быть выделены оптимальные условия существования углеводородов. Для нефтей такие оптимальные условия по палеотемпературному критерию находятся в пределах 95–150°C (см. рис. 4). Однако следует иметь в виду, что палеотемпературы отнюдь не являются единственным критерием, определяющим существование залежей нефти. Палеотемпературы, наряду с другими параметрами, являются следствием геолого-тектонических условий развития нефтегазоносных бассейнов. Историческое развитие нефтегазоносного бассейна предопределяет в конечном счете характер заключенных в нем нефтегазоносных толщ, возникновение и сохранение в них залежей нефти и газа.

ABSTRACT

Oil and gas-bearing formations differ from one another in mineral associations, crystal-chemical homogeneity and degree of metamorphism such organic components as bitumoid, oil and vitrinite. Interrelated changes of mineral and organic components in lithogenesis are exhibited through some parameters (mineralogic, bitumenologic, chemical and thermal) depending upon geological development of oil and gas-bearing formations at various stages of their origin.

The report shows that in a long run character of oil and gas-bearing formations, origin and conservation of petroleum pools is predetermined by historical development of petroliferous basin as a whole.

ЛИТЕРАТУРА

- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). – Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Еременко Н.А., Королев Ю.М., Бурштар М.С., Окунькова Ф.Е. О связи между фазовым состоянием углеводородов в залежах и геохимическими свойствами нефтегазоносных толщ. – Геол. нефти и газа, 1975, № 4.

С. Г. НЕРУЧЕВ, Н. Б. ВАССОЕВИЧ, Н. В. ЛОПАТИН

О ШКАЛЕ КАТАГЕНЕЗА В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЕМ

Детальное изучение всех последовательных стадий процесса литогенеза осадков, начиная с седименто- и диагенеза вплоть до метагенеза ("метаморфизма"), необходимо для развития самых различных областей геологии.

При погружении осадков вначале происходит быстрое, а затем замедленное их уплотнение; изменяются плотность, пористость, проницаемость, минеральный состав, а также минерализация, состав и газонасыщенность пластовых вод.

Температура, являющаяся ведущим фактором постдиагенетического¹ изменения седиментитов, сильнее всего сказывается на углеводородистом органическом веществе (ОВ), в частности на углях, претерпевших наибольшие по сравнению с другими типами пород преобразования. Поэтому геологи-угольщики стали говорить о "метаморфизме" углей (хотя вмещающие их породы являются нормальными седиментитами). Это повлекло за собой возникновение ошибочного отраслевого семантического омонима.

В общей геологии еще со времен Ч. Ляйеля под метаморфизмом понимаются глубокие изменения осадочных пород, превращающие их в параметаморфиты. В зоне метаморфизма (в классическом понимании) углей как таковых уже нет — они графитизированы. Такое определение метаморфизма должно быть обязательным для всех наук геологического цикла. В последнее время все большее число геологов отказываются от неправильного использования термина "метаморфизм" для обозначения постдиагенетических изменений ОВ и углей. Предлагались термины, более или менее удачные ("эометаморфизм") или вовсе неприемлемые ("антралитификация"), но наиболее точен термин "катагенез", предложенный академиком А.Е. Ферсманом еще в 1922 г. одновременно с термином "гипергенез", быстро завоевавшим в СССР всеобщее признание. Термин "катагенез" стал применяться значительно позже, в 50-х годах. Этому способствовали публикации (начиная с 1952 г.) одного из авторов данного сообщения. Сейчас термин "катагенез" получил в СССР широкое распространение. Его начали использовать также и за рубежом (отдельные ученые ФРГ, Франции, США и других стран), где диагенезом называют обычно все постседиментационные изменения осадков и образующихся из них пород вплоть до наступления собственного метаморфизма (регионального).

Катагенез особенно сильно изменяет свойства углей, определяющие их промышленные сорта (марки). Не удивительно поэтому, что геологи-угольщики первыми пытались установить соответствующие закономерности, в частности зависимость свойств углей от

¹ В СССР под диагенезом понимают все процессы, протекающие в осадке с момента его окончательного выпадения вплоть до превращения в породу. Мощность зоны диагенеза колеблется от нескольких метров до десятков, реже сотен метров. В ряде стран Европы и Америки к зоне диагенеза относят гораздо большую толщу отложений — до зоны, где начинается собственно метаморфизм седиментитов.

глубины максимального захоронения, а также разработать шкалу углефикации (карбонизации). Начиная с 1873 г. возникли различные представления о марках углей и границах между ними. Шкалы углефикации, основанные на последовательных рядах этих марок углей, естественно, отличались, особенно на некоторых интервалах (рис. 1).

Нефтяники уже давно интересовались степенью карбонизованности углей, в особенности после работ Д. Уайта 1915 и 1921 гг., установившего зависимость между распределением нефти и (или) углеводородных газов (УВГ) и величиной "углеродного коэффициента", характеризующей степень "метаморфизма" углей. Этому показателю уделили внимание И. М. Губкин, В. В. Вебер, М. Фуллер, У. Рассел и многие другие нефтяники.

Позже были разработаны различные показатели степени "метаморфизма" углей и вообще углистого вещества, в частности оптические свойства мацералов. Чаще всего стали использовать отражательную способность витринита (ОВ) в воздухе (R^a) или в масле (R^o). Инициаторами в этом отношении явились Хофман и Йенкер, но более всего внедрению показателя R^o в практику углей и нефтегеологических исследований способствовали работы М. Тайхмюллер и И. И. Аммосова и др. В настоящее время для определения степени постдиагенетического изменения углей и рассеянного углеводородистого вещества (РОВ) все чаще используется комплекс химических, физико-химических и физических показателей.

Взятое в отдельности, ни одно из разнообразных свойств углей не отражает динамики катагенетических процессов на протяжении всего углефикационного ряда. Поэтому шкала углефикации представляет собой серию из нескольких взаимоперекрывающихся шкал.

Недавно американские исследователи А. Худ и С. Гутъяр предложили непрерывную шкалу катагенеза углей "LOM" ("Уровень органического метаморфизма", по неудачному определению авторов этого термина), построенную с соблюдением двух условий: а) в качестве исходного должен быть принят единый углефикационный разрез от торфа до метаантрацита при равномерном погружении пластов и постоянном геотермическом градиенте; б) шкала должна иметь линейный масштаб от 0 до 20. Для этих целей наилучшим образом подошла почти идеальная колонка новозеландских углей третично-мелового возраста, о которой писал Р. Саггейт. Он, в отличие от А. Худа и С. Гутъяра, считал, что линейный масштаб должен соответствовать максимальной глубине залегания угольных пластов на реконструированном разрезе новозеландских углей. У Р. Саггейта на 25000 футов полного углефикационного разреза 25 "индексов" катагенеза — против 20 "уровней" шкалы "LOM". А. Худ и С. Гутъяр намеренно отказались от шкалы Р. Саггейта, так

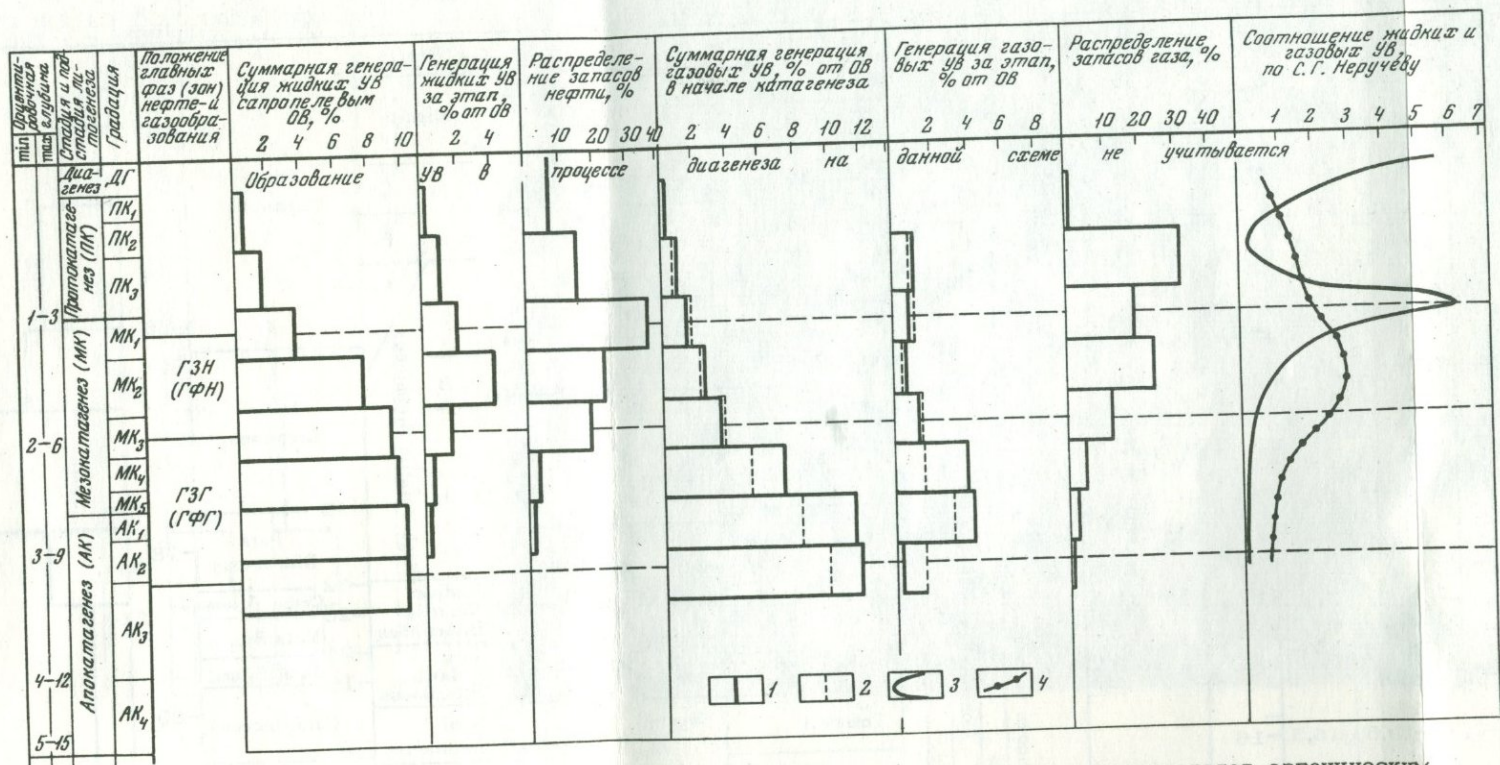
как ясно, что нельзя создать единую шкалу, которая находилась бы в линейной зависимости от палеомаксимальной глубины залегания пластов для осадочных бассейнов с различной геотермической историей. Поэтому, хотя в основе "LOM" лежит тот же углефикационный разрез, что и у Р. Саггейта, только иначе поделенный, авторы предлагают под каждым уровнем "LOM" понимать определенный этап катагенеза (предварительно они показали соотношение "LOM" с физическими и химическими параметрами углефикации) и не отождествлять эти уровни с максимальной глубиной захоронения.

Обе шкалы представляют определенный интерес. Однако заметим, что мощности этапов углефикации по новозеландской колонке углефикации и построенной аналогично колонке карбоновых углей (Н. Бостик, Х. Дамбергер) заметно различаются (см. рис. 1).

Так как температура и время, т.е. геотермическая история, являются главными факторами углефикации, то их следует использовать в качестве основного показателя шкалы катагенеза ОВ. Но такая шкала еще находится в стадии разработки.

По традиции, упрочившейся в СССР, степени "метаморфизма" или катагенеза углей и РОВ (как и соответствующие зоны) обозначают марками углей Донбасса. Почти общепринятой стала у нас шкала катагенеза, представляющая собой углефикационный ряд от "Б" до "А" и относительно хорошо увязывающаяся с аналогичной шкалой, принятой в ФРГ. Названия марок и отвечающие им аббревиатуры широко используют для обозначения стадий (зон) катагенеза не только геологи-угольщики и нефтяники, но и литологи широкого профиля. Однако необходимо отметить всю условность "углемарочной" шкалы, полную потерю терминологической ориентированности всего набора названий марок в случаях использования их для обозначения стадий катагенеза РОВ и, конечно, любых пород, кроме углей. Этот набор названий марок углей ни с семиотикопонятийной, ни с лингвистической точек зрения не представляет собой выдержанной единой системы терминов, приемлемой для всех литологов и геохимиков, независимо от характера изучаемых ими природных объектов¹. Еще одно важное обстоятельство заставляет отказаться от "углемарочной" шкалы. В наш век гибридизации наук, век кибернетики, усиления связей между учеными всех стран необходимо, чтобы термины были общенаучными, междотраслевыми, "сквозными" и интернациональными.

¹ И.И. Аммосовым предпринята попытка отказаться от использования названий марок для обозначения этапов катагенеза углей и перейти на цифровые обозначения (0 для бурых углей, I, II и т.д. вплоть до IX и X для антрацитов). Однако это предложение не получило поддержки (может быть, потому, что ограничивалось только углями).



Конечно, ни одна из существующих шкал "метаморфизма" (углефикации, катагенеза) с подразделениями по маркам углей не может быть взята за основу международной системы терминов. В этом легко убедиться при сравнении шкал, разработанных в СССР (Донбасс), ФРГ, США, Англии (см. рис. 1) и других странах. Кроме того, при переводе некоторых традиционных для каждой страны названий марок углей неоднократно допускались ошибки. Так, например, в русской литературе немецкие Gassteinkohle переводятся обычно как газовые (Г), хотя по своим свойствам и положению в шкале углефикации для Донбасса они отвечают жирным углям (Ж) (см. рис. 1).

В основу международной системы терминов как для стадийных (временных, фазовых, этапных), так и зональных (пространственных, по горизонтам и др.) подразделений осадочных образований естественно положить термин "катагенез". Для наименования ранней, средней и поздней подстадий катагенеза удобно использовать древнегреческие префиксы: "прото", "мезо" и "апо". Это было предложено в 1962 г. Н.Б. Вассоевичем. При подразделении прото-, мезо- и апокатагенеза на градации¹ нет необходимости вводить особые названия, можно ограничиться достаточно удобными аббревиатурами с соответствующими индексами: для протокатагенеза² - ПК₁, ПК₂, ПК₃; для мезокатагенеза - МК₁, МК₂, МК₃, МК₄, МК₅; для апокатагенеза - АК₁, АК₂, АК₃, АК₄ (см. рис. 1). Число градаций в каждой подстадии (ПК, МК и АК) определялось средним числом классов гумусовых углей, выделяемых по степени их "метаморфизма" (углефицированности) в СССР, ФРГ, США и других странах, а также по выявленным естественным переломам (скачкам) углефикации.

Конечно, ОВ другого типа, например, сапропелевое, будет испытывать переломы (скачки) в изменении свойств при других температурах. Вообще все разновидности ОВ в седиментитах, отличающиеся по исходному материалу и по-разному преобразованные в диагенезе (в частности, различные микрокомпоненты углей, горючих сланцев и РОВ), будут характеризоваться на одной стадии катагенеза заметно разнящимися параметрами химического состава и физических свойств.

Степень катагенеза обусловлена интенсивностью и длительностью воздействия катагенетических факторов (T, P), поэтому

¹ В ряде работ подстадии катагенеза делились на этапы и подэтапы. Однако оба эти слова относятся к категории терминов свободного пользования, которые можно применять для наименования любого стадийного или временного интервала. Градация - таксон в ряду: стадия, подстадия, градация, субградация.

² Соответствующие интернациональные обозначения: РК₁, РК₂ и РК₃. Для градаций мезо- и апокатагенеза (МК и АК) русские и интернациональные обозначения совпадают.

шкала катагенеза является мерой воздействия этих факторов, а не мерой измененности тех или иных свойств минеральных или органических компонентов седиментитов.

Построение шкалы катагенеза непосредственно по интенсивности катагенетических факторов физико-химической природы (T, P, pH, Eh и др.) весьма затруднительно, поскольку истинные их величины для древних осадков оцениваются путем очень приближенной, не всегда достаточно достоверной реконструкции. Другой возможной основой для построения шкалы катагенеза являются изменения состава различных минеральных и органических компонентов осадочной породы, происходящие под воздействием температуры, давления и других факторов.

Лучшая изученность углей, наиболее чутко реагирующих на изменения температуры, и возможность исследования в них более или менее однородных микрокомпонентов (обычно витринита) обусловили то, что именно угли явились основой для построения шкалы катагенеза (см. рис. 1), применяющейся в СССР и за рубежом для установления катагенетической зональности литолого-стратиграфических комплексов, перспективных в нефтегазогеологическом отношении. В последнее десятилетие выяснилось существование *главной зоны (фазы) нефтеобразования*¹, а также *главной зоны газообразования*² и естественное тяготение к ним зон нефте- и газоносности.

Пользоваться угольной шкалой катагенеза удавалось далеко не всегда, так как угли отсутствуют во многих свитах, слагающих нефтегазоносные бассейны. Поэтому пришлось ориентироваться на более широко распространенное в седиментитах РОВ. При выделении типов и компонентов РОВ допускалась ошибка: сходство между углями и РОВ сильно переоценивалось – в составе РОВ часто преобладает сорбомикстинит, отсутствующий в углях. Все же в составе РОВ нередко встречается витринит. По его отражательной способности стали определять степень углефикации РОВ и по ней судили

1 Понятие о главной фазе нефтеобразования впервые было сформулировано в 1967 г. Н.Б. Вассоевичем следующим образом:

"... преобразование ОВ... развивается сначала медленно, но в начальной стадии среднего катагенеза, на этапах карбонизации углей, отвечающих маркам "Д" и "Г", быстро усиливается. В результате термокатализа и мягкого термоллиза образуется много УВ, главным образом тех, которые входят в состав керосина и бензина. С этими этапами катагенеза, которые протекают при мощности покрывающих отложений примерно 2–4 км и температуре 80–150°C, связана *главная фаза нефтеобразования*".

2 Понятие о главной фазе газообразования (ГФГ) введено в 1972 г. С.Г. Неручевым. Первая информация о ГФГ принадлежит С.Г. Неручеву, Е.А. Рогозиной и Л.Н. Капченко.

о степени катагенеза вмещающей породы. Однако витринит отсутствует в некоторых фациальных типах ОВ, и его вообще не было в древних, додевонских отложениях. Кроме того, параметры витринита, по которым чаще всего устанавливались ступени катагенеза (R° , элементный состав и др.), варьируют в зависимости от условий его залегания – витринит в детрите (в РОВ) отличается от витринита в массе угля. В итоге шкала катагенеза по данным РОВ и угольная шкала не совмещались.

В такой ситуации полезным оказалось параллельное изучение углей и РОВ в одном из угленосных бассейнов, осуществленное по инициативе С.Г. Неручева сотрудниками ВНИГРИ с участием ВНИГНИ, ВНИИЯГГ и Артемгеологии. Был исследован разрез среднего карбона Донбасса – района, для которого выработана детальная и обоснованная схема углефикации, условно привязанная к палеоглубинам наибольшего погружения осадков (по М.Л. Левенштейну). Так как образцы глинистых пород с РОВ отбирали из морских осадков, расположенных между угленосными пачками, было заранее известно, каким стадиям катагенеза углей соответствует степень превращения РОВ. Широкий диапазон ступеней углефикации (от "Д" до "А")¹ позволил охарактеризовать весь путь превращения РОВ до антрацитовой градации включительно. С.Г. Неручев отметил еще одно немаловажное обстоятельство. Поскольку исследования ведутся главным образом в нефтегазоносных бассейнах с широким распространением нефтепроявлений, существует мнение, что битуминологические данные, на основе которых делаются обобщения, нередко искажены за счет загрязнения исследуемых образцов нефтяными углеводородами (УВ). Отсутствие залежей нефти в изучавшемся районе Донбасса полностью снимает возражения о якобы недостаточном учете геохимиками возможных заражений образцов нефтяными УВ.

Изученное РОВ глинистых седиментитов среднего карбона подтверждает морской мелководный и относительно глубоководный характер шельфовых фаций. Детритная фракция остатков наземной растительности в эти фациальные зоны поступала незначительно. Исходным материалом для РОВ явились, очевидно, воднорастворенные гумусовые вещества, поступающие с суши, и продукты разложения морского планктона. Поэтому РОВ смешанное, гумусово-сапропелевое; его содержание колеблется от 0,6 до 1,46%. В большей части изученных образцов, по данным Г.М. Парпаровой, РОВ на 80–100% представлено бесструктурной коллоидальной массой, напоминающей сорбомикстинит, с единичными обломками витринита (3–17%) и лейптинита (1–4%). РОВ, прошедшее диагенетическую переработку, химически квалифицируется как существенно гумусовое, для которого характерно наличие конденсированных ароматических структур. По мнению О.П. Четвериковой, это подтверж-

¹ В тексте и на рис. 2–4, где приведены сведения о РОВ Донбасса, авторы сохранили терминологию марок углей Донбасса.

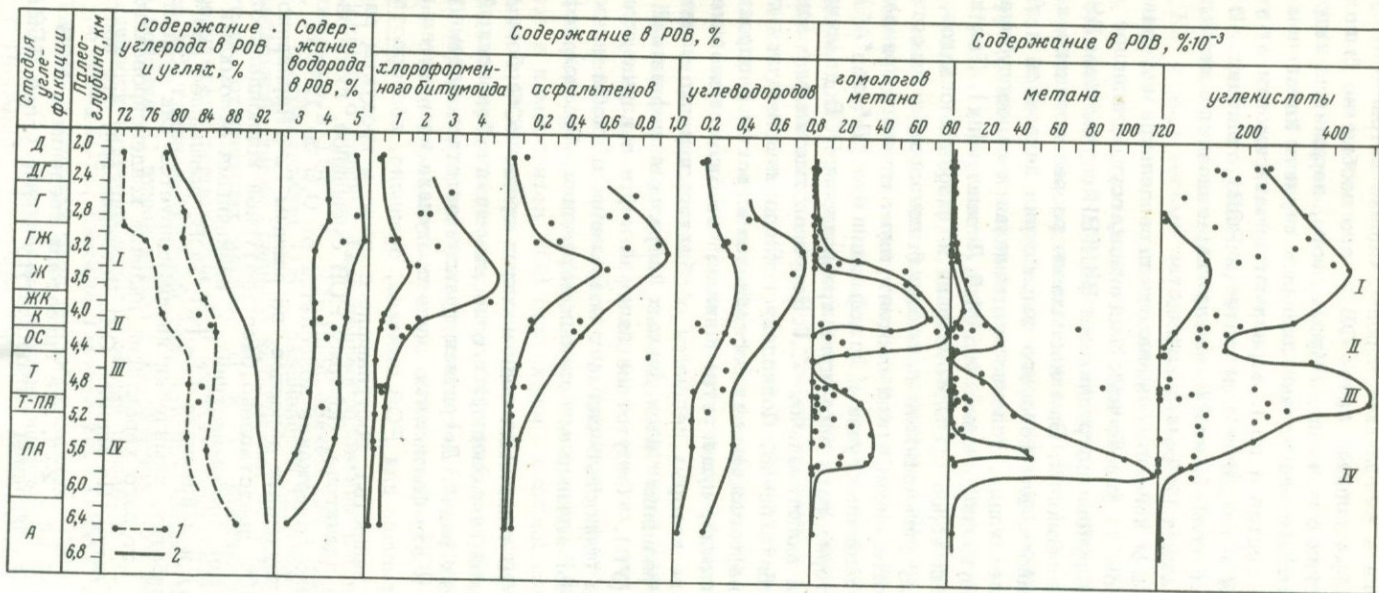


Рис. 2. Изменение в процессе катагенеза свойств РОВ и его компонентов глинистых пород среднего карбона Донбасса. По традиции в качестве шкалы приняты марки углей (углефикационный ряд), привязанные к условным палеоглубинам. Составили С.Г. Неручев, М.Л. Левенштейн, С.С. Филатов, О.П. Четверикова, К.Ф. Родионова, Е.А. Рогозина, Т.Э. Баранова, Л.И. Кломова

1 - РОВ; 2 - угли. I - IV - уровни, отвечающие переломным моментам в изменении ОВ

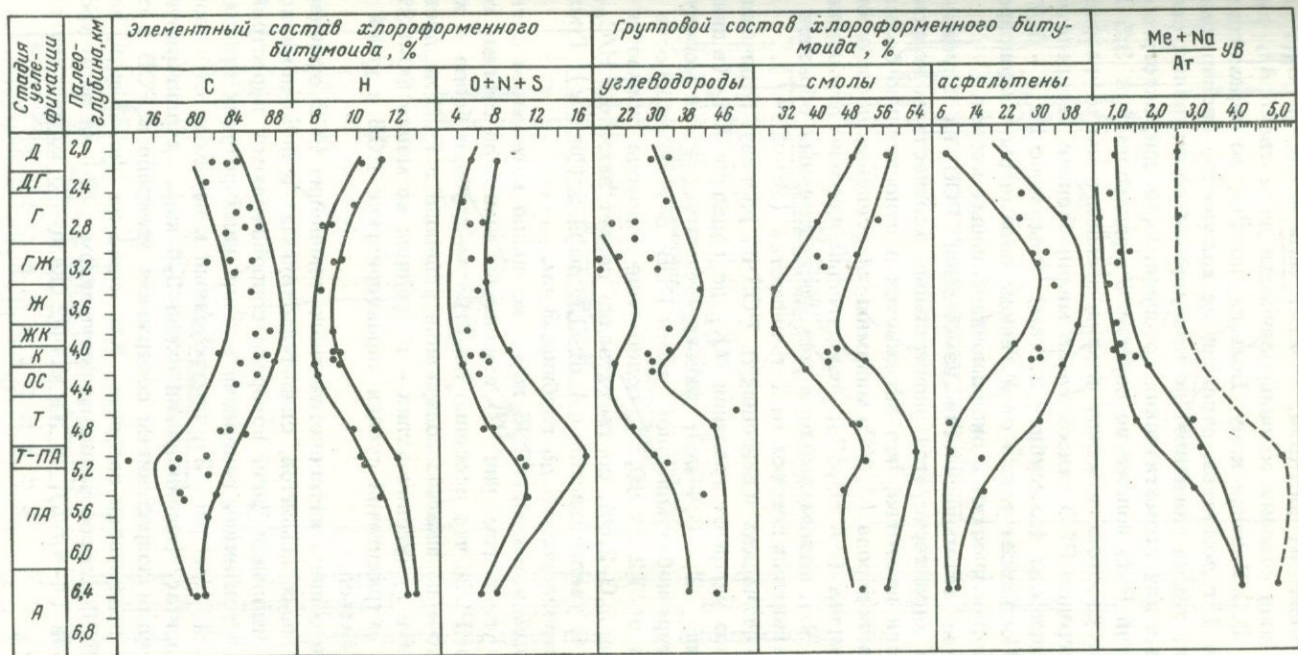


Рис. 3. Изменение состава суммарного хлороформенного битумоида глинистых пород

дается элементарным составом, низкими величинами $H/C_{ат}$, высокими значениями степени ассоциированности вещества (cA), рассчитанных по В.С.Веселовскому. Большое количество парамагнитных центров на 1 г вещества, отражающее количество неспаренных электронов, также указывает на присутствие сопряженных связей, характерных для ароматических соединений. На дифрактограммах концентратов РОВ положение основного максимума при $3,5 \text{ \AA}$ показывает расстояние между слоями ароматического углерода. Из концентратов РОВ относительно малой степени катагенетической измененности (до глубины 2,8 км)¹ выделено 21,1 – 1,7% гуминов. Последним также свойственны параметры конденсированных оксиароматических и оксихинонкарбоновых кислот.

Наименее катагенетически измененное РОВ на глубине около 2,1 км характеризуется значительным количеством неароматической части вещества, что выражается в относительно большем содержании водорода (5,1%), минимальной степени ассоциированности вещества ($cA = 0,67$), относительно высоким отношением $H/C_{ат}$ (0,85), минимальным в ряду исследованных образцов числом парамагнитных центров на 1 г вещества ($99 \cdot 10^{17}$).

Катагенетическая измененность РОВ по разрезу, отвечающая превращению углей от градации МК₁ до градации АК₄ (в диапазоне палеоглубин 2 – 6,4 км), фиксируется в составе и молекулярной структуре небитуминозной части РОВ: обуглероженность увеличивается от 72 до 89,5%, содержание водорода снижается от 5,1–4,6 до 3,0–2,9%, соответственно падает величина $H/C_{ат}$ от 0,8 до 0,4, увеличивается cA от 0,6 до 0,8 (рис. 2). Гумины прослеживаются только до глубины 3 км.

Сравнение изменений РОВ пород по шкале катагенеза с таковыми в ряду углей (см. рис. 2) показывает меньшую степень обуглероженности РОВ; что особенно заметно на глубине более 4 км (от этапа К ниже по шкале): содержание углерода в РОВ не превышает 84–85%, а в гумусовых углях – в среднем не менее 90–93%. Только на антрацитовой стадии характеристики РОВ и углей начинают сближаться.

На фоне общего катагенетического изменения РОВ отмечается ряд переломных моментов, свидетельствующих о неравномерности процесса, отдельные фазы которого сопровождаются перестройкой структуры и усилением генерации тех или иных летучих продуктов.

Уровень I (см. рис. 2), приуроченный к переходу от газового этапа к жирному (палеоглубина около 3,4 км), характеризуется более быстрым возрастанием содержания углерода в РОВ и слабым снижением содержания водорода. Как видно на рис. 3 и 4, насыщенность РОВ хлороформным битумоидом (ХБ) на этом уровне максимальна (4–4,5%), то же можно сказать о количестве спирто-

¹ Глубины указаны ориентировочно, с отклонением от истинных на 10–20%.

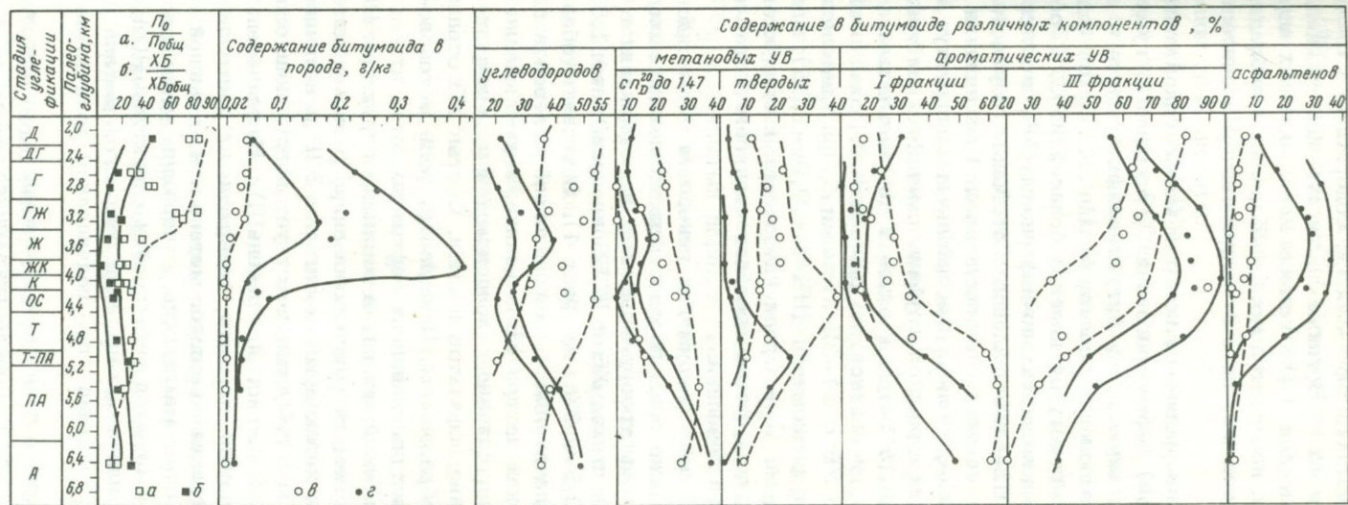


Рис. 4. Изменение состава хлороформенного битумоида закрытых и открытых пор глинистых пород
 а – доля открытых пор в общем объеме пористости, %; б – доля битумоида закрытых пор в общем количестве битумоида, %; в – данные для открытых пор; г – для закрытых пор

бензольного битумоида (ДСББ) – 3,5%; содержание CO_2 в закрытых порах в расчете на РОВ также достигает максимальных значений. Количество метана и его гомологов в закрытых порах в расчете на РОВ весьма незначительно. В ХБ резко преобладают асфальтены и смолы, содержание УВ возрастает незначительно (см. рис. 4).

Таким образом, на уровне I, который можно сопоставить с главной зоной (фазой) нефтеобразования, существенно гумусовое РОВ генерирует основную массу битуминозных веществ – в них доминируют кислые компоненты, составляющие ДСББ, при подчиненном количестве УВ с температурой кипения более 250°C . С ростом глубины увеличивается доля метаново-нафтеновых УВ, в их составе 34–38% алканов и 62–66% цикланов. Отмечаются существенные изменения степени цикличности последних. При наличии одной-, двух-, трех-, четырех-, пяти- и шестикольчатых структур максимум их распределения с ростом глубины смещается от трехкольчатых к двухкольчатым, а затем к одно- и двухкольчатым. Среди высокомолекулярных n-алканов, по данным К.Ф. Родионовой, установлено присутствие УВ с 21–32 атомами С, распределение которых по числу атомов равномерно ($\text{H}/\text{C} = 0,96\text{--}1,05$); максимум падает на C_{25} , C_{26} и C_{27} . Среди газообразных продуктов генерации, по Е.А. Рогозиной, резко преобладает углекислота; доля метана и его гомологов невелика.

В более глубокой зоне погружения генерация битумоидов в основном прекращается. Ниже зоны пород с максимальным выходом ХБ и ДСББ фиксируется быстрое уменьшение их содержания в РОВ: уже на глубине 4 км выход ХБ и ДСББ не превышает 1,5%, а на глубине 5–6 км – 0,5–0,3% (см. рис. 4). Объяснить обеднение РОВ битумоидами значительной эмиграционной потерей в данном случае нельзя, так как потери УВ невелики, а уменьшение выхода битумоидов, очевидно, связано с конденсацией и переходом в нерастворимое состояние асфальтов и смол. Состав УВ отражает катагенетические преобразования. Повышается роль метаново-нафтеновых УВ, происходит дециклизация нафтенов.

Следующий переломный момент в эволюции структуры РОВ фиксируется по ускоряющемуся обуглероживанию, резкому изменению рентгеноструктурных характеристик сигнала ЭПР и величины δC^{13} на коксовом этапе, которому соответствует погружение осадков на глубину около 4 км (см. рис. 2, уровень II). Битуминозных компонентов в РОВ остается немного, генерация их постепенно затухает. Однако концентрация гомологов метана и в меньшей мере самого метана достигает максимума, содержание углекислоты падает до минимума. Этот этап перестройки структуры РОВ, несомненно, отличается усилением генерации гомологов метана и в меньшей степени самого метана при подчиненном количестве углекислоты.

В зоне, переходной от Т к ПА; на глубине около 4,9–5,0 км (см. рис. 2, уровень III), снова резко увеличиваются рентгено-

структурные характеристики РОВ, несколько снижаются амплитуда сигнала ЭПР и величина δC^{13} . Этому соответствует очередная смена состава газовых компонентов РОВ: концентрация углекислоты достигает максимума, а метана и его гомологов — уменьшается почти до нуля. По-видимому, это отражает второй этап усиленного образования углекислоты.

Последний уровень (IV) изменения состава и характеристик молекулярной структуры РОВ отмечается на этапе АК₂ (полуантрацитовая ступень углефикации) при погружении осадков на глубину 5,6–5,8 км (см. рис. 4). В элементном составе РОВ наблюдаются сильное обуглероживание и потеря водорода. Очевидно, эта фаза соответствует активизации процесса генерации метана, сопоставимой с главной фазой газообразования. Активное отщепление тяжелого метана на данной ступени катагенеза дает около 8% метана от массы РОВ, а сапропелевое РОВ во время главной фазы газообразования (глубина 4–5 км) генерирует примерно 16% метана. Экспериментальных данных по характеристике РОВ на глубине более 6 км очень мало, однако можно предположить, что образование метана постепенно затухает.

Обладая высокой миграционной способностью, генерируемые РОВ газообразные продукты (углекислота, метан и его гомологи) почти полностью покидают материнские породы. Остаточное содержание CO₂ в закрытых порах в расчете на РОВ составляет менее 4·10⁻⁵%, а метана и его гомологов — более (0,8–1)·10⁻⁵%. В ином положении находятся битумоиды: из материнских пород эмигрируют только наиболее подвижные их компоненты.

Наибольшее обогащение РОВ битумоидами (см. рис. 4) наблюдается на рубеже этапов Г и Ж, на глубине около 3,4 км. Содержание углерода в составе ХБ возрастает, а водорода — немного снижается. По изменению группового состава видно, что это может быть следствием значительно более активной генерации асфальтенов и смол, чем УВ.

Глубже (от 3,4 до 4,6–4,8 км), при дальнейшем нарастании интенсивности катагенеза, происходит существенное изменение состава битумоида в противоположном направлении: несколько снижается содержание УВ, увеличивается концентрация смол и падает — асфальтенов. В элементном составе это отражается в снижении содержания углерода и увеличении O+S+N и H. Возрастание количества водорода в ХБ является, несомненно, результатом резкого уменьшения в нем концентрации асфальтенов, которые, конденсируясь, переходят в нерастворимую часть РОВ¹. Уменьшение количества углеводородов в ХБ может быть объяснено частичной эмиграционной потерей. По сравнению с исходным максимальным уровнем на глубине 3,4 км (~40%) содержание УВ в

¹ Следовательно, в данном случае нельзя определять коэффициент эмиграции по изменению элементного состава битумоида.

битумоиде снижается на глубине около 4,5 км в среднем до 26%. В соответствии с этим максимальный коэффициент эмиграции УВ можно оценить в 20% от исходного количества битумоида. Таким образом, наблюдающееся резкое обеднение РОВ битумоидом (см. рис. 4) – снижение β^{XB} примерно на 80% от исходного максимума, лишь на 1/4 может определяться эмиграцией наиболее подвижных УВ, а на 3/4 – потерей растворимости асфальтенов и смол при их конденсации.

Открытые поры на глубине 2–3 км составляют около 80% общего объема порового пространства глинистых материнских пород. При росте глубины погружения и уплотнении пород доля открытых пор в общем объеме порового пространстве стремительно сокращается: на глубине 4 км она не превышает 20–30%, а ниже 5 км – менее 20%. Распределение РОВ в породах равномерно, а ХВ в их поровом пространстве – крайне неравномерно. Даже при резком преобладании объема открытых пор над закрытыми (до 80%) доля битумоида, содержащегося в открытых порах, по данным С.Н. Белецкой и Г.М. Боровой, составляет обычно не более 10–22% общего его количества (см. рис. 4). Следовательно, в основном битумоид содержится в закрытых порах материнских пород, а преобладающая часть их порового пространства (открытая система, связанная с коллекторами) даже в зоне умеренных глубин (2–3 км) характеризуется резким дефицитом битумоида. Приуроченность основной части битумоида к закрытым порам, хотя в верхней зоне глубин они составляют всего 10–20% общего порового пространства материнских пород, наглядно видна на рис. 4. Количество битумоида открытых пор в г/кг породы минимально и несколько снижается с ростом глубины. В закрытых порах битумоида в 8–10 раз больше, чем в значительно преобладающих по объему открытых.

Сравнение группового и углеводородного состава битумоидов закрытых и открытых пор позволяет проследить все особенности направленных первично-миграционных перемещений УВ (см. рис. 4).

Содержание УВ в битумоиде открытых пор колеблется в более широких пределах, причем на глубинах до 4 км оно всегда заметно выше, чем в закрытых порах, т.е. битумоид открытых пор явно обогащен наиболее подвижными УВ. Только на глубине 6,5 км, вследствие нарастания эмиграционных потерь, это соотношение становится обратным. Опережающее обогащение битумоида открытых пор наиболее подвижными компонентами, по данным С.Н. Белецкой и Г.М. Боровой, фиксируется и для отдельных, более узких фракций УВ.

С ростом глубины погружения эмиграционная потеря наиболее подвижных компонентов битумоида постепенно нарастает. Значительно более изолированные закрытые поры материнских пород разгружаются в систему открытой пористости, а по ней, при уплотнении пород, в коллекторы. Максимальный коэффициент эмиграции битумоида из закрытых пор, рассчитанный по сдвигу в составе УВ, составляет 25%, а из системы открытых пор – почти 40%. Средний коэффициент эмиграции, оцененный по суммарному битумоиду, – около

20%. На глубине 4,5–5 км он значительно ниже того, который отмечается на подобных глубинах в случае сапропелевого типа РОВ.

Таким образом, процессы превращения РОВ, генерации и эмиграции УВ в среднем карбоне Донбасса проходили, в принципе, так же, как в любом нефтегазоносном бассейне. Однако существенно гумусовый характер РОВ даже в морских фациях определил слабое их проявление и, как результат, незначительное поступление рассеянных нефтяных УВ (микронепти) в коллекторы, что не могло привести к формированию залежей нефти, но все же обусловило в зоне ГФН образование заметных битумопроявлений.

Исследование процессов превращения РОВ глинистых пород в угленосном бассейне, стерильном в смысле промышленной нефтеносности, свидетельствует о том, что генерация и эмиграция УВ является всеобщим процессом, обязательно сопровождающим преобразование РОВ в ходе погружения и катагенеза осадков. Но только достаточная обогаченность осадков РОВ при богатом содержании сапропелевых или химически близких им лейптинитовых компонентов делает возможным развитие этих процессов в таких масштабах, которые определяют промышленную нефтегазоносность.

На рис. 5 (см. вклейку) приведены принципиальная ориентировочная схема генерации нефти и газа и распределение их залежей по грациям катагенеза. На современном уровне знаний нет возможности учесть масштабы, несомненно, огромного газообразования на стадии диагенеза.

Генерация жидких УВ органическим веществом сапропелевого типа характеризуется отчетливым максимумом, главной зоной нефтеобразования (ГЗН) в пределах грации МК₂, где примерно 4% ОВ превращаются в микронепть. Выше и ниже этой зоны образуется значительно меньше жидких УВ: в грации ПК₃ – 1% от содержания исходного ОВ, в МК₁ – 2%, в МК₃ – 1,7%, а в зонах МК₄ и МК₅ суммарно – только 0,5%. Положение ГЗН хорошо соотносится с распределением запасов промышленных скоплений нефти по грациям катагенеза – область максимального нефтенакопления (МК₁) расположена выше главной зоны нефтеобразования (МК₂).

Максимум генерации газовых углеводородов рассеянным органическим веществом сапропелевого типа протягивается широкой областью граций катагенеза, включающей МК₄, МК₅, АК₁ и АК₂. За этот период около 10% ОВ идет на образование и отделение углеводородных газов (см. рис. 5).

Газопроизводящий потенциал гумусового ОВ, при прочих равных условиях, примерно в 1,2 раза меньше, чем органического вещества сапропелевого типа. Для него показателен максимум генерации в начале апокатагенеза.

Трудно объяснима пространственная разобщенность главных зон газогенерации и газонакопления (см. рис. 5). Первая приурочена к концу мезокатагенеза и началу стадии апокатагенеза, а вторая – к грации ПК₃ и в меньшей мере к МК₁ и МК₂.

Если оценить соотношение жидких и газовых УВ по запасам их промышленных скоплений, то нефть явно преобладает в зонах ПК₁, ПК₂, а главный ее максимум – в МК₁. Запасы газа намного превосходят запасы нефти в зоне катагенеза, отвечающей градации ПК₃. Далее, начиная с МК₃ и включая градацию АК₂, соотношение запасов нефти и газа складывается в пользу газовых месторождений.

Теоретическое соотношение жидких и газовых УВ (с расчетом генерации УВ на исходное органическое вещество градации ПК₂) иное: жидкие УВ явно преобладают над газовыми в зоне МК₁, МК₂ и МК₃ (см. рис. 5).

Итак, на современном уровне знаний необходимо отказаться от "углемарочной" системы понятий и перейти к градациям катагенеза, отвечающим вначале унифицированной шкале катагенеза, а затем, на более высоком уровне, естественным рубежам (скачкам).

Изучение нефтегазоматеринских свойств рассеянного органического вещества глинистых пород угленосного бассейна в широком диапазоне градаций катагенеза показало универсальность процесса генерации УВ и в то же время выявило его своеобразие в условиях гумусового типа ОВ, всегда содержащего примесь лейптинита.

Новые данные убедительно подтверждают положение главной зоны нефтеобразования для сапропелевого ОВ в ряду катагенеза (градации МК₁, МК₂ и МК₃ с максимумом в МК₂). Генерации газовых углеводородов отвечает резкое усиление процесса в конце мезокатагенеза – начале апокатагенеза для всего класса ОВ стратисферы.

АБСТРАКТ

Considering the importance of the scale of katagenesis for the specialists in the field of coal and oil geology and lithology, the authors present the scheme based on the stages and natural limits of coalification. Coal-rank subdivisions devoid of concrete sense and the ability to be correlative are substituted by coalification gradations of katagenesis. The correlation of these gradations with the scales of coalification, used in the USSR (Donbass), FRG, USA and England is also presented. The results of the first comprehensive investigation of dispersed organic matter within the coal basin free of commercial oil and with established gradations of katagenesis are listed as well. The data on alteration of dispersed organic matter obtained made it possible to specify the generally accepted scheme of liquid and gas hydrocarbon generation within various zones of katagenesis.

ОСНОВЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ТЕОРИИ ПРОГНОЗА И ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Достижения последних десятилетий в области теории образования нефти и газа и формирования их залежей, совершенствования методов прогноза и поиска месторождений полезных ископаемых, а также широкое применение при решении прогнозных задач нефтяной геологии математических методов и ЭВМ создают надежную основу для разработки количественной теории прогноза и поиска месторождений нефти, конденсата и газа.

Будем рассматривать всю стратисферу Земли в качестве геологического пространства G . В самом общем виде задачу количественной теории прогноза и поиска месторождений нефти и газа следует рассматривать как задачу разбиения G на множество иерархически соподчиненных подпространств:

$$\{G_i\} \{G_{ij}\} \{G_{ijk}\} \dots,$$

различающихся в определенном смысле по перспективности на нефть и газ.

При этом будем считать интуитивно ясными такие понятия, как "геологическое подпространство (область, район, участок, структура) перспективное", "геологическое подпространство бесперспективное", "нефтегазоносный комплекс" (НГК), "нефтегазоносный горизонт" (НГГ), "пласт", "плотность потенциальных ресурсов нефти и газа", хотя, строго говоря, они требуют определения.

Первая задача, возникающая при построении теории прогноза и поиска месторождений нефти и газа, — выбор иерархической системы геологических подпространств, на которые должно быть разбито G , т.е. разделение общей задачи на ряд последовательно решаемых подзадач (Бакиров, 1973; Вышемирский и др., 1971; Конторович, 1970 г.; Конторович и др., 1972).

1. Выделение в стратисфере осадочных бассейнов G_i и дифференциация их по начальным потенциальным ресурсам нефти и газа.

2. Районирование территории осадочного бассейна на участки, перспективные G_{i1} и бесперспективные G_{i2} .

3. Районирование перспективных участков по плотности потенциальных ресурсов нефти и газа в отдельных НГК $\{C_{ilk}\}$ ($k=1,2$) и в осадочном чехле в целом. Особенно важное значение имеет при этом выделение участков с аномально высокими плотностями запасов как объектов для поисков крупных, крупнейших и гигантских месторождений.

4. Районирование территории отдельных НГК по степени ее преимущественной перспективности на обнаружение нефтяных, газоконденсатных или газовых скоплений с дифференциацией запасов нефти, конденсата и углеводородных газов — G_{ilk} ($l=1,2,3$).

5. Районирование перспективных на нефть участков по ее качеству (содержание серы, асфальто-смолистых соединений, плотность, выход светлых фракций, углеводородный состав и др.), что чрезвычайно важно для оценки коэффициентов извлечения нефти, выбора при долгосрочном планировании возможных схем переработки.

6. Прогноз расположения месторождений нефти и газа с выделением из их числа крупных, крупнейших и гигантских как первоочередных объектов поиска. В задачу прогноза расположения месторождений входит: а) разделение выявленных локальных поднятий на водоносные и нефтегазоносные по отдельным НГК (r), НГТ (s), пластам (t) — $G_{ilk1rst}$; б) выявление зон и участков, перспективных на обнаружение скоплений нефти и газа по отдельным НГК, НГТ и пластам во внеструктурных условиях (залежи литологические, стратиграфические и т.п.) $G_{ilk2rst}$; в) определение зон и участков, перспективных на обнаружение в структурных либо неструктурных ловушках крупных, крупнейших и гигантских скоплений нефти и газа, с уточнением перспективных НГК, НГТ, пластов — $G_{ilk3rst}$. Подзадача 6в является детализацией подзадач 6а и 6б, однако решается она обычно как самостоятельная.

Современные достижения теоретической нефтяной геологии, математики и вычислительной техники позволяют построить формализованную схему решения перечисленных прогнозных задач на основе геолого-математического моделирования. При этом геолого-математическое моделирование следует рассматривать как модельный эксперимент на ЭВМ (Вышемирский и др.; 1971; Конторович и др., 1972; Холин и др., 1968; Белонин и др., 1973), при котором на основании анализа собранного в соответствии с этой моделью экспериментального материала (данные о распределении ресурсов нефти и газа в разных геологических условиях) проверяется по определенным алгоритмам ее адекватность реальному природному процессу. При подтверждении последней по тем же алгоритмам строятся количественные критерии для классифицирования не изученных в отношении нефтегазоносности геологических объектов в соответствии с подзадачами 1–6.

Пусть решается подзадача разбиения подпространства более высокого ранга G_{ij} на подпространства G_{ijk} ($k = 1, 2, \dots, l$). Решение ее распадается на ряд процедур, общих для всех подзадач.

1. Разбиение геологического подпространства G_{ij} на элементарные геологические тела g_{ijk} , относительно которых выясняется принадлежность их подпространствам $G_{ij1}, G_{ij2}, \dots, G_{ijl}$. При решении прогнозных задач с применением алгоритмов распознавания образов те из g_{ijk} , относительно которых известно, к каким из классов G_{ijk} ($k = 1, 2, \dots, l$) они принадлежат, являются материалом обучения, эталонами, с которыми сравниваются оцениваемые g_{ijk} .

2. Описание геологического подпространства G_{ij} для решения конкретной подзадачи.

3. Выбор алгоритма решения подзадачи.

4. Построение оптимальной схемы решения задачи на разных этапах поисково-разведочных работ.

5. Разбиение G_{ij} на подпространства G_{ijk} ($k = 1, 2, \dots$) и выбор первоочередных объектов для постановки поисково-разведочных работ.

Процедура 1. Размеры элементарных геологических тел варьируют в очень широких пределах в зависимости от решаемой подзадачи. В этом смысле можно провести аналогию с понятием "материальная точка" в физике и механике. При решении подзадач 1 и 6 в качестве элементарных тел выделяются естественные геологические тела, в подзадаче 1 – это осадочные бассейны, в подзадаче 6 – это локальные структуры или часть слагающих их осадочных пород в конкретном НГК. Более сложно решается вопрос о выборе элементарных геологических подпространств в задачах 2–5. Проиллюстрируем это на примере решения подзадачи 3 – районирования территории НГК по плотности потенциальных ресурсов нефти и газа.

В качестве элементарного геологического подпространства выберем осадочное выполнение в пределах НГК на участке площадью S . Назовем его элементарным участком. Естественно возникает вопрос, какой должна быть площадь S . Очевидно, плотность запасов углеводородов (УВ) в пределах элементарных участков должна очень мало варьировать при относительно небольшом их смещении. Такой участок не может быть очень мал. Если его размер будет сопоставим с площадью месторождений или синклиналиных зон между ними, то небольшое по сравнению с его размерами смещение участка может привести к очень большому изменению плотности запасов – от 0 до весьма значительных величин. Значения же признаков, входящих в описание g_{ijk} , при этом изменяются незначительно. Надежность классификации (разрешающая способность) в этом случае будет мала. Значит, площадь элементарного участка должна быть велика настолько, чтобы небольшое его смещение не приводило к существенному изменению плотности запасов.

Чрезвычайно большое увеличение площади эталонных участков также не имеет смысла, так как при этом выборка для обучения будет очень мала, а сами участки потеряют специфичность как эталоны определенных геологических ситуаций, которым соответствуют определенные плотности запасов УВ.

Сформулируем задачу выбора эталонных участков. Выделим в исследуемом пространстве F такую замкнутую часть A , которую можно представить как $A = A_1 \cup A_2$, где A_1 – совокупность односвязных областей $\{A_{1i}\}$ площадью $\{S_i\}$ ($A_1 = \bigcup_{i=1}^n A_{1i}$), а A_2 – n -связная замкнутая область, причем $A_1 \cap A_2 = \emptyset$. На всех $M \in A$ зададим функцию следующим образом:

$$q(M) = \begin{cases} C_i, & \text{если } M \in A_{1i} \\ 0, & \text{если } M \in A_2 \end{cases}$$

где $\{C_i\} = (C_1, C_2, \dots, C_n)$, $C_i > 0$.

Будем бросать на A произвольной, но фиксированной формы с одинаковой площадью S_B участки B так, чтобы $B \subset A$. Пусть при

r -том бросании участок B покрывает часть A такую, что $B = B_1 \cup B_2$, где B_1 — совокупность n_r односвязных областей A'_{1i} , т.е. $(B_1 = \bigcup_{n_r} A'_{1i})$, $A'_{1i} = B \cap A_{1i}$; S'_i — площадь; B_2 — n_r -связная замкнутая область.

Тогда для всех точек $M_i \in$ определим $q_r(S_B)$ так:

$$q_r(M_i, S_B) = \frac{\sum C_i S'_i}{S_B} \cdot A'_{1i}$$

Варьируя величину площади $\{S_B\} = (S_{B_1}, \dots, S_{B_n})$, получим случайную функцию $\{q_r(S_{B_i})\}$. Задача состоит в том, чтобы найти такую минимальную площадь S^* для участков $\{B\}$, что с вероятностью γ для всякого $\epsilon > 0$ выполняется:

$$p \left\{ \frac{|\bar{q}(S^*) - q_r(S^*)|}{\bar{q}(S^*)} < \epsilon \right\} \geq \gamma. \quad (2)$$

В соответствии с постановкой задачи возьмем k совокупностей заданной формы участков B , которым отвечают площади $S_{B_1}, S_{B_2}, \dots, S_{B_k}$. Соответственно с каждой совокупностью произведено n_1, n_2, \dots, n_k бросаний с попаданием в A и получены выборки значений:

$$\{q_1\} = q_{11}, q_{12}, \dots, q_{1n_1};$$

$$\{q_2\} = q_{21}, q_{22}, \dots, q_{2n_2};$$

.....

$$\{q_k\} = q_{k1}, q_{k2}, \dots, q_{kn_k}.$$

Каждая выборка характеризуется математическим ожиданием и дисперсией:

$$\bar{q}_i = \frac{\sum_{j=1}^{n_i} q_{ij}}{n_i}; \quad \sigma_{q_i} = \frac{1}{n_i - 1} \sqrt{\sum_{j=1}^{n_i} (q_{ij} - \bar{q}_i)^2}.$$

Если по какому-либо критерию может быть принята гипотеза о нормальности выборки, то согласно критерию Стьюдента с доверительной вероятностью γ будет иметь место следующее соотношение:

$$\bar{q}_i - \frac{t_i \sigma_{q_i}}{\sqrt{n_i - 1}} \leq q_i \leq \bar{q}_i + \frac{t_i \sigma_{q_i}}{\sqrt{n_i - 1}},$$

$$p \left\{ |q_i - \bar{q}_i| < \frac{t_i \sigma_{q_i}}{\sqrt{n_i - 1}} \right\} \geq \gamma. \quad (3)$$

Тожественными преобразованиями получим:

$$P \left\{ \frac{|q_i - \bar{q}_i|}{\bar{q}_i} \leq \frac{t_i \sigma q_i}{\bar{q}_i \sqrt{n_i - 1}} \right\} \geq \gamma. \quad (4)$$

Пусть

$$\delta = \frac{t_i \sigma q_i}{\bar{q}_i \sqrt{n_i - 1}} \cdot 100\%.$$

Рассмотрим зависимость δ от S . В качестве эталонной площади S^* возьмем такое минимальное $S \in \{S_{B_i}\}$, что для всех $S > S^*$ выполняется условие (2), и тогда любой участок B с площадью S^* , для которого может быть определено (1), назовем эталонным. При практическом выборе оптимальной площади для эталонных участков принималось:

- A_1 - площадь месторождений в пределах той или иной зоны нефтегазоаккумуляции A , нефтегазоносность которой хорошо изучена;
- A_2 - площадь бесперспективных участков;
- A_{1i} ($i = 1, 2, \dots, n$) - площадь конкретных месторождений;
- C_1 - плотность запасов в пределах месторождения, суммарная по всем залежам в НГК.

Легко видеть, что q_T - плотность запасов.

Описанная схема была применена для выбора минимальной площади эталонных участков в условиях нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирской плиты. Полученные результаты позволяют утверждать с вероятностью не ниже 0,90, что при площади эталонных участков 2 тыс. км² небольшие смещения в положении эталонных участков будут приводить к изменению плотности запасов УВ в их пределах не больше чем на 25% от средней для района плотности запасов. Форма эталонного участка не сказывается существенно на величине выбранной по описанной методике площади эталонного участка. Близкий результат был получен для неокомского нефтегазоносного комплекса Амударьинской нефтегазоносной провинции.

При региональном прогнозе фазового состояния и качества углеводородных флюидов элементарные геологические тела целесообразно выделять по этой же методике. В некоторых конкретных случаях, например при прогнозе типа залежей по фазовому состоянию УВ, в качестве элементарного геологического подпространства могут быть выбраны и отдельные ловушки в пределах НГК, НГТ или пласта.

Процедура 2. Описание геологического подпространства G или любого входящего в него подпространства для прогноза нефтегазоносности по существу есть один из наиболее важных, а с содержательной точки зрения - наиболее важный этап построения геолого-математической модели процессов формирования и сохранения залежей нефти и газа.

В описание должны входить признаки, характеризующие условия генерации нефти и газа; первичной и вторичной миграции УВ, их дифференциации в ходе миграции и т.п.; аккумуляции УВ в ловушки;

сохранения залежей нефти и газа. Более подробную характеристику схем описания геологического пространства при решении прогнозных задач нефтяной геологии и их теоретическое обоснование можно найти в работах В.С. Вышемирского и др. (1971), М.А. Жданова, Е.В. Гординского (1968), А.Э. Конторовича (1970 г.).

Следовательно, описание геологического пространства G (или, другими словами, диагностический набор признаков) должно характеризовать весь комплекс условий, необходимых и достаточных для формирования и сохранения залежей нефти и газа (Белонин и др., 1973; Конторович и др., 1972).

В общих работах по применению математических методов это обстоятельство, к сожалению, часто недооценивается (Воронин и др., 1972 г.), что создает неверное представление, будто бы применение математических методов при прогнозе нефтегазоносности носит формальный, агеологический характер. Более того, геолого-математическое моделирование при решении прогнозных задач нефтяной геологии дает возможность проверить, какие из принципиально или в частностях различающихся моделей наиболее адекватно описывают реальные природные процессы. Так, например, вариации в диагностическом наборе признаков позволяют проверить модели, различающиеся вообще или в частных случаях предположениями о роли латеральной и вертикальной миграции в формировании залежей нефти и газа, о роли тех или иных пород, толщ, типов органического вещества (ОВ) в генерации нефти и газа. В рамках общей модели или системы моделей, описывающих процессы нефтегазообразования, необходима детализация и конкретизация с учетом конкретных задач и объектов. Не может быть, например, строго идентичным набор информативных признаков при прогнозе территорий перспективных и бесперспективных и при дифференциации перспективных участков по плотности запасов УВ, при решении задач регионального и локального прогноза нефтегазоносности. Если решаются задачи прогноза нефтегазоносности на платформах вообще или в каком-то конкретном седиментационном бассейне, то в первом случае описание более общее и не учитывает особенности геологического строения отдельных бассейнов. Если речь идет об одном бассейне, то применительно к отдельным НГК или НГГ, слагающим его, или применительно к отдельным зонам нефтегазоаккумуляции процессы формирования залежей нефти и газа, естественно, различаются. Соответственно должны различаться и модели процессов и вытекающие из них описания конкретных геологических подпространств. Во всех этих случаях геолого-математическое моделирование позволяет проверить правильность, адекватность каждой конкретной модели.

Вследствие качественного характера геологических моделей и исключительной сложности процессов, ими описываемых, часто в построенном таким образом описании пространства G могут оказаться параметры, не информативные при решении той или иной конкретной задачи, или параметры, связанные сильными корреля-

ционными зависимостями. Поэтому построенное на основе модели процессов нефтегазообразования описание G применительно к каждой конкретной задаче должно быть минимизировано, т.е. из описания следует исключить неинформативные признаки, а также признаки, не содержащие дополнительной информации о моделируемых процессах (Белонин и др., 1973; Конторович и др., 1972). В этом смысле минимизация признакового пространства первый, очень важный этап геолого-математического моделирования.

Рассмотрим некоторые подходы к оценке информативности признаков. Результаты измерений любого фиксированного признака из набора U на объектах двух классов A_1 и A_2 будем рассматривать как непрерывные случайные величины с функциями распределения F_{A_1} и ψ_{A_1} . Пусть имеем выборки из каждого образца $A_1 = A'_1 = \{a'_i\}$, $i = 1, 2, \dots, n_1$; $A_2 = \{a'_j\}$, $j = 1, 2, \dots, n_2$. Замеренные значения каждого признака на объектах из A_1 и A_2 - выборки из генеральных совокупностей, определяемых гипотетическими законами распределения F_{A_1} и ψ_{A_2} .

Информативными признаками назовем те, для которых статистики, оценивающие расхождение выборок, покажут значимое отклонение в предположении равенства $F_{A_1} = \psi_{A_2}$.

Из всей совокупности признаков оставим только информативные $\{x_j\}$, $j = 1, 2, \dots, s$; $s \leq m$ и для них подсчитаем парные коэффициенты корреляции r_{ij} , $ij = 1, 2, \dots, s$; $i \neq j$. Всю совокупность признаков разобьем на группы признаков, таких, что для каждого признака x_k группы существует еще хотя бы один признак x_i из этой же группы: $r_{ki} > r_0$, т.е. зависимость между ними близка к линейной. Тогда для всех возможных пар признаков из различных групп $r_{fg} < r_0$, $g = 1, 2, \dots, s$; $f \neq g$. Из каждой группы оставляем лишь один, наиболее информативный признак.

Полученное в итоге множество признаков, соответствующее числу групп $\{x_i\}$, $i = 1, 2, \dots, n$; $n \leq s$, используем для построения классификации.

Для проверки гипотезы $F_{A_1} = \psi_{A_2}$ могут быть использованы различные критерии. Наш опыт показывает, в частности, эффективность критерия χ^2 .

При минимизации признакового пространства помимо изложенных формальных критериев следует учитывать возможность получения информации на разных этапах геологоразведочных работ, стоимость получения конкретной информации, ее точность и др.

Процедура 3. Выбор алгоритмов для решения прогнозных задач нефтяной геологии в значительной мере предопределяется геологической природой прогнозируемых объектов. Если прогнозируемые объекты встречаются часто и "подобны" друг другу, то целесообразно при решении такого рода прогнозных задач опираться на традиционный для геологии метод аналогии (Бакиров, 1973; Бакиров, Ованесов, 1971; Жданов, Гординский, 1968). Уже отмечалось, что гео-

логический прогноз по аналогии с перспективными и бесперспективными объектами является по существу неформализованной, проводимой на интуитивном уровне процедурой распознавания образов, а анализ закономерностей размещения месторождений полезных ископаемых — поиском "информативных признаков" и "решающего правила" для такого распознавания (Конторович и др., 1972). Главным недостатком этого традиционного для геологии подхода является отсутствие четкой постановки задачи и неформализованная процедура распознавания.

Аппарат теории распознавания образов позволяет устранить эти недостатки. Описаны различные алгоритмы распознавания, применяемые в геологии (Воронин и др., 1970; Теосев, 1974). Накопленный нами опыт показывает, что более эффективны те алгоритмы распознавания, в которых классифицируемый объект сравнивается не вообще со всеми известными объектами, а лишь с теми из них, которые находятся поблизости, в частности алгоритм "Энтропия-3" и последовательный анализ по Вальду (Демин и др., 1968; Фотиади и др., 1966).

Существует, однако, широкий круг задач, например поиск месторождений-гигантов, прогноз продуктивности локальных поднятий в районах с низкой вероятностью их продуктивности и др., где метод аналогии малоэффективен вследствие исключительности, нетипичности прогнозируемых объектов и, как следствие, непредставительности и малочисленности выборки такого рода объектов для обучения. В этом случае для решения задачи прогноза нефтегазоносности целесообразно использовать алгоритмы, опирающиеся на принцип исключительности. Такой алгоритм, весьма эффективный при решении практических задач, построен Е.Н. Черемисиной (1972 г.). Особенность геолого-математического моделирования в этом случае состоит в том, что исключительные объекты выбираются машиной без обучения, а экспериментальный материал используется лишь для выбора стратегии опробования нетипичных объектов.

Процедуры 4-5 особых пояснений не требуют. Относительно процедуры 4 выше отмечалось, что выбор оптимальной схемы решения прогнозной задачи осуществляется посредством геолого-математического моделирования и проверки надежности полученного на основе той или иной модели количественного решения задачи по проценту ошибок на экзамене.

Обратимся к опыту геолого-математического моделирования для решения сформулированных выше подзадач 2-6 применительно к условиям Западно-Сибирской и отчасти Амударьинской нефтегазоносных провинций. Подзадача 1 нами не рассматривалась. Интересные методики ее решения описаны И.И. Нестеровым, В.П. Потеряевой (1971) и М.Ш. Моделевским (1972).

Подзадача 2. Анализ факторов, контролирующих размещение в пределах седиментационного бассейна перспективных и бесперспективных на нефть и газ элементарных геологических подпространств, показал, что в условиях Западно-Сибирской плиты наиболее инфор-

мативны параметры, контролирующие прямо или косвенно региональные закономерности генерации и аккумуляции УВ: мощность осадочного чехла; глубина залегания подошвы и кровли НГК; степень катагенетической превращенности ОВ в подошве и кровле НГК; отношение количества эмигрировавших жидких и газообразных УВ на площади нефтегазосбора конкретного эталонного участка в пределах НГК к этой площади; отношение количества битумоидов в породах на площади нефтегазосбора конкретного эталонного участка в пределах НГК к этой площади; содержание в воде растворенных углеводородных газов и концентрация в последних УВ C_2-C_5 и др.

Надежность распознавания перспективных и бесперспективных геологических подпространств по этим наборам диагностических признаков 0,80–0,90.

В Амурьинской нефтегазоносной провинции эта подзадача решалась только для неокимского НГК. Здесь разделение перспективных и бесперспективных участков наиболее надежно (0,84–0,87) осуществлялось по следующему набору признаков: мощность осадочного чехла и НГК; отношение массы терригенных пород в НГК в пределах нефтегазосборной площади к площади структуры I или II порядка, на которой расположен эталонный участок; отношение нефтегазосборной площади к площади структуры I или II порядка, на которой находится эталонный участок; разность отметок и наклон по кровле НГК и фундамента между центром эталонного участка и ближайшей впадиной.

Подзадача 3. Распределение эталонных участков по плотности запасов помимо региональных геологических, геохимических и гидрогеологических параметров, контролирующих дифференциацию площади развития НГК на участки, перспективные и бесперспективные, в условиях Западно-Сибирской плиты зависит также от параметров, характеризующих отдельные зоны и области нефтегазонакопления: разность отметок кровли НГК между центром эталонного участка и центром ближайшей смежной впадины; максимальные и минимальные амплитуды локальных поднятий в пределах эталонного участка, средняя интенсивность локальных поднятий, условный объем локального поднятия и др.

При выделении с использованием этих параметров участков с низкой, средней и высокой плотностью запасов УВ обеспечивается надежность прогноза на уровне 0,75–0,85.

Подзадача 4. Анализ факторов, контролирующих размещение в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей, показал следующее.

Условия генерации УВ характеризуются прямо или косвенно следующими параметрами: содержание органического углерода ($C_{орг}$) в песчано-алевролитовых породах и в глинах в ближайшей впадине; степень катагенетической превращенности ОВ в пределах залежи; средняя мощность осадочного чехла в пределах контура локального поднятия; средняя скорость накопления осадков НГК и перекрывающих отложений (в м/млн. лет); абсолютная отметка свода локального поднятия по кровле верхнего мела.

Для прямой или косвенной характеристики условий аккумуляции УВ в ловушки информативны следующие параметры: мощность покрывки над комплексом; абсолютные отметки свода локального поднятия по кровле верхнего мела; средняя мощность отложений, накопившихся в пределах контура локального поднятия за олигоцен, палеоцен, прирост амплитуды локального поднятия за эти же интервалы времени, суммарные отметки новейших тектонических движений; плотность по длине (в км/км²) нарушений в фундаменте и в осадочном чехле в пределах контура структуры II порядка, на которой расположено локальное поднятие.

Из числа параметров, характеризующих взаимодействие УВ в залежах с окружающей средой, весьма информативны различные гидрогеологические параметры, такие как газонасыщенность подземных вод, их минерализация и др.

Перечисленные признаки в комплексе, а также в разных комбинациях с учетом стадийности геологоразведочных работ, были использованы для решения задач отдельного прогноза газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей. Материалом обучения и экзаменов были 226 залежей, из них 159 нефтяных, 30 газоконденсатных и 37 газовых. Надежность прогноза оказалась весьма высокой и варьировала от 0,90 до 0,93.

Подзадача 5. Анализ факторов, контролирующих размещение в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты залежей нефти с различной плотностью, содержанием серы, асфальтово-смолистых компонентов и др., показал, что эти характеристики контролируются: исходным типом ОВ в материнских породах; условиями захоронения и диагенетических превращений ОВ (фации морские, прибрежно-морские, континентальные, формы железа); термодинамическими условиями в залежах (T, H) и степенью катагенетических превращений ОВ; составом вод, подпирающих залежи.

Использование перечисленных признаков обеспечило надежность прогноза 0,80–0,90. В качестве выборки для обучения и экзамена были использованы данные о тех же залежах нефти, что и в подзадаче 4.

Подзадача 6. Пусть в некотором районе поисков F имеем множество ловушек нефти и газа $A \{a_i\}$, $i = 1, 2, \dots, n$, которое может быть разбито на два подмножества: $A_1 \{a_j^1\}$; $j = 1, 2, \dots, m_1$ - ловушки нефтегазоносные, $A_2 \{a_k^2\}$; $k = 1, 2, \dots, m_2$ - ловушки "пустые", причем $A_1 \cap A_2 = A$, $m_1 + m_2 = n$.

Целесообразно различать следующие ситуации:

$$1) m_1 \gg m_2,$$

$$2) 0,30 \leq \frac{m_1}{n} \leq 0,70,$$

$$3) m_1 \ll m_2.$$

Анализ материалов показывает, что первая ситуация имеет место в районах с весьма высокой и высокой, вторая – со сред-

ней и третья — с низкой и весьма низкой плотностью запасов УВ в осадочном чехле или НГК. Наибольшую сложность представляет выбор геологически эффективной стратегии поиска в двух последних случаях. В первом из них, как отмечалось выше, при выборе перспективных объектов следует опираться на метод аналогии, т.е. алгоритмы распознавания образов (Конторович и др., 1972), во втором — на принцип исключительности.

Для случая $0,30 \leq \frac{m_1}{n} \leq 0,70$ имеется значительный опыт прогноза продуктивности локальных структур для многих районов СССР (Конторович и др., 1972; Холин и др., 1968; Белонин и др., 1973).

Он показывает, что информативные наборы признаков для решения этой задачи включают характеристики, отражающие условия генерации и аккумуляции УВ (количество эмигрировавших для решения этой задачи включают характеристики, отражающие условия генерации и аккумуляции УВ (количество эмигрировавших жидких и газообразных УВ в зоне нефтегазосбора конкретной ловушки, степень катагенетической превращенности ОВ, глубина кровли и подошвы НГК на структуре и в ближайшей впадине и др.), характеристики экрана и литологического строения НГК (соотношение типов пород, мощности отдельных пластов и др.), показатели динамики роста структур II и III порядков в зонах нефтегазосбора на различных этапах истории нефтегазообразования, насыщенности разреза дизъюнктивными нарушениями и др. Использование таких поднаборов диагностических признаков обеспечивает надежность прогноза в верхнеюрских отложениях центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на уровне 0,70–0,75, в неокомских отложениях той же провинции — 0,88–0,90, а в неокомском НГК Амударьинской нефтегазоносной провинции — 0,80–0,85.

Применительно к юрским отложениям юго-востока Западно-Сибирской провинции эта методика проверена путем предварительного прогноза до ввода в бурение 36 структур. Прогноз предсказывал, что на них будет открыто 12 месторождений, а 24 структуры прогнозировались как "пустые". Из 12 структур, оцененных как перспективные, в шести открыты залежи нефти промышленного значения, в двух получены полупромышленные притоки нефти, и четыре оказались пустыми, т.е. прогноз оказался верным в 50% случаев.

Из 24 структур, оцененных как "пустые", промышленные залежи нефти содержались лишь в двух, на двух зафиксированы нефтепроявления, а 20 оказались пустыми, т.е. прогноз оказался верным в 91,5% случаев. В целом надежность прогноза оказалась равной 0,78. Это означает, что если вводить в бурение в районах со средней плотностью запасов УВ структуры с учетом прогноза на ЭВМ, то затраты на поисковое бурение можно сократить в 2,5–3,0 раза.

Для случая, когда $m_1 \ll m_2$, такой подход малоэффективен. Именно такая ситуация наблюдается в крайних юго-восточных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где плотность запасов очень невелика. В этих районах введено в поисковые бурения 16 структур и на них открыто всего 4 месторождения нефти.

Использование того же набора информативных признаков и алгоритма Е.Н. Черемисиной показало, что если бы стратегия поиска осуществлялась на основе первоочередного ввода в бурение "нетипичных" объектов, но после проведения в районе параметрического бурения, а также выявления подготовки всех 16 структур, три из четырех ныне известных месторождений были бы открыты соответственно на второй, третьей и четвертой из введенных в бурение структурах. Таким образом, тот же геологический результат мог бы быть достигнут при существенном сокращении затрат на поисковое бурение.

Таким образом, в нефтяной геологии представляется реальным уже в ближайшее время создание количественной теории прогноза и поиска месторождений нефти и газа. Некоторые общие вопросы построения такой теории, в частности классификация задач и этапов работ, методы их решения, главные особенности методики геолого-математического моделирования при решении прогнозных задач нефтяной геологии, были рассмотрены выше. На основании изложенного материала можно сделать ряд важных в теоретическом и прикладном отношении выводов.

1. Теоретической основой для построения количественной теории прогноза нефтегазоносности должна являться органическая теория происхождения нефти и вытекающие из нее модели.

2. Широкое внедрение математических методов прогноза нефтегазоносности возможно лишь на базе автоматизированных систем хранения и обработки геолого-геофизической информации.

3. Применение количественных методов прогноза и поиска месторождений нефти и газа требует еще более четкого, чем при традиционных методах поиска, соблюдения стадийности и последовательности геологоразведочных работ при обязательном опережающем развитии региональных геолого-геофизических и поисковых геофизических работ.

ABSTRACT

Classification of prognosis problems in petroleum geology is given, and a uniform, disintegrating into a series of procedures, scheme of their decision by geologic-mathematical simulation using EC-Technique is suggested.

The main procedures are considered in detail. The basis of geologic-mathematical simulation is shown to be the present-day knowledge about the formational conditions of oil and gas, the formation of their fields, algorithms of pattern recognition theory, and theories of experiment planning, formulizing principles of "analogy" and "exclusiveness".

Based on West-Siberian and Amu-Darian oil- and gas-bearing provinces, examples of solving specific problems are given. Thrust valuation of decisions received is listed.

Some organizational problems were discussed, concerning the wide usage of quantitative methods of predicting the oil and gas presence in planning the exploration for oil and gas.

ЛИТЕРАТУРА

- Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., "Недра", 1973.
- Бакиров А.А., Ованесов Г.П. О научных принципах подсчета прогнозных ресурсов нефти и газа. Обзорный доклад - 4. Мировой нефтяной конгресс 13-19 июня 1971 г. М., 1971.
- Белонин М.Д., Иванова К.П., Наливкин В.Д. и др. Математические методы анализа при изучении закономерностей формирования и размещения углеводородных скоплений. - В кн.: Математические методы исследований в геологии. М., ВИЭМС, 1973.
- Воронин Ю.А., Ионина Н.А., Каратаев Г.Н. и др. Геология и математика. Новосибирск, "Наука", СО, 1970.
- Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н., Трофимук А.А. Поисковые признаки гигантских нефтяных месторождений. Специальный доклад - 4. Мировой нефтяной конгресс 13-19 июня 1971 г. М., 1971.
- Демин В.И., Конторович А.Э., Кронгардт Е.В. и др. Последовательное по объектам распознавание образов и его применение в нефтяной геологии. - В кн.: Проблемы нефти и газа Тюмени. Новая серия. Пути повышения эффективности геологоразведочных работ и добычи нефти и газа Западной Сибири. 1968.
- Жданов М.А., Гординский Е.В. Подсчет прогнозных запасов нефти и газа. М., "Недра", 1968.
- Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Ворошин Ю.Н. и др. Использование методов кибернетики для оценки перспектив нефтегазоносности. - В кн.: Горючие ископаемые. Проблема 2. Геология и геохимия нафтидов. XXVI сессия МГК. Доклады сов. геологов. М., "Наука", 1972.
- Моделевский М.Ш. Новое в прогнозировании и нефтегазоносности. Тематические научно-технические обзоры. - В кн.: Нефтегазовая геология и геофизика. М., 1972.
- Неручев С.Г., Двали М.Ф., Кротов В.А. и др. Поисковые критерии прогноза нефтегазоносности. Л., "Недра", 1969.
- Нестеров И.И., Потеряева В.В. К методике оценки ресурсов нефти и газа новых нефтегазоносных территорий. - Геол.нефти и газа, 1971, № 6.
- Теосев А.В. Алгоритмы и методы распознавания образов (возможности их использования для решения задач в геологии). - В кн.: Математические методы исследований в геологии. М., ВИЭМС, 1974.
- Фотиади Э.Э., Воронин Ю.А., Гусев Ю.М. Построение стандартной схемы геологической интерпретации геофизических данных. - Докл. АН СССР, 1966, 171, № 1.
- Холин А.И., Бочков Р.И., Шрайбман В.И. и др. Использование средств кибернетики для анализа геолого-геофизических факторов, определяющих нефтегазоносность антиклинальных поднятий. - В кн.: Математические методы в геологии. XXIII сессия МГК. Доклады сов. геологов. Проблема 13б. М., "Наука", 1968.

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕ- И ГАЗООБРАЗОВАНИЯ ПОД ДНОМ АКВАТОРИЙ

Благодаря происшедшему в последние годы существенному пополнению наших знаний новыми данными об осадочном чехле под дном морей и океанов открылись возможности начать углубленное изучение закономерностей образования в акваториях полезных ископаемых, в том числе нефти и газа. Ранее имевшиеся сведения о геологическом строении дна акваторий ограничивались данными бурения на мелководных шельфах, которые, как правило, принципиально не отличаются от материковых структур. В то же время более глубоководные зоны за пределами мелководного шельфа исследовались лишь геофизическими методами, надежная интерпретация которых начала осуществляться сравнительно недавно, главным образом благодаря проведению программы глубоководного бурения.

На основе такой интерпретации стал возможным значительно более многосторонний подход к анализу перспектив нефтегазоносности акваторий. Если раньше этот анализ ограничивался структурно-тектоническими критериями, то сейчас могут быть рассмотрены закономерности литогенеза и нефтегазообразования, что необходимо для генетической оценки перспектив нефтегазоносности всей области сочленения континентов и океанов.

Существенный прогресс отмечается в развитии теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа. По существу изучение нефтеобразования от качественного анализа перешло к количественным балансовым расчетам, основанным на анализе обширнейшего материала по континентальным нефтегазоносным бассейнам. Большую роль в этом сыграли труды В.А. Соколова, Н.Б. Вассоевича, А.А. Трофимука, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева и других исследователей. Изучение вертикальной зональности распределения битумоидов в разрезах осадочных толщ привело к формулированию представлений о главной фазе (зоне) нефтеобразования (Вассоевич и др., 1969) и главной фазе (зоне) газообразования (Неручев и др., 1973).

Под главной фазой нефтеобразования (ГФН) понимается стадия резкой интенсификации процесса формирования из рассеянного органического вещества (РОВ) компонентов нефти, в первую очередь углеводородов бензиновых и керосиновых фракций. Эта стадия соответствует в основном начальному и среднему этапам мезокатагенеза осадочных пород. Главная фаза газообразования — это соответствующая стадия интенсификации образования из РОВ метана и его тяжелых газообразных гомологов, которая наступает на позднем этапе мезокатагенеза — начале апокатагенеза осадочных пород.

Неоднократно отмечалось, что в нефтеобразовании важнейшее значение наряду с термokatалитическим новообразованием битумоидов имеет удаление заключенной в глинистых породах поровой и

межслоевой воды, представляющей собой, по мнению большинства исследователей, важнейший агент эмиграции битумоидов из нефтепроизводящих толщ в коллекторские слои.

Анализ имеющихся геолого-геофизических и геохимических данных позволяет предполагать, что обе эти стороны процесса нефтегазообразования в областях акваторий за пределами шельфов отличаются рядом специфических черт. Это связано с особенностями осадочных толщ, формирующихся преимущественно в глубоководных условиях. Прежде всего из области возможного нефтегазообразования следует исключить обширные внутриокеанические акватории, где мощность осадочного чехла обычно не превышает нескольких сотен метров, а содержание РОВ обычно не более 0,1%. В окраинной области океана и во внутриконтинентальных морях котловинного типа мощный осадочный чехол сложен преимущественно пелитовыми отложениями; песчаные, возможно коллекторские, слои присутствуют спорадически, главным образом лишь в зонах развития турбидитов. В разрезах наряду с терригенным материалом широко развиты карбонатные и кремнистые отложения. Особенно характерно широкое распространение диатомитов, играющих незначительную роль в составе осадочных толщ континентов. В океанах современные диатомовые осадки, по данным А.П. Лисицына (1974), развиты на огромной площади. По данным глубоководного бурения, мощность диатомовых отложений весьма значительна, например в Беринговом море до 640 м (Initial. . . , 1973₂).

Среднее содержание $C_{орг}$ во вскрытой бурением толще осадков окраинной глубоководной области океана и во внутриконтинентальных морях котловинного типа, по сотням анализов кернов "Гломар Челленджер", составляет от 0,4 (близ побережья Калифорнии) до 1,05% (Тиморский желоб). В Алеутской и Командорской котловинах Берингова моря средние значения $C_{орг}$ соответственно 0,5 (при колебаниях 1,0 - 0,2%) и 0,6% (1,1 - 0,1%). Такие содержания $C_{орг}$ достаточны, чтобы рассматривать вмещающие толщи как потенциально нефтегазопроизводящие.

Особенности вещественного состава глубоководных отложений определяют специфику литогенеза, в первую очередь закономерности процесса уплотнения пелитовых отложений. Эти закономерности иллюстрируются графиками зависимости изменения плотности от глубины залегания для разрезов глинистых (рис. 1) и кремнистых (рис. 2) отложений в осадочном чехле глубоководных акваторий.

Как видно из рис. 1, плотность пород в непрерывном плиоцен-верхнемиоценовом разрезе алевритистых глин (скв. 222, "Гломар Челленджер") на глубине 1,3 км достигает 1,9 г/см³, что ниже плотности глинистых пород на тех же глубинах в большинстве разрезов континентов. Так, на типовой кривой Н.Б. Вассоевича (1955) на соответствующей глубине плотность глин 1,95 г/см³, по данным Уэллера (Weller, 1959) и Итена (Eaton, 1969) - 2,2 г/см³. По кривым уплотнения, полученным многими другими исследователями, эта величина, как правило, существенно превышает 1,9 г/см³

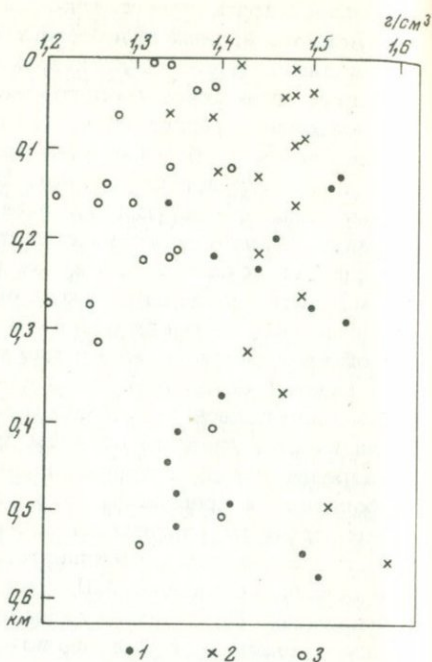
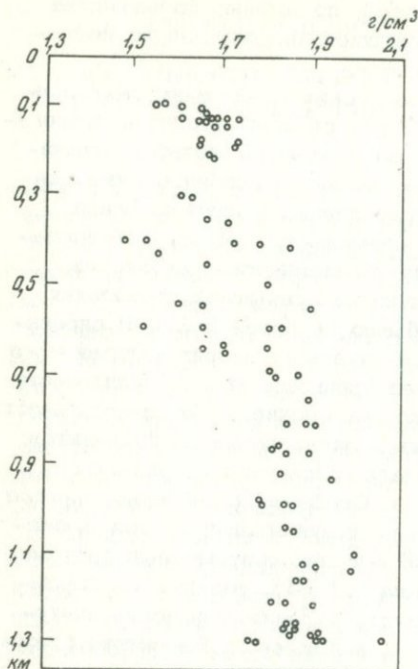


Рис. 1. Зависимость плотности глин от глубины залегания в разрезе глубоководных отложений скв. 222, XXIII рейс, "Гломар Челленджер", северо-западная окраина Индийского океана. Составлен по материалам "Initial..." (1974)

Рис. 2. Зависимость плотности диатомовых отложений от глубины залегания в разрезе глубоководных отложений Берингова моря (сводный график по скв. 184, 185, 188, XIX рейс, "Гломар Челленджер"). Составлен по материалам "Initial..." (1973₂)...
1 - скв. 184; 2 - скв. 185; 3 - скв. 188

(Rieke, Chilingarian, 1974). Такая низкая плотность отложений в разрезе данной скважины связана с отсутствием пронизаемых коллекторских слоев и, возможно, с относительно молодым возрастом вскрытой толщи. Оба эти фактора, особенно первый, типичны для разрезов отложений, формирующихся в устойчиво глубоководной обстановке. Сходный характер уплотнения отмечен и для "чисто" глинистых толщ на континентах, но подобные значительные по мощности глинистые толщ здесь сравнительно редки.

Еще более специфичны в этом отношении диатомовые отложения. На рис. 2 отчетливо видно, что в интервале глубин 0-600 м вообще нет сколько-нибудь заметного увеличения плотности, величины которой сохраняются на чрезвычайно низком уровне - от 1,2 до 1,5 г/см³. Подобное явление обнаружено Р.Фон Гуеном, Дж. Дунканом

Четвертичный и нижний миоцен	Возраст	Литологический состав	Содержание диатомовых глин, %
Нижний миоцен		Диатомовые глины	38
Верхний миоцен		Диатомовые илы	75
Средний и нижний миоцен		Глины, обрешеченные диатомовым материалом	48
Олигоцен ? эоцен		Глины	<5
Глины с мелкодисперсными и изобитными глинами			<5

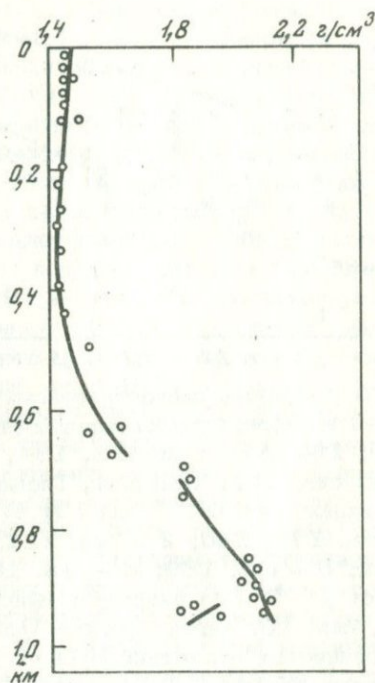


Рис. 3. Влияние литологического состава отложений на характер изменения плотности в глубоководном разрезе северо-западной окраины Императорских гор (скв. 192, XIX рейс, "Гломар Челленджер"). Составлен по материалам "Initial..." (19732)

по скв. 173; пористость диатомовых илов на глубине 250 м сохраняется на первоначальном уровне — 75% (Initial..., 1973).

Глубоководные карбонатные илы, особенно широко распространенные в экваториальных областях, закономерно уплотняются с глубиной, но темп их уплотнения несколько ниже, чем для глин, и не отличается плавным характером.

В пелитовых отложениях смешанного состава основную роль в изменении плотности с глубиной чаще всего играет содержание кремнистого материала, резко замедляющего увеличение плотности отложений в более глубоких слоях. Во многих случаях доля кремнистого материала оказывает большее влияние на величину плотности пород, чем глубина их залегания. Это наглядно иллюстрируется графиком изменения плотности пород с глубиной в скв. 192 (рис. 3). Примечательно разуплотнение глин в низах разреза, свя-

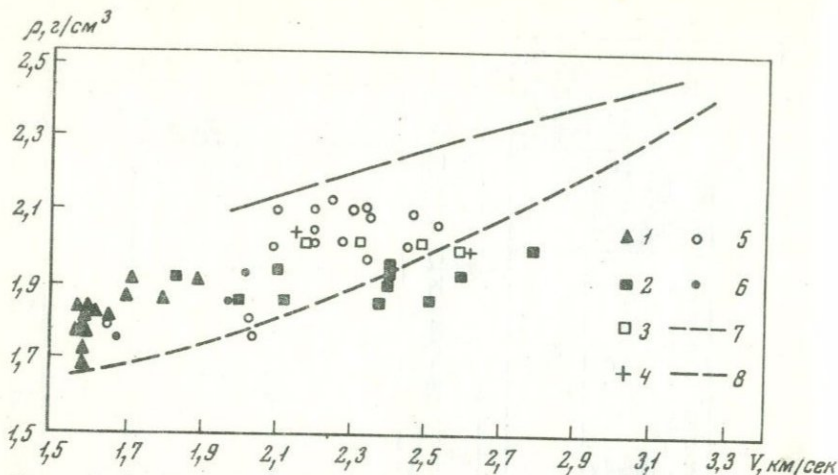


Рис. 4. Зависимость скорости сейсмических волн V от плотности ρ для глин в разрезе глубоководных отложений (сводный график по скв. 178, 180, XVIII рейс; скв. 184, 188, 189, 191, 192, XIX рейс; скв. 222, XXIII рейс, "Гломар Челленджер"). Составлен по материалам "Initial..." (1973_{1,2}, 1974)

1 - скв. 178, 180; 2 - скв. 222; 3 - скв. 184; 4 - скв. 188, 192; 5 - скв. 189; 6 - скв. 191; 7-8 - кривые зависимости V от ρ : 7 - по разрезу глинистых отложений миоценового возраста, скв. 13, Ангола (Perrier, Quibler, 1974), 8 - по разрезу песчано-глинистых отложений юрского возраста Прикаспия (Пилифосов, Огнев, 1974)

занное, по Дж. С. Кригеру, Х. Дж. Ли и др., с появлением среди глин практически непроницаемых прослоев мелолодочных пород, препятствующих отжатию седиментационных вод (Initial..., 1973₂).

Имеющиеся материалы глубоководного бурения из-за сравнительно малой глубины проходки скважин¹ пока еще не позволяют воссоздать весь ход уплотнения осадочных пород по мере их захоронения. Однако косвенное представление о дальнейших изменениях плотности отложений (ρ) с глубиной может быть получено на основании характера изменения с глубиной скоростей распространения сейсмических волн (V), поскольку эти физические параметры, как известно, взаимосвязаны. Для этого авторами по имеющимся данным измерений (Initial..., 1973_{1,2}, 1974) для восьми наиболее глубоких скважин составлен сводный график зависимости V от ρ для глинистых отложений глубоководных аквато-

¹Из 263 скважин, описанных в поступивших к маю 1975 г. в СССР т. I - XXVII отчетов по глубоководному бурению "Гломар Челленджер", только 11 скважин имеют проходку под дном в пределах 800-1300 м.

рий (рис. 4). В пределах глубин проникновения под дно скважин "Гломар Челленджер" обнаруживается прямая зависимость между величинами скорости и плотности. Полученный график сопоставлен с кривыми (см. рис. 4, кривые 1 и 2), построенными для глубоких скважин, вскрывших толщи глинистых и песчано-глинистых отложений на суше (Perrier, Quibler, 1974; Пилифосов, Огнев, 1974).

Используя закономерную связь плотности пелитовых отложений со скоростью распространения сейсмических волн, можно оценить динамику их уплотнения под дном на глубинах, пока еще не доступных для бурения. Так, например, по данным Людвиг и др. (Ludwig et al., 1971), в Алеутской котловине Берингова моря на глубинах от 0 до 3000 м под дном скорость сейсмических волн меняется от 1,7 до 2,94 км/сек, что соответствует изменению плотности пород примерно от 1,8 до 2,25 г/см³. На глубине 3000 м в разрезах осадочного чехла континентов плотность глинистых пород гораздо больше: от 2,45 г/см³ по Н.Б. Вассоевичу (1955) до 2,7 г/см³ по Уэллеру (Weller, 1959). Рассмотренный материал свидетельствует о существенном различии закономерностей литогенеза пелитовых отложений — основных носителей РОВ — в континентальных и глубоководных осадочных разрезах.

Рассмотрим специфику температурного режима недр под дном акваторий. Как известно, ведущим фактором катагенетического преобразования РОВ осадочных пород является температура, распределение которой под дном глубоководных акваторий характеризуется рядом особенностей, обычно не отмечающихся на континентах. Прежде всего это относится к крайне неравномерному по площади распределению теплового потока, что свойственно областям сочленения континентальных и океанических плит. Общеизвестна контрастная зональность величин теплового потока при переходе от краевых частей океанической платформы к осевым зонам структур желобов и далее к островным дугам и котловинам окраинных морей, при которой величина теплового потока меняется от 0,4 до 4,0–5,0 е.т.п. (Геотермия..., 1974). В относительно неширокой полосе здесь наблюдается практически весь известный для Земли диапазон изменения теплового потока. Это приводит к резким воздыманиям и погружениям изотермических поверхностей в осадочном чехле. Кроме того, существенное влияние на тепловой режим недр оказывают широкое распространение и, как уже было показано, значительная мощность слоя слабо уплотненных отложений, имеющих низкую теплопроводность и играющих роль теплоизолятора.

Зависимость теплопроводности осадочных отложений от их плотности показана на рис. 5. Из графика следует, что литологический состав отложений практически не влияет на их теплопроводность, которая зависит лишь от влагонасыщенности и при незначительных колебаниях удельного веса минеральной составляющей осадков связана с их плотностью простой линейной зависимостью. Это позволяет оценить теплопроводность разреза по данным о скоростях распространения сейсмических волн.

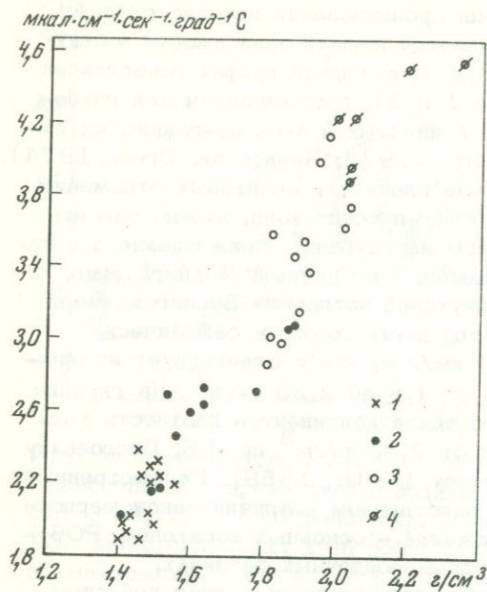


Рис. 5. Зависимость теплопроводности от плотности для отложений, вскрытых под дном глубоководных акваторий (сводный график по скв. 183, 184, 185, 190, XIX рейс; скв. 210, XXI рейс; скв. 228, XXIII рейс, "Гломар Челленджер"). Составлен по материалам "Initial..." (1973,2,3, 1974)

1 — глины; 2 — диатомовые илы; 3 — карбонатные отложения; 4 — известковые песчаники

Низкая теплопроводность отложений в областях с высоким тепловым потоком обуславливает весьма большие значения геотермического градиента и соответственно высокие температуры на сравнительно небольших глубинах под дном. В качестве примера приведем ориентировочный расчет температуры для глубоководной Южно-Охотской котловины. Тепловой поток, по данным 23 замеров, проведенных советскими, японскими и американскими исследователями (Савостин и др., 1974), характеризуется стабильно высокими значениями: от 2,82 до 1,97 е.т.п. (в среднем — 2,5 е.т.п.). Для верхних 3000 м осадочного чехла, исходя из графика (см. рис. 5), при возможных величинах плотности отложений¹ 1,75–2,0 г/см³ можно принять следующие (средние) значения теплопроводности (в мкал·см⁻¹·сек⁻¹·град⁻¹): для интервала 0–800 м — 2,3, а для 800–4000 м — 3,7. Согласно расчетам, температура на глубине 800 м равна 87°С, на глубине 2500 м — 210, а на глубине 4000 м — 300°С. Столь высокие значения температур на таких глубинах совершенно не характерны для подавляющего большинства нефтегазоносных бассейнов континентов.

Следовательно, для оценки условий нефтегазообразования под дном глубоководных акваторий чрезвычайно важно сопоставить вертикальную зональность интенсивности новообразования из РОВ бигумоидов с зональностью дегидратации пелитовых отложений. В

¹ Величины плотности получены экстраполяцией данных соотношения ρ и V (см. рис. 4).

континентальных и шельфовых нефтегазоносных бассейнах наступление температурных условий, соответствующих главной фазе нефтеобразования, совпадает в разрезе с таким этапом литогенеза отложений, когда глинистые породы еще содержат определенное количество воды. Хотя пористость глин на этом этапе невелика, еще не исчерпаны ресурсы межслоевой воды, связанной с набухающими глинистыми минералами группы монтмориллонита. По материалам для континентальных нефтегазоносных бассейнов установлено, что именно в термобарических условиях ГФН резко ускоряется отток вод из глинистых толщ в коллекторские слои. Это происходит благодаря резкому усилению процесса дегидратации монтмориллонитов при их переходе в смешаннослойные и гидрослюдистые глины (Powers, 1967; Burst, 1969). Важно отметить, что отжимаемые на этом этапе воды существенно опреснены благодаря фильтрационному эффекту и являются при данных температурных условиях относительно активным десорбентом битумоидов (Rieke, Chilingarian, 1974).

Еще раз подчеркнем, что полное или значительное совмещение стадии интенсификации преобразования РОВ в компоненты нефти и активизации отжатия вод из глинистых нефтепроизводящих толщ свойственно нефтегазоносным бассейнам континентов и материковых шельфов. Поэтому, возвращаясь к специфике соотношений температурного режима и литогенеза под дном глубоководных акваторий, приходится признать, что такое совмещение главных фаз генерации (ГФГН) и эмиграции (ГФЭН) нефти (Вассоевич, 1974) в рамках ГФН здесь не является закономерным.

Принципиально возможны два варианта несовмещения ГФГН и ГФЭН. В одном случае отложения, вступающие в стадию активного новообразования битумоидов, находятся еще на ранних этапах литогенетического преобразования — обладают высокой пористостью, влагонасыщенностью и низкой плотностью. При этом этап интенсивного удаления вод из пелитовых осадков смещается на значительные глубины, ниже температурного интервала ГФН. Так, в Южно-Охотской котловине температурный интервал ГФН начинается с глубин 700–900 м, где плотность пород, по данным скоростей распространения сейсмических волн, всего $1,75 \text{ г/см}^3$.

Используя данные Берста (Burst, 1969), можно составить представление о стадиях дегидратации пород по величинам их плотности. Основная фаза дегидратации (II и начальная часть III стадии Берста), соответствующая ГФЭН, характеризуется плотностями в пределах от 1,96 до 2,3–2,4 г/см^3 . Следовательно, на глубинах ГФГН под дном Южно-Охотской котловины отложения, судя по их плотности, еще не достигли стадии литификации, соответствующей ГФЭН. Они достигают этой стадии лишь на глубине около 2300 м, где температура 195°C .

Описанный вариант несовмещения ГФГН и ГФЭН, судя по имеющимся данным, широко распространен в областях глубоководных акваторий океанических окраин. В частности, он характерен для окра-

инных, котловинных морей области сочленения Евразии и Тихого океана, где отмечаются высокий тепловой поток, мощная теплоизолирующая толща в верхах разреза и соответствующие высокие температуры в осадочном чехле.

Подобное несовмещение ГФГН и ГФЭН в отдельных случаях устанавливается и в тех континентальных нефтегазоносных бассейнах, в разрезах которых имеются мощные толщи глинистых пород, почти не содержащие коллекторских слоев. Одним из примеров является майкопская свита Предкавказья. В западных районах Азово-Кубанского прогиба, по данным П.Ф. Тесленко и Б.С. Короткова (1966), пористость майкопских глин в интервалах 4462-4466 м составляет 16,2 - 17%, а их плотность - 2,25 г/см³. В то же время по геотермическим условиям и битуминологическим показателям (Вассоевич и др., 1975) майкопская свита на этих глубинах уже прошла стадию ГФГН.

Второй принципиально возможный вариант несовмещения ГФГН и ГФЭН в настоящее время недостаточно подтвержден фактическим материалом. В этом случае большая часть заключенных в глинистых отложениях вод мобилизуется до того, как эти отложения попадают в температурный режим, благоприятный для усиленной генерации битумоидов. Описанные условия могут возникнуть, например, в очень мощном осадочном чехле структур желобов, разрезы которых содержат прослой гранулярных коллекторов, благоприятствующих более ускоренной дегидратации пелитовых отложений.

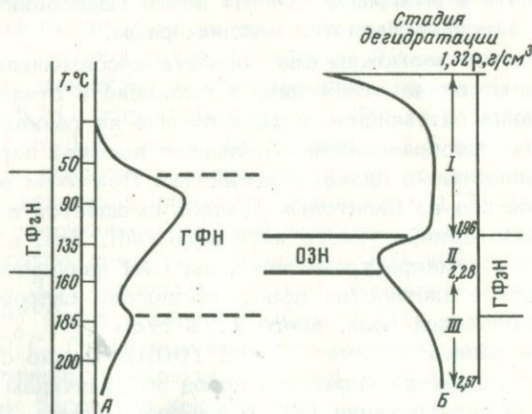


Рис. 6. Принципиальная схема выделения оптимальной зоны нефтеобразования

А - кривая интенсивности генерации битумоидов (Конторович, Трофимук, см. статью в наст. сборнике); Б - кривая интенсивности эмиграции вод (Burst, 1969) в процессе уплотнения глин. ГФГН - главная фаза генерации нефти; ГФН - главная фаза нефтеобразования; ОЗН - оптимальная зона нефтеобразования; ГФЭН - главная фаза эмиграции нефти



Рис. 7. Оптимальные зоны нефте- и газообразования под дном Охотского моря.

1 - оптимальная зона нефтеобразования; 2 - оптимальная зона газообразования

Р. Фон-Гуин и Дж. Дункан (Initial..., 1973), по материалам XVIII рейса "Гломар Челленджер", отметили, что в случае переслаивания хорошо проницаемых песков и глин пористость последних на 10% ниже, чем в разрезах, обедненных коллекторскими прослоями или лишенных их. В компенсированном осадками желобе хребта Бауэрса (Берингово море), по данным Д.У. Шолла и др., на глубине около 3500 м в предположительно осадочной толще (общей мощностью около 8000 м), судя по скоростям распространения сейсмических волн, плотность отложений достигает 2,5-2,6 г/см³. Прямых данных измерения теплового потока нет, но если экстраполировать сюда средние значения теплового потока по желобам (0,7 е.т.п.), то температуры на этой глубине, подсчитанные на основе использования графиков рис. 4, 5 и при известных средних скоростях распространения сейсмических волн (в верхней, 1,5-километровой толще - 2,0, а в нижележащей - 2,6 км/сек), окажутся на уровне 70°С. Однако последними исследованиями процессы уплотнения глинистых толщ (Burst, 1969; Perry, Hower, 1972; Rieke, Chilingarian, 1974) выявлено, что для полной дегидратации монтмориллонитовых глин недостаточно только геостатического давления, необходимо воздействие температуры около 100°С. Поэтому определенные ресурсы эмиграции битумоидов, возможно, сохраняются до момента вступления пород в ГФГН. Не ясно, однако, достаточны ли эти ресурсы для полной реализации процесса эмиграции битумоидов.

Очевидно, как в первой, так и во второй модели несовмещение в разрезе интервалов активного новообразования битумоидов и активной их эмиграции может быть полным или частичным. Важно подчеркнуть, что оптимальные условия для нефтеобразования существуют лишь в зоне совпадения обоих интервалов. В 1972 г. ав-

торы предложили называть такую зону оптимальной зоной нефтеобразования (Геодекян и др., 1972). Соотношение оптимальной зоны нефтеобразования (ОЗН) и ГФН показано на рис. 6. Мощность оптимальной зоны нефтеобразования может существенно варьировать - от первых километров при низком геотермическом градиенте и полном или почти полном совмещении ГФГН и ГФЭН до небольших величин при их значительном несовмещении и высоком геотермическом градиенте. В первую очередь, существенное уменьшение ОЗН вплоть до полного выклинивания можно ожидать в переходной области от внешнего края шельфа к глубоководным седиментационным бассейнам акваторий.

По-видимому, отсутствие ОЗН в разрезе осадочного чехла бассейна не означает, что процесс нефтеобразования не реализуется вообще, но из этого следует, что он протекает не в полном объеме, т.е. не достигается оптимум условий нефтеобразования. Очевидно также, что при использовании представлений об ОЗН для оценки перспектив нефтеносности конкретного седиментационного бассейна в акватории необходимо рассмотреть положение и эволюцию этой зоны в историко-геологическом аспекте.

Представление об оптимуме условий может быть использовано также и при изучении газообразования. В отличие от нефтяных компонентов газообразные углеводороды не нуждаются в посторонних агентах эмиграции. Поэтому представление об оптимальных условиях газообразования следует связывать не с совмещением зон активной генерации и эмиграции, а с долей заключенного в осадочных породах РОВ, реализуемой при формировании газообразных углеводородов. Если ОЗН в разрезе не возникает, в термобарические условия газообразования попадает существенно большая доля РОВ. Как следует из данных С.Г. Неручева, Н.Б. Вассоевича, Н.В. Лопатина (см. статью в настоящем сборнике, рис. 5), газопroduцирующий потенциал сапропелевого РОВ (без учета диагенетического газа) в случае деструкции жидких битумоидов и их преобразования в УВ газы увеличивается почти в 2 раза. В связи с этим для раздельной оценки на генетической основе перспектив нефте- и газоносности недр под дном акваторий целесообразно выделять в их разрезах также оптимальную зону газообразования (ОЗГ).

Так, в Южно-Охотской котловине оптимальная зона нефтеобразования, как было показано, отсутствует. Вместе с тем в термических условиях ГФГ находится толща мощностью более 2000 м нижней части осадочного чехла. В этой части разреза РОВ в существенной мере не реализовано процессом нефтеобразования, что позволяет выделить здесь оптимальную зону газообразования (рис. 7).

Следует иметь в виду, что изложенные представления по мере дальнейшего накопления фактического материала будут уточняться. Особую роль, видимо, сыграет получение более обширных геохимических данных о составе и содержании РОВ в геологическом разрезе дна акваторий и их сопоставление с термобарической обстановкой недр. Тем не менее изложенные положения об оптимальных зонах

нефте- и газообразования развивают ранее обоснованные представления о зональности генерации углеводородов и главных фазах нефте- и газообразования в осадочном чехле. Авторы надеются, что эти положения и на данном этапе окажутся полезными для генетической оценки перспектив нефтегазоносности недр под дном морей и океанов.

ABSTRACT

Based on the generalization of the geophysical materials and the results of the deep-sea drilling from aboard the "Glomar Challenger", consideration is being given to the peculiar composition of sediments beneath the basin-type seas and the oceans. Specific features of the lithogenesis of the sedimentary cover of the deep-sea areas and its geotemperature regime are shown. The importance is noted for the oil formation process of a combination of conditions favouring the generation of bitumoids and their emigration from clay strata into reservoirs. Models of combination and non-combination of these conditions in different geotectonic regions are substantiated. Proceeding from the analysis undertaken, an idea of the optimum zone of oil and gas formation is formulated and the criteria for their distinguishing beneath the seas and oceans are presented.

ЛИТЕРАТУРА

- Вассоевич Н.Б. О происхождении нефти. - Геол. сборник, 1955, вып. 83.
- Вассоевич Н.Б. Уточнение понятия о возрасте нефти. - Докл. АН СССР, 1974, 219, № 6.
- Вассоевич Н.Б., Бурлин Ю.К., Коныхов А.И., Карньюшина Е.Е. Роль глин в нефтеобразовании. - Сов. геология, 1975, № 3.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин А.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования. - Вестн. МГУ, серия Геология, 1969, № 6.
- Геодекия А.А., Троцюк В.Я., Ульмишек Г.Ф. Геолого-геохимические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности акваторий. - Сов. геология, 1972, № 10.
- Лисицын А.П. Осадкообразование в океанах. М., "Наука", 1974.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Я.И. Главная фаза газообразования - один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества. - Геол. и геофиз., 1973, № 10.
- Пилифосов В.М., Огнев А.О. Соотношение между скоростью распространения продольных волн, плотностью и пористостью песчано-глинистых отложений Прикаспийской впадины. - Нефтегазовая геол. и геофиз., 1974, № 1.
- Постседиментационные изменения четвертичных и плиоценовых глинистых отложений Бакинского архипелага. М., "Наука", 1965.

- Савостин Л.А., Береснев А.Ф., Удинцев Г.Б. Новые данные о тепловом потоке через дно в Охотском море. - Докл. АН СССР, 1974, 4.
- Снеговской С.С. Исследования МОВ и тектоника южной части Охотского моря и прилегающей окраины Тихого океана. Новосибирск, "Наука", СО, 1974.
- Тесленко П.Ф., Коротков Б.С. Влияние прослоев песчаных пород в глинах на их уплотнение. - Изв. АН СССР, серия геол., 1966, № 11.
- Burst J.F. Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration. - Bull. Amer. Assoc. Pet. Geol., 1969, 53, N 1.
- Eaton B.A. Fraction gradient prediction and its application in oil field operations. - J. Petrol. Technol., 1969, 21, N 10.
- Ludwig W.J., Muranchi S., Den N. et al. Structure of Bowers Ridge, Bering Sea. - J. Geophys. Res., 1971, 76, 6350.
- Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. vol. V, 1970; vol. XVIII - 1973₁; vol. XIX - 1973₂; vol. XXI - 1973₃; vol. XXIII - XXVII - 1974.
- Perrier R., Quibler I. Thickness changes in sedimentary layers during compaction history; methods for quantitative evaluation. - Amer. Ass. Petrol. Geol. Bull., 1974, 58, N 3.
- Perry E.A., Hower J. Late stage dehydration in deeply buried pelitic sediments. - Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., 1972, 56, N 10.
- Powers M.C. Fluid release mechanisms in compacting marine mud rocks and their importance in oil exploration. - Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., 1967, 51, N 7.
- Rieke H.H. III, Chilingarian G.V. Compaction of argillaceous sediments. Elsevier, 1974.
- Weller J.M. Compaction of sediments. - Bull. Amer. Ass., Petrol. Geol., 1959, 43, N 2.

**И. П. ЖАБРЕВ, В. И. ЕРМАКОВ, В. Л. СОКОЛОВ,
Ю. П. МИРОНЧЕВ**

ГАЗОНОСНОСТЬ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ СССР

Мировой опыт поисково-разведочных работ на нефть и газ, а также теоретические разработки и экспериментальные исследования дают основание для оптимистической оценки перспектив газоносности и нефтеносности глубоко залегающих осадочных формаций. Необходимость их освоения связана с постоянной потребностью в новых источниках нефти и газа. В связи с этим необходимо определить области развития благоприятных осадочных формаций и дать прогноз фазового состава залежей углеводородов (УВ) на глубинах свыше 5 км.

В СССР начато планомерное геолого-геофизическое изучение глубоких впадин в районах Украины, Северного Кавказа, Закавказья, Нижнего Поволжья и Северного Прикаспия. Эти работы привели к открытию нефтяных и газовых месторождений, а также дали новую

информацию о глубинной геологии и фазовом состоянии углеводородных залежей. Накопленный опыт разведки недр и данные специальных исследовательских работ позволили значительно расширить представления о сущности и месте газообразования в природных процессах, определить пространственные и генетические закономерности распределения нефти и газа, которые составили теоретическую основу прогноза газоносности глубоких впадин. Фундаментальные исследования по этим вопросам проведены советскими учеными — И.М. Губкиным, А.А. Бакировым, В.Г. Васильевым, Н.Б. Васильевым, И.В. Высоцким, Н.А. Еременко, А.Л. Козловым, С.П. Максимовым, М.Ф. Мирчинком, В.Д. Наливкиным, В.П. Савченко, В.А. Соколовым, А.А. Трофимукон, В.А. Успенским и др.

Фактические наблюдения показывают, что в размещении нефтяных и газовых месторождений наблюдается определенная зональность как по площади крупных осадочных бассейнов (пространственная зональность), так и по разрезу выполняющих их отложений (вертикальная зональность). Эти формы зональности, обусловленные в основном генетическими факторами, во многих случаях завуалированы последующим перераспределением УВ в результате вертикальной и латеральной миграции, влияния дегазации и других вторичных процессов. Возникшая таким образом, вторичная зональность может быть названа миграционной.

Пространственная зональность проявляется в том, что подавляющая часть разведанных запасов природного газа заключена в число газовых или газоконденсатных залежах (месторождениях), которые образуют газоносные или преимущественно газоносные зоны или районы. Более того, обнаруживаются преимущественно газоносные (или нефтеносные) провинции и бассейны. Такая пространственная дифференциация УВ наиболее отчетливо проявляется на молодых платформах. В Западной Сибири, например, юрские и меловые отложения на юге характеризуются преимущественно нефтенакплением, а на севере и северо-востоке — газонакплением с образованием ряда месторождений (Уренгойское, Заполярное и др.). На территории Скифской платформы нефтяные залежи мезозойских отложений тяготеют к Терско-Кумской впадине, тогда как газовые и газоконденсатные месторождения расположены в пределах крупных выступов и их склонов (рис. 1).

Можно привести примеры и относительно древних платформ. Например, в Тимано-Печорской провинции, занимающей северо-восточную часть Восточно-Европейской платформы, основные нефтяные и нефтегазовые месторождения расположены в пределах крупных положительных элементов провинции (Колвинский, Шапкинско-Юрьянский мегавалы и др.), а газовые и газоконденсатные месторождения (Вуктыльское, Лаявожское) приурочены к Верхне-Печорской и Денисовской впадинам.

В общем виде намечаются два типа пространственной зональности: 1) молодых плит, 2) древних платформ с преимущественно

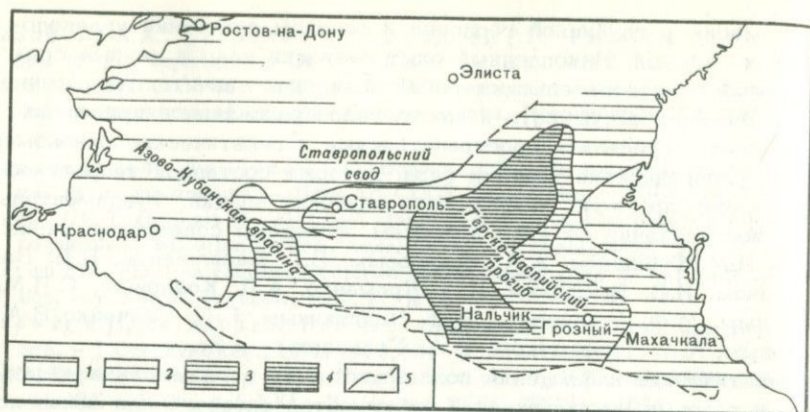


Рис. 1. Схема углеводородной зональности в отложениях мезозоя Северного Кавказа. Составил В.И. Ермаков

1-4 - зоны, характеризующиеся содержанием газа в сумме углеводородов: 1 - более 90%; 2 - 50-90%, 3 - 10-50%; 4 - менее 10%; 5 - контур выхода среднеюрских отложений на поверхность

палеозойским выполнением осадочного чехла. На молодых плитах газообразные УВ аккумулированы в основном в пределах унаследованных сводовых поднятий и моноклиналиных платформенных склонов. В то же время прогибы, прилегающие к складчатым системам, характеризуются более широким диапазоном накопления УВ и преимущественным нефтенакоплением в верхних горизонтах зон, а по нижним горизонтам в осевых участках прогибов - преобладанием газовых и газоконденсатных залежей. На древних платформах и в межгорных бассейнах в большинстве случаев наблюдается преимущественная нефтеносность приподнятых зон и газоносность прогибов.

Вертикальная зональность заключается в закономерном изменении фазового состояния УВ по разрезу осадочных образований. Такая зональность проявляется в большинстве нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Например, в пределах осевых и приплатформенных зон Азово-Кубанского и Терско-Каспийского прогибов на Северном Кавказе диапазон вертикальной зональности максимальный и характеризуется развитием преимущественно газовых залежей на глубинах до 1-1,5 км, нефтяных и нефтегазовых - в интервале 0,5-3,5 км и преобладанием газовых и газоконденсатных залежей в более глубоких горизонтах. В Терско-Сунженской зоне в отложениях от миоцена до юры на глубине более 5 км распространены в основном нефтяные залежи, обнаруживающие, однако, тенденцию к метанизации с глубиной.

Элементы вертикальной зональности прослеживаются в разбуренной части разреза Приверхоянско-Вилойского НГБ, где на глу-

бинах до 1,7 км встречены преимущественно метановые газы, в интервале 1,8-2,1 км - газовые залежи с содержанием конденсата до $30 \text{ см}^3/\text{м}^3$, а ниже по разрезу триаса и перми - газовые и газоконденсатные залежи с содержанием конденсата до $100-120 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

В западном борту Южно-Каспийского НГБ, относящегося к типу межгорных, верхняя газовая зона отсутствует из-за неблагоприятных условий сохранности газообразных флюидов. Однако по разрезу продуктивной толщи среднего плиоцена установлено закономерное уменьшение удельного веса нефти и смена зоны преимущественно нефтяных залежей (до 2-2,5 км) зоной совместного распространения нефтяных, нефтегазовых и газовых залежей, которая ниже 3-5 км сменяется зоной газовых и газоконденсатных залежей (рис. 2).

Вертикальная зональность распределения в первичной форме, не искаженной процессами миграции и дегазации, зависит в основном от типа, стадии литогенеза, термобарических и геохимических условий преобразования исходного ОВ. На основе различных геохимических, геологических исследований и теоретических расчетов установлено, что метанообразование происходит на всех стадиях диagenеза и катагенеза ОВ под действием биохимического, термokatалитического и термического факторов. Преимущественное или исключительное метанообразование локализовано в двух интервалах глубин: верхнем примерно до 1,5-2,0 км, соответствующем начальным стадиям превращения ОВ с образованием газа в основном в результате биохимического фактора; нижнем, на глубинах более 5-6 км, соответствующем средним стадиям катагенеза ОВ, где газ образуется на основе глубокого термokatалитического превращения ОВ. В рассмотренной схеме нефтеобразование происходит в основном в зоне мезокатагенеза, соответствующей глубинам погружения ОВ на 2-5 км.

Для проверки и уточнения теоретических расчетов проведены эксперименты по моделированию природных процессов газообразования с породами, содержащими ОВ гумусового, сапропелевого и смешанного типов. Предварительно десорбированные образцы подвергали длительному нагреванию (от 100 до 300°C) и сжатию (до $200 \text{ кг}/\text{см}^2$) в вакуумированной камере. Как правило, газообразование фиксируется уже при 100°C и возрастает с увеличением температуры. Состав свободно выделявшейся газовой фазы определенным образом зависит от типа ОВ, его начальной степени катагенеза и температуры воздействия.

Наибольший интерес представляют опыты с гумусовыми углями, так как углефицированное ОВ принято рассматривать как главный и наиболее эффективный источник газообразования в недрах. Обнаружено последовательное увеличение доли углеводородов в новообразованной газовой фазе с увеличением метаморфизма исходных образцов. Вместе с тем установлена определенная эволюция состава этой фазы и общего объема газообразования (рис. 3).

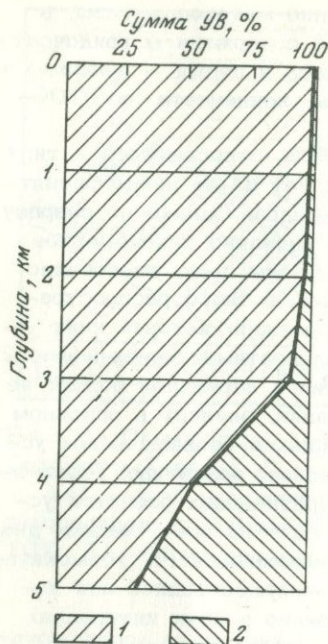


Рис. 2

Рис. 2. Изменение соотношения газа и нефти по разрезу Южно-Каспийского бассейна (по А.И. Алиеву)

1 - нефть; 2 - газ

Рис. 3. Газообразование в катагенетическом ряду углей, по экспериментальным данным, в интервале температур от 100 до 250°C. Составили В.Л. Соколов, В.Ф. Симоненко

Компоненты газа - в объемн.%;
сумма углеводородных газов - в л/кг
горючей массы угля

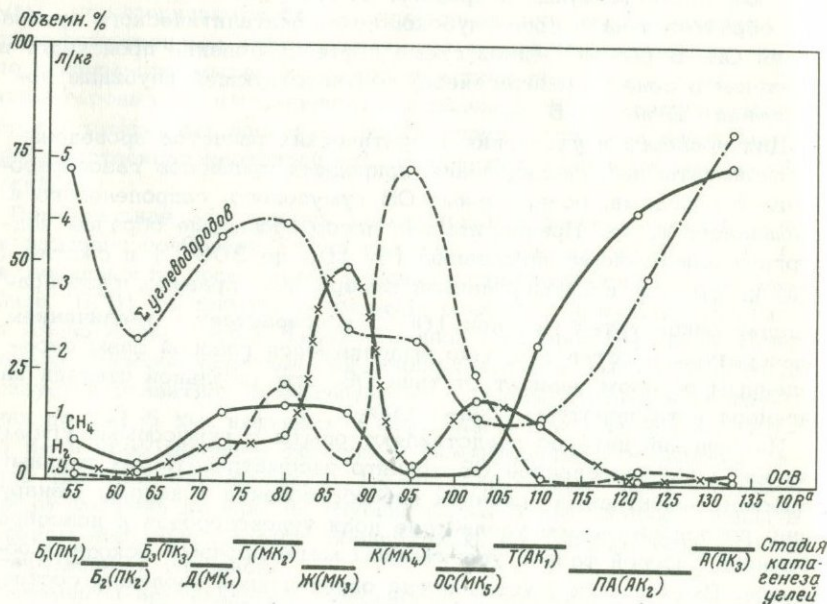


Рис. 3

Как и предполагалось, наибольшие объемы метана образуются в опытах с углями самых ранних (ПК₁-ПК₂) и особенно поздних (АК₂ и АК₃) стадий катагенеза. При этом доля метана в газовой фазе на ранних стадиях не превышает 2-3%, преобладает CO₂ - свыше 95%, а на поздних стадиях составляет 90-95%. На промежуточных стадиях катагенеза угольного ОВ, по экспериментальным данным, происходит совместное образование метана и тяжелых УВ или преимущественная генерация газообразных гомологов метана и жидких углеводородов.

Экспериментальные исследования уточняют положение этапов метано- и нефтеобразования и относительные масштабы этих процессов в общем цикле катагенеза ОВ углей.

Важно отметить два обстоятельства: наибольшую активность метанообразования на поздних стадиях катагенеза углефицированной органики, которая достигается при глубоком погружении пород, и реальность процессов нефтеобразования в угленосных и субугленосных формациях на определенных стадиях катагенеза (МК₃, МК₄, МК₅).

Газообразование - более универсальный природный процесс по сравнению с нефтеобразованием. Более универсальны источники газобразования, среди которых ОВ гумусовой природы (угленосные и субугленосные формации) могут рассматриваться как преимущественно газопroduцирующие, а ОВ сапропелевой природы - как газонефтеproduцирующие.

Во многих случаях охарактеризованная выше первичная генетическая зональность газо- и нефтеобразования практически не нарушается в процессе длительных геологических преобразований территории. Такое явление иллюстрируется распределением нефтегазоносности в юрских и меловых отложениях Западной Сибири.

Здесь газы сеноманских отложений отличаются преимущественно метановым составом с содержанием гомологов метана не более 0,2 - 0,3%. Неизменность компонентного состава газа свидетельствует об однотипности ОВ и сходных условиях его преобразования. Источником генерации было ОВ гумусового типа, залегающее в виде угольных включений и пластов угля в породах усть-тазовской серии.

В отличие от этого в нижележащих отложениях валанжина и верхней юры, в составе которых преобладают осадки морского генезиса с ОВ смешанного гумусово-сапропелевого типа, состав газа иной и характеризуется повышением концентрации этана и высших гомологов до 12-15%. Максимальные концентрации тяжелых УВ наблюдаются в районе Уренгойского, Тазовского и Губкинского месторождений, где метаморфизм ОВ верхнеюрско-валанжинского комплекса достиг газовой стадии, обеспечивающей генерацию жидких УВ, тогда как в западном направлении (Березовский район) по мере уменьшения степени катагенеза (до ПК₃-МК₁) содержание тяжелых УВ в газе снижается до 1-3%. Приведенные данные свидетельст-

вуют о самостоятельности генераций газа в верхнеюрско-валанджинском и сеноманском комплексах и сохранении первичной генетической зональности в распределении газов на территории провинции.

Таким образом, интерпретация существующих особенностей накопления нефти и газа в НГБ различного типа позволяет сделать вывод, что решающее влияние на формирование зон преимущественного газо- или нефтенакопления имеют следующие группы факторов: 1) фашиально-генетический тип исходного ОВ (условия осадконакопления); 2) степень катагенетического преобразования ОВ (тектонический и термобарический режим, длительность воздействия последнего на ОВ, каталитическое влияние пород); 3) условия миграции, аккумуляции и консервации УВ (структурная дифференциация во времени и пространстве, распределение в осадочной толще коллекторов и нефтегазоупоров, степень их надежности по отношению к газу и нефти, гидрогеологические условия и др.).

Выяснение принадлежности изучаемой части разреза или интервала глубин к определенной генетической зоне представляет необходимый этап качественного прогнозирования углеводородной зональности. По основным показателям глубокие участки впадин относятся к генетической зоне преимущественного или исключительного газообразования, которое происходило в результате как первичной генерации природного газа органическим веществом, так и вторичной генерации при температурной деструкции нефти.

Геологические наблюдения показывают, что факторы, контролирующие условия накопления и сохранения УВ на больших глубинах, также благоприятны для формирования углеводородных месторождений. На первый план здесь выступают литолого-фашиальные факторы, определяемые наличием в разрезе пород-коллекторов и флюидоупоров, ввиду специфичности их распределения в условиях горного давления и вторичных процессов катагенетических преобразований.

Весьма сложен вопрос о сохранении породами газоупорных свойств. Известно, что по мере погружения глины дегидратизируются, приобретают хрупкость и переходят в аргиллиты, характеризующиеся развитием микротрещин. Значительную роль здесь, видимо, играет фактор времени, поскольку подобные вторичные явления присущи в основном глинам палеозойских отложений, а кайнозойские и мезозойские глины даже в условиях погружения на 5 км и более сохраняют пластичность и способность удерживать УВ от рассеивания. Это подтверждается распределением месторождений нефти и газа на территории СССР. Поэтому для палеозойских бассейнов надежная закрытость глубоких нефтегазоносных горизонтов обеспечивается обычно соленосными экранами (нижнекембрийские соли на Сибирской платформе, нижнепермские - в Волго-Уральской, Прикаспийской, Тимано-Печорской, Днепропетровско-Донецкой провинциях и др.).

Особенности геологической структуры глубоких впадин на территории СССР отражены на карте геологического среза на уровне -5000м

и остаточных мощностей осадочного чехла в диапазоне от поверхности среза до поверхности фундамента (рис. 4). Эта карта, составленная в результате обобщения и комплексного анализа геологических и геофизических данных, показывает, что на территории СССР находится более 20 самостоятельных бассейнов глубокого прогибания, перспективных для проведения глубокого и сверхглубокого бурения на нефть и газ. Наибольшее значение придается изучению крупнейших бассейнов, характеризующихся наиболее благоприятными предпосылками нефтегазоносности.

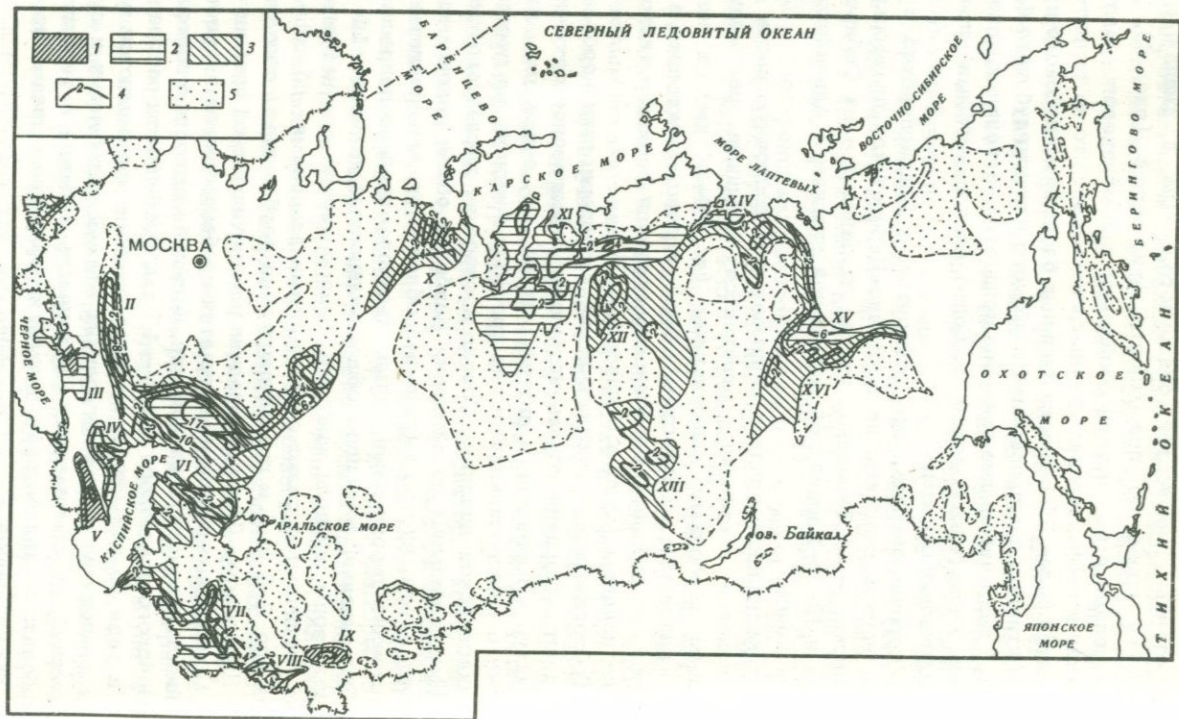
В первую очередь, это относится к Прикаспийской и Днепровско-Донецкой впадинам на Восточно-Европейской платформе, Амударьинской - на Туранской плите, Линденской - на Сибирской платформе и Южно-Каспийской межгорной впадине в Альпийском складчатом поясе.

Прикаспийская впадина занимает юго-восточную часть Восточно-Европейской платформы, отличается большими размерами, очень мощным осадочным выполнением (до 20-24 км) и повсеместным развитием контрастных форм соляной тектоники, которая составляет основную особенность строения верхнего тектонического этажа впадины (кунгур - плиоцен).

Геологические и геохимические характеристики пород этого этажа дают основания искать источники нефтегазоносности соляных структур (Эмбенский и другие районы) в подсолевом палеозое, а также в миогеосинклинальных прогибах герцинид на востоке и юге Прикаспийской впадины. Состав и строение последнего существенно дифференцированы по площади. Наиболее общая закономерность состоит в том, что во внутренней области впадины развиты преимущественно терригенные толщи, предположительно депрессионные и субугленосные формации, общей мощностью не менее 10 км. Крайние зоны впадины, наиболее благоприятные для нефтегазонакопления, отличаются резко сокращенными разрезами подсолевого палеозоя (до 2-3 км) и преимущественно карбонатным составом.

Днепровско-Донецкая впадина по тектонической природе относится к типу авлакогенов и отличается грабенообразным строением, линейностью основных дислокаций, большой мощностью палеозойско-мезозойского осадочного чехла - 17 км. Особенности распределения нефти и газа по разрезу и площади впадины определяются в значительной степени наличием нескольких этажей галогенных и сульфатных формаций, обеспечивающих сохранность залежей в терригенных и карбонатных коллекторах в стратиграфическом диапазоне от девона до юрских пород.

В центральных и юго-восточных районах Днепровско-Донецкой впадины, характеризующихся максимальными амплитудами прогибания, наиболее перспективные отложения среднего и нижнего карбона вскрываются скважинами на глубинах более 4-5 км, т.е. в зоне, наиболее благоприятной для генерации газообразных УВ, связываемых с катагенезом нижнекаменноугольных и девонских пород, сильно обогащенных ОВ преимущественно гумусового типа. Резуль-



таты глубокого и сверхглубокого бурения показывают, что на указанных глубинах на территории Днепровско-Донецкой впадины песчано-алевролитовые и карбонатные коллекторы сохраняют благоприятные емкостно-фильтрационные свойства и при экранировании соляными покрывками обеспечивают аккумуляцию и сохранность залежей газа, конденсата и нефти.

В восточной части Сибирской платформы расположена Линденская впадина, являющаяся частью более обширной Вилуйской синеклизы. Осадочный чехол общей мощностью 15-20 км представлен отложениями от рифея до верхнего мела с преобладанием карбонатно-терригенных пород в нижней части разреза и терригенно-угленосных - в верхней. Перспективы нефтегазоносности связаны преимущественно с пермскими и мезозойскими породами, нижняя граница распространения которых находится на глубине 6-7 км. Разрез, представленный многократным переслаиванием песчано-алевролитовых и пелитовых разностей, весьма благоприятен для формирования углеводородных скоплений в широком стратиграфическом диапазоне, что подтверждается открытием газовых и газоконденсатных месторождений в пермских, триасовых и юрских отложениях на Хачагайском своде, расположенном в южном борту рассматриваемой впадины. Генерация УВ связывается с катагенезом угольного вещества, достигающим стадии МК₃ в пермских породах, наиболее угленасыщенных, и стадий МК₁-МК₂ - в мезозойских. Не исключено присутствие продуцирующих толщ в глубоко залегающих допермских отложениях, в частности в насыщенных РОВ кембрийских осадках.

Преобладание в разрезе гумусовой органики, достигшей поздних стадий катагенеза, указывает на развитие в Линденской впадине широких процессов газообразования.

Среди аккумулятивных структур Туранской платформы Амударьинская впадина характеризуется наибольшей амплитудой про-

Рис. 4. Карта геологического среза на уровне -5000 м и остаточных мощностей осадочного чехла. Составлена коллективом авторов под редакцией В.И. Ермакова и И.П. Жабрева

1-3 - области распространения отложений на срезе -5000 м: 1 - кайнозойских, 2 - мезозойских, 3 - палеозойских; 4 - изопахиты осадочного чехла в интервале от поверхности среза (-5000 м) до кровли фундамента; 5 - области распространения осадочного чехла с мощностью меньше 5000 м. Основные глубокие впадины (цифры на карте): I - Предкарпатская, II - Днепровско-Донецкая, III - Азово-Кубанская, IV - Терско-Каспийская, V - Южно-Каспийская, VI - Прикаспийская, VII - Амударьинская, VIII - Афгано-Таджикская, IX - Ферганская, X - Печорская; XI - Западно-Сибирская, XII - Тунгусская, XIII - Присаянская, XIV - Северо-Анабарская, XV - Линденская, XVI - Кемпендзайская

гибания с мощностью осадочного выполнения до 15 км. Основным объектом разведочных работ на нефть и газ является верхний юрско-меловой структурно-формационный комплекс мощностью до 6-7 км. Нижний среднепалеозойско-триасовый комплекс и кора выветривания фундамента также перспективны для организации этих работ в будущем.

Распространение нефтегазоносности в юрских и меловых отложениях определяется в значительной степени присутствием в разрезе верхнеюрской галогенной толщи. В зоне развития солей газоносны главным образом подсолевые карбонатные породы келловей-оксфорда, причем в газах обычно присутствуют сероводород и конденсат. За пределами зоны развития соляного экрана стратиграфический диапазон газоносности расширяется за счет вышележащих терригенных осадков мелового возраста, состав газа становится преимущественно метановым.

В результате изучения распределения открытых месторождений природного газа, конденсата и нефти установлено их формирование за счет вертикальной миграции УВ из продуцирующих толщ нижней и средней юры, имеющих терригенно-угленосный состав с пластами и линзами углей рабочей мощности. Высокая степень угленасыщения и катагенетического преобразования исходного ОВ свидетельствует о генерации им преимущественно газообразных УВ с обогащением высокомолекулярными компонентами. Таким образом, Амударьинская впадина по глубоким горизонтам рассматривается как зона преимущественного газонакопления.

Южно-Каспийская межгорная впадина альпийского складчатого пояса включает глубоководную котловину, шельф Южного Каспия и прибрежные низменности Большого Кавказа и Западной Туркмении. Современными методами бурения и геофизики изучаются главным образом терригенные породы кайнозоя и терригенно-карбонатные - мезозойского возраста, мощность которых в акватории достигает 15 км при общей мощности осадочного чехла свыше 20 км. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности включает отложения от средней юры до четвертичных включительно, но основные месторождения приурочены к песчаникам и алевролитам продуктивной красноцветной толщи среднего плиоцена.

По направлению к глубоководной котловине Южного Каспия, соответствующей зоне максимального прогибания, наблюдается увеличение мощности всех отделов мезо-кайнозоя, в том числе четвертичных отложений - до 1,5-2 км, в результате чего подошва основной продуктивной толщи опущена на 6-7 км.

Материалы бурения показывают, что нефтегазоносные песчаники и алевролиты на этих глубинах имеют удовлетворительные коллекторские свойства при средних значениях пористости 10-15% и сохранении экранирующих свойств перекрывающих глинистых пород. Увеличение газовой составляющей в балансе разведанных запасов УВ по направлению от бортов к центральной части впадины подтвер-

ждает предположение о перспективности глубоких горизонтов Южно-Каспийской впадины для поисков газовых и газоконденсатных залежей. Их формирование связывается с миграцией УВ из продуцирующих толщ олигоцен-миоцена и мезозоя с преимущественно пелитовым составом и высоким содержанием РОВ, преобразованного в условиях высоких пластовых температур и давлений.

Подводя итоги рассмотрения перспектив газоносности глубоких впадин на территории СССР, следует отметить, что в соответствии с проведенными оценками масштабы накопления природного газа в глубоких горизонтах значительно, по крайней мере в 4 раза, превышают масштабы нефтенакопления.

ABSTRACT

Prognosis of gas reserves lying at deep horizons is based on the study of spatial and genetic regularities of oil and gas distribution in sedimentary thickness. Geological observations have shown that the principal gas fields with respect to area and sections of sedimentary basins are separated from oil fields and there are self-dependent zones and fields of priority gas - and oil accumulations.

Genetic factors are the basis for hydrocarbon zones location. It is ascertained that gas generation is a more universal natural process as compared to oil generation. This process occurs at different organic mainly humus material catagenesis stages. According to rated and experimental data the deep depressions are the most favourable for gaseous hydrocarbon generation and accumulation. This was confirmed by the results of the search - and exploratory work.

There are more than 20 separate deep depressions involving sedimentary beddings from 6-7 to 15-23 km thick. Their geological features may be seen on the map, where the cut at the - 5000 m. level, and residual sedimentary beddings from this surface to the base are illustrated.

Prospects for the deep lying gas fields search, based on the largest depressions on the territory of the USSR e.g. Near-Caspian, Dniepr-Don, Amudarya, South - Caspian are presented.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ДРЕВНИХ И МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМАХ

Сравнительный анализ региональных закономерностей пространственного размещения скоплений нефти и газа и условий их формирования в нефтегазоносных провинциях молодых и древних платформ наряду с некоторыми общими чертами обнаруживает и ряд существенных различий, обусловленных особенностями их геологического развития. Основным фактором, контролирующим специфику пространственного размещения различных по фазовому состоянию скоплений углеводородов (УВ) на древних и молодых платформах, является режим тектонических движений, который в основном определяет как современные, так и палеотермобарические условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции (Бакиров, 1959).

В нефтегазоносных провинциях как молодых, так и древних платформ наблюдаются приуроченность скоплений нефти и газа к определенным типам крупных геоструктурных элементов, а иногда и дифференциация в пространственном размещении зон преимущественного газо- или нефтенакпления. В работах ряда исследователей отмечалось, что зоны преимущественного газонакпления чаще связаны с крупными положительными структурами (или их склонами), развивавшимися унаследованно. Наиболее крупные скопления нефти, наоборот, приурочены к внутриплатформенным впадинам и их склонам.

При анализе размещения разведанных суммарных запасов нефти и газа привлекает внимание тот факт, что провинции молодых платформ по сравнению с древними характеризуются повышенной газоносностью, обусловленной прежде всего широким развитием в их пределах юрских континентально-угленосных отложений, являющихся здесь основными генераторами УВ. В отличие от молодых платформ в нефтегазоносных провинциях древних платформ сравнительно более широко распространены крупные зоны нефтенакпления.

Одним из важных факторов, предопределивших формирование крупных газовых или нефтяных скоплений в провинциях древних и молодых платформ, является фашиальный тип отложений и заключенного в них органического вещества (ОВ), который наряду с другими факторами обуславливает преобладание жидкой и газообразной фаз УВ в общем балансе провинции. В очагах генерации и аккумуляции УВ на молодых платформах наблюдаются относительно более высокие температуры. В результате этого развиваются термокаталитические процессы, способствующие также росту газовой фазы за счет деструкции жидких УВ, увеличивая долю газообразных УВ в общем балансе нефти и газа.

В пределах нефтегазоносных провинций древних платформ вследствие диффузии и рассеивания в течение длительного промежутка

времени наиболее миграционноспособной газовой фазы УВ в общем балансе газа и нефти доля последней существенно возрастает. Переходные области, передовые прогибы, примыкающие к молодым платформам (Западно-Кубанская, Терско-Каспийская), также характеризуются преобладанием в общем балансе нефтяных скоплений и преимущественным развитием зон нефтегазонакопления вследствие их повышенной тектонической активности и, как результат, широкого развития дизъюнктивных дислокаций, которые не способствуют консервации (сохранности) значительных запасов газа. Поэтому запасы газа передовых прогибов составляют лишь незначительную долю общих запасов УВ этих провинций.

Повышенной тектонической активностью молодых платформ объясняется широкое развитие в их пределах разрывных, часто сквозных нарушений, которые в большинстве случаев контролируют пространственное размещение скоплений нефти и газа. Формированию зон нефтегазонакопления здесь способствует появление приразломных и надразломных локальных поднятий, представляющих собой ловушки структурного типа. Наличие широкой сети разрывных нарушений на молодых платформах обуславливает в ряде случаев также переток УВ из нижних регионально-нефтегазоносных комплексов в верхние, вследствие чего происходит смешение нефтей и газов различных фаз генерации. Об этом свидетельствуют данные изучения физико-химических свойств нефти и газов, а также их изотопный состав. Процессы перетока УВ из одних комплексов в другие и вообще межформационная миграция нефти и газа в провинциях не только древних, но и молодых платформ имеют подчиненное значение, и в формировании промышленных скоплений ведущая роль принадлежит внутривыделительной миграции нефти и газа. Особенно велика роль внутривыделительной миграции УВ при образовании скоплений нефти и газа в нефтегазоносных провинциях древних платформ, где сквозные тектонические нарушения выражены существенно слабее.

В разрезе осадочного чехла как древних, так и молодых платформ выделяются несколько самостоятельных циклов регионального нефтегазообразования. Циклом регионального нефтегазообразования мы называем совокупность различных стадий в целом единого историко-геологического процесса регионального нефтегазообразования в литосфере, происходившего в литогенезе неоднократно.

Каждый цикл нефтегазообразования включает следующие стадии (Губкин, 1937 г.; Бакиров, 1955):

- 1) накопление исходного ОВ в осадочных образованиях (в расчлененном состоянии) в соответствующих фациальных и геохимических условиях;
- 2) преобразование исходного ОВ и образование УВ, входящих в состав нефтей и углеводородных газов;
- 3) первичное перемещение (эмиграция) УВ из нефтегазогенерирующих комплексов отложений в коллекторы природного резервуара;
- 4) последующая миграция УВ по пласту-коллектору (боковая

миграция) или по трещинам и разрывным нарушениям (вертикальная миграция);

5) аккумуляция УВ при наличии на пути их миграции благоприятных ловушек структурного, литологического и литолого-стратиграфического типов.

Циклы регионального нефтегазообразования в пределах одних и тех же крупных геологических провинций могут периодически повторяться в теснейшей связи с направленным развитием литогенеза и тектогенеза. Главные генетические зависимости циклов регионального нефтегазообразования в пространстве и во времени (геологическом) заключается в их приуроченности: 1) в литогенетическом отношении лишь к отложениям, накопление которых происходило в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой; 2) в тектогенетическом отношении лишь к тем частям бассейна седиментации, которые в течение рассматриваемого отрезка времени испытывали относительно устойчивое прогибание, т.е. к этапам развития нисходящих форм тектонических колебательных движений (Бакиров и др., 1968).

В пределах древних платформ основная доля промышленных ресурсов УВ приурочена к ряду самостоятельных циклов нефтегазообразования палеозойской эры. Так, например, в Урало-Волжской нефтегазоносной провинции выделяются самостоятельные циклы нефтегазообразования, приуроченные к девонскому, ниже-, среднекаменноугольному и нижнепермскому периодам и эпохам (Максимов и др., 1968), в Тимано-Печорской провинции наблюдаются самостоятельные циклы нефтеобразования, приуроченные к раннепалеозойскому периоду, живецкому, франскому и фаменскому векам девона, а также нижнекаменноугольной и нижнепермской эпохам (Кремс, Вассерман, 1967 и др.). Самостоятельность циклов образования УВ в перечисленных отрезках времени палеозойской эры на Русской платформе убедительно подтверждается данными лабораторных исследований физико-химических свойств нефтей, битумов, а также изотопного состава углерода, серы и других элементов, содержащихся в них (Максимов и др., 1972).

В пределах молодых платформ основная доля промышленных ресурсов УВ приурочена также к ряду самостоятельных циклов нефтегазообразования мезозойской эры. Вместе с тем на молодых платформах, складчатый фундамент которых обычно имеет гетерогенное строение, в областях, где породы палеозойского фундамента характеризуются незначительной степенью метаморфизма, в последних также могут формироваться самостоятельные циклы регионального нефтегазообразования. В этом отношении, несомненно, большой интерес представляют отложения палеозойского фундамента Западной Сибири, Скифской и Туранской плит эпипалеозойской платформы юга СССР и в пределах последней, в первую очередь, отложения промежуточного комплекса. Так, например, в среднеазиатской части эпипалеозойской платформы юга СССР выявленные ресурсы УВ связаны с самостоятельными циклами регионального нефтега-

образования, приуроченными к ниже-среднеюрской, верхнеюрской эпохам, а также к меловому и палеогеновому периодам (Акрамходжаев, 1972; Бакиров и др., 1963). Кроме того, здесь в настоящее время представляется возможным выделить самостоятельный триасовый цикл нефтегазообразования (Табасаранский и др., 1967). Выделенные выше циклы нефтегазообразования на Туранской плите с весьма незначительными отклонениями прослеживаются и в пределах Скифской плиты.

Физико-химические свойства нефтей и газов, а также изотопный состав углерода перечисленных циклов регионального нефтегазообразования мезозойской эры на плитах эпипалеозойской платформы юга СССР также существенно различаются (Галимов и др., 1973).

Следует отметить, что число циклов регионального нефтегазообразования, а также условия генерации в них УВ в различном фазовом состоянии в пределах отдельных сегментов одной и той же крупной геологической провинции могут быть неодинаковы и зависят от режима и направленности колебательных тектонических движений в пространстве и во времени. Так, например, юрский цикл нефтегазообразования на западе Туранской плиты (Южный Мангышлак) характеризуется преимущественной генерацией жидких УВ в отличие от восточных районов (Амударьинская и Мургабская впадины), где ОВ преимущественно гумусового состава продуцировало в основном газообразные УВ.

Меловой и палеогеновый циклы нефтегазообразования, протекавшие на этой территории в менее жестких термобарических условиях, генерировали в основном газообразные УВ. Поэтому меловые и палеогеновые литогенетические комплексы отложений в отличие от юрских в пределах среднеазиатской части эпипалеозойской платформы следует рассматривать прежде всего как газоматеринские (Табасаранский и др., 1967).

Скопления нефти и газа Южного Мангышлака как по времени, так и условиям формирования имеют много общего со скоплениями Прикумского района Скифской плиты. Южно-Мангышлакская впадина Туранской плиты и Терско-Кумская впадина Скифской плиты в мезозое представляли собой единый седиментационный бассейн, в котором генерация и аккумуляция УВ происходила в близких условиях.

Основной территорией генерации УВ для месторождений Южно-Мангышлакской впадины Туранской плиты и Терско-Кумской впадины Скифской плиты являлась Северо-Каспийская область прогибания (Табасаранский и др., 1967). В зависимости от особенностей геологического развития региона ареалы распространения скоплений УВ в отложениях отдельных циклов нефтегазообразования в одних случаях совпадают, а в других — могут быть пространственно смещены.

В пределах молодых платформ существенное смещение ареалов нефтегазоносности в отложениях различных циклов регионального нефтеобразования в большинстве случаев не наблюдается. В пре-

делах же древних платформ в некоторых случаях ареалы пространственного размещения нефтегазоносности в отложениях различных циклов регионального нефтегазообразования не совпадают.

Как показывает анализ пространственного размещения скоплений УВ, в их формировании на молодых платформах существенную роль играет гравитационный принцип и только в редких случаях, в узко-локальных зонах проявляется принцип дифференциального улавливания. Об этом свидетельствует приуроченность преимущественно газовых скоплений к крупным положительным структурным элементам (Центрально-Каракумскому и Северо-Ставропольскому сводам и др.), а максимального количества нефтяных залежей и их запасов — к внутриплатформенным впадинам и их склонам (Терско-Кумская, Южно-Мангьшлякская впадины и др.).

Наряду с существенными различиями в условиях нефтегазообразования и нефтегазонакопления в провинциях древних и молодых платформ есть и некоторые общие закономерности. К ним относится характер размещения скоплений нефти и газа в разрезе нефтегазоносных провинций (вертикальная зональность), обусловленный генерацией УВ различного фазового состояния в зависимости от термобарических и геохимических условий (Соколов, 1948; З.А. Габасаранский, 1960 г., И.В. Высоцкий, 1964 г. и др.).

Вертикальная зональность в размещении скоплений жидких и газообразных УВ обусловлена сочетанием ряда факторов, среди которых наиболее важна генерация нефти и газа на различных уровнях погружения потенциально нефтегазоматерианских толщ в зависимости от степени метаморфизма ОВ, а также от конкретных геолого-геохимических и термобарических условий. В ряде случаев при значительных погружениях уже сформировавшихся залежей нефти и газа определенное значение в образовании нижней газовой зоны имеют также процессы деструкции нефти и переход ее в метан. Кроме того, в возникновении вертикальной зональности важную роль играет повышенная миграционная способность газообразных УВ по сравнению с нефтью.

При менее жестких термобарических условиях и низкой степени метаморфизма ОВ генерирует преимущественно газ. При дальнейшем погружении нефтегазоматеринских толщ в стадию позднего катагенеза на глубинах 2–5 км наряду с газообразными УВ начинается интенсивная генерация и жидких УВ. Дальнейшее погружение потенциально нефтегазоматеринских толщ, на глубине более 6 км, вновь приводит к генерации высокотемпературного метана нижней газоносной зоны.

Однако не во всех провинциях и областях молодых и древних платформ все три зоны (верхняя газовая, средняя преимущественно нефтяная и нижняя, в основном газовая и газоконденсатная зоны) могут быть выделены достаточно отчетливо. Кроме того, переходы зон преимущественного газонакопления к зонам нефтегазонакопления осуществляются на различных уровнях в зависимости от конкретных геотермических и других условий.

Вследствие воздействия различных факторов (состав исходного ОВ, повышенная миграционная способность газов, история развития региона и др.) первичная закономерность в распределении запасов газа и нефти по вертикали искажается уже вторичными факторами, которые в некоторых случаях играют весьма важную роль. Так, например, особые условия тектонического развития (отставание в прогибании по отношению к окружающим впадинам) Ставропольского свода на Скифской плите привели к тому, что в его пределах наблюдаются только газы первой (верхней) зоны генерации и отсутствуют УВ средней и нижней зон генерации.

В пределах нефтегазоносных провинций древних платформ, за исключением районов, где развиты эвалоритовые формации, чаще всего верхняя газonosная зона отсутствует из-за геологических условий, неблагоприятных для сохранения значительных запасов газособразных УВ. Диффузия и рассеивание в течение длительного времени наиболее миграционноспособной газовой фазы УВ при отсутствии надежных покрышек приводят к уничтожению верхней газonosной зоны (нефтегазоносные провинции Русской платформы, древней Аравийской платформы и др.).

В нефтегазоносных провинциях молодых платформ (Туранская, Скифская плиты) существовали условия, благоприятные для сохранения газообразных УВ верхней зоны. Кроме того, на молодых платформах наблюдается возрастание как количества залежей нефти, так и их запасов со стратиграфической глубиной.

Рассмотренный выше этап активизации развития генерации жидких УВ Н.Б. Вассоевичем было рекомендовано называть главной фазой нефтеобразования. Термин "фаза" в геологической науке обычно употребляется для обозначения определенного отрезка геологического времени (периода, этапа), к которому приурочено развитие какого-либо естественноисторического геологического процесса. Так, например, в мировой геологической науке применяются термины "фаза складчатости", "фаза магматической деятельности", "фаза оруденения или рудообразования" и др., которыми обозначаются определенные отрезки времени активного развития каждого из указанных геологических процессов, но отнюдь не интервалы глубин. Некоторые геологи считают, что проявление "главной фазы нефтеобразования" происходит лишь с погружением потенциально нефтематеринских свит на глубину более 2-2,5 км.

Как показывает сравнительное изучение условий распространения регионально нефтегазоносных комплексов различных циклов нефтегазообразования на всех континентах, глубины погружения, при которых начинается активизация образования жидких УВ и эмиграция их из нефтегазопродуцирующих отложений в коллекторы, зависят от ряда взаимосвязанных факторов, в том числе от природы исходного ОВ, состава и строения вмещающих пород, величины палеогеотермического градиента, продолжительности геологического времени воздействия, определяющих температуру и давление на вмещающие исходное ОВ отложения. Кроме того, глубины акти-

визации нефтегазообразования в литосфере в решающей мере зависят от направленности и режима региональных тектонических движений в течение накопления отложений каждого рассматриваемого литолого-стратиграфического подразделения и в последующие периоды их геологического развития (Бакиров, 1973).

В областях, испытавших устойчивое и сравнительно быстрое (в геологическом понимании этого слова) прогибание, либо характеризующихся относительно медленным прогибанием, либо испытавших неоднократно чередование восходящих и нисходящих форм колебательных движений при сравнительно небольших их амплитудах, глубины, на которых начнется нефте- или газообразование, для одних и тех же стратиграфических комплексов будут неодинаковы.

Рядом исследователей доказано, что в пределах одной нефтегазоносной провинции циклы регионального нефтегазообразования в ходе развития литогенеза протекали неоднократно. Если это так, то, естественно, возникает необходимость выделения для каждого из них своей главной фазы нефтеобразования. В таком случае естественно возникает вопрос: сколько главных фаз нефтеобразования в каждой нефтегазоносной провинции и каковы должны быть критерии выделения главной из них, с которой могут быть связаны основные запасы УВ.

Наконец, вывод о том, что главная фаза нефтеобразования приурочена к интервалам глубин 2-4 км, не отвечает фактическому размещению основной доли выявленных запасов нефти и газа по интервалам глубин. Как известно (Бакиров, 1972), более 85% запасов нефти и газа гигантских и сверхгигантских зон нефтегазоаккумуляции, составляющих свыше 70% выявленных на Земле запасов УВ, приурочено к интервалам глубин от 1000 до 3000 м, в том числе более 52% выявленных запасов нефти - к интервалам глубин от 1000 до 2000 м.

В связи с этим авторы считают, что в выделении главной фазы нефтеобразования еще имеется много дискуссионных аспектов.

Общей закономерностью для нефтегазоносных провинций молодых и древних платформ является также приуроченность регионально нефтегазоносных комплексов преимущественно к трансгрессивным сериям (Успенская, 1967). Подобная приуроченность основных запасов УВ обусловлена тем, что такие серии, как правило, характеризуются относительно повышенными скоростями осадконакопления, что весьма благоприятно для генерации и особенно для аккумуляции и сохранения УВ.

В заключение следует отметить, что в нефтегазоносных провинциях платформ (в пределах как суши, так и прилегающих к ней акваторий) возможно обнаружение не только газовых и газоконденсатных залежей, но и нефтяных залежей промышленного значения и на глубинах, превышающих 4-5 км (Табасаранский, 1964 г.; Раабен и др., 1971). Представление об исключительной газоносности больших глубин и бесперспективности или малоперспективности их в отношении нефтеносности (К. Хадсон, Н. Линдроп и др.)

противоречит фактическим данным, полученным за последнее время в результате бурения глубоких скважин как в СССР, так и в США.

Следует подчеркнуть, что нижний предел распространения промышленных скоплений нефти контролируется не глубиной непосредственно, а температурой и длительностью ее действия на залежи, которые в основном обуславливают деструкцию жидких УВ. Поэтому нижний интервал глубин существования промышленных скоплений нефти в разных регионах будет различным в зависимости от конкретных термобарических условий.

ABSTRACT

The paper deals with the results of the comparative analysis of the conditions, under which local and regional oil and gas accumulations were formed, and of the regularities in their spatial distribution, oil and gas provinces of the Russian and Epipaleozoic platforms of the Soviet Union being taken as examples.

The comparative analysis has displayed that in spatial distribution, the zones where either oil or gas mainly occurs are characterized both by common features and by some peculiarities resulting from the difference in their geologic history.

It is noted that in oil and gas provinces of both the old and young platforms, large oil and gas accumulations are confined to definite structural elements but occasionally either oil or gas occurs predominantly in different zones distributed in space.

Some factors are mentioned causing oil to occur mostly in old platforms and gas in young ones.

The paper is also concerned with some other regularities in spatial distribution of oil and gas accumulations such as vertical and horizontal zonation in the distribution of hydrocarbon deposits of various phase composition, etc.

ЛИТЕРАТУРА

- Акромходжаев А.М. Углеводороды, генетически связанные с органическим веществом осадочных пород. — В кн.: Губкинские чтения. М., "Недра", 1972.
- Бакиров А.А. Происхождение нефти. Гостоптехиздат, 1955.
- Бакиров А.А. Нефтегазоносные области Америки. Госгеолтехиздат, 1959.
- Бакиров А.А. Закономерные связи размещения скоплений нефти и газа в земной коре. — Материалы Всес. совещания по генезису нефти и газа, 1968 г. М., "Недра", 1972.
- Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., "Недра", 1973.
- Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. "Высшая школа", 1968.

- Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Табасаранский З.А. и др. Закономерности размещения нефти и газа эпигерцинской платформы юга СССР. Т. 1. Средняя Азия. М., Гостоптехиздат, 1963.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. Главная фаза нефтеобразования. – Вестн. МГУ, серия Геология, 1969, № 6.
- Высоцкий И.В., Оленин В.Б. Глубинная зональность в распределении скоплений углеводородов. – Вестн. МГУ, 1964, № 6.
- Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, "Наука", СО, 1971.
- Галимов Э.М., Теплинский Г.И., Табасаранский З.А., Гаврилов Е.Я. Условия формирования газовых залежей в пределах восточной части Туранской плиты по данным изотопного состава углерода газов. – Геохимия, 1973, № 11.
- Геодекян А.А. Геолого-геохимические особенности нефтегазообразования в Южно-Каспийской впадине. М., "Недра", 1968.
- Ермаков В.И. Закономерности размещения углеводородных скоплений Предкавказья и принципы выделения областей газо- и нефтенакпления. М., ЦНИИТЭнефтегаз, 1965.
- Калинко М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., "Недра", 1964.
- Кремс А.Я., Вассерман А.Я. Генезис нефти и газа. 1967.
- Максимов С.П., Клубов В.А. и др. Генезис нефти и газа. "Недра", 1967.
- Максимов С.П., Еременко Н.А., Ботнева Т.А. и др. О цикличности процессов нефтегазообразования. – В кн.: Губкинские чтения. М., "Недра", 1972.
- Раабен В.Ф., Моделевский М.Ш., Парнов Е.И. О физико-химическом состоянии скоплений углеводородов на больших глубинах. – Нефтегазовая геол. и геофиз., 1971, № 5.
- Соколов В.А. Очерки генезиса нефти. Гостоптехиздат, 1948.
- Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., "Недра", 1965.
- Соколов В.А. Геохимия природных газов. М., "Недра", 1971.
- Табасаранский З.А. и др. Сравнительный анализ закономерностей размещения и условий формирования месторождений нефти и газа эпигерцинской платформы юга СССР. – В кн.: Генезис нефти и газа. "Недра", 1967.
- Табасаранский З.А., Громадина Н.И. К вопросу формирования газовых и газонефтяных месторождений эпигерцинской платформы юга СССР (Туранская и Скифская плиты). – Труды XXII сессии МГК. М., "Наука", 1964.
- Успенская Н.Ю. Закономерности распространения нефтегазоносности в платформенном чехле Скифско-Туранской и Западно-Европейской платформ. – В кн.: Генезис нефти и газа. "Недра", 1967.

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА РАЗМЕЩЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ

В настоящей работе предпринята попытка оценить влияние геологических условий на общий ход процессов генерации, миграции, аккумуляции углеводородов (УВ) и разрушения их залежей. Систематизация материала по 35 нефтегазоносным бассейнам (НГБ), в пределах которых выявлено более половины геологических запасов, позволила провести сопоставление удельных запасов (геологических запасов, приходящихся на 1 км^3 отложений бассейна) и доли газообразных углеводородов (УВГ) с геологическими условиями на разных стадиях формирования скоплений нефти и газа. Наиболее существенное влияние на удельные запасы и долю газообразных углеводородов в НГБ оказывают следующие геологические показатели:

- 1) тектонический тип НГБ; 2) максимальная мощность отложений, слагающих НГБ; 3) объем осадков, погруженных на глубину более 2 км; 4) доля морских отложений в разрезе НГБ ("мористость"); 5) доля карбонатных отложений в разрезе НГБ ("карбонатность"); 6) доля песчаных отложений в терригенной части разреза НГБ ("печанистость"); 7) возраст нефтегазосодержащего (вмещающего) мегакомплекса¹; 8) возраст мегакомплекса, венчающего разрез бассейна. Каждой стадии процесса формирования скоплений УВ отвечает свой набор показателей.

На условия образования УВ оказывают наиболее существенное влияние следующие показатели: 1) соотношение объемов пород морского и континентального происхождения (степень "мористости"); 2) максимальная мощность отложений, выполняющих бассейн; 3) объем осадков, залегающих на глубинах более 2 км.

В комплексе перечисленные показатели косвенно определяют генетический тип органического вещества (ОВ) — преимущественно сапропелевый для бассейнов со значительной степенью мористости и преимущественно гумусовый для бассейнов, сложенных в основном континентальными образованиями, степень его преобразования и объем пород, в которых ОВ достигло стадии превращения, необходимой для активизации процессов нефтегазообразования.

Как видно на рис. 1, а; с увеличением доли морских отложений от 40 до 90% доля газообразных снижается от 40 до 20%. Это отвечает представлению, что с повышением содержания гумусового вещества доля газа в общей массе образующихся УВ возрастает (Вассоевич, 1967; Неручев, 1969; Конторович и др., 1967; Успенский, 1970). Исключением являются НГБ, сложенные

¹ Под мегакомплексом понимается толща отложений, накопившихся в течение одного тектонического цикла (каледонского, герцинского, альпийского).

континентальными отложениями, содержащими пачки битуминозных пород (Сунляо в Китае и Реконкаво в Бразилии).

Удельные запасы УВ по мере возрастания мористости увеличиваются от 4 тыс. т/км³ при содержании 40% морских отложений до 28 тыс. т/км³ при мористости 90%. Это также согласуется с положением об увеличении генерационных возможностей НГБ по мере роста доли сапропелевого вещества. Количество генерировавшихся УВ увеличивается по мере возрастания степени преобразованности ОВ. Поэтому удельные запасы растут при увеличении в НГБ доли осадков, залегающих на глубинах более 2 км (примерная глубина начала главной фазы нефтеобразования – ГФН; см. рис. 1, б).

Доля УВГ при увеличении объемов пород, погруженных на глубины более 2 км, постоянно увеличивается, что вполне согласуется с представлениями С.Г. Неручева и др. (1973) о том; что главная фаза газообразования (ГФГ) осуществляется на больших глубинах и в более жестких термобарических условиях. По мере увеличения максимальных мощностей осадков, слагающих НГБ, до 8 км происходит увеличение удельных запасов до 32 тыс. т/км³ (см. рис. 1, в). При дальнейшем увеличении мощностей удельные запасы падают до 16 тыс. т/км³ (при мощности 11 км). Соответственно доля УВГ возрастает до 48%.

Таким образом, наилучшие условия обеспечиваются бассейнами с осадочными отложениями преимущественно морского происхождения (80% и более), свыше 20% объема которых залегают на глубинах более 2 км.

К показателям, определяющим условия миграции и аккумуляции, относятся: 1) доля карбонатных пород в строении разреза НГБ; 2) доля участия песчаников в терригенной части разреза; 3) тектонический тип НГБ.

Наибольшие удельные запасы (до 33 тыс. т/км³) приурочены к НГБ, где карбонатность не превышает 10% (рис. 2, а). Далее, по мере увеличения карбонатности, удельные запасы резко падают (до 13 тыс. т/км³ при карбонатности 15%). На этом уровне удельные запасы сохраняются при увеличении карбонатности до 45%. При дальнейшем повышении карбонатности осуществляется тенденция к постепенному снижению запасов (до 8,5 тыс. т/км³ при карбонатности 60%). Доля УВГ, напротив, возрастает (до 32%) по мере увеличения карбонатности до 15%. При дальнейшем увеличении карбонатности доля УВГ остается постоянной (до карбонатности 50%); затем с ростом карбонатности доля газа резко падает (до 3%).

Возможно, что при резком преобладании в разрезе карбонатных пород вертикальная миграция становится доминирующей и может, в конечном счете, при отсутствии надежных экранов в разрезе привести к утрате значительной части УВ. Ни один из НГБ не охарактеризован значениями песчаности менее 20 и более 70% (см. рис. 2, б), что, по-видимому, одинаково хорошо обеспечивает

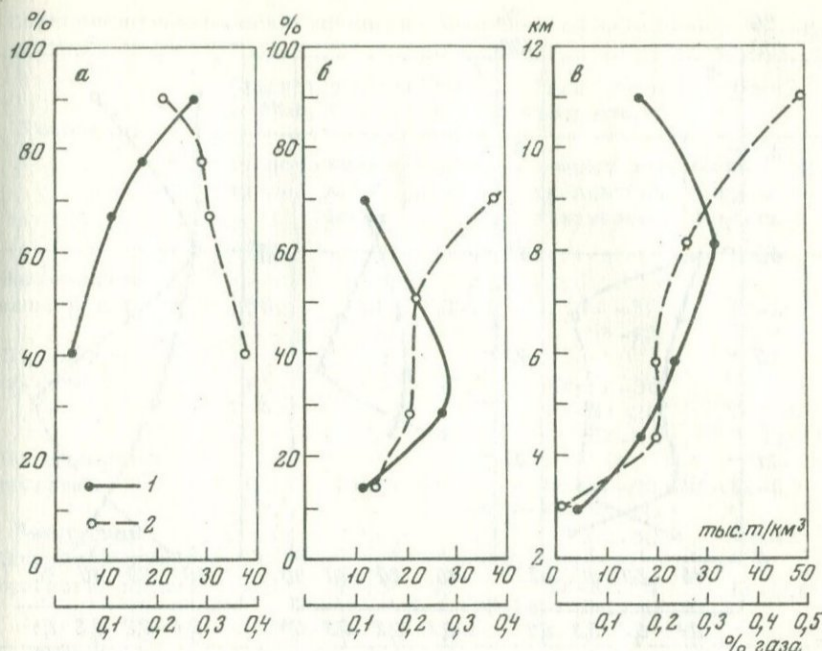


Рис. 1. Графики зависимости удельных запасов от степени мористости (а), объема осадков, залегающих глубже 2 км (б), максимальных мощностей отложений, выполняющих бассейн (в)

1 - кривая изменения удельных запасов (тыс. т/км³ - верхняя шкала); 2 - кривые изменения доли газообразных углеводородов (нижняя шкала)

и миграцию, и аккумуляцию. Более существенное влияние песчаность оказывает на содержание газов. При низкой песчаности газонасыщенность незначительна (10%); при повышении песчаности до 37% доля УВГ возрастает до 34%. При дальнейшем повышении песчаности (до 67%) доля УВГ снижается до 22%.

Выделяются четыре обобщенных тектонических типа бассейнов (НГБ): связанные с эпигеосинклинальными поясами; связанные с переходными областями; платформенных областей; эпиплатформенных орогенных областей. Условия миграции и аккумуляции в них различны. В геосинклинальных областях значительная латеральная миграция затруднена из-за неустойчивости толщ вкрест простирания. Тем не менее максимальные удельные запасы УВ характерны (см. рис. 2, в) именно для бассейнов, приуроченных к эпигеосинклинальным поясам (36 тыс. т/км³).

Значительно меньшие удельные запасы свойственны переходным областям (18 тыс. т/км³) и наименьшие - НГБ внутренних облас-

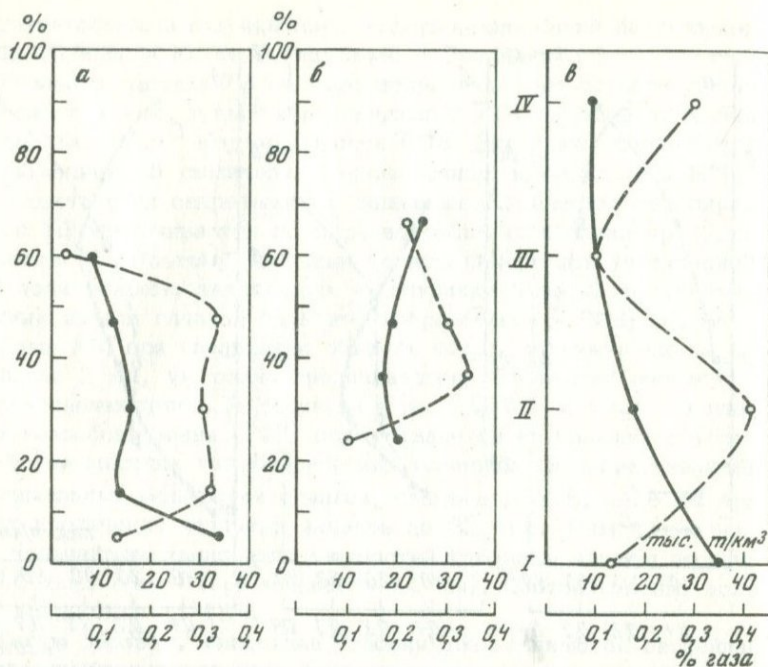


Рис. 2. Графики зависимости удельных запасов от доли участия карбонатных пород в строении разреза бассейна (а), доли участия песчаников в терригенной части разреза (б), тектонического типа бассейна (в).

Условные обозначения те же, что на рис. 1. I – бассейны геосинклинальных областей; II – бассейны переходных областей; III – внутриплатформенные бассейны; IV – бассейны эпиплатформенных орогенных областей

тей платформы (10 тыс. т/км³) и эпиплатформенных орогенных областей (9 тыс. т/км³).

Доля УВГ меньше всего в пределах НГБ, связанных с внутренними областями платформ (10%) и с эпигеосинклинальными поясами (13%). Большей долей УВГ характеризуются бассейны эпиплатформенных орогенных поясов (30%) и максимальной – НГБ переходных областей (41%). Ясно, что малая доля газа во внутренних областях платформ обусловлено малой глубиной погружения отложений, а в бассейнах эпигеосинклинальных областей – плохими условиями сохранности.

На условия консервации влияют многие факторы: тектонотип бассейна; мористость; карбонатность; песчанность, возраст вмещающего мегакомплекса, венчающего разрез НГБ.

Наихудшие общие условия сохранности наблюдаются в бассейнах подвижных поясов. Это выражается прежде всего в слабой газонасыщенности (см. рис. 2, в) геосинклинальных НГБ (12%). Однако в отношении нефти условия, существующие в данном типе бассейнов,

Тектонотип	Среднее значение показателей, %			Число случаев данного возраста, %	
	мористость	карбонатность	песчаность	возраст вмещающего мегакомплекса	возраст верхнего мегакомплекса
Эпигеосинклинальные пояса	80	6,2	52,4	Kz-57 Mz-43	Kz-100
Переходные области	81	28,5	39,3	Mz-Kz-36 Pz-Mz-28 Pz-36	Kz-75 Pz-25
Платформенные области	83	36,5	52	Mz-Kz-40 Pz-Mz-Kz-20 Pz-40	Mz-Kz-55 Pz-45
Эпи платформенные орогенные области	56	15,3	45	Mz-Kz-14 Pz-Mz-Kz-86	Kz-100

вполне удовлетворительны, что, видимо, определяется значительной мористостью отложений. Повышенное газосодержание (30%) в бассейнах, приуроченных к эпи платформенным орогенным областям, следует связывать не с хорошими условиями сохранности, а с особенностями условий генерации: значительный объем континентальных образований, свойственный этим областям, способствует интенсивному газообразованию. Таким образом, наилучшие условия концентрации нефти и газа в НГБ эпигеосинклинальных поясов имеют место при мористости 80% и более. В платформенных областях наилучшие условия сохранности залежей обеспечиваются в НГБ, разрез которых характеризуется незначительной карбонатностью (до 15%) и в большей мере сложен молодыми, мезо-кайнозойскими отложениями (см. таблицу).

Ориентируясь на эмпирические данные по распределению удельных запасов и газонасыщенности в НГБ, можно полагать, что наилучшие условия нефтегазообразования создаются в НГБ эпигеосинклинальных и переходных областей. Здесь вследствие большей скорости осадконакопления быстрее идут процессы захоронения ОВ и его преобразования. Более благоприятны здесь и условия миграции, хотя бы в отношении меньшей протяженности путей от области генерации до района аккумуляции. Однако по условиям аккумуляции эти НГБ не имеют больших преимуществ перед другими, и, наоборот, в платформенных НГБ условия аккумуляции становятся лучше (значительное число унаследованных ловушек, их хорошее экранирова-

ние, крупные размеры ловушек). Что же касается условий сохранности, то, очевидно, в платформенных областях они значительно благоприятнее. Именно с этим надо связывать главным образом то обстоятельство, что в платформенных НГБ в отложениях каледонского и герцинского мегакомплексов нередко присутствуют крупные месторождения нефти, а в пределах эпигеосинклинальных областей в отложениях этого возраста крупных залежей нет. Достаточно ярким свидетельством ухудшенных условий сохранности в эпигеосинклинальных областях является обилие в их пределах нефтегазопроявлений на поверхности. Из других показателей наиболее значительно влияет на условия сохранности возраст вмещающего комплекса. Вероятно, именно с этим связано резкое убывание выявленных запасов в древних по возрасту отложениях. С отложениями каледонского комплекса связано лишь 2% выявленных запасов, герцинского - 28%, а с отложениями альпийского - 70%.

Разумеется, проведенный анализ нельзя считать полным, хотя бы потому, что не оценена роль соленосных толщ, существенно влияющих на нефтегазоносность каледонских и герцинских бассейнов. Недостаточно учтены литологические особенности бассейнов. Тем не менее выявляемые эмпирические закономерности подтверждают правильность положенных в основу анализа и синтеза теоретических положений (Вассоевич, 1967; Неручев, 1969; Конторович и др., 1967; Успенский, 1970).

ABSTRACT

The conditions necessary for existence of hydrocarbons in earth crust can be characterised by a number of geological conditions. Analysis has been made for 35 basins over the world.

The scale of oil and gases generation can be expressed by ratio of marine and continental deposits, maximum thickness of sedimentary rocks in the basin, and volume of sediments submerged more than 2 km below sea level.

Conditions of migration and accumulation of hydrocarbons are depending on the composition and construction on sequence, which can be expressed in ratio of carbonates, ratio of sandstones and tectonical type of basins.

Conservation of oil and gas cool depends in great degree on the period of time since last significant submerge of the basin, on the age of oil and gasbearing formations, on the degree of the disturbance of sedimentary cover, on ratio of marine facies, on ratio of carbonates and on ratio of sandstones.

The theoretical treatments deal generally only with the separate stages. Empirical regularities serve as a base for union generation, migration and others ideas in a single system. These regularities don't contradict theoretical views.

Exposed quantitative regularities can be serve as a base for calculating the specific reserves of hydrocarbons and gas-oil proportion.

- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). - Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западной Сибири. - Труды СНИИГГИМС, 1967, вып. 50.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Изд. 2-е, доп. и испр. Л., "Недра", 1969.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования - один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества. - Геол. и геофиз., 1973, № 10.
- Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. Л., "Недра", 1970.

К. Б. МОКШАНЦЕВ, Е. И. БОДУНОВ, А. И. ИЗОСИМОВА, В. И. ФРОЛОВ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ¹

В геологическом разрезе восточной части Сибирской платформы выделяются три основных этажа нефтегазоносности: рифейско-нижнепалеозойский, среднепалеозойский и верхнепалеозойско-мезозойский.

Нижний этаж включает толщу пород мощностью 2-12 км (в перикратонных опусканиях), в основании которой (рифей, низы венда) преобладают терригенно-карбонатные, а в верхней части - карбонатные и галогенно-карбонатные отложения. Наиболее широко распространены вендские и нижнекембрийские отложения, которые в основном перспективны на нефть и газ.

Отложения второго этажа достоверно установлены в западной части Вилуйской синеклизы, в Тунгусской синеклизе и в отдельных районах Лено-Анабарского и северной части Предверхоанского прогибов. Представлены породы терригенными глинисто-карбонатными и карбонатными отложениями мощностью от десятков метров до 5-6 км с существенным развитием вулканогенных разностей в виде трапловых пластовых и секущих тел, туфов и туффигов. Выделение среднепалеозойских отложений в качестве потенциально-нефтегазоносного этажа основывается на общегеологических предпосылках.

Верхнепалеозойские и мезозойские отложения третьего нефтегазоносного этажа, мощность которых местами превышает 5-7 км,

¹ При подготовке статьи использованы материалы О.Н. Чалой, В.А. Каширцева, Ю.Л. Сластенова, К.Е. Колодезникова, А.Ф. Сафронова, А.К. Боброва, К.К. Макарова.

представлены почти исключительно терригенными морскими и континентальными отложениями.

Общая тенденция ранних этапов тектонического развития территории характеризуется постепенной сменой относительно активного тектонического режима в среднем протерозое – нижнем рифее эпиконтинентальной трансгрессией, захватившей огромную территорию в венд-рифейское время.

Потенциальные нефтегазопроизводящие возможности рифей-кембрийской толщи вверх по разрезу увеличиваются, что связано с более широким распространением ее верхней части, наличием пород, обогащенных органикой, и более благоприятной обстановкой.

Основные уровни, заметно обогащенные органическим веществом, в разрезах верхнего докембрия – кембрия различных районов, по-видимому, несинхронны. В пределах Патомского миеогеосинклинального бассейна рифейские отложения включают прослои темных углестых сланцев (балаганнахская свита). В органогенно-водорослевых известняках (молдоунская свита) присутствует до 2% бурого органического вещества (ОВ); содержат органику известняки и доломиты (каланчевская и долгинская свиты), а также некоторые другие породы рифей-вендской толщи. Из-за высокой степени катагенеза ОВ содержит ничтожное количество битумоидов, кероген же в этих разрезах специально не изучался. Одновозрастные отложения платформенных разрезов (некоторые свиты параллелизуются условно) содержат газо-, нефте- и битумопроявления, вплоть до промышленных притоков газа и полупромышленных притоков нефти.

В Учуро-Майском районе отмечаются толщи, сильно обогащенные ОВ, в том числе и битуминозного характера. Черные глинисто-известковистые горючие сланцы малгинской свиты содержат до 6% S_{org} . Битуминозны также породы верхов лахандинской и других толщ рифея Учуро-Майского района. В целом четко фиксируется обилие признаков битуминозности лишь в верхней части рифейского разреза (маллинская – кандыкская свиты). Подстилающие отложения (гонамская – омнинская свиты) включают лишь слабо битуминозные известняки и песчаники, генетическая принадлежность ОВ которых неясна.

Признаки нефтеносности верхов рифейского разреза весьма обильны и разнообразны. Помимо ОВ, находящегося в виде горючих сланцев, в карбонатных породах, обогащенных битумоидом, в разрезах содержатся светлоокрашенная нефть, включения вязкого битумоида по трещинам и кавернам.

Территория нижнепалеозойского поля северной части Якутской АССР (Анабарская антеклиз) изучена крайне недостаточно. Общее количество ОВ в породах здесь колеблется в пределах десятых – сотых долей процента. В разрезе также отмечены горизонты, где содержание S_{org} более 10% (куонамская свита). В ОВ резко преобладает нерастворимое остаточное вещество – кероген (70–95%).

На основании геологических факторов, а также изучения нерастворимой части ("остаточного") ОВ можно предположить, что с

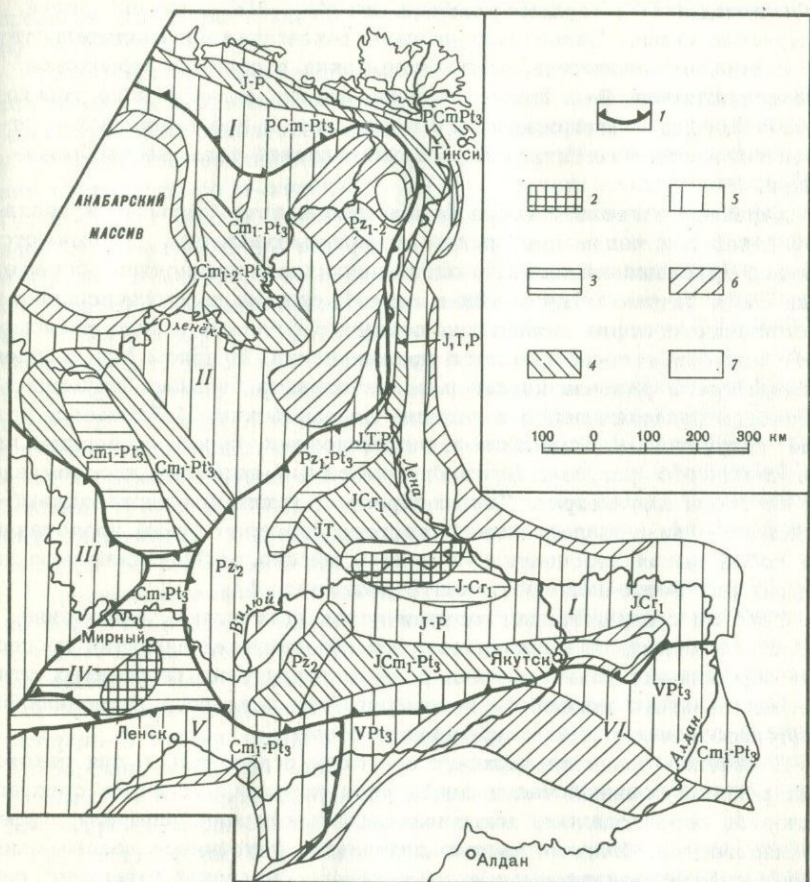


Рис. 1. Карта перспектив нефтегазоносности Западной Якутии. Составили А.К. Бобров, Е.И. Бодунов, К.Б. Мокшанцев и др.

1 - границы нефтегазоносных провинций и областей (I - Лено-Вилуйская, II - Анабарская, III - Тунгусская провинции, IV - Ботубинская область, V - Ангаро-Ленская, VI - Алдано-Ленская провинции); 2 - промышленно газоносные районы; 3 - территории высокоперспективные первой категории; 4 - территории высокоперспективные второй категории; 5 - территории перспективные; 6 - территории малоперспективные; 7 - территории бесперспективные. Стратиграфическими индексами указан возраст наиболее вероятных продуктивных горизонтов (до глубины 5000 м)

привязкой в угольной шкале рассеянное органическое вещество (РОВ) пород Анабарской антеклизы претерпело катагенез ("метаморфизм") от подстадий ПК, верхний кембрий, до МК₁-МК₂, нижний рифей, микунская серия. Палеотектонические реконструкции свидетельствуют о том, что мощность осадочного чехла в среднепалеозойское время достигала 5-6 км, поэтому на севере антеклизы не только самые нижние толщи осадочного чехла, но и все кембрийские отложения могли находиться в условиях главной фазы нефтеобразования.

Характер и геологические формы нахождения битумов и проявлений нефти в чехле Анабарской антеклизы различны. Отмечаются хорошо прослеживающиеся по площади породы, интенсивно обогащенные ОВ и битумом (куонамская свита), пласты с многочисленными проявлениями нефти, породы, насыщенные битумом в виде равномерного или пятнисто-полосчатого пропитывания. В целом для верхнедокембрийского разреза характерна значительно большая битумонасыщенность вендских пород в отличие от рифейских. Наблюдается четкая приуроченность наиболее битуминозных пород к верхней части вендского разреза. Этот битуминозный горизонт прослеживается на сотни километров. Таким образом, отложения верхнедокембрийского - нижнепалеозойского нефтегазоносного этажа представляют собой высокоперспективную толщу, широко распространенную на территории восточной части платформы (рис. 1).

Условия седиментации, геохимическая обстановка, накопление ОВ и его катагенез свидетельствуют об активном развитии процессов образования углеводородов (УВ) в терригенно-карбонатных отложениях верхнего докембрия и кембрия, что привело к региональной нефтегазоносности рассматриваемого этажа.

В течение среднего-верхнего палеозоя и мезозоя, а для некоторых районов большей части Анабарской антеклизы с конца среднего палеозоя перечисленные зоны нефтегазонакопления испытали дифференцированное, большей частью длительное устойчивое воздымание. Минеральные выполнения трещин и каверн различной генерации свидетельствуют о движении по трещинам высокоминерализованных, высокотемпературных вод. Эти процессы наряду с перекристаллизацией, уплотнением (для терригенных пластов) в значительной степени способствовали переформированию и разрушению залежей нефти и газа.

Относительно хорошо изучен в настоящее время промышленно газоносный Ботуобинский район. Нефтегазоносность его связана с двумя основными горизонтами - терригенным, приуроченным к низам вендских отложений, и карбонатным - аналогом осинского горизонта Иркутской области. Из обоих горизонтов получены притоки газа дебитом несколько сотен тысяч кубических метров, а из осинского, кроме того, получена нефть.

Газы месторождения, помимо метана, содержат до 10% тяжелых гомологов и до 8% азота. Характерно высокое содержание гелия (до 0,4%). Нефти Ботуобинского месторождения смолистые, серни-

тые. Содержание парафина вследствие его выпадения при испытании скважины в зависимости от условий отбора колеблется в широких пределах. По углеводородному составу нефти относятся к метановому типу.

При сравнении сингенетичных и эпигенетичных битумоидов и нефтей венд-кембрийских отложений Анабарской антеклизы установлено однотипное распределение n -алканов, образующих непрерывный ряд углеводородных соединений от C_{10} до C_{26} . Максимум распределения приходится на n -алканы C_{15} - C_{18} . Значения коэффициентов H_4/C_4 (0,75-1,09) свидетельствуют о высокой степени зрелости битумоидов сапропелевого ОВ и нефтей. Существенно иное распределение n -алканов в метаново-нафтеновых фракциях толбинской нефти. Здесь наблюдаются неравномерное распределение n -алканов, с максимумами на C_{15} и C_{21} , и преобладание нечетных алканов ($H_4/C_4=2,95$). По-видимому, такое своеобразное распределение n -алканов этой нефти обусловлено меньшей степенью катагенетической преобразованности ОВ нефтематеринских отложений. Палеотектонические построения свидетельствуют о том, что максимально возможная глубина погружения венда в пределах северного склона Алданской антеклизы (район р. Толбы) не превышала 1 км, тогда как палеоглубина погружения вендских отложений южного склона Анабарской антеклизы - не менее 3 км.

Среднепалеозойские отложения, составляющие средний потенциально нефтегазоносный этаж восточной части Сибирской платформы, изучены крайне незначительно и распространены фрагментарно. Палеотектонические реконструкции показывают, что среднепалеозойские отложения покрывали значительную часть рассматриваемой территории. В последующем в пределах областей воздымания (например, Анабарская антеклиза) эти отложения подверглись почти полному размытию, а на территориях, продолжавших погружаться, они оказались перекрытыми чехлом более молодых пород.

В западной части Вилюйской синеклизы и прилегающих участках среднепалеозойские отложения представлены песчаниками, пестроцветными мергелями, эвапоритами со значительным присутствием туфов и основных эффузивов. Большая часть отложений отвечает континентальным и лагунным фациям, породы морского генезиса имеют небольшую мощность. Общая мощность пород среднего палеозоя различна. В Кемпендяйской впадине она составляет несколько километров с широким участием каменной соли. В северных разрезах (Хатангский и Лено-Анабарский прогибы) увеличивается мощность морских глинисто-карбонатных и карбонатных отложений с развитием доломитовых и сульфатно-галогенных пород. Области морского осадконакопления располагались преимущественно в краевых зонах платформы; заливы, заходящие в виде языков в глубь платформы, характеризуются более широким развитием лагунно-континентальных образований.

В разрезах западной части Вилюйской синеклизы условия накопления и преобразования ОВ были неблагоприятны. Геохимическая

обстановка, судя по соотношению аутигенных индикаторов, изменялась от окислительной до слабо восстановительной. Содержание ОВ составляет сотые, редко десятые доли процента, битумоидов – от 5 до 40% (спиртобензольных больше, чем хлороформенных). В целом можно сделать вывод, что накопление осадков происходило в хорошо аэрируемых бассейнах. Общий низкий уровень концентрации ОВ не мог обеспечить широкого развития восстановительных процессов. По единичным определениям, элементарный состав битумоидов близок к сингенетичным битумоидам класса гумито-сапропелитов и сапропелитов на этапах ПК-МК₁ (Б-Д – по К.А. Черникову, И.А. Зеличенко, 1969). Отсутствие эпигенетичных битумоидов является, видимо, следствием незначительных катагенетических преобразований. Существенные признаки нефтегазоносности, достоверно связанные со средним палеозоем, неизвестны.

В истории развития Лено-Вилуйской провинции и прилегающей геосинклинальной области исключительно большое значение имеют интенсивное погружение территории и накопление мощной толщи пород, выделяемых под названием верхоянского комплекса. Мощность сохранившихся от размыва отложений в области геосинклинали более 10 км, а в пределах платформенной части (осевые зоны Вилуйской синеклизы и Предверхоянского прогиба) – до 4–6 км. Верхоянский комплекс характеризуется значительными вариациями обстановок осадконакопления – от нормально-морских до континентальных. Доля морских отложений возрастает в направлении от платформы к геосинклинали.

В породах перми, большей части юры и всего мела отмечаются включения углистого материала различного характера, а также пласты углей мощностью несколько метров. Это свидетельствует о широком развитии в разрезе континентальных фаций. Рассеянное ОВ в отложениях верхнепалеозойского-мезозойского комплекса имеет преимущественно гумусовый характер. Концентрированные формы ОВ представлены скоплениями углей различного петрографического состава и месторождениями УВ в виде битумов, нефти и газов.

Газовые месторождения и притоки нефти и газа приурочены к центральной части Вилуйской синеклизы – Холчагайскому поднятию и серии локальных складок до периферии Китчанского выступа. Наибольшие по запасам промышленные залежи связаны с верхней пермью, нижним триасом и нижней юрой. Месторождения содержат газоконденсатные залежи, количество конденсата сверху вниз увеличивается от 10–15 до 100–130 см³/м³. Во всех основных горизонтах отмечены нефтепроявления различного характера: от незначительных пленок до устойчивых притоков дебитом 10–15 м³/сут. По-видимому, можно предполагать нефтяные оторочки промышленного значения.

В составе газов описываемой территории присутствуют обычные компоненты – метан, его гомологи, углекислый газ, азот. Вниз по разрезу увеличивается количество тяжелых гомологов – до 14–16% в пермских горизонтах. Имеющиеся данные свидетельствуют о боль-

шой роли в формировании газовых залежей вертикальной миграции, вопрос относительно нефтей остается неясным.

Отложения верхнего палеозоя – мезозоя большей частью залегают (или залежали) в термобарических условиях, обусловивших проявление главной фазы нефтеобразования (Вассоевич и др., 1969). Основной продуцирующей толщей, на основе современных геохимических данных, считаются пермские отложения. Высокий потенциал имеет нижняя – средняя юра. Меньше масштабы генерации УВ в триасовых, нижнемеловых и верхнеюрских отложениях. Особенности геологического развития верхнепалеозойского – мезозойского седиментационного бассейна восточной части Сибирской платформы и прилегающей геосинклинальной зоны позволяют выделить два основных этапа формирования залежей нефти и газа.

Первый этап связан с доинверсионным периодом развития Верхоянской геосинклинальной зоны. Неравномерное погружение территории вследствие постепенного вовлечения в прогибание краевых частей привело к формированию региональной моноклинали, погружавшейся в сторону геосинклинального прогиба Верхоянской зоны. Накопление в восточных районах осадков большей мощности и выжимание вод из уплотнявшихся пород привело к формированию высоких напоров и созданию условий для движения этих вод и УВ в сторону платформы. Этому же способствовало и благоприятное сочетание в отдельных частях пермского, триасового и юрского разрезов регионально выдержанных пластов песчаников и глинистых пород. Фациальная неоднородность глинистых толщ, наличие литологических окон могли привести к гидродинамической связи различных водоносных комплексов и к вертикальным перетокам флюидов.

Второй этап характеризуется окончательным структурным оформлением современных зон нефтегазонакопления. В частности, в сводовой части Хапчагайского поднятия на этом этапе, судя по некоторым геохимическим показателям (сходство газов пермских, триасовых и юрских залежей по содержанию гелия, соотношению гомологов метана и изомерных форм бутана), формирование залежи шло за счет вертикальной миграции из пермских отложений. Данные по газонасыщенности пластовых вод Хапчагайского поднятия (отсутствие фазовых равновесий в системе растворенный газ – свободный газ) свидетельствуют также об образовании залежей в результате струйной миграции. Незначительные залежи нефти и нефтепроявления за контуром газоносности являются скорее всего продуктами разрушения газоконденсатных растворов, попадавших по мере движения в иные термодинамические условия.

Таким образом, особенности геологического развития северо-западного и частично южного бортов Вилуйской синеклизы позволяют рассматривать их в качестве региональных зон нефтегазонакопления. Высокие коллекторские свойства пород всех комплексов, сохранявшиеся в течение длительного периода, благоприятствовали аккумуляции здесь значительных количеств УВ, а региональное распространение триасовых и юрских покровов препятствовало их разрушению.

Состав нефтей и конденсатов по разрезу имеет следующие основные геохимические особенности. Нефти триасового возраста, полученные из нескольких горизонтов, достаточно сильно различаются: удельный вес 0,80–0,89; количество серы 0,01–0,3%; сумма смол от долей процента до 13%; алканы 1–22%. Преобладают метановые УВ при относительно высоком содержании ароматических структур. Конденсаты из пермо–триасовых пластов по углеводородному составу близки к нефтям, что рассматривается как указание на их генетическое единство.

Нефти нижнеюрских отложений характеризуются, в отличие от триасовых, большими удельными весами и аномальным содержанием ароматических структур. Это объясняется или генетическими различиями, или гипергенными изменениями нефтей, мигрировавших снизу.

В триасовых и пермских нефтях, а также в сингенетичных битумоидах пермских отложений различных районов провинции обнаружены нормальные парафины C_{11} – C_{32} . Видимо, гумусовая природа исходной органики для перми является региональной закономерностью, и триасовые нефти также, возможно, генетически связаны с пермской производящей толщей.

Интересные данные получены для отложений нижней юры. Сингенетичные битумоиды нижнеюрских отложений характеризуются неравномерным распределением n -алканов с максимумами на C_{17} – C_{18} и C_{24} – C_{25} , со смещением основного максимума в область относительно низкомолекулярных УВ. Это обусловлено, по-видимому, смешанным характером исходного ОВ и недостаточно высокой его зрелостью. Коэффициент nC_4/C_4 для всей фракции n -алканов синбитумоидов равен 1,44, для низкомолекулярных УВ еще более четко выражено преобладание нечетных атомов углерода (Брей, Эванс, 1962).

В разрезе верхнего палеозоя – мезозоя Лено–Вилуйской провинции и Верхоянской геосинклинальной области содержатся угли. Петрографический состав углей наиболее изученного разреза – Вилуйской синеклизы – разнообразен. Преобладает витринитовое вещество с примесью фюзинита и лейптинита, реже альгинита. В отдельных прослоях лейптинит составляет более 50% ОВ. В целом содержание восстановленных компонентов (альгинит, паренхит) вверх по разрезу понижается, а окисленных (фюзинит) – повышается. Эта закономерность отражает в какой-то степени изменение литофациального состава. Естественно предположить, что вверх по разрезу геохимическая обстановка для преобразования ОВ в нефтяные УВ ухудшается.

Угленосность в разрезе Якутии отмечается в среднем и верхнем карбоне, в нижней и верхней перми, в верхней юре, нижнем мелу, в палеогене и неогене. Верхнепалеозойские отложения восточной части Тунгусского бассейна обладают небольшой (около 200 м) мощностью, представлены они континентальными песчано–глинистыми образованиями с 5–7 линзовидными прослоями углей, не имею-

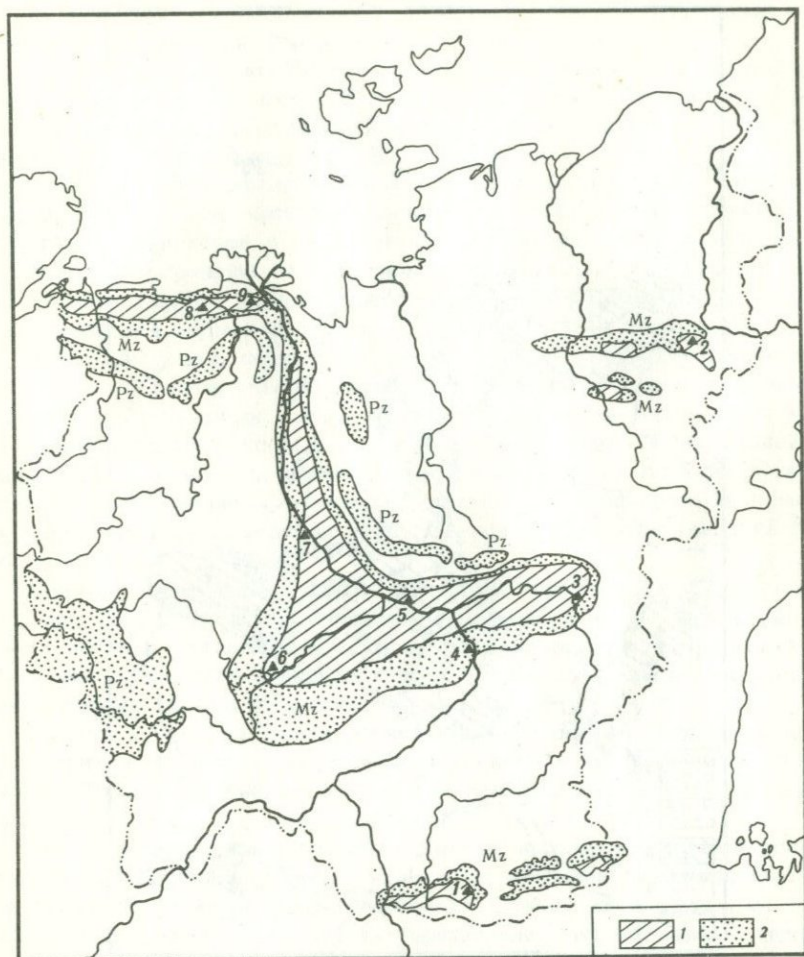


Рис. 2. Схема угленосных бассейнов Якутии. Составил В.И. Фролов

1 - площади с широким развитием угленосности; 2 - площади со слабой угленосностью. Цифрами на карте обозначены месторождения: 1 - Чульмаканское, 2 - Ханинское, 3 - Джебарики-Хая, 4 - Кангаласское, 5 - Сангарское, 6 - Кировское, 7 - Стрекаловское, 8 - Чай-Тумусское, 9 - Таймыльское

ших промышленного значения (рис. 2). Угленосность Южно-Якутского бассейна связана с отложениями нижней, средней, верхней юры и нижнего мела. Мощность угленосной толщи, представленной преимущественно песчано-алевритовыми образованиями, достигает 3,5 км, количество угольных пластов - более 50, в том числе рабочих пластов - 10.

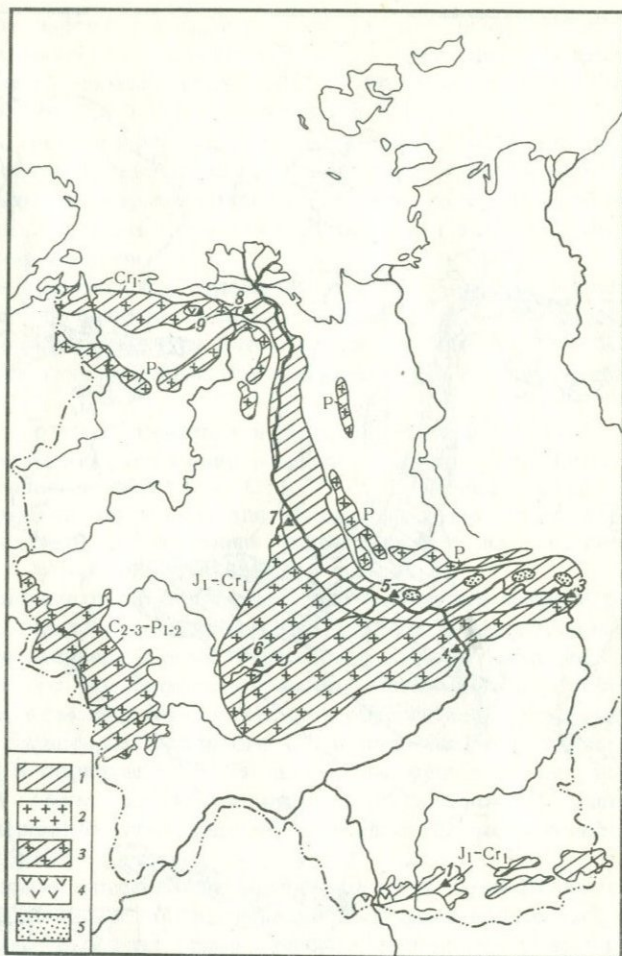


Рис. 3. Схема распространения различных типов углей Западной Якутии. Составил В.И. Фролов

Типы углей: 1 – витринитовый, 2 – витринито-фюзинитовый, 3 – чередование витринитовых и витринито-фюзинитовых углей, 4 – витринито-альгинитовый, 5 – витринито-лейптинитовый. Цифрами обозначены те же месторождения, что и на рис. 2

Верхнепалеозойские угленосные образования Западного Верхоянья приурочены к отложениям верхней перми мощностью 1–1,5 км. Здесь обнаружены несколько десятков маломощных угольных прослоев и линз. По петрографическому составу они витринитовые с примесью фюзинита. Изредка встречаются линзы сапропелитов (рис. 3). По степени катагенеза угли относятся к тощим и полуантрацитам (подстадии АК).

В заключение можно сделать следующие выводы о причинах совместного нахождения нефти, газа и углей.

Условия осадконакопления пермско-мезозойской толщи отражают циклическое развитие бассейна, в течение которого периодически возникали фациальные обстановки, благоприятные для накопления рассеянных и концентрированных форм органики.

Верхнепермская полифациальная, угленосная в верхней части толща характеризуется высоким содержанием РОВ преимущественно гумусового характера и наличием пластов углей. Углепроявления в перми распространены очень широко, но промышленный интерес они могут представлять лишь в единичных случаях. Нефтегазопроизводящий потенциал пермской толщи, по-видимому, был значителен.

Нижнетриасовая, преимущественно морская толща характеризуется, судя по геохимическим особенностям ОВ и обстановке осадконакопления, условиями, менее благоприятными для образования УВ.

Верхне-среднетриасовые отложения образовались в меняющейся фациальной обстановке, наиболее характерно для их состава присутствие грубообломочных разностей. Явные углепроявления не отмечены, хотя остатки каламитов и обугленный детрит указывают на близость суши.

Возможности толщи, с точки зрения образования УВ, неясны, но, видимо, незначительны. Основная причина этого, по нашему мнению, заключается в том, что регрессивная часть цикла, не имеющая горизонтов покрывок, была подвержена промыванию инфильтрационными водами на значительную глубину.

Нижняя и средняя юра в регионе имели морской генезис. Для них характерно появление углей в западной части Вилюйской синеклизы. Толща, безусловно, может рассматриваться как продуцирующая УВ.

Верхнеюрско-нижнемеловые отложения являются основной угленосной толщей района. Что касается ее возможностей, как продуцирующей УВ, то они вполне вероятны. Слабая изученность не позволяет более конкретно оценить перспективы верхней юры - нижнего мела, можно предположить, что из-за неблагоприятных условий сохранения залежи газа частично были разрушены. Своеобразное сочетание в разрезе фациальных обстановок привело к совместному образованию залежей угля и УВ. Второй причиной возникновения этого парагенезиса являются условия катагенеза пород и ОВ. Средние стадии катагенеза обеспечили генерацию УВ осадочными толщами и в то же время удовлетворительное качество горизонтов покрывок, что привело к сохранению залежей газа.

Район, подвергнутый большому "метаморфизму" и содержащий угольные пласты и промышленные месторождения, расположенный в виде полосы вдоль Верхоянского антиклинория и Южно-Якутской впадины, для поисков УВ неперспективен.

3 main oil- and gas-bearing complexes are distinguished within the eastern Siberian platform sedimentary cover: Upper pre - Cambrian - Lower Paleozoic, Middle Paleozoic and Upper Paleozoic - Mesozoic. The tectonic development of this area has led to its separation into a number of oil- and gas-bearing provinces: Anabar, Lena - Aldan, Angar - Lena, Lena - Viluy and Batuobya oil- and gas-bearing region. Commercial oil- and gas-fields are found in Batuobya and Hopchagai gasbearing regions. In both cases the deposits are the results of reformation and connected with one of the latest stages of hydrocarbon migration into gas and oil deposition zones. Succession of tectonic events shows that during the pre-inversion developmental stage of Verkhoyan trough, hydrocarbon migration towards the platform trough slopes and Viluy syncline was considerable. Hence, these regions are highly promising and may contain commercial oil deposits; Geochemical evidence indicates different genetic relations between the rocks organic matter and oils produced by them. Favourable facial composition of deposits, transformation conditions of scattered and concentrated forms of organic matter, metamorphism grade have resulted in concentrated location of the Lena - Viluy province caustobioliths. In vertical section commercial presence of coal aureole is upward shifted relative to hydrocarbon deposits.

ЛИТЕРАТУРА

- Бодунов Е.И., Изосимова А.Н., Каширцев В.А., Чалая О.Н. Нормальные алканы в сингенетических и эпигенетических битумоидах в разновозрастных отложениях восточной окраины Сибирской платформы. - Тезисы докладов четвертого семинара "Органическое вещество в современных и ископаемых осадках". М., 1974.
- Брей Э.Е., Эванс В.Д. Распределение нормальных алканов как ключ к распознаванию материнских отложений. - В кн.: Симпозиум по геохимическим подходам и опознаванию материнских пород нефти. Л., Гостоптехиздат, 1962.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования. - Вестн. МГУ, серия Геология, 1969, № 6.
- Конторович А.Э., Дробот Д.И., Преснова Р.Н. Нормальные алканы в нефтях венда и кембрия Сибирской платформы. - Геол. нефти и газа, 1974, № 5.
- Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Трушков П.А. Масштабы и особенности процессов нефтегазообразования в зоне катагенеза. - Труды СНИИГТИМС, 1974, вып. 193.
- Черников К.А., Зеличенко И.А. Геохимические критерии диагностики типов битумоидов. Л., "Недра", 1969.

О НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИИ В РИФЕЙСКО-ВЕНДСКИХ И НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ТОЛЩАХ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Позднекембрийские и нижнекембрийские отложения широко развиты на Сибирской платформе и являются одним из основных объектов нефтегазопроисследовательских работ. Большие масштабы нефтегазобразования в этих отложениях подтверждаются результатами балансовой оценки эмигрировавших и аккумуляровавших углеводородов (УВ), открытием нескольких месторождений промышленного значения (Марковское, Ярактинское, Средне-Ботуобинское и др.) и многочисленными битумо- и нефтегазопоявлениями в различных участках региона (Анциферов, 1974; Дробот и др., 1974; Баженова и др., 1972).

Рифейско-вендские и нижнекембрийские образования юга Сибирской платформы мощностью до 4 км расчленяются на три литолого-стратиграфических комплекса: терригенный, включающий рифейско-вендские образования (ушаковская свита, нижнемотская подсвита), терригенно-карбонатный и галогенно-карбонатный, объединяющие отложения венда (средне- и верхнемотская подсвиты) и всего нижнего кембрия (усольская, бельская, булайская и ангарская свиты). Изучение рассеянного органического вещества (РОВ) и газовых компонентов проводили по методике, изложенной в работе Д.И. Дробота и др. (1974).

Древним толщам региона свойственно низкое содержание органического вещества (ОВ), уменьшающееся от древних слоев к более молодым. Субкларковые содержания $C_{орг}$ в терригенном комплексе составляют 0,3–0,45%, в терригенно-карбонатном – 0,25 и в галогенно-карбонатном – 0,1–0,2%.

В общем балансе ОВ 76% приходится на рифейско-вендские отложения, из них 52% – в ухаковской свите. Наиболее низкие содержания ОВ отмечены в карбонатных породах осинского горизонта.

В терригенном комплексе максимум $C_{орг}$ наблюдается в зонах морской седиментации, особенно на участках, испытавших наиболее устойчивое погружение; минимумы связаны с пресноводными фациями и с зонами выклинивания отложений. Анализ распределения абсолютных масс $C_{орг}$ позволяет считать вендско-рифейские образования основным нефтегазопроизводящим комплексом. Расчеты показывают, что на их долю приходится около 80% эмигрировавших битумоидов, а следовательно, и нефти. Наибольших масштабов нефтегазобразование достигло в Прибайкальском прогибе и в зоне Ньюско-Джербинской депрессии.

РОВ вендско-рифейских и кембрийских отложений могло иметь изначально только сапропелевую природу. Г.М. Парпаровой установлено, что сапропелевое по своей природе ОВ в бедных толщах, претерпевших глубокие диагенетические преобразования, представлено микстинитоподобными микрокомпонентами с низким содержанием

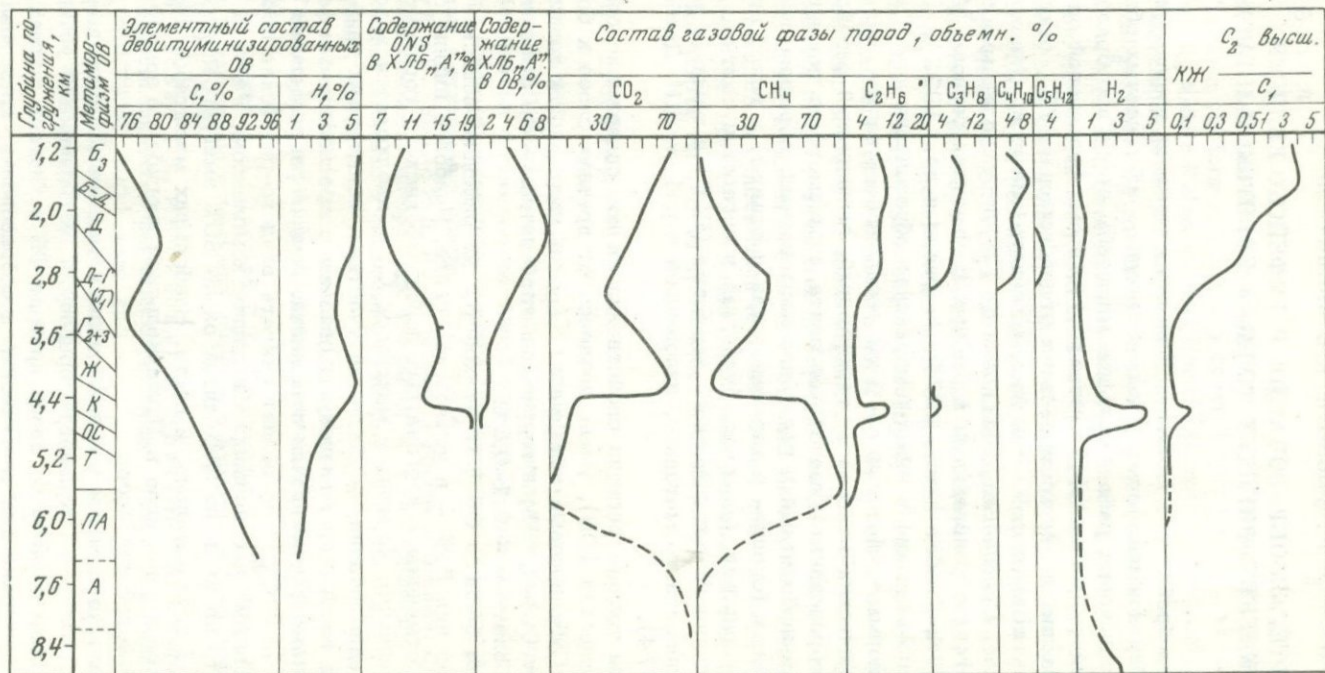


Схема вертикальной зональности процессов нефте- и газообразования в рифейско-вендских и нижнекембрийских толщах Сибирской платформы. Составил Д.И. Дробот (1974 г.)

водорода - 3,5-5,5% (Дробот и др., 1974; Конторович и др., 1974; Неручев и др., 1972).

Изучение изменений ОВ позволило установить ряд этапов катагенеза (см. рисунок).

Первый этап соответствует зоне на глубине¹ 1,2-2,1 км и охватывает прото- и самое начало мезокатагенеза (ПК₃-МК₁). Для герастворимой части ОВ (НОВ) в этой зоне отмечаются увеличение содержания углерода от 75 до 80%, потеря гетероэлементов, незначительное снижение содержания водорода и значительный выход летучих веществ.

Углеводородная часть газовой фазы (УВГ) на 45-75% представлена гомологами метана: этаном (максимум), пропаном, бутаном (минимум). С глубиной состав УВГ заметно изменяется: содержанию гомологов метана вначале увеличивается, достигая максимума (28%) на глубине 1,7 км, а затем уменьшается до 19% к концу этапа. Характер изменения газовой фазы ОВ, по-видимому, обусловлен, с одной стороны, повышением газопродуктивности ОВ в интервале 1,2-1,7 км, а с другой - началом эмиграции УВГ на глубине более 1,7 км.

Катагенетические изменения РОВ проявляются в увеличении доли хлороформенного битумоида (ХВ) от 5 до 10% в составе ОВ, повышении степени его нейтральности, обогащении УВ.

Второй этап отвечает началу раннего мезокатагенеза (МК₁) и проявляется в интервале 2,1-2,5 км. Отмечается дальнейшее незначительное повышение в элементарном составе НОВ углерода (от 80 до 81%), уменьшение содержания водорода и выхода летучих веществ (от 50 до 42%). В газовой фазе ОВ продолжает снижаться содержание СО₂ (до 47%) и увеличиваться доля метана (до 30%) и тяжелых углеводородных газов (до 23%). Соотношение гомологов метана в ряду этан - пентан практически не изменяется.

Битумоидная часть ОВ' начинает испытывать суммарное влияние как новообразований, так и миграций УВ. К концу этапа все больше фиксируется остаточных битумоидов с пониженным содержанием углерода и водорода. Начиная с глубины 2,3 км наблюдается незначительное уменьшение величины битумоидного коэффициента (β) - от 10 до 9% и слабое "покисление" состава ХВ. Изменяется молекулярная структура битумоида, что свидетельствует о нарастании степени его восстановленности.

В общем в интервале 2,1-2,5 км в основном происходит новообразование битумоидов и обогащение их УВ, продолжают формироваться УВГ. Эмиграция битумоидов из материнских пород развита ограниченно и ощутимо проявляется только к концу интервала.

Запаздывание миграции УВ из пород осадочного чехла юга Сибирской платформы, по-видимому, обусловлено низким исходным содержанием в породах РОВ и преимущественно карбонатным со-

¹ Здесь и далее указаны палеоглубины.

ставом разреза до глубины 3,5 км. Ранняя литификация карбонатных осадков и высокая их теплопроводность значительно уменьшали эффект теплового воздействия на РОВ и снижали скорость его катагенетического преобразования.

Третий этап относится к концу раннего мезокатагенеза (МК₂) в интервале 2,5–3,7 км. Он является переломным в геохимической эволюции РОВ пород, приводя к существенным изменениям в химическом составе керогена. В диапазоне глубин 2,5–3,7 км нормальный процесс карбонизации ОВ существенно нарушается и на общем фоне прогрессирующего нарастания катагенетической преобразованности НОВ характеризуется значительным снижением содержания углерода (до 76%), летучих компонентов (до 25%), некоторым уменьшением содержания водорода, кислорода и остаточным накоплением серы. В составе битумоида резко уменьшается количество углерода (от 80,5 до 76,5%), интенсивно накапливаются гетероэлементы (от 9 до 14,5%), в 4–4,5 раза снижается величина β . Вследствие деструкции основной массы керогена выделяется большой объем газообразных и жидких УВ. Остаточное ОВ уже почти полностью лишено липидных компонентов и мало отличается от гумусового материала.

В интервале 2,5–2,8 км в битумоиде увеличивается роль кислородсодержащих и ароматических структур. На глубинах 2,8–3,2 км битумоиды становятся более восстановленными. Они освобождаются от значительной части кислородсодержащих элементов. Все это, вероятно, является следствием преобладания процесса генерации над эмиграцией.

В интервале 3,2–3,6 км состав битумоидов вновь изменяется в сторону "покисления" и циклизации. В начале третьего этапа, до глубины 3,0 км, в газовой фазе продолжает снижаться содержание CO₂ (от 45 до 35%) и увеличиваться доля метана (до 50%). Затем, однако, интенсивность генерации CO₂ снова быстро увеличивается, а метана – снижается. В интервале глубин 2,8–3,3 км устанавливается преобладание УВ газов (55–65%) над CO₂ (35–45%). Коэффициент жирности УВГ изменяется от 0,43 до 0,05.

Фиксируемые на данном этапе катагенетического преобразования ОВ отчетливые изменения в составе дебитуминизированного остатка, битумоидной фракции и газовой фазы ОВ, а также значительное усиление генерации УВ газов в интервале 2,8–3,3 км позволяют выделить его в качестве главной зоны нефтегазообразования. В разрезе осадочного чехла юга Сибирской платформы она охватывает интервал глубин 2,5–3,7 км. С глубинами 2,5–2,8 и 3,3–3,7 км связаны первый и второй максимумы нефтеобразования, а с интервалом 2,8–3,3 км – значительное усиление газообразования и ослабление нефтеобразования.

Четвертый этап отвечает началу позднего мезокатагенеза (подэтап МК₃ и начало МК₄) и проявляется в интервале глубин 3,7–4,5 км. Состав ОВ снова резко меняется: возрастает содер-

жание углерода от 77 до 84% и уменьшается содержание гетероэлементов. Необычно увеличение концентрации водорода в 1,5 раза.

В компонентном составе газовой фазы установлено высокое содержание CO_2 (65–80%) и низкое – метана (15–30%) и этана (2%) при отсутствии пропана, бутана и пентана.

Содержание битумоида в ОВ пород на данном этапе практически не изменяется, но в интервале 4,0–4,5 км в битумоидах повышается содержание УВ, несколько уменьшается содержание спиртобензолных смол и значительно – асфальтенов. Это является следствием отсева кислых компонентов.

Пятый этап проявляется в зоне позднего мезокатагенеза в самом начале апокатагенеза (MK_4 – AK_1) в интервале глубин 4,5–5,5 км. В НОВ растет содержание углерода и снижается – гетероэлементов. ОВ почти полностью теряет полимерлипидные компоненты, что сопровождается генерацией значительного количества летучих веществ. В газовой фазе увеличивается доля метана (на глубине примерно 5,5 км – более 95%). Характерно уменьшение битуминозности ОВ до аномально низких значений (0,5–1%) и обогащение битумоидов гетерозементами (с 13 до 19,5%). Можно предположить, что в интервале 4,5–4,8 км на юге Сибирской платформы происходило вторичное незначительное усиление процессов нефтеобразования (преимущественно газоконденсатообразование).

Важной особенностью рассматриваемой катагенетической зоны является максимальное усиление интенсивности генерации метана. Она в 2 раза превышала интенсивность генерации метана, установленную в интервале глубин 2,8–3,3 км в конце мезокатагенетического этапа преобразования ОВ пород (MK_2).

На более высоких этапах катагенеза (AK_2 – AK_3) в интервале глубин 5,5–8 км намечается стабилизация состава НОВ. Начиная с глубины 5,5 км усиливается генерация углекислоты, содержание которой в газовой фазе ОВ на глубине примерно 7,5 км составляет более 95%. Интенсивность генерации метана резко снижается, и примерно на глубине 6,5–7,0 км генерация практически отсутствует.

О наличии определенной стадийности и глубинной зональности в развитии процессов нефте- и газообразования свидетельствует и характер распределения жидких и газообразных углеводородов в рифейско-вендских и нижнекембрийских отложениях. С верхней зоной глубин (1–1,8 км) в основном связаны непромышленные притоки УВГ, содержащих повышенное количество гомологов метана. На интервал 1,8–3,5 км приходится более 85% всех выявленных нефтепроявлений и промышленных притоков нефти и газа. С глубины более 3,8 км получены только притоки УВГ, имеющих метановый состав и мало конденсата. Это можно объяснить присутствием в интервале 4,5–5,5 км мощной зоны газообразования, с которой следует связывать развитие газовых и газоконденсатных залежей.

Существование определенной стадийности и глубинной зональности в развитии процессов нефте- и газообразования ранее отмечалось в работах А.М. Акрамходжаева, Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемир-

ского, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, В.А. Соколова, В.А. Успенского и др. Полученный в настоящее время геологический и геохимический материал по Сибирской платформе подтверждает принципиальную правильность их взглядов. Вместе с тем, представилось возможным конкретизировать особенности развития этих процессов в древних отложениях, содержащих низкоконцентрированные формы сапропелевого РОВ, претерпевшего глубокое диагенетическое преобразование.

ABSTRACT

In this paper are given the main results of distribution, accumulation and intensity of the diagenetic changes within the organic materials in the Vend-Riphean and Low Cambrian deposits in the south of Siberian platform.

The stages and deep zonality of oil-gas forming processes have been shown. The boundaries within the main oil-gas forming zone in interval - 2,5-5,7 km (long-fired-gas stages of metamorphism) and within the main gas forming zone in interval 4,5-5 km (coke-thin stages of metamorphism) have been revealed on the basis of the katagenetical changes of the residual organic matters, bitumoid fraction and gas phase of organic matters.

The stage character within the main oil-gas forming zone has been established. Two cycles of the intensive oil forming (depths 2,5-2,8 km - 3,3-3,7 km) are pointed out within this zone and they are separated by the interval of the increased gas forming process (depth - 2,8-3,3 km). Gas forming processes during the semianthracite-anthracite stages are completed by the zone of CO₂ generation. It has been shown that the sapropelic organic matters of the ancient deposits that are low concentrated and strong oxidized during the diagenesis generate hydrocarbonaceous gases, which according to their composition take the position between gas components of organic materials of sapropelite and sapropelite-humite.

ЛИТЕРАТУРА

- Анциферов А.С. Нефтегазоносность нижнекембрийских и вендских отложений и эффективность нефтегазопосковок работ в Иркутском амфитеатре. - Сов. геология, 1974, № 11.
- Баженова Т.К., Дробот Д.И., Кашенко С.А., Конторович А.Э., Макаров К.К., Преснова Р.Н. Нафтиды и перспективы нефтегазоносности кембрия Сибирской платформы. - Труды СНИИГГИМС, 1972, вып. 139.
- Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы. М., "Недра", 1974.
- Конторович А.Э., Данилова В.П. Нефтегазообразование в угленосных осадочных толщах (на примере мезозойских и палеозойских отложений юга Западной и Средней Сибири). - Труды СНИИГГИМС, 1973, вып. 167.
- Конторович А.Э., Богородская Л.И., Мельникова В.М. Анаэробные превращения органического вещества в древних морских осадках. - Изв. АН СССР, серия геол., 1974, № 9.

Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др. Нефтепродвижающие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. - Труды СНИИГТИМС, 1967, вып. 50.
Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Файзуллина Е.М., Жукова А.В. Формирование вещественного состава и процессы катагенного преобразования рассеянного органического вещества пород. - Труды ВНИГРИ, 1972, вып. 310.

П. Н. КРОПОТКИН, Б. М. ВАЛЯЕВ

РАЗВИТИЕ ТЕОРИИ ГЛУБИННОГО (НЕОРГАНИЧЕСКОГО И СМЕШАННОГО) ПРОИСХОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

СОСТОЯНИЕ ТЕОРИИ ГЛУБИННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ К КОНЦУ 1960-х ГОДОВ

Основы теории глубинного эманационного происхождения нефти были заложены в XIX в. Д.И. Менделеевым, М. Бертелло и В.Д. Соколовым. В последние десятилетия в ее разработке участвовали в СССР Н.А. Кудрявцев (1951, 1963, 1973), В.Б. Порфирьев (1967, 1971), Н.С. Бескровный, И.В. Гринберг, В.А. Горин, Г.Н. Доленко, А.И. Кравцов, П.Н. Кропоткин (Кропоткин, 1955; Кропоткин и др., 1971), В.Ф. Линецкий, В.Ф. Никонов, Г.В. Рудаков, Э.Б. Чекалюк (1971), в США - С. Поннамперума, в Англии - Г. Мюллер (Muel-ler, 1964), Р. Робинсон (Robinson, 1966) и другие исследователи. Поскольку работы, проводившиеся в СССР в этом направлении, мало известны в других странах (Porfir'ev, 1974), имеет смысл сначала кратко охарактеризовать результаты, полученные к концу 60-х годов (Материалы дискуссии..., 1955; Проблемы происхождения нефти, 1966; Калинко, 1964).

Аргументация в пользу глубинного неорганического или смешанного происхождения нефти основывается как на закономерностях региональной и вертикальной (по стратиграфическому разрезу) локализации углеводородов (УВ) и особенностях химизма нефти и газа, так и на отсутствии в ряде случаев тех условий, которые необходимы с альтернативных позиций, т.е. с позиций теории биогенного (органического) происхождения нефти. Несмотря на детальную разработку некоторых положений органической теории (Н.Б. Вассоевич и др.), пока все же нет удовлетворительной модели процесса, при котором примесь биогенных углеводородов, рассеянных в твердых зернах органического вещества (ОВ) осадочных пород, могла бы быть экстрагирована, перемещена и аккумулярована в залежах.

В результате физико-химических исследований получены доказательства образования основных компонентов нефти при температуре не ниже 100-150°C (А.В. Фрост, С.Н. Обрядчиков, А.А. Петров)

в резко восстановительной обстановке¹. Такие температуры не достигаются в пределах осадочного чехла большинства нефтеносных районов на докембрийских платформах (Восточно-Европейской, Северо-Американской, Африканской) и более характерны для кристаллического фундамента. Уже давно отмечалось, что присутствие в метеоритах битумов (до 5% в углистых хондритах), водорода и метана и наличие метана и этана в атмосферах спутников Сатурна и Юпитера (который на 90% состоит из жидкого водорода) указывает на возможность содержания значительных количеств водорода и углеводородов в недрах Земли. Если вынос H_2O в процессе дегазации привел к образованию океана, то и вынос углеводородов мог создать значительные их концентрации вблизи путей вертикальной миграции газов.

Распределение нефти и газа не обнаруживает той корреляции с территориальным размещением осадочных толщ, богатых органическим веществом, которую следовало бы ожидать, если бы преобразование биогенной органики в залежи нефти происходило под действием таких универсальных причин, как общее повышение температуры и циркуляция подземных вод. Масштабы концентрации УВ в месторождениях-гигантах в Канаде, на Аляске, Ближнем Востоке, в Алжире совершенно не соответствуют количеству органики в нижележащих слоях и скорее могут быть связаны с неравномерностью глубинных эманационных процессов, что также характерно для формирования гигантских эндогенных рудных месторождений.

Нередко, например, в Днепровско-Донецкой впадине, Куйбышевском Поволжье, Западной Сибири, в некоторых районах США (подземный хребет Немаха, зона Мексика-Талько), наблюдается связь месторождений нефти и газа с флексурно-сбросовыми зонами, с глубинными разломами, которые могут рассматриваться как пути вертикальной миграции углеводородов (Кудрявцев, 1963; Кропоткин и др., 1971; Гаврилов, 1972).

Распределение залежей нефти, газа и газоконденсатных месторождений по стратиграфическому разрезу во всех нефтегазоносных районах, так же как присутствие битумов и нефтепроявлений в породах фундамента, указывает на сквозной характер восходящей миграции и на глубинный источник углеводородов. Известны залежи нефти в песчаниках, покоящихся непосредственно на гранито-гнейсовом докембрийском фундаменте платформ (в кембрийской формации Риган в США, в девоне Поволжья). Как правило, нефть обнаруживается значительно ниже тех стратиграфических горизонтов (например, битуминозных верхнедевонских сланцев в Поволжье, майкопской свиты на Северном Кавказе), которые считались основными нефтематеринскими свитами. Изучение проблемы происхождения жизни на Земле (нефть — из остатков жизни или жизнь — из субстанции типа нефти, которая в глубоком докембрии должна была

¹ Температура главной фазы нефтеобразования, по Н.Б.Вассоевичу, 70–115°C.

существовать в этом случае в значительном количестве у поверхности и иметь неорганический генезис) также давало некоторые аргументы в пользу abiогенного происхождения нефти (Кропоткин, 1965).

Одновременно с ортодоксальной неорганической теорией развивались представления о том, что УВ нефтяных залежей имеют смешанный генезис, т.е. образуются в результате взаимодействия биогенного ОВ, рассеянного в фундаменте, с газами (CH_4 , H_2) глубинного происхождения (Туаев, 1968; Мехтиев, 1969; С.А.Захаров). ОВ осадочных пород, погруженных на значительную глубину (более 6–10 км), несомненно, отделяет под влиянием температуры и давления газы (CH_4 , CO_2), которые также играют роль в процессах образования месторождений (Соколов, 1965, 1966). Таким образом, уже довольно давно стало ясно, что концепция, предполагающая смешанное или глубинно-биогенное происхождение углеводородов, также должна учитываться при разработке достаточно объективной теории, охватывающей все стороны процесса нефтеобразования (Двали, 1967; Кудельский, Лукашев, 1974).

НОВЫЙ ЭТАП В РАЗВИТИИ ТЕОРИИ ГЛУБИННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Новый этап в развитии теории глубинного происхождения нефти и газа отмечен сближением позиций сторонников неорганической и органической теорий. Ученые, придерживавшиеся концепции об органическом происхождении нефти, обратили сейчас большее внимание на глубинные источники УВ (связанные с трансформацией биогенного ОВ в "жестких" условиях довольно высоких температур и давлений) и определяющую роль восходящей, вертикальной миграции, в том числе миграции в газовой фазе по глубинным разломам (Гаврилов, 1972). Это было связано с детальным исследованием ОВ, рассеянного в породах докембрийского кристаллического фундамента (А.В.Сидоренко, С.А.Сидоренко, 1970), с обнаружением больших притоков нефти (200–2500 т/сут) на глубине 4300–5400 м в Грозненском районе (верхний мел), Краснодарском крае (эоцен Левкинского месторождения, верхняя юра) и Волгоградской области (девон) в СССР; на глубине до 6605 м (в море у побережья Луизианы, эоцен) в США и открытием нефтяных месторождений в глубоко залегающих толщах палеозоя Западной Сибири (Трофимук, 1975).

Одновременно значительный прогресс, достигнутый в изучении флюидно-газовой фазы глубоких недр Земли (нижние горизонты коры, верхняя мантия), аномально высоких пластовых давлений в ряде нефтегазоносных районов (Кропоткин, Валяев, 1965; Аникиев, 1971) и тонких особенностей химизма нефтей (содержание порфиринов и их генезис, соотношение четных и нечетных алканов, изотопия углерода), способствовал получению новых убедительных до-

казательств глубинного эманационного происхождения УВ, формирующих залежи нефти и газа.

Остановимся более подробно на каждом из этих пунктов.

1. Изучение газово-жидких включений в минералах горных пород, образовавшихся на большой глубине (Ю.А. Долгов, И.А. Островский), и экспериментальное и теоретическое исследование термодинамики минералов и флюидно-газовой фазы (Маракушев, Перчук, 1974; Л.Н. Когарко) позволяют сейчас с полной определенностью говорить о глубоких недрах Земли как крупнейшем источнике УВ — от метана до высокополимеризованных соединений — и свободного водорода. По современным геохимическим представлениям, основанным на сейсмологических данных и на экспериментах с давлением до 350 кбар, недифференцированное вещество мантии — пиrolит — по составу ближе всего к углистым метеоритам (хондритам, содержащим графит и битумы; А. Рингвуд).

Выяснилось, что с глубиной, с переходом в нижнюю часть коры и в мантию, быстро уменьшается парциальное давление кислорода и наступает резкое преобладание сильно восстановленных газов — УВ, СО, свободного водорода. Высокое содержание углеводородных газов характерно, в частности, для минералов щелочных пород наиболее глубинного происхождения (агпайтовая магма). Еще глубже, на глубинах 150–200 км, флюидно-газовая фаза представлена азотом (примесь которого обычна в алмазах глубинного происхождения) и водородом, углерод же присутствует главным образом в твердой фазе (графит, алмаз). Свободный водород выносится в больших количествах по глубинным разломам в Исландии (В.И. Кононов, Б.Г. Поляк и др.), до 10% водорода присутствует в метановых газах глубоких горизонтов нефтяных месторождений Кавказа и других районов. Поскольку этот глубинный газ легко окисляется в биосфере (Вернадский, 1933), его появление указывает на связь нефтяных месторождений с каналами глубинной миграции газов, происходящих из мантии.

В верхних частях мантии и в коре расположена зона, в которой термодинамически устойчивы УВ, СО, H_2O , H_2 ; давление здесь способствует образованию и сохранению УВ. Напротив, увеличение температуры, так же как и возрастание окислительного потенциала (т.е. фугитивности O_2 , что характерно для осадочных пород, продуктов их метаморфизма и для гранитной магмы), ведет к разложению УВ и образованию CO_2 и H_2O . Таким образом, антагонизм магматических, вулканических процессов и процессов нефтегазообразования, связанных с подъемом глубинной флюидно-газовой фазы, получает простое объяснение.

Только в тех случаях, когда реализуется "холодный" вариант дегазации, т.е. когда на пути движения глубинных УВ нет ни магматических очагов (в особенности — кислой магмы), ни сильно прогретых слоев, залегающих на небольшой глубине, они не подвергаются разложению и накапливаются в осадочном чехле и в трещиноватых породах фундамента, в зависимости от наличия под-

ходящих резервуаров и покрышек. Таким образом, резко восстановительная обстановка с обилием УВ или H_2 во флюидно-газовой фазе характерна для 99% объема нашей планеты. Для образования и сохранения УВ в общем наименее благоприятны по окислительно-восстановительному потенциалу верхние слои осадочного чехла земной коры, в которых содержатся воды, богатые O_2 и CO_2 и минералы с Fe, Mn, S и другими элементами в высоких степенях валентности и окисления (Вернадский, 1933).

2. Газовая фаза, содержащаяся в порых и в рассеянном, растворенном состоянии в твердом веществе кристаллического фундамента и более глубоких слоев Земли, находится под геостатическим давлением. Лишь в самых верхних слоях, составляющих менее 1% объема планеты, давление газа в поровой жидкости снижено, благодаря циркуляции вод в проницаемых породах, до величины гидростатического давления воды. Таким образом, пластовое давление, которое до глубины 2-4 км составляет примерно 40-50% величины литостатического (геостатического) давления, следовало бы называть давлением аномально низким, в отличие от геостатического давления, характерного для 99% объема Земли.

Имеется резкий градиент давления газовой фазы в зоне перехода от глубинного геостатического к поверхностному гидростатическому давлению в интервале глубин от 3 до 12 км. Если происходит интенсивная дегазация и глубинные сжатые газы выносятся вверх, то изобарические поверхности, т.е. поверхности равного давления во флюидно-газовой фазе, поднимаются на более высокий уровень. Таким образом возникают локальные зоны повышенного пластового давления, приближающегося по величине к литостатическому, которое соответствует нормальному распределению давления внутри Земли. Во многих случаях очевидна связь аномально высокого пластового давления (АВПД) с путями миграции глубинных газов (Кропоткин, Валяев, 1965; Аникиев, 1971).

Процесс подъема глубинных сжатых газов отчетливо проявляется в выбросах метановых газов при извержениях грязевых вулканов (Горин, Буниат-заде, 1971). При этом выносятся обломки пород, залегавших на глубине 6-8 и даже 10 км. На грязевом вулкане Лок-Батан в окрестностях Баку пластовое давление снижено до минимума на глубинах до 2000 м в связи с откачкой нефти, которая производится с 1930 г. Тем не менее извержения вулкана регулярно повторяются через несколько лет, по-видимому, за счет резервов сжатого газа, находящегося на большой глубине.

Следы глубинного эманационного потока особенно отчетливо устанавливаются по геотермическим аномалиям (некоторые месторождения Куйбышевского Поволжья и Белоруссии) и особенно по аномалиям пластового давления. Пластовое давление и особенно газонасыщенность вод убывают в латеральном направлении по мере удаления от контура нефтегазоносности. Зоны АВПД во многих случаях связаны, по-видимому, с поднятием глубинных сжатых газов, происходившим в недавнем геологическом времени и порой продол-

жающимися и в современную эпоху. Вследствие циркуляции пластовых вод давление бывает снижено до нормальной величины в более проницаемых, пористых слоях, тогда как в менее проницаемых слоях (глины, соль) АВПД нередко сохраняются до настоящего времени.

Гипотезы, связывающие АВПД в глинистых слоях с процессами уплотнения самих пород (при диагенезе и пр.), не выдерживают количественной проверки. Во-первых, процесс уплотнения глин длится 10^6 - 10^7 и более лет - срок, за который даже при минимальной проницаемости вся избыточная жидкость или газовая фаза должна была бы удалиться путем фильтрации и диффузии в соседние пласты (Соколов, 1965). Во-вторых, за пределами зон интенсивного внедрения глубинных газов такие же глины повсеместно подвергаются уплотнению, но никакие аномальные давления в них обычно не обнаруживаются.

3. Детальные исследования не подтвердили распространенное мнение о том, что биогенное происхождение нефти доказывается присутствием в ней таких соединений (порфирины, оптически активные компоненты), которые характерны для остатков живого вещества. Изучение органического вещества углистых метеоритов показало, что в них присутствуют многие органические соединения, которые еще недавно считались типичными "биометками". Было показано также, что порфирины синтезируются из несложной смеси метана, аммиака, водорода и воды гораздо легче, чем из их "биохимических предшественников" - гемоглобина или хлорофилла (Кальвин, 1971). Легко синтезируются и изопреноиды.

Нефть отличается от оптически активных продуктов живого вещества по знаку (направлению) вращения плоскости поляризации. В то время как биогенные органические соединения всегда характеризуются вращением плоскости поляризации влево, природная нефть, за редким исключением, обладает слабым правым вращением. Отдельные фракции нефти имеют то правую, то левую форму оптической активности, причем наибольшей активностью обладают фракции с температурой кипения выше 250°C , а из углеводородов - нафтеновые. Легкая метановая нефть вообще оптически неактивна, т.е. содержит левые и правые формы (энантимеры) в равном количестве. При абиогенных синтезах в зависимости от термодинамических условий могут возникать как более простые, оптически неактивные, так и более сложные (высокомолекулярные), оптически активные (правые и левые формы) органические соединения (Г.Е. Бойко, Е.И. Клабуновский).

4. По соотношению алканов (C_{2n+2}) с четным и нечетным числом (n) атомов углерода в высокополимеризованных разностях нефть также существенно отличается от биогенной органики. В то время как в биохимическом веществе нечетные алканы преобладают над четными (в особенности при $n = 24-32$), в нефтях четные и нечетные алканы содержатся приблизительно поровну или даже преобладают четные (как в нефти кальдеры вулкана Узон; Бескровный и др., 1974). В искусственно синтезированных смесях УВ соот-

ношение четных и нечетных алканов сходно с тем, которое характерно для нефти. Это рассматривается как критерий, указывающий на ее неорганическое происхождение. Однако и в УВ абиогенного генезиса может получаться в зависимости от условий синтеза и миграции преобладание нечетных алканов, отмеченное, например, И.С. Старобинцем (1974) для конденсатов.

5. По отношению изотопов углерода C^{13}/C^{12} нефть и тяжелые нефтяные битумы (асфальтиты и пр.) обнаруживают разброс значений, приблизительно соответствующий соотношению C^{13}/C^{12} в органическом веществе метеоритов. Горючие газы характеризуются более легким углеродом, что вполне соответствует принципам фракционирования изотопов при разделении легких и тяжелых молекул УВ в глубинном эманационном потоке.

Здесь можно напомнить, что еще В.И. Вернадский писал, что "далеко не всегда углеводороды связаны с жизнью... Именно для метана исключительная связь с жизнью сомнительна, так как этот легкий газ имеет свойства, напоминающие водород. Известные его синтезы в лаборатории чрезвычайно разнообразны и часто независимы от органических соединений. Аналогичные процессы должны идти в магме... Наши представления о термодинамических и химических условиях глубин нашей планеты заставляют нас видеть в них среды, благоприятные для устойчивости, для существования водородистых тел" (Вернадский, 1933, стр. 133).

6. Исследование термодинамических равновесий между различными углеводородными компонентами не только подтвердило прежние выводы о сравнительно высокотемпературном генезисе нефти (100–350 °С), но позволило по некоторым равновесиям поднять оценку температуры до 450 °С (Д. Россини). Такие температуры характерны для нижней части земной коры. Эксперименты проводились при атмосферном давлении; если же принять более высокие давления, то температура соответствующих равновесий будет значительно более высокая (Чекалюк, 1971). Отметим, что и синтезы углеводородных смесей по методу Фишера – Тропша ведутся при температурах 350–400 °С.

7. Благодаря детальному изучению палеогеографии и стратиграфического разреза докембрийских и эпипалеозойских платформ может быть определена палеогидрогеологическая обстановка в периоды, соответствующие времени формирования их осадочного чехла. Она обычно оказывается несовместимой с представлениями о "сингенетичном" образовании нефти в течение времени, близкого ко времени отложения самих нефтеносных слоев. Дело в том, что многочисленные перерывы в осадконакоплении (от 5 до 30) на различных платформах (Яблоков, 1973), зафиксированные в разрезе осадочного чехла платформ, сопровождались подъемом их территории и промывкой на некоторую глубину всех проницаемых комплексов. Такая промывка должна была привести к уничтожению ранее сформированных нефтяных и газовых залежей, находившихся на глубине до нескольких сот метров под дневной поверхностью, которая фик-

сируется сейчас как поверхность стратиграфического перерыва, несущая следы размыва, образования кор выветривания и пр. (Кропоткин и др., 1971).

Образование скоплений УВ оказывается значительно более поздним, чем формирование вмещающих пород. Залежи нефти и газа эпигенетичны и большей частью по условиям сохранности и позднему времени образования полной амплитуды ловушек должны иметь молодой ($N - Q$) возраст.

Общность некоторых черт химизма и постоянство изотопного состава углерода нефтей по всему разрезу (колебания δC^{13} обычно только 0,2–0,4%) в пределах любого нефтеносного района, несмотря на существенные различия в компонентном составе, в окисленности и сернистости нефтей, свидетельствуют о генетическом единстве нефтей каждого района, о вертикальной миграции УВ и их эпигенетичности в залежах. Большой диапазон вертикальных перетоков подтвержден на материалах по Западной Сибири, Волго-Уральской области, территории Туранской и Скифской плит в работах К.Б. Аширова, Р.И. Быкова, В.П. Гаврилова, Н.А. Крылова, Н.Д. Кованько, В.Д. Наливкина и др. (1965), В.Ф. Раабена и многих других исследователей.

Связь месторождений с разломами и флексурно-сбросовыми зонами была прослежена и обсуждалась с различных точек зрения в работах Р.Н. Валеева по Русской плите, В.Т. Воловика, В.П. Гаврилова (Гаврилов, 1972), Б.С. Черноброва и многих других исследователей по молодым, палеозойским платформам Западной Сибири, Средней Азии и Предкавказья.

ВЫВОДЫ

Таким образом, по мере более детального изучения химизма и изотопии нефтей, связей нефти и газа с зонами аномально высокого давления и выяснения геохимических особенностей процесса дегазации Земли обнаружилось много новых фактов, подтверждающих концепцию глубинного эманационного происхождения УВ. Помимо уже указанных нефтяных месторождений, известных на глубине от 4,3 до 7,5 км (причем нефть в непромышленных количествах была встречена на еще более значительной глубине – 7620 м в ордовике Северо-Американской платформы), за последнее время обнаружен ряд газовых и газоконденсатных залежей на глубинах от 4,5 до 7 км. В Пермском и Западном внутреннем бассейнах США на такой глубине открыто более 70 месторождений, в том числе весьма крупные Гомец и Пакетт. В Оклахоме добыча газа ведется с глубины 7482 м (месторождение Мейфилд). Эманационная теория позволяет предполагать наличие газоконденсатных месторождений на глубинах до 12–15 км в низкотемпературных нефтегазоносных провинциях (Апшеронской, Западно-Туркменской, Прикарпатской, а также на шельфе ряда морей).

Вероятно, к исходному составу смеси глубинных УВ, формирующих нефтяные месторождения, стоят ближе всего газоконденсатные залежи. Миграция сжатого газа из глубины, по-видимому, всегда является процессом неравномерным, импульсным (иногда, возможно, связанным с сейсмичностью) независимо от того, будут ли это выбросы из вулканов так называемого байдансанского типа, извергающих газ без лавы или с небольшим ее количеством, или описанный выше "холодный" процесс дегазации.

Одна из возможных моделей образования нефтяного месторождения предполагает, что первоначально происходит быстрый подъем сжатых газов, прорвавшихся с глубины в осадочный чехол. Эти газы (метан и др.) содержат в растворе тяжелые УВ. В первый момент конденсация тяжелых УВ с образованием нефти еще не происходит, так как вторгшийся газ создает вокруг себя зону аномально высокого давления. Но очень скоро начинается конденсация, и в результате образуется нефтяная залежь под большой по объему газовой шапкой. Затем начинается более медленный процесс диссипации, утечки этого газа. Следы газового потока устанавливаются по изменению состава биогенной органики в слоях, залегающих над месторождением (обогащение Н), и состава глинистых минералов (восстановительный эффект), а также по реликтам АВПД в глинистых толщах.

Сконденсированный остаток долго сохраняется в виде нефтяной залежи. Присутствие примесей CO_2 , CO , NH_3 , H_2S в первоначальной газовой смеси приводит к образованию первичных окисленных, азотистых (в том числе порфиринов) и сернистых соединений в нефти. Находясь в слоях осадочных пород в течение тысячелетий, нефть заимствует O , N и S также из пластовых вод, растворяет часть содержащихся во вмещающих породах биогенных веществ (порфирины и пр.) и подвергается метаморфизму и окислению под действием бактерий. Тем не менее основной состав нефти несет следы зарождения первичной газовой смеси на большой глубине.

Предполагаемая схема образования нефти, как остаточного продукта в процессе дегазации коры и мантии и конденсации более тяжелых УВ из первичного эманационного газового потока, подтверждается тем, что в составе различных газоконденсатов всегда содержится от 12 до $700 \text{ см}^3/\text{м}^3$ газа тяжелых УВ, дающих жидкий конденсат. Он приблизительно соответствует по составу бензиновой и керосиновой фракциям нефти. Не исключены и другие модели неорганического синтеза нефти (Проблема неорганического происхождения..., 1971; Кудрявцев, 1975), однако всех их объединяют представления о ведущей роли вертикальной миграции в формировании скоплений газа, конденсата и нефти, пространственной связи локализации этих месторождений с зонами глубинных разломов, которые служат каналами повышенной проницаемости для внедрения в горизонты стратисферы глубинных эманационных УВ.

ABSTRACT

A brief review of the theory of abyssal emanation origin of petroleum and gas deposits is presented. Besides the arguments known from the previous works (1) High temperature of the oil hydrocarbons thermodynamic equilibria; 2) A wide range of the hydrocarbon ascending migration through the sedimentary sequence; 3) Association with faults; 4) Gas and bitumen in the crystalline basement rocks and carbonaceous meteorites some new evidences are considered. These are: 1) The difference between petroleum and the biogenic matter in the ratio of the even and odd alscans and in the sense of optical activity; 2) The similarity of carbon isotopy of bitumena and meteoritic organic matter; 3) Abnormal fluid pressure as a manifestation of the abyssal compressed gas motion (evident in Azerbaijan mud volcanoes); 4) Geochemical data on abundance of hydrogen in the Earth's mantle. A hypothesis of the oil condensation from an ascending gaseous mixture is argued.

ЛИТЕРАТУРА

- Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л., "Недра", 1971.
- Бескровный Н.С., Богомолов А.И., Гурко Н.Н. и др. Геохимические особенности состава нефти из кальдеры вулкана Узон на Восточной Камчатке. - Сов. геология, 1974, № 10.
- Бескровный Н.С., Гемп С.Д., Шварц Т.В. Глубинные разломы Западной Туркмении и их роль в формировании нефтяных залежей. - Труды ВНИГРИ, 1963, вып. 210.
- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. - Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вернадский В.И. История минералов земной коры. Т. II. История природных вод. Т. 1, вып. 1. Л., Госхимиздат, 1933.
- Гаврилов В.П. О закономерных связях нефтегазоносных структур чехла с разломами земной коры молодых платформ. - Изв. АН СССР, серия геол., 1972, № 3.
- Горин В.А., Буниат-заде З.А. Глубинные разломы, газонефтяной вулканизм и залежи нефти и газа западного борта Южно-Каспийской впадины. Баку, Азерб. гос. изд-во, 1971.
- Двали М.Ф. Возможные процессы, геологические условия и время первичной миграции. - В кн.: Генезис нефти и газа. М., "Недра", 1967.
- Калинко М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., "Недра", 1964.
- Кальвин М. Химическая эволюция. М., "Мир", 1971.
- Когарко Л.Н. Режим летучих компонентов в щелочных породах. - В кн.: Очерки современной геохимии и аналитической химии. "Наука", 1972.
- Краускопф К.Б. Определение состава магматической газовой фазы по равновесным расчетам. Геохимические исследования. ИЛ, 1961.
- Кропоткин П.Н. Проблема происхождения нефти. - Сов. геология, 1955, № 47.

- Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. О природе аномально высоких пластовых давлений в нефтяных и газовых месторождениях. - Изв. АН СССР, серия геол., 1965, № 11.
- Кропоткин П.Н., Валяев Б.М., Гафаров Р.А., Соловьева И.А., Трапезников Ю.А. Глубинная тектоника древних платформ Северного полушария. - Труды ГИН АН СССР, 1971, вып. 209.
- Кудельский А.В., Лукашев А.И. Образование и миграция нефти (термобарические аспекты). Минск, изд-во "Высшая школа", 1974.
- Кудрявцев Н.А. Против органической гипотезы происхождения нефти. - Нефтяное хозяйство, 1951, № 9.
- Кудрявцев Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Л., Гостоптехиздат, 1963.
- Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Л., "Недра", 1973.
- Линецкий В.Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах. Киев, "Наукова думка", 1974.
- Маракушев А.А., Перчук Л.Л. Термодинамическая модель флюидного режима Земли. - В кн.: Очерки физико-химической петрологии. Вып. IV. "Наука", 1974.
- Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти. Киев, Изд-во АН УССР, 1955.
- Мехтиев Ш.Ф. Проблема генезиса нефти и формирования нефтегазовых залежей. Баку, Изд-во АН Азерб.ССР, 1969.
- Наливкин В.Д., Дедеев В.А., Иванцова В.В. и др. Сравнительный анализ нефтегазосности и тектоники Западно-Сибирской и Турано-Скифской плит. Л., "Недра", 1965.
- Порфирьев В.Б. Современное состояние проблемы нефтеобразования. - В кн.: Генезис нефти и газа. М., "Недра", 1967.
- Порфирьев В.Б. О критике теории неорганического происхождения нефти. - В кн.: Проблема неорганического происхождения нефти. Киев, "Наукова думка", 1971.
- Проблема неорганического происхождения нефти. Киев, "Наукова думка", 1971.
- Проблемы происхождения нефти. Киев, "Наукова думка", 1966.
- Сидоренко А.В., Сидоренко Св.А. Об углеводородном дыхании докембрийских графитсодержащих толщ. - Докл. АН СССР, 1970, 192, № 1.
- Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., "Недра", 1965.
- Соколов В.А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. М., "Недра", 1966.
- Старобинец И.С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. Л., "Недра", 1974.
- Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Проблема нефтеносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. - Геология нефти и газа, 1975, № 2.
- Туаев Н.П. Современное состояние высокотемпературного варианта гипотезы органического происхождения нефти и газа. - В кн.: Генезис нефти и газа. М., "Наука", 1968.
- Хедберг Г.Д. Геологические аспекты происхождения нефти. М., "Недра", 1966.
- Чекалюк Э.Б. Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. Киев, "Наукова думка", 1971.
- Яблоков В.С. Перерывы в морском осадконакоплении и палеореки. М., "Наука", 1973.

- Kropotkin P.N. Abyssal non-biogenic origin of oil and gas and the problem of the origin of life on the Earth. — J.Geol. Soc. India, 1965, 6.
- Mueller G. Properties of extraterrestrial hydrocarbon and the theory of their genesis. — Proc. 6th World Petroleum Congress, Sect. 1. Hamburg, 1964.
- Porfir'ev V.B. Inorganic Crigin of Petroleum. — Bull. Amer. Assoc. Petrol Geol., 1974, 58, N 1.
- Robinson R. The origin of petroleum. — Nature, 1966, 212, N 5068.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Н.Б. Вассоевич, А.И. Конюхов, Н.В. Лопатин. Общее и особенное в образовании углей, нефти и углеводородных газов	7
А.Э. Конторович, А.А. Трофимук. Литогенез и нефтегазообразование	19
Н.А. Еременко, И.И. Аммосов, А.А. Петров, Ф.Е. Окунькова. Соотношение между минеральными и органическими компонентами на различных стадиях образования нефтегазоносных толщ	37
С.Г. Неручев, Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием	47
А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади. Основы количественной теории прогноза и поиска месторождений нефти и газа	63
А.А. Геодекян, В.Я. Троцюк, Г.Ф. Ульмишек. Особенности нефте- и газообразования под дном акваторий	76
И.П. Жабрев, В.И. Ермаков, В.Л. Соколов, Ю.П. Мирончев. Газоносность глубоких горизонтов СССР	88
А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, З.А. Табасаранский. Сравнительный анализ закономерностей размещения скоплений нефти и газа на древних и молодых платформах	100
В.Д. Наливкин, В.С. Лазарев, Г.П. Сверчков. Влияние геологических условий на размещение углеводородов в осадочных бассейнах	109
К.Б. Мокшанцев, Е.И. Бодунов, А.И. Изосимова, В.И. Фролов. Геология и геохимия нефтяных и газовых месторождений восточной части Сибирской платформы	115
Д.И. Дробот, Р.Н. Преснова, А.С. Анциферов. О нефтегазообразовании в рифейско-вендских и нижнекембрийских толщах Сибирской платформы	127
П.Н. Крopotкин, В.М. Валяев. Развитие теории глубинного (неорганического и смешанного) происхождения углеводородов	133

CONTENTS

Foreword	3
N.B. Vassoevich, A.I. Konjukhov, N.V. Lopatin. General and specific in generation of coals, oil and hydrocarbon gases	7
A.E. Kontorovich, A.A. Trofimuk. Lithogenesis and oil-gas formation	19
N.A. Eremenko, I.I. Ammosov, A.A. Petrov, F.E. Okunkova. Relation between mineral and organic components at various stages of origin of oil and gas-bearing formations	37
S.G. Neruchev, N.B. Vassoevich, N.V. Lopatin. On the scale of katagenesis in connection with petroleum generation	47
A.E. Kontorovich, E.E. Fotiadi. Quantitative theory principales of prediction and exploration of oil and gas pools	63
A.A. Geodekyan, V. Ya. Trotsyuk, G.F. Ulmishkek. Oil and gas formation processes under the bottoms of the seas and oceans	76
I.P. Jabrev, B.I. Ermakov, V.L. Sokolov, U.P. Mironchev. Gas reserves at deep horizons in the USSR	88
A.A. Bakirov, E.A. Bakirov, Z.A. Tabasaranskcy. Comparativ study of the regularities of oil and gas distribution in the old and young platforms	100
V.D. Nalivkin, V.S. Lazarev, G.P. Sverchkov. Influence of different geological conditions on distribution of hydrocarbons in sedimentary basins	109
K.B. Mokshantsev, E.I. Bodunov, A.I. Izosimova, V.I. Frolov. Geology and geochemical aspects of the Eastern Siberian oil and gas fields	115
D.I. Drobot, R.N. Presnova, A.S. Antsiferov. The processes of oil-gas forming in the vend-riphean and low cambrian series of the Siberian platform	127
P.N. Kropotkin, B.M. Valyaev. Advance in the theory of abyssal (inorganic and mixed) origin of hydrocarbons	133

ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Утверждено к печати
Международным геологическим конгрессом

Редактор издательства Т.А.Николаева
Художник В.П.Покусаев
Художественный редактор В.А.Чернецов
Технический редактор Н.А.Посканная

CONTENTS

Подписано к печати 25/II -1976г. Т-03455

Усл.печ.л. 8,0+0,9 вкл. Уч.-изд.л. 10,9

Формат 60x90 1/16. Бумага офсетная № 1

Тираж 1000 экз. Тип. зак. 840

Цена 1 р. 09 к.

Книга издана офсетным способом

Издательство "Наука", 103717 ГСП,

Москва, К-62, Подсосенский пер., 21

1-я типография издательства "Наука",

199034, Ленинград, В-34, 9-я линия, 12

1 р. 09 к.

1521