

“Никогда не бывает, чтобы два человека одинаково судили об одной и той же вещи, и двух совершенно одинаковых мнений невозможно обнаружить не только у двух разных людей, но и у одного и того же человека в разное время”.

М. Монтень

## К СОЗДАНИЮ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ НА ОСНОВЕ ГЛУБИННО-ФИЛЬТРАЦИОННОЙ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

А. И. Тимурзиев

**АННОТАЦИЯ.** Классификация нефтегазоносных бассейнов должна объяснять закономерности распределения и причину неравномерности концентрации запасов УВ в недрах земной коры, служить основой нефтегазогеологического районирования и количественной оценки нефтегазоносности недр и направляющим прогнозно-поисковым инструментом практикующих геологов-нефтяников.

**ABSTRACT.** Classification of oil and gas basins should explain the rules and reasons of hydrocarbon deposits irregularities in the Earth's crust and form a basis of quantitative estimation of hydrocarbon resources predictions and oil and gas prospects zoning and serve as the directing tool for geologists.

### Введение

Важнейшим вопросом нефтегазовой геологии является вопрос о причинах неравномерности размещения месторождений нефти и газа (Б. А. Соколов, В. Е. Хаин и др., 1988). Несмотря на значительные успехи в развитии теоретической нефтегазовой геологии за последнюю четверть века, причины заметной избирательности размещения нефти и газа в литосфере все еще не находят своего однозначного объяснения (Б. А. Соколов, 1989). С момента этого заключения прошло 18 лет, но положение в области нефтегазогеологического районирования (НГР) недр - научного направления, являющегося венцом теоретической мысли нефтегазовой науки, не изменилось. Будучи выражением зрелости господствующей теории происхождения нефти, НГР служит практическим целям прогнозирования нефтегазоносности недр, количественной оценки прогнозных ресурсов УВ, обоснования и выбора направлений геологоразведочных работ (ГРР). Как отмечал Б. А. Соколов (1985), “от правильного ответа на вопросы, как, где и когда образовалась нефть и газ, зависит экономическая эффективность ведения поисково-разведочных работ, успехи в открытии новых месторождений нефти и газа, оценка их количества, находящегося в недрах планеты”. Прогнозирование нефтегазоносности и оценка ресурсного потенциала недр как концентрированное выражение достижений геологической мысли - главная задача нефтегазовой науки, а успешность поисков и разведки - показатель состоятельности ее как науки и эффективности направляющей теории. Достигнутая к настоящему времени успешность поисково-разведочных работ (коэффициент успешности для большинства нефтегазоносных бассейнов (НГБ) мира не превышает, за редким исключением, 0,3, а в ряде НГБ существенно ниже),

свидетельствует о том, что проблема эта далека от своего решения.

### Принципы НГР недр и классификации НГБ: состояние вопроса

Разработке теоретических основ НГР недр и классификации НГБ посвящен титанический труд геологов-нефтяников нескольких поколений (И. О. Брод, А. А. Бакиров, Н. Б. Вассоевич, И. М. Губкин, Н. А. Еременко, А. Э. Конторович, М. Ф. Мирчинк, С. Г. Неручев, Б. А. Соколов, А. А. Трофимук, В. Е. Хаин и др.). Независимо от различий развиваемых в СССР (картографический подход) и на Западе (бассейновое моделирование) подходов к принципам НГР, классификации НГБ и оценке нефтегазового потенциала недр базируются они на общих фундаментальных геотектонических принципах и генетических основах нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

В основе существующих принципов НГР недр и классификации НГБ, а также современных технологий бассейнового моделирования (БМ) лежат три фундаментальных положения гипотезы осадочно-миграционного происхождения (ОМП) нефти:

- учение И. М. Губкина о нефтематеринских (НМ) свитах и очагах генерации УВ;
- учение И. О. Брода о нефтегазоносных осадочных бассейнах (ОБ);
- учение Н. Б. Вассоевича о микронепти, главной фазе нефтеобразования (ГФН)<sup>1</sup> и главной зоне нефтеобразования (ГЗН) и стадийности нефтегазообразования.

<sup>1</sup> На Западе это учение оформлено в виде концепции Р. Пуссея о наличии “нефтяного окна”.

Не вдаваясь в критику основ гипотезы ОМП нефти, отметим, что сегодня:

1) в условиях смены геотектонической парадигмы фиксизма на мобилизм происходит активная ревизия геотектонической подложки нефтегазовой геологии (К. А. Клещев, В. С. Шеин, 2004; В. П. Гаврилов, 2004, 2007; К. О. Соборнов, А. С. Якубчик, 2006; В. С. Шеин, 2007, и др.), что приводит к пересмотру и утрате смысла учения И.О. Брода о нефтегазоносных ОБ;

2) в условиях необходимости сведения балансовых расчетов в обеспеченности разведанных запасов УВ первичным и вторичным рассеянным органическим веществом (РОВ) в ранг нефтематеринских толщ попали метаморфические и магматические породы фундамента (Е. Г. Арешев, В. П. Гаврилов, 2004, и др.), что приводит к размытию содержательной части учения о НМ свитах<sup>2</sup>;

3) в условиях технического прогресса и открытия залежей УВ за пределами термобарических условий и существенно ниже глубин ГФН стали активно возрождаться компромиссные гипотезы смешанного (мистгенетического, полигенного) генезиса нефти (дегазация Земли - ИПНГ, 2002, 2006; геодинамика НГБ - РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004; Губкинские чтения - РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004; новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа - МГУ, 2005) на основе эволюционно-генетической (флюидодинамической) концепции Б. А. Соколова (1983), что при невозможности количественной оценки доли органической и глубинной, неорганической, составляющих нефтегазообразования и нефтегазонакопления лишает учение Н. Б. Вассоевича о ГФН (ГЗН) содержательного смысла и прогностической силы;

4) в условиях утраты абсолютного идеологического догмата гипотезы ОМП нефти геологической общественности навязывается вредная идея о якобы происходящем сближении представлений о формировании месторождений нефти и газа в вариантах альтернативных гипотез генезиса УВ (К. Н. Кравченко, 2002; В. В. Доценко, А. Н. Степанов, 2006, и др.), что, при не критическом отношении пассивного большинства сочувствующих, продлевает сроки стагнации безнадежно больной гипотезы ОМП нефти. Общий смысл содержательной части миксгенетических концепций (МГК) генезиса УВ сводится к попытке примирить теряющую идейную чистоту и массовую привлекательность гипотезу с набирающей доказательную аргументацию и прогностическую силу глубинно-фильтрационной гипотезой нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Вместо признания абсурдных периодов губкинского идеологического господства и активного преследования инакомыслия, сегодняшние идеологи полигенеза УВ пытаются сохранить честь мундира за счет беспринципной позиции научно-го конформизма.

На основе приведенных фундаментальных положений гипотезы ОМП нефти построена вся парадигма теории и практики НГГР недр и классификации НГБ, методология прогнозно-оценочных и картографических работ, БМ и обоснования направлений ГРП на всех этапах (от регионального до поисково-разведочного) освоения нефте-

газоносных территорий. Существующие подходы и варианты НГГР недр и классификации НГБ основаны на постулатах господствующей гипотезы ОМП нефти. Не вдаваясь в существо различий подходов и вариантов классификаций НГБ различных авторов и авторских групп (структурно-морфологический, историко-тектонический, эволюционно-генетический), отметим, что со времени создания учения И. О. Брода о НГБ как основных структурных элементах, контролирующих размещение нефти и газа в земной коре, общим объединяющим началом классификаций НГБ является тектоническая основа, в последнее время на базе мобилистской теории тектоники литосферных плит. Один из основателей бассейнового принципа районирования В. Е. Хаин еще в 1954 г. подчеркивал, что “основой классификации НГБ должна быть их геотектоническая природа”. Наглядным свидетельством реализации этого принципа являются карты ГНБ (1977) и провинций (1969, 1976) СССР и мира, сравнение которых показывает, что тектонический фактор в обоих подходах является основой НГГР недр. В равной степени это относится и к геодинамическим вариантам НГГР недр и классификации НГБ, основанным на концепции тектоники плит.

Исследуя историю нефтегазообразования, Б. А. Соколов, И. В. Высоцкий и Ю. И. Корчагина (1984) признают, что “тектоническая природа бассейна, видимо, не является прямым критерием в определении бесспорной нефтегазоносности ОБ, а лишь косвенным фактором”. По их утверждению, “история нефти контролируется самыми разными факторами, которые даже в сходных в структурном отношении бассейнах не проявляются однозначно - положительно или отрицательно”. Авторы приходят к выводу, что “известные сегодня факторы, контролирующие процесс образования нефти даже на раннем ее этапе, не позволяют пока создать такую классификацию НГБ, в которой они бы нашли однозначное отражение. Многофакторные обоснованные классификации НГБ, представляющие в конечном итоге оптимальный выбор бассейнов, наиболее богатых нефтью, ждут своих исследователей”.

Очевидно, что происходит подмена содержательной части классификационного принципа НГБ и НГГР недр геотектоническими признаками, не имеющими прямого генетического нефтегазового содержания. Так, в формулировке Б. А. Соколова, И. В. Высоцкого, В. Б. Оленина и А. М. Серегина (1972) “все седиментационные бассейны нефтегазоносны и между понятиями “НГБ” и “седиментационный бассейн” можно поставить знак равенства”. Эта далеко не бесспорная формулировка ставит знак равенства между геотектоническим районированием и НГГР недр и, как констатирует Б. А. Соколов (1985), “следствием разработки принципов тектонического районирования явилось создание нефтегеологического районирования на тектонической основе”. В соответствии с этим обнаруживаются неразрывная историческая связь и синхронность в развитии теорий нефтегазообразования, различных вариантов НГГР недр и классификаций НГБ с эволюцией глобальных геотектонических концепций начиная с ранних гипотез контракции, пульсаций и ундаций, через теорию фиксизма и заканчивая современными идеями мобилизма. Роль тектонического классификационного принципа (по сути палеотектонического фактора) важная, но не определяющая для градации НГБ по богатству УВ ресурсов и

<sup>2</sup> По В. П. Гаврилову (2007) “образование УВ может происходить ..., когда присутствие нефтегазоматеринских свит вовсе необязательно”.

тем более для объяснения процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Она определяющая в формировании типов ОБ и нефтегазоконтролирующих структур, но опосредованная в формировании НГБ и месторождений УВ.

По нашему мнению, в основу НГГР недр и классификации НГБ должен быть положен генетический принцип, основанный на различиях причин, механизмов и масштабов, определяющих пространственно-временную неравномерность процессов генерации и миграции УВ, аккумуляции и консервации их скоплений не только в осадочном чехле ОБ различного типа, но и в пределах всех других геотектонических элементов (разновозрастные горно-складчатые и глыбово-складчатые пояса и зоны, щиты и ядра древней консолидации, разновозрастные платформы, континентальный склон и ложе океанов, включая пояса современного окраинно-океанического орогенеза, срединно-океанических хребтов и рифтовых долин, глубоководных желобов и впадин) и всего разреза верхней части земной коры, включая кристаллический фундамент и гранитный слой Земли в целом. Процессы эти должны иметь количественную характеристику и интервальную, вероятностную оценку. При этом не геотектоническая (палеотектоническая) принадлежность того или иного участка земной коры должна определять его нефтегазовый потенциал в рамках НГГР недр, а количественно выраженная интегральная оценка реализации в координатах  $X, Y, Z, T$  (время) масштабов генерации и вертикальной фильтрации УВ, аккумуляции и консервации (сохранности) единичных скоплений (залежей) нефти и газа и их естественно организованных разномасштабных ассоциаций (нефтяная (газовая) залежь, нефтяное (газовое) поле<sup>3</sup>, зона нефтегазоаккумуляции, нефтегазоносная область, нефтегазоносная провинция, пояс нефтегазоаккумуляции) на гидродинамических барьерах фундамента и чехла на путях локализованных фильтрационных потоков УВ в процессе глубинной дегазации Земли.

Классификация НГБ должна объяснять причину неравномерности концентрации запасов УВ в недрах земной коры и служить основой сравнительной количественной оценки прогнозных ресурсов УВ и объёмного НГГР недр и направляющим прогнозно-поисковым инструментом практикующих геологов-нефтяников. Как известно (Б. А. Соколов, И. В. Высоцкий, Ю. И. Корчагина, 1984), «скопления УВ встречаются в различных стратиграфических комплексах (от докембрия до четвертичных) и тектонических обстановках - в синклиналях, грабенах и в авлакогенах молодых и древних платформ; в древних, молодых и незавершенных синклиналиях эпигеосинклинальных областей, в грабенах складчатых областей и срединных массивов и в эпиплатформенных орогенах». Плотность запасов нефти в бассейнах даже одинаковой тектонической природы сильно варьирует. Богатство НГБ не зависит от тектонотипа ОБ, его возраста, истории тектонического развития, полноты стратиграфического разреза, литологического состава и мощности чехла, содержания РОВ и положения в разрезе материнских толщ. Приведем примеры, со всей контра-

стностью показывающие независимость ресурсного потенциала НГБ от перечисленных выше классификационных признаков НГБ.

*Независимость от тектонотипа ОБ.* Богатейшие НГБ мира связаны как с молодыми (Западно-Сибирская, Скифская, Туранская), так и древними (Русская, Сибирская, Северо-Американская, Северо-Африканская) платформами; разновозрастными предгорными (Терско-Каспийский, Азово-Кубанский, Предзагросский, Предуральский, Предкарпатский, Денвер и Паудер-Ривер) и межгорными (Куринский, Маракайбо) прогибами; сводами и бортами древних антеклиз и щитов (Татарский свод, Оринокский свод, Канадский щит); внутриконтинентальными (Южно-Каспийская, Прикаспийская) и окраинно-континентальными (шельфовыми) депрессиями (Галф-Кост, Североморский, Кыу-Лонг, Гвинейского залива); внутриконтинентальными (ДДВ, Припятский, Рейнский, Суэцкого залива) и окраинно-континентальными (Сирт, Камбейский) рифтами; горно-складчатыми (Альпийский складчатый пояс, Анды) и покровно-надвиговыми (Тимано-Печорский, Скалистых гор) структурами, эпиплатформенными орогенами (бассейны Тянь-Шаня, Скалистых гор) и т. д.

*Независимость от геологического возраста ОБ.* Богатейшие НГБ мира связаны как с древнейшими допалеозойскими и палеозойскими (платформы: Русская, Сибирская, Алжирской Сахары; прогибы: Предуральский, Скалистых гор), мезозойскими (платформы: Скифская, Туранская, Западно-Сибирская; прогибы: Терско-Каспийский, Месопотамский, Копет-Дагский), так и молодыми кайнозойскими (эпиплатформенные межгорные прогибы Калифорнии; рифты: Суэцкий; шельфовые депрессии: Куалонг, Гвинейского залива) ОБ.

*Независимость от истории тектонического развития ОБ.* Богатейшие НГБ мира связаны как с ОБ и структурами непрерывного или прерывисто-унаследованного конседиментационного развития, так и с ОБ и разномасштабными наложенными структурами инверсионного постседиментационного развития и новообразованного типа.

*Независимость от возраста и полноты стратиграфического разреза ОБ.* Богатейшие НГБ мира связаны как с породами древнейших (архейских, рифей-вендских и кембрийских), древних (PZ и MZ), так и молодых KZ палеоген-неогеновых и четвертичных отложений различной стратиграфической полноты, состава и перемежаемости.

*Независимость от литологического состава и генезиса осадочного выполнения ОБ.* Богатейшие НГБ мира связаны с нормально-осадочными отложениями различного литологического состава (терригенные, карбонатные, кремнистые), метаморфическими и магматическими (различного исходного состава и основности) породами складчатого и кристаллического фундамента ОБ; с отложениями морского (мелководного и глубоководного), континентального, переходного (от субаквального до субаэрального) и магматического (интрузивного и эффузивного) происхождения.

*Независимость от содержания РОВ и положения в разрезе ОБ нефтематеринских толщ.* Богатейшие НГБ мира связаны как с присутствием в разрезе ОБ нефтематеринских свит доманикового типа (доманикиты Волго-Уральской провинции, бажениты Западной Сибири, диатомиты Дальнего Востока, хадумиты Восточно-

<sup>3</sup> В масштабном ряду объектов отвечает принятому в практике обозначению «месторождения», как неудачного в смысловом плане термина.

го Предкавказья, готландские “горячие сланцы” Алжирской Сахары и Аравийского щита), так и стерильными в отношении нефтематеринских толщ ОБ континентального (молаasses, флиш, вулканогенные, карбонатно-сульфатные, кремнистые отложения) осадконакопления.

*Независимость от глубины залегания и мощности осадочного выполнения ОБ.* Богатейшие НГБ мира связаны как с маломощными ОБ (1 - 3 км) и небольшими глубинами залегания продуктивных пластов (первые сотни метров от поверхности), так и мощными ОБ (5 - 10, до 20 км) и большими глубинами залегания продуктивных пластов (5 - 10 км).

Таким образом, природные условия залегания нефти имеют подчеркнутую независимость от основных классификационных признаков гипотезы ОМП нефти и не позволяют использовать их без количественного анализа тесноты связей в качестве оценочных критериев нефтегазоносности недр. Все известные типы ОБ характеризуются нефтегазоносностью, но не все ОБ являются НГБ, не все типы НГБ имеют равный нефтегазовый потенциал. Нет связи между богатством НГБ и их классификационным типом, между богатством НГБ и объемом осадочного выполнения. Для любого типа ОБ характерны богатые и бедные НГБ, равно как и богатейшие НГБ относятся к различным типам ОБ. Нет классификации, которая позволяет ранжировать НГБ различного типа по их богатству.

Сложности в создании единых классификационных принципов НГГР недр обусловлены неразработанностью теории происхождения нефти и основанной на физических законах, контролирующих распределение УВ, методологии прогноза нефтегазоносности недр, что привело к развитию трех направлений учения о НГБ: структурно-морфологического, историко-тектонического, эволюционно-генетического. Причины появления эволюционно-генетического направления Б. А. Соколов (1983) связывал с тем, что разные варианты тектонического подхода не в полной мере отвечают на вопрос о наличии залежей УВ в ОБ. “Стоящие в одной классификационной “клетке” ОБ имеют резко различные качественные и количественные показатели, и эти различия даже для хорошо изученных бассейнов не всегда находят достаточно убедительное объяснение. Прогноз нефтегазоносности, даже при правильном понимании их историко-тектонического положения, до проведения в бассейне в большом объеме бурения представляется, как правило, достаточно затруднительным делом. Это свидетельствует об ограниченных возможностях историко-тектонических классификаций и о необходимости изыскания других подходов к оценке нефтегазоносности недр”.

Как известно (Б. А. Соколов, И. В. Высоцкий, В. Б. Оленин, А. М. Серегин, 1972) в рамках НГГР недр градация НГБ ограничена их разделением на категории - доказано, потенциально и возможно нефтегазоносные. В доказано НГБ возможность обнаружения залежей УВ уже реализована, в потенциально нефтегазоносных - гарантирована, а в возможно нефтегазоносных - предполагается. По заключению авторов, “весь многолетний опыт развития мировой нефтегазодобывающей промышленности показывает, что переход НГБ из второй и третьей категорий в первую является, как правило, функцией степени их изученности” (а не научно обоснованных основ НГГР недр). Вывод этот подкрепляется ис-

следованиями В. Г. Левинсона, который на основании анализа многочисленных данных убедительно показал, что “многочисленные ОБ длительно оставались и до сих пор остаются возможно нефтегазоносными лишь потому, что они расположены в пределах территорий или странах, слабо развитых в промышленном отношении. По мере развития поискового бурения все ОБ, относимые в настоящее время к возможно нефтегазоносным, будут превращаться в нефтегазоносные, хотя, несомненно, с различной степенью промышленной значимости”. В таком представлении авторов все ОБ являются НГБ и градация НГБ может быть сведена к их разделению на категории уже изученных и еще не изученных. Очевидно несоответствие требованиям времени подобных “научных” классификаций.

Прямое или косвенное влияние новых веяний (в нефтегазовой геологии и геодинамике) привело к усложнению и трансформации первоначальных моделей НГБ. НГБ предстает теперь как открытая нелинейная самоорганизующаяся и саморазвивающаяся система, испытывающая в своей эволюции влияние (как глубинных (тепло, магма, флюиды), так и внешних (латеральный стресс) факторов (В. Е. Хаин, 2004). Выше мы показали, что развитие учения о НГБ находится в строгом соответствии с эволюцией геотектонических концепций. И на современном этапе в попытках самосохранения это учение стремится следовать веяниям времени, связанным с активным внедрением в геологические науки представлений о нелинейных процессах, как торжества хаоса в головах геологов. Увлечение нелинейностью в геологии является следствием ограниченности точечных (дискретных) знаний о строении трехмерной (сплошной) геологической среды, незнания законов мироздания (первопричины в системной организации материи) и причинно-следственных связей геологических процессов и явлений. Хаос в головах геологов - не есть следствие хаоса мироздания, а лишь их мыслительных процессов. По меткому выражению В. Н. Шолпо (2005), “сумятица, сложность и громоздкость концепции редко могут быть оправданы сложностью объекта исследования, чаще всего это связано с неясностью наших представлений, а может быть, и с ложностью концепции”. Задача же истинного Ученого состоит в поиске закономерного в кажущемся хаосе случайного. Наука сталкивалась с подобным кризисом в конце XIX в. Кризис физики привел к утверждению в науке теории относительности, кризис нефтегазовой геологии приведет к созданию новой парадигмы онтогенеза нефти как частной формы рудогенеза и разгрузки глубинных флюидов в земной коре.

#### **Мобилизм и нефтегазовая геология**

С разрушением основ гипотезы ОМП нефти осуществляется попытка пересмотра сложившихся на базе учения о нефтегазоносных ОБ принципов НГГР недр и классификации НГБ, традиционных контуров НГБ, составления на плитотектонической основе карт НГГР территорий и акваторий, сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности (К. А. Клещев, В. С. Шеин, 2004; В. П. Гаврилов, 2004, 2007; К. О. Соборнов, А. С. Якубчик, 2006; В. С. Шеин, 2007 и др.). Но ситуацию стагнации это уже не спасает, а лишь продлевает конвульсии безнадежно больной теории нефтегазовой геологии. Равно как и неуклюжие попытки поиска компромиссов в вопросах генезиса нефти (эволюционно-динамическое

направление бассейнового моделирования, микстгенетические модели нефтегазообразования, включение метаморфических и магматических пород фундамента<sup>4</sup> в состав НМ и пр.), приводящие к размытию содержательного понятия “нефтематеринская толща”, ГФН (“нефтяное окно”) и НГБ. Как можно представить с позиции соблюдения законов физики (не говоря уже о химии процесса<sup>5</sup>), погружение “легких” пород чехла в “тяжелую” мантию для последующего “выпаривания” нефти, когда в модели субдукции осадочный чехол (маломощные пелагические осадки) участвует в образовании тектонической аккреционной призмы, расположенной перед вулканической дугой. Согласно этой гипотезе, тонкий пластичный слой осадков, который покрывал субдуцирующую плиту, в зоне субдукции был содран со своего океанического ложа (Г. Буалло, 1985). По расчетам различных авторов (В. Е. Хаин, Ломизе, 2006, и др.) осадочный чехол субдуцирующих плит наполовину и более (до 100%) участвует в образовании аккреционных призм. И, если даже нормально-осадочные многокилометровые (6 - 8 км) толщи выполнения шельфовых бассейнов (Зондский шельф) не обеспечивают покрытие ресурсного потенциала выявленных залежей УВ (Белый Тигр) генерирующим потенциалом РОВ, что может “родить” маломощный (0,5 - 1,0 км) чехол океанического ложа. Ведь в представлении теоретиков гипотезы ОМП нефти, ОБ с мощностью осадочного чехла, меньшей 1,8 - 2,0 км, не может рассматриваться в качестве нефтегенерирующего (И. В. Высоцкий, 1967). А по Б. А. Соколову (1973) “не известно ни одного НГБ, в котором мощность осадочных пород была бы меньше 3,5 км”. Можно ли в таком представлении роли мощности осадочного чехла в трансформации ОБ в НГБ серьезно относиться к идее генерации УВ за счет погружения маломощного слоя осадков океанического ложа в зонах субдукции.

Учитывая необоснованность теоретических основ тектоники литосферных плит, неубедительность существующих плитотектонических реконструкций (в особенности для континентальной коры) и основанных на парадигме мобилистской теории принципов НГГР недр и классификации НГБ и, тем более, методов прогнозирования нефтегазоносности недр (В. П. Гаврилов, 1989; Л. П. Зоненшайн и др., 1990; К. А. Клещев, А. И. Петров, В. С. Шеин, 1995; К. А. Клещев, В. С. Шеин, 2004; К. О. Соборнов, А. С. Якубчик, 2006, и др.), считаем преждевременными попытки навязывания геологической общественности и практикующим геологам нефтяных компаний в качестве товарной продукции (завершенных технологических решений) далеких от практической утилизации и имеющих мало общего с нефтегазовой геологией (перешедшей с ХХI в. в категорию точных наук) глобальных “пазл-тектонических” реконструкций.

<sup>4</sup> Отсутствие источника и механизма концентрации УВ в залежах фундамента, приводит авторов (Е. Г. Арешев, В. П. Гаврилов, В. В. Донцов, 2004) к выводу об образовании нефти одновременно с формированием “гранитного” слоя коры Зондского шельфа в гранитоидных массивах в их трещинно-поровом пространстве *in situ*. Переплавлять ОВ в субмагматических очагах? Смело для сторонников гипотезы ОМП нефти!

<sup>5</sup> Геохимики и петрологи не обнаруживают признаков участия осадков в образовании магм под островными дугами (Г. Буалло, 1985).

При этом для объяснения типичных для эволюции ОБ процессов, связанных с антиклизмом (мантийный плюм-диабризм), рифтовым (переработка и базификация гранитного слоя земной коры) и синеклизмом (формирование плитного чехла за счет расширения рифтовых структур) режимами развития, достаточно привлечения классических представлений на эволюцию ОБ (В. В. Белоусов и др.), включая механизм флюидной деструкции гранитного слоя (Е. В. Артюшков, 1979; Ф. А. Летников, 2006) и бассейновой геофлюидодинамики на генетическую эволюцию НГБ (Б. А. Соколов, 1990). К сожалению, мобилистская теория так же далека от основ НГГР недр и классификации НГБ, объяснения закономерностей распределения и причин неравномерности концентрации запасов УВ, а также количественного прогнозирования нефтегазоносности недр, как и от объяснения тектонического строения и эволюции структур континентальной коры.

Не секрет, что за терминологическим нагромождением современных плитотектонических классификаций (бассейны активных и пассивных континентальных окраин, островных дуг, окраинных морей и океанических котловин, внутриконтинентальных рифтов, окраинно-континентальных рифтов, трансформированных пассивных и трансформных окраин, задугового спрединга, дуготыловые и дугофронтальные, субдукционные, коллизийные, орогенов столкновения плит, островодужные и аккреционные флишевые террейны и т. д. и т. п.) теряется генетический признак НГБ, их нефтегазоконтролирующая роль и прогнозистическая сила классификационного признака. При этом типичным является подход, когда новые схемы НГГР недр представляют собой трансформации известных схем НГГР недр на основе терминологических изменений генетических типов НГБ в пределах их прежних границ (К. А. Клещев, А. И. Петров, В. С. Шеин, 1995, и др.).

Все это позволяет утверждать, что сегодня полностью разрушен теоретический базис гипотезы ОМП нефти, на котором она зарождалась, и требуется признание несостоятельности и необходимости пересмотра ее фундаментальных основ. В противном случае нефтегазовой практике грозит дальнейшее продолжение опыта проб и ошибок, на основе которого она развивалась до настоящего времени, пока не будут выработаны эмпирические основы нефтепоиска и технологический прогресс не приведет к отказу за ненадобностью от теорий нефтегазообразования и нефтегазонакопления вообще и от практики НГГР недр и классификации НГБ, в частности. Налицо глубокий системный кризис нефтегазовой геологии, необходимость его осознания и выработки способов преодоления. Вчерашние сторонники гипотезы ОМП нефти признают тщетность своих более чем полувековых изысканий, утверждая: “к концу ХХ века классическая осадочно-миграционная теория практически изжила себя, полностью реализовав свой потенциал, и стала своеобразным тормозом в дальнейшем развитии теории и практики нефтяной и газовой геологии”, и расписываются в бесплодности многолетних трудов, признавая, что “предстоит переосмыслить теоретические основы традиционной геологии нефти и газа, сместить вектор поискового процесса, выработать новые методы и методики поиска, разведки и освоения месторождений УВ-сырья” (В. П. Гаврилов, 2007). Грустное признание, но честное.

### Состояние практики нефтепоисков

Известно, что критерием научной истины является практика. Нефтегазовая геология развивалась и развивается от практики нефтепоисков к теории нефтегазообразования и нефтегазонакопления на основе эволюции геотектонических концепций. Теория всегда отставала на шаг от практики, последняя развивалась методом проб и ошибок, следствием чего явилось текущее плачевное состояние эффективности поисковых работ, выраженное в коэффициенте успешности поискового бурения. И сегодняшние хвалебные реляции по поводу открытий крупных НГБ на основе гипотезы ОМП нефти не более чем дань уважения памяти геологов-нефтяников, Ученых с большой буквы, стоявших за этими грандиозными открытиями прошлого века. Исторически разведка новых территорий в СССР шла от центра к периферии, от верхних этажей к нижним этажам, по принципу от известного к неизвестному. После Баку и Грозного были Волго-Уральская и Тимано-Печорская провинции, Западная и Восточная Сибирь. Сегодня пришло время акваторий Северного и Тихого океанов - последнего круга доступных для разведки территорий России. Почему Западную Сибирь не вводили в разведку в первую очередь, ведь она самая богатая ресурсами, да и объём осадочного выполнения у нее самый большой? Почему подсолевую нефть Прикаспия открывают в конце XX века, хотя нефть на Эмбе добывают с начала XX в.? Почему до открытия "большой нефти" Западной Сибири потрачены десятилетия безуспешных поисков и колоссальные затраты? На все эти и многочисленные другие "почему" есть простой ответ: необеспеченность практики поисков эффективной, научно обоснованной теорией нефтегазообразования и нефтегазонакопления и методикой прогнозирования нефтегазоносности недр.

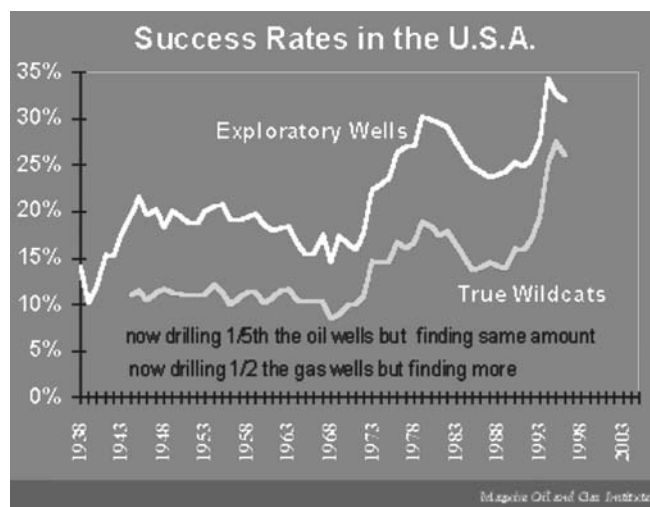
В это трудно поверить, но по данным Н. Христофорова "самое крупное нефтяное поле мира в Персидском заливе считалось бесперспективным в течение более 20 лет. Первая нефть в Северном море была получена после того, как 200 (!) пробуренных скважин оказались сухими". Можно ли считать при этом нефтегазовую практику научно обеспеченной претендующей на эту роль гипотезой ОМП нефти? В целом неблагоприятную картину состояния теории нефтегазовой геологии усугубляет практика поисково-разведочных работ на нефть и газ - как показатель научной зрелости гипотезы ОМП нефти и результативность поисковых работ - как следствие обоснованности и состоятельности руководящей теории. Доказательства? Они в изобилии могут быть цитированы из независимых источников.

По данным Г. А. Габриэлянц, В. Н. Порожун, Ю. В. Сорокина (1985), успешность поисков, оцениваемая долей открытых месторождений в общем числе находящихся в поисковом бурении площадей, колебалась от 46,4 % в 1965 г. до 28,9 % в 1977 г. и составила в среднем по СССР: в VIII пятилетке - 36 %, в IX пятилетке - 35,7 %, в X пятилетке - 32 %, за три года XI пятилетки - 31 %. По данным Н. Я. Кунина и Е. В. Кучерука (1985), на каждую пробуренную в США продуктивную поисковую скважину в среднем приходится 9 непродуктивных (коэффициент успешности 10 %). По данным R. Nehring (1990), сравнение числа открываемых "зна-

чительных" месторождений с объемами поисково-разведочного бурения показало, что в 80-е годы наблюдался существенный рост эффективности поискового бурения, достигший максимума за всю историю разведки на нефть в США в 1988 г. (почти 6 месторождений на 100 поисковых скважин, коэффициент успешности 6 %). По данным М. К. Калинин (1991), несмотря на исключительно интенсивное использование компьютерной техники при обработке геологической информации, успешность нефтегазописковых работ в Италии находится на среднемировом уровне - 14 %. За период 1992 - 2003 гг. на территории Волго-Уральской НГП подготовлено к бурению более 700 новых структур с перспективными ресурсами категории С<sub>3</sub>, изучено бурением около 800 структур. Средний коэффициент успешности поисковых работ на разбуренных структурах составляет 0,3 на фоне общего двукратного снижения средней эффективности поисково-оценочных работ за 1998-2003 гг. в сравнении с периодом 1993 - 1997 гг. (Е. В. Постнова, 2004). По данным В. И. Высоцкого (2005), успешность поисков снизилась за последнее время на 20% по миру и на 30% по США.

Плачевное состояние успешности поисково-разведочного бурения в США, наиболее технически и технологически продвинутой стране мира, наглядно демонстрирует рис. 1.

Логическим подтверждением положения дел в области прогноза нефтегазоносности на основе существующих принципов НГТР недр и классификации НГБ является формула, высказанная А. Э. Конторовичем на совещании "Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы" (Новосибирск, 2003), согласно которой открытия нефти начинаются на определенной стадии разведанности ОБ сейсморазведкой и бурением. В соответствии с этим нужно признать, что современный теоретический уровень развития нефтегазовой геологии отстает от практики поисков нефти и по существу не соответствует роли научного предсказания, а достигнутый прогресс мировой нефтегазразведки осуществлялся вопреки несовершенству теоретических основ нефтегазовой геологии, на базе технической революции в об-



**Рис. 1.** Динамика изменения коэффициента успешности бурения поисково-разведочных (True Wildcats) и эксплуатационных (Exploratory) скважин в США

ласти геофизических методов исследований земной коры, компьютерных технологий и технологии бурения скважин.

### **Законы распределения УВ скоплений в недрах земной коры**

Впервые И. М. Губкин (1957), указывая на приуроченность территорий нефтегазоаккумуляции в геосинклинальных областях к окраинным частям складчатых сооружений, называл эту закономерность “основным законом распределения нефтяных месторождений”. В расширенном виде формулировку “основного закона размещения крупных нефтегазоносных территорий” дает А. А. Бакиров (1978). Суммируя все эмпирически установленные природные условия нахождения нефти в горных породах, это определение “основного закона” не имеет критерия необходимости и достаточности для определения группы факторов, имеющих решающее значение и количественную характеристику для построения прогнозных моделей. Качественно характеризуя эмпирические связи нефтегазоносности с геологическим строением недр, этот “закон” не имеет прогностической силы и не может служить поисковым критерием. Любой участок земной коры имеет то или иное сочетание геологических условий, перечисленных в формуле “закона” А. А. Бакирова.

Есть ли решения, позволяющие революционно изменить положение в области успешности поисков и разведки залежей УВ? Да, они есть. И решения эти носят интеллектуальный, а не технический характер. Они многократно дешевле и многократно эффективнее технических методов решения поставленных задач (кратное удорожание современных технологий поисков и разведки залежей нефти является следствием отсутствия предсказательной функции гипотезы ОМП нефти). Суть их в познании и применении универсальных причинно-следственных связей пространственно-стратиграфической локализации УВ в земной коре. Знание этих связей и механизма формирования залежей УВ как физики процесса определяют набор генетических критериев нефтегазоносности, необходимых и достаточных для нефтеобразования. Критерии нефтегазоносности, основанные на закономерностях пространственно-стратиграфической локализации выявленных запасов УВ, определяют набор геологических методов поисков нефти. Задача сводится к формализации критериев нефтегазоносности недр, сопоставлению и описанию закономерностей нефтегазоносности количественными параметрами критериев нефтегазоносности, выявлению корреляционных зависимостей и поиску новых залежей по признакам устойчивых связей нефтегазоносности недр с математическими моделями нефтегазоносности.

Спрашивается, разве все это не сделано теоретиками гипотезы ОМП нефти и не написаны тома литературы, разъясняющие, как нужно выделять ГФН (ГЗН) и “нефтяные окна”, нефтематеринские свиты и очаги генерации УВ, считать количество “первичного” РОВ и его эмигрировавшую часть, суммарные ресурсы ОБ и его локализованные запасы? Да, все это сделано и сделано порой на высоком научном, а сегодня и на программном уровне, но труды эти тщетны, так как построены они на изначально неверной теоретической основе. Неверный посыл приводит к неверным выводам, это аксиома, и Наука многократно проходила этот путь.

### **Новая модель распределения ресурсов УВ и метод оценки ресурсного потенциала ОБ**

На примере Запада Туранской плиты (ЗТП) продемонстрируем новые закономерности пространственно-стратиграфического распределения разведанных запасов УВ, показывающие отсутствие генетической связи между ОБ и НГБ.

Региональные условия нефтегазоносности ЗТП (Южно-Мангышлакская и Северо-Бузачинская НГО) проявляются в тяготении ЗНГ к гипсометрически приподнятым бортам платформенных прогибов (1), периклинальным и крыльевым частям сводовых и складчатых областей (2). В первом случае увеличение плотности запасов и повышение уровня стратиграфической приуроченности базисных горизонтов происходит в направлении увеличения дислоцированности мезозойско-кайнозойского разреза и общего воздымания подошвы осадочного чехла. Во втором случае плотность запасов увеличивается в сторону погружения и ослабления дислоцированности чехла. Связь ЗНГ с современным структурным планом ЗТП выражается в концентрическом (овальном) распределении их относительно глыбово-складчатой зоны Центрально-Мангышлакских дислокаций (ЦМД), характеризующихся максимальной расчлененностью и гипсометрией современного рельефа. В региональном плане ЗНГ образуют пояса стратиграфически одновысотного группирования скоплений УВ относительно оси складчатой зоны ЦМД. Стратиграфическая приуроченность запасов УВ концентрических дуг (поясов) снижается с увеличением их радиуса (с удалением от оси складчатой зоны). Асимметрия в удаленности фрагментов поясов ЗНГ по разные стороны от ЦМД объясняется различной неотектонической активностью бортов сопряженных прогибов.

Распределение УВ в пределах ЗТП подчиняется не стратиграфической зональности, а образует в разрезе секущее стратиграфические горизонты объемное тело, границы которого формируют наложенную на структуру ОБ нефтегазовую зональность. Изменение параметров нефтегазовой зональности (плотность запасов, площадные координаты и гипсометрический уровень концентрации запасов, фазовый состав и физико-химические свойства УВ) подчинено зональности неотектонической, и на ее основе успешно прогнозируется (А. И. Тимурзиев, 1986). Установленная нами на примере ЗТП нефтегазовая зональность не подчиняется палеоструктурной зональности по площади, литолого-фацальной и стратиграфической зональности по разрезу. Нефтегазовая зональность имеет наложенный характер, секущие в плане и по разрезу границы, молодой возраст (плиоцен-четвертичный) и динамически-подвижное неустойчивое состояние (сообщающаяся с земной поверхностью (диффузия и рассеяние) и глубинными недрами (фильтрация и концентрация) открытая система) и сформирована на основе неотектонической зональности, определяющей относительную проницаемость земной коры для проникновения фронта глубинных нефтяных диапиров в верхнюю часть земной коры (осадочный чехол и складчатый фундамент). Б. А. Соколов и В. Е. Хаин (1973), освещая состояние учения о НГБ, также подметили, что “современные контуры нефтегазоносного бассейна как структурного

элемента не соответствуют его первичным контурам как седиментационного бассейна”.

Сравнительный количественный анализ информативности критериев нефтегазоносности ЗТП показал, что закономерности пространственного размещения и стратиграфической приуроченности залежей и основных запасов УВ находятся в строгом соответствии со степенью активности новейших деформаций земной коры. Характер связи нефтегазоносности Южно-Мангышлакской НГО с особенностями проявления новейших деформаций земной коры заключается в преимущественном тяготении ЗНГ и единичных скоплений УВ к переходным, промежуточным между максимальными и минимальными амплитудами, между положительным и отрицательным знаком движений, зонам средних значений градиентов амплитуд и скоростей неотектонических движений. В морфоструктурном плане им соответствует переходная между положительной (ЦМД) и отрицательной (Южно-Мангышлакский прогиб) морфоструктурами первого порядка морфофлексура со средними для ЗТП значениями морфометрических аномалий рельефа (расчлененность рельефа и густота линейментов). Этот вывод отражает основной закон пространственного распределения нефтегазоносности в недрах Мангышлака (А. И. Тимурзиев, 1986). На примере ряда НГБ различного строения, возраста и истории развития (Бузачинский свод, Месопотамский прогиб, Терско-Каспийский прогиб, ДДВ, Тимано-Печорская впадина, Русская платформа и Западно-Сибирская плита) показано универсальное свойство сформулированного закона, заключающегося в закономерной концентрации промышленных скоплений УВ в зонах средних между максимальными и минимальными для конкретного НГБ значений активности неотектонических движений (А. И. Тимурзиев, 2006). При этом установлено, что в интервале значений активности новейших деформаций земной коры, контролирующих нефтегазоносность недр, в сторону увеличения значений активности движений (амплитуда, градиент амплитуд и градиент скорости) стратиграфический диапазон локализации запасов УВ закономерно повышается на фоне общего расширения стратиграфического интервала (этажа) нефтегазоносности. В целом для каждого НГБ существует свой ряд абсолютных значений параметров активности неотектонических движений, определяющих локализацию УВ в разрезе земной коры. Новизна сформулированного вывода состоит в установлении закона пространственно-стратиграфического распределения УВ как функции изменения по площади активности новейших деформаций земной коры.

По результатам статистического анализа связей между запасами и объемами ловушек Южно-Мангышлакской НГО установлен логарифмический закон распределения ( $\lg Q = a + b \times \lg V$ ). Расчеты коэффициента корреляции между площадью нефтеносности (а), объемом нефтенасыщенных пород (б) и извлекаемыми запасами нефти дают следующие цифры. Месторождения Южно-Мангышлакской НГО: 0,97 (а) и 0,99 (б); Еты-Пуровское месторождение (северный купол): 0,8 (а) и 0,94 (б); Еты-Пуровское месторождение (южный купол): 0,97 (а) и 0,99 (б); месторождение Белый Тигр (олигоцен) 0,95 (а) и 0,99 (б); месторождение Такуазет (бассейн Иллизи): 0,97 (а) и 0,99 (б). Приведенные цифры позволяют математически строго считать современный объем ловушек (при прочих равных условиях, обеспечивающих фор-

мирование залежей) главным фактором, контролирующим масштабы нефтегазонакопления, а размеры ловушек как концентрированное ожидание масштабов открытий. Таким образом, учет структурного фактора (объем ловушек) является необходимым условием любой прогнозной модели распределения УВ в недрах земной коры. Тот факт, что более 2/3 структур, опосредованных по Западному Казахстану, и по миру в целом, являются непродуктивными, свидетельствует о недостаточности структурного фактора как критерия нефтегазоносности для построения прогнозно-поисковых моделей и классификационных схем.

Анализ палеотектонических построений показал, что современная асимметрия бортов Южно-Мангышлакского прогиба по горизонтам платформенного чехла возникла в результате среднемиоценовых деформаций, и в предсреднемиоценовое время имел место противоположный уклон бортов с превышением южного борта над северным до 500 м. Промышленные скопления УВ (99% от разведанных запасов Южно-Мангышлакской НГО) локализованы в пределах структурно-тектонических зон, занявших относительно высокое гипсометрическое положение в среднемиоцен-четвертичное время (северный борт). С учетом выводов о решающей роли позднекайнозойских тектонических движений в формировании современного структурного плана Южно-Мангышлакского прогиба и осложняющих его структурных элементов второго (ЗНГ) и третьего (месторождения УВ) порядка значение палеотектонического фактора как критерия нефтегазоносности может рассматриваться только в объеме неоген-четвертичного времени. Наши последние исследования нефтегазоносности Еты-Пуровского месторождения и Сергинского ЛУ (Западная Сибирь), блока 245 бассейна Иллизи (Алжирская Сахара), месторождения Белый Тигр (Вьетнам) подтверждают этот вывод. В целом выполненные работы по палеотектоническому анализу и истории развития этих площадей показали, что геологические события, оказавшие решающую роль на формирование локальных поднятий, вторичных коллекторов, резервуаров, ловушек и залежей УВ произошли в позднекайнозойское время.

Оценивая роль и место неотектонических деформаций в комплексе критериев нефтегазоносности недр, подчеркнем их прямое влияние на масштабы вертикальной фильтрации УВ и сопутствующих флюидов в разрезе земной коры. Новейшая активность тектонических структур, независимо от их типа и истории геологического развития, определяет гипсометрический уровень локализации залежей УВ и служит в сочетании с экраняющими свойствами осадочного чехла и региональных флюидопоров фактором пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры.

Полученные результаты вносят новый взгляд на проблему очагов генерации УВ и служат решению первой ее части, касающейся определения пространственно-временных координат ( $X, Y, T$ ) генерирующих зон (определение координаты  $Z$ , расположенной в подкорковых глубинах, - задача будущего). Они служат также теоретической основой для разработки новых концепций НГГР недр и классификации НГБ на неотектонической основе.

Новый подход НГГР недр на основе вероятностной оценки ресурсного потенциала ОБ, реализован нами на примере Южно-Мангышлакской НГО (А. И. Тимурзиев, 1986). Суть его сводится к количественной оценке

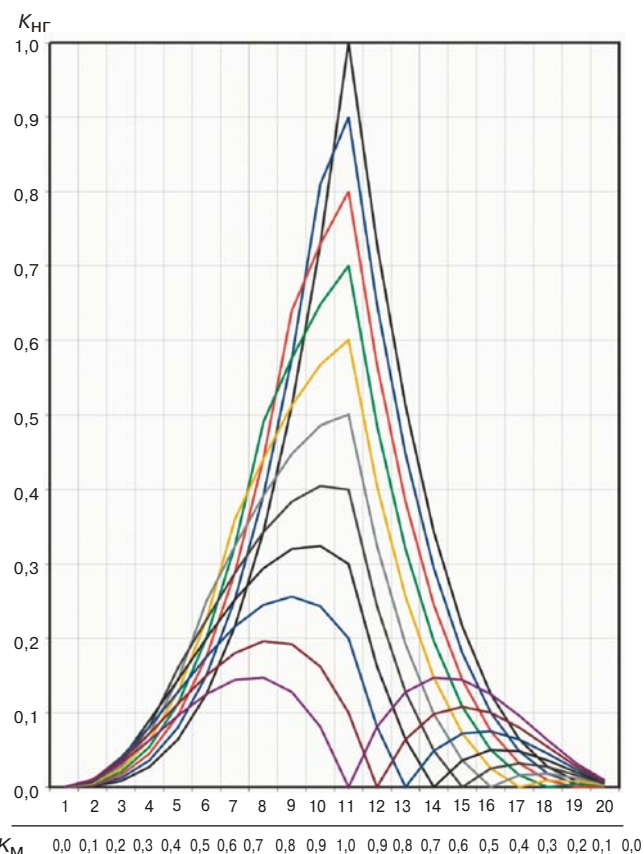


основных факторов, контролирующих процессы миграции, аккумуляции и сохранности скоплений УВ в вариантах регионального, зонального и локального прогноза и последующего объемного НГГР недр<sup>6</sup> (дифференцированно для каждого НГК). Приведенный на рис. 2 график теоретического распределения вероятностной оценки ресурсного потенциала характеризует нефтегазоносность недр (коэффициент нефтегазоносности -  $K_{нг}$ ) для модели двух смежных, разделенных горно-складчатой зоной, осадочных бассейнов во всех возможных сочетаниях соотношений относительных значений проницаемости ( $K_m$  - коэффициент миграции) и экранирования ( $K_c$  - коэффициент сохранности) осадочного чехла при формировании залежей УВ в ловушках различного типа. Абсолютная величина локализованных ресурсов УВ, выраженная через коэффициент аккумуляции ( $K_a$ ) - есть функция объема ловушек, вероятность заполнения которых определяется коэффициентом нефтегазоносности.

Установленная эмпирическая зависимость распределения разведанных запасов УВ ( $Q$ ) по месторождениям Южно-Мангышлакской НГО от величины  $K_{нг}$  аппроксимируется степенной функцией вида  $\lg Q = a + b \times \lg K_{нг}$ , где  $a$  и  $b$  - коэффициенты, оцениваемые по методу наименьших квадратов ( $a = 4,69$ ,  $b = 1,57$ ). Логарифм запасов ( $\lg Q$ ) образует прямую зависимость с  $\lg K_{нг}$ , что подтверждает правильность выбранной аппроксимации. Полученная зависимость позволяет прогнозировать нефтегазоносность в абсолютных значениях запасов. Логарифмическое распределение месторождений УВ по величине запасов для большинства НГБ б. СССР (М. А. Жданов, Е. В. Гординский, 1968; А. А. Бакиров, 1972; А. Н. Истомин и др., 1983; А. Э. Конторович и др., 1988, и др.), в том числе и наши построения по Южному Мангышлаку позволяют говорить об общности основных законов распределения УВ в недрах земной коры.

Таким образом,  $K_{нг}$  непосредственно характеризует вероятность нефтегазоносности недр и, что самое главное, изменение по площади масштабов нефтегазоаккумуляции. В старых НГБ по корреляционной зависимости  $Q = f(K_{нг})$  можно судить о продуктивности и оценивать запасы УВ подготовленных ловушек (независимо от их типа). В новых ОБ эта зависимость позволяет по величине  $K_{нг}$  дифференцировать фонд подготовленных поднятий, определять их промышленную значимость и очередность ввода в бурение. Перспективы нефтегазоносности ловушек данного НГК или группы смежных комплексов тем выше, чем выше  $K_{нг}$  (по площади и разрезу). Поскольку в новых районах в первую очередь открываются самые крупные месторождения, по графику  $Q = f(K_{нг})$  можно прогнозировать масштабы последующих открытий.

Графической иллюстрацией полученных выводов служит рис. 3. На графике показано зеркальное относительно ЦМД поведение кривой газосодержания (1) - отношение запасов газа к запасам нефти ( $q_g/q_n$ ) и кривой доли запасов УВ антиклинальных зон к суммарным запасам УВ НГО (2). Для обеих НГО выдержан обратный относительно друг друга ход кривых 1 и 2. Характер кривых свидетельствует о логарифмической функции распреде-



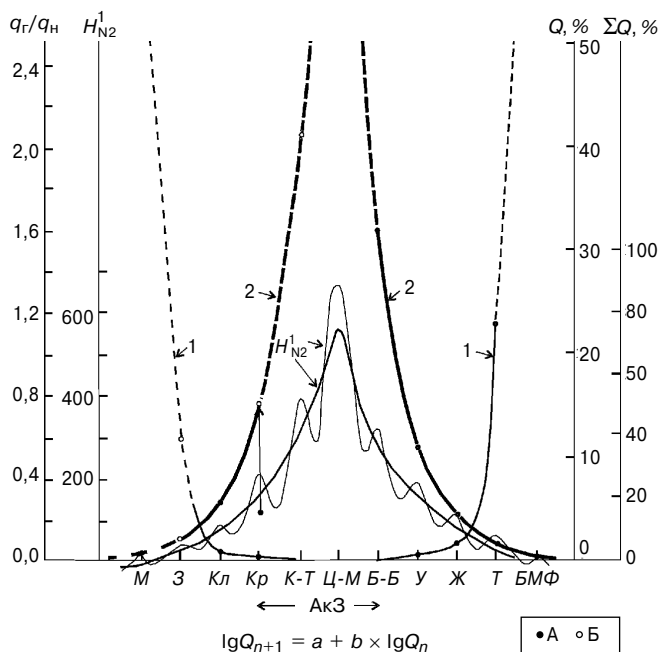
**Рис. 2.** Теоретическое распределение вероятностной оценки ресурсного потенциала осадочного бассейна ( $K_{нг}$ ) для модели двух смежных, разделенных горно-складчатой зоной, осадочных бассейнов во всех возможных сочетаниях соотношений относительных значений проницаемости ( $K_m$ ) и экранирования при скользящей оси коэффициента сохранности ( $K_c$ ): 1 - днище осадочного бассейна, 11 - ось складчатой зоны, 20 - днище осадочного бассейна

ления анализируемых параметров ( $\lg Q_{n+1} = a + b \times \lg Q_n$ ), т. е. в сторону ЦМД с юга (Южно-Мангышлакская НГО) и с севера (Северо-Бузачинская НГО) по логарифмическому закону происходит снижение газосодержания и повышение абсолютных запасов УВ антиклинальных зон. В этой связи о запасах Беке-Башкудукского вала (гигантское месторождение битумов Карасязь-Таспас), Каражанбасской антиклинальной зоны и ЦМД (Тюб-Караганский вал) можно говорить как об остаточных в условиях аконсервационной зоны. Восстановленная (теоретическая) часть кривой 2 отражает миграционный объем УВ "дыхания" для глубинного очага генерации, связанного с "окном проницаемости" земной коры ЦМД. ЦМД с редуцированным гранитным слоем, максимальной активностью новейших деформаций земной коры, минимальной мощностью осадочного чехла и максимальной мощностью переходного комплекса (ось триас-палеозойского палеорифта) рассматривались нами как возможный очаг генерации УВ на ЗТП (А. И. Тимурзиев, 1986). В свете полученных зависимостей вывод этот подтверждается, так как концепция осадочного происхождения УВ не имеет геохимического обоснования для ЗТП. Анализ соотношения разведанных запасов УВ Южно-

<sup>6</sup> Здесь и по тексту в целом мы не придаем ОБ генетическую, нефтегазогенерирующую роль, а рассматриваем их как региональные ловушки для аккумуляции и консервации УВ в пределах гидродинамических барьеров на путях фильтрационных потоков глубинных УВ.

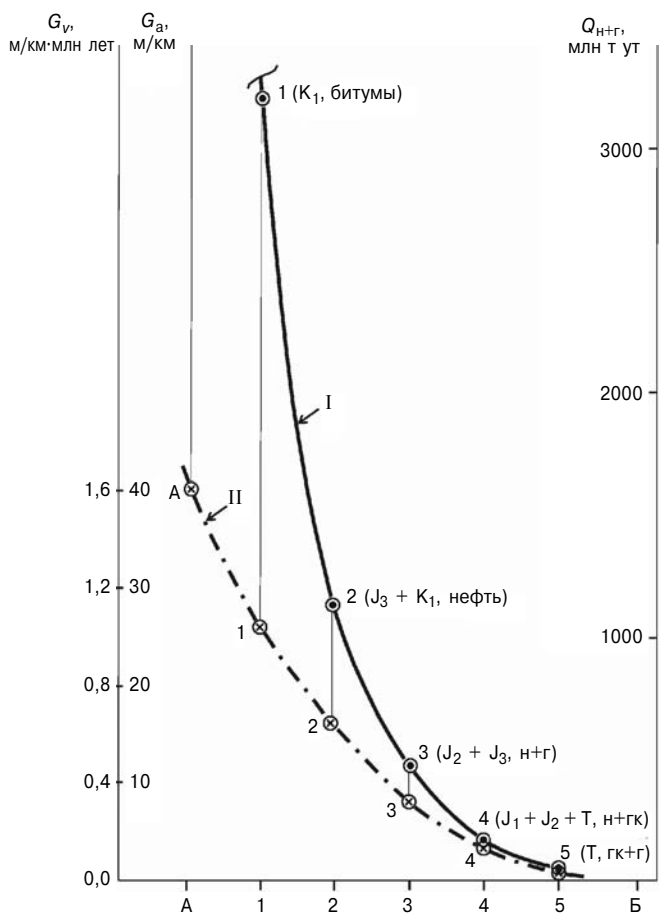
Мангышлакской НГО с суммарным генерационным потенциалом материнских толщ ЮПТ и доюрского переходного комплекса свидетельствует о более чем 20-кратном дефиците РОВ и ХБ и необходимости привлечения альтернативных источников УВ.

Детальный анализ связи нефтегазоносности Южно-Мангышлакской НГО с градиентом амплитуд (скорости) неотектонических движений свидетельствует о том, что месторождения нефти и газа, группирующиеся в ЗНГ, приурочены к линейным зонам максимумов градиента амплитуд (скорости) неотектонических движений. В пределах низких и фоновых значений градиента амплитуд (скорости) неотектонических движений скопления УВ отсутствуют. Изменение градиента амплитуд (скорости) неотектонических движений вкост простиражения Южно-Мангышлакской НГО от складчатого борта (ЦМД) до оси Южно-Мангышлакского прогиба (Жазгурлинская впадина) определяет как стратигра-



**Рис. 3.** Характер соотношения газосодержания (1) и доли запасов УВ от суммарных запасов УВ региона ( $\Sigma Q$ , %) (2) по структурным (антиклинальным) зонам с активностью (амплитудой  $H_{N2}^1$ ) новейших деформаций земной коры в поперечном профиле через Бузачинский свод, Центрально-Мангышлакские дислокации и Южно-Мангышлакский прогиб: шкала запасов: справа ( $\Sigma Q$ , %) и сплошная часть кривой 2 - фактические значения разведанных запасов; слева ( $Q$ , %) и штриховая часть кривой 2 - расчетные значения теоретического распределения запасов УВ для симметричного относительно двух НГО очага генерации УВ (формула распределения  $\lg Q_{n+1} = a + b \times \lg Q_n$ ). Кривые амплитуды неотектонических движений - фактическая, отвечающая нормальному закону распределения, и теоретическая (восстановленная), отвечающая закону затухающей синусоиды, А - фактические, Б - расчетные значения газосодержания и доли запасов УВ по антиклинальным зонам для смежных НГО. Структурные (антиклинальные) зоны: М - Морская, З - Заповедная, Кл - Каламасская, Кр - Каражанбасская, К-Т - Кошак-Торлунская, Ц-М - Центрально-Мангышлакская, Б-Б - Беке-Башкудукская, У - Узеньская, Ж - Жетыбайская, Т - Тенгинская, БМФ - Большая Мангышлакская флексюра; АкЗ - аконсервационная зона

фический уровень локализации залежей и основных запасов УВ, так и фазовый состав и физико-химические свойства УВ скоплений (рис. 4). С ростом градиента амплитуд (скорости) неотектонических движений стратиграфический уровень локализации запасов УВ повышается. Имеет место следующий дискретный ряд стратиграфической приуроченности разведанных запасов УВ месторождений в зависимости от градиента скорости неотектонических движений (в м/км·млн лет): PZ, Т (0,24 - 0,40) => Т+J (0,40 - 0,48) => J (0,48 - 0,56) => J+K (0,56 - 0,64) => К (0,64 - 0,72). При значениях градиента скорости ниже 0,24 (нижний предел нефтегазоносности) и выше 0,72 (верхний предел нефтегазоносности) скопления УВ не формируются (не проникают) в осадочном чехле (первый случай) или являются полностью разрушенными (второй случай).



**Рис. 4.** Южно-Мангышлакская НГО. Характер распределения запасов и фазового состава УВ (I) в зависимости от изменения значений градиента амплитуд ( $G_a$ ) и градиента скорости ( $G_v$ ) неотектонических движений (II) по антиклинальным линиям вкост простиражения от складчатого борта (А) до оси прогиба (Б): в скобках - стратиграфический интервал концентрации и фазовый состав основных запасов УВ; А - складчатый борт (Центрально-Мангышлакские дислокации); 1 - Беке-Башкудукский вал; 2 - Узеньская антиклинальная линия; 3 - антиклинальная линия Жетыбай; 4 - Тенгинская антиклинальная линия; 5 - Сакудук-Улькендалинская антиклинальная линия; Б - ось Южно-Мангышлакского прогиба (Жазгурлинская впадина)

Изменение фазового состава и физико-химических свойств УВ Южно-Мангышлакской НГО подчиняется закономерности: область интенсивного новейшего прогиба (Жазгурлинская впадина) характеризуется газонакоплением, переходная область (Жетыбай-Узенская ступень) - нефтенакоплением и область максимального новейшего поднятия (ЦМД) - битумонакоплением. По групповому УВ составу нефти Южно-Мангышлакского прогиба (первая и вторая области) относятся к типу метановых, Тюб-Караганского вала (вторая область) - нафтенно-ароматических, в пределах Беке-Башкудукского вала и ЦМД (третья область) выделены битумы, асфальты, киры. Общее утяжеление УВ с увеличением амплитуд и дифференцированности новейших тектонических движений отражает одну из основных закономерностей нефтегазоносности ЗТП и связано с дегазацией и разрушением залежей УВ в условиях ослабления экранирующих свойств региональных флюидоупоров.

#### **Очаги генерации и каналы фильтрации УВ**

Теоретически (термодинамические расчеты), экспериментально (лабораторные химические эксперименты) и натурно (нефтегазоносность фундамента, изотопный состав действующих вулканов, срединно-океанических хребтов и "черных курильщиков") доказан глубинный абиогенный генезис УВ. Время дискуссий прошло, пришло время утилизации знаний о глубинном генезисе УВ в практические методы прогнозирования нефтегазоносности недр и поисково-разведочные технологии. Методика количественной оценки перспектив нефтеносности на вероятностной основе реализована нами (А. И. Тимурзиев, 1986) и внедряется в практику нефтепоисков.

Основой практического решения вопроса о картировании глубинных очагов генерации УВ служат установленные пространственные связи ЗНГ с зонами корреляции отрицательных гравитационных аномалий (относительных минимумов силы тяжести в редукции Буге) и зон разуплотнения земной коры и верхней мантии с относительными максимумами градиента скорости новейших тектонических движений (А. И. Тимурзиев, 1988, 2004). Земная кора над ЗНГ и очагами генерации УВ резко отличается по глубинному строению и характеризуется:

- повышенным залеганием границы Мохоровичича, на фоне ярко выраженного антиклинорного строения нижнекоровых и верхнемантийных поверхностей;
- возбужденной (разуплотненной и флюидонасыщенной) мантией, внедрением мантийных серпентинитовых астенолитов (офиолитовый плюм-диапиризм) и интенсивными процессами гранитизации (ультраметаморфизма) коровых образований;
- повышенной расслоенностью и наличием слоя (корового волновода) с пониженной скоростью продольных сейсмических волн и высокоомной земной корой;
- океанизацией земной коры с полной редукцией гранитного слоя (эрозионный размыв сверху и гидротермальная переработка снизу) с формированием базальтовых окон;
- сокращением мощности земной коры, пониженным положением кровли фундамента (кристаллического и складчатого), разрастанием мощности осадочного чехла (характер соотношения седиментационных ванн - палеорифтовых долин и надрифтовых синеклиз на коровом субстрате свидетельствует о кро-

вельном срезании и обрушении палеосводов антеклиз над современными ОБ);

- наличием зон деструкции (повышенной плотности и глубинности разломов) и разуплотнения земной коры и верхней мантии;
- понижением плотности пород и граничной скорости сейсмических волн, а также контрастными аномалиями отрицательного гравитационного поля и изостатических аномалий;
- повышенными значениями градиентов амплитуд и скоростей новейших тектонических и современных движений, запечатленных в признаках сейсмической активности недр;
- повышенным флюидным и тепловым потоком.

Современные технологии сейсморазведки 3D, позволяя картировать очаги скрытой разгрузки УВ в осадочном чехле и в фундаменте ОБ, решают вопрос об источниках и форме миграции УВ и обеспечивают тем самым переход к новой парадигме поисков нефти: от поисков локальных структур, как возможных ловушек УВ, к прямым поискам нефти на путях (гидродинамических барьерах) вертикальной струйной фильтрации УВ. Формирование залежей УВ на барьерах глубинного массопереноса связано с фильтрацией потоков флюидов, локализованных в вертикальных "сверхпроводящих" колоннах на телах горизонтальных сдвигов фундамента и на сводах растущих поднятий, обеспечивающих растяжение земной коры и раскрытие недр.

#### **Глобальные следствия**

Независимо от существующих схем НГПР недр объективной реальностью является существование двух глобальных поясов нефтегазонакопления, объединяющих богатейшие НГБ мира: 1) пояс предгорных (передовых) и межгорных прогибов альпийской складчатости и активизированных на новейшем этапе PZ и MZ глыбово-складчатых систем - связан с первой континентальной ступенью геоида Земли; 2) пояс континентальных окраин (шельфовый склон континентов) - связан со второй океанической ступенью геоида Земли. Второй глобальный пояс нефтегазонакопления является молодым как по возрасту осадочного выполнения (KZ), так и по времени формирования скоплений УВ (плиоцен-четвертичный). Основной закон распределения нефтяных месторождений, открытый И. М. Губкиным на основе закономерной приуроченности нефтегазоносных территорий в геосинклинальных областях к окраинным частям складчатых сооружений, находит свое подтверждение и объяснение в установленных нами связях пространственно-стратиграфического распределения УВ как функции активности новейших тектонических деформаций (А. И. Тимурзиев, 1988).

Глобальным следствием установленных связей является региональная нефтегазоносность континентального шельфа как структурного проявления второй планетарной амплитудной и высокоградиентной ступени геоида Земли, сформированной на завершающем этапе альпийской фазы тектогенеза. Нефтегазоносность первой планетарной (континентальной) ступени, связанная с окраинными частями складчатых сооружений (предгорные и межгорные прогибы геосинклинальных областей и эпиплатформенной складчатости), была названа И. М. Губкиным основным законом распределения нефтяных месторождений. Установленные связи,

определяющие закономерности размещения ЗНГ и единичных скоплений УВ в пределах переходных, промежуточных между максимальными и минимальными амплитудами, между положительным и отрицательным знаком движений зонах, со средними значениями градиентов амплитуд неотектонических движений, по аналогии названы законом пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры (А. И. Тимурзиев, 2006). В соответствии с этим законом устанавливается прямая связь высотного положения пластовых резервуаров НГК и контролируемых ими залежей УВ с количественными параметрами активности неотектонических движений. В соответствии с этим законом расширение стратиграфического диапазона нефтегазоносности и повышение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов и запасов УВ месторождений нефти и газа НГБ, изменение фазового состава и физико-химических свойств УВ (дегазация, общее утяжеление и разрушение залежей УВ в условиях ослабления экранирующих свойств региональных флюидоупоров) связываются с увеличением активности (амплитуд, градиента амплитуд и скорости) неотектонических движений.

Учитывая, что масштабы открытий нефти – есть функция объема ловушек, а параметры активности неотектонических движений и мощность экранирующих толщ определяют степень сохранности, фазовый состав и физико-химические свойства УВ скоплений, новая парадигма глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции открывает безграничные возможности для разведчиков недр. Уже сегодня погруженный фундамент ОБ и обнажения щитов древних платформ, покровно-надвиговые и складчатые зоны горных областей и глыбово-складчатые области активизированных платформ, континентальный склон, шельф и глубоководные котловины Мирового океана (на технически доступную глубину), современные грабен-рифтовые структуры над сводами древних платформ (активизированные восходящими астенолитами) и другие неперспективные с точки зрения гипотезы ОМП нефти участки земной коры должны рассматриваться объектами коммерческого интереса и интенсивных поисков УВ (нефти, газа, битумов, газогидратов). В условиях устойчивого высокого спроса нефть будут искать везде. Земля дышит УВ (с различной интенсивностью) по всей поверхности, а для концентрации УВ и формирования залежей нужны лишь ловушки, природа которых может быть много богаче принятых сегодня представлений. В соответствии с этим в ближайшее время должна быть кардинально пересмотрена структура прогнозных ресурсов УВ в пределах различных геотектонических зон, в частности, и география мирового нефтегазового потенциала в целом. Технический прогресс не остановит поиски нефти глубинами осадочного чехла земной коры и верхней части земной коры. Богатейшие скопления УВ уже сегодня могут прогнозироваться в верхней и средней части континентальной коры внутри гранитного слоя (так называемого слоя пониженных сейсмических скоростей или корового волновода) на технически доступных глубинах (10 – 20 км) в пределах неотектонически активных структур земной коры (предгорные и межгорные прогибы и складчатые борты Альпийского пояса, глубокие депрессии ОБ, континентальные и океанические рифты и области сводообразования над восходящими мантийными астенолитами), а в будущем на глубинах 30 – 40 км в пределах неотектони-

чески активных структур молодых и древних платформ. Любые интервалы земной коры, характеризующиеся резким градиентом физических свойств (в первую очередь реологических свойств: пластичность-хрупкость), запечатленные в аномалиях физических полей (снижение плотности и вязкости пород, инверсия сейсмических скоростей, повышенная электропроводность и флюидонасыщенность) как коровые волноводы, могут рассматриваться потенциально УВ-насыщенными в пределах мантийных астенолитов (антиклинорного строения нижне-коровых и верхнемантийных поверхностей), и в их отношении могут проектироваться программы научного прогноза и технического освоения глубинных очагов генерации и аккумуляции УВ.

### Вместо заключения

Принципиальные вопросы на генезис нефти и источники УВ развели со времен И. М. Губкина геологическую мысль на два противоборствующих лагеря. Сегодня в попытках примирения двух антагонистических концепций происхождения нефти неуклюже возрождается компромиссное учение о смешанном, микстгенетическом, полигенном, глубинно-осадочном генезисе УВ (К. Н. Кравченко, 2002; В. П. Гаврилов, 2004; А. А. Абидов, Ф. Г. Долгополов и др., 2005; Э. А. Абля, И. С. Гулиев и др., 2006; В. В. Доценко, А. Н. Степанов, 2006; А. И. Никонов, 2007, и др.), на основе флюидодинамической концепции Б. А. Соколова и эффекта А. А. Трофимука, Н. В. Чарского, Т. И. Сороко (открытие № 326).

Однако от деклараций о создании новой парадигмы до практического внедрения в стратегию и тактику поисков нефти методов, основанных на новой концепции генезиса УВ, огромная дистанция. Западные НК свое не критическое отношение к теории нефтегазообразования покрывают многомиллиардными инвестициями в затратные технологии (сейсморазведка, бурение, компьютерные технологии). Посадив НК на “технологическую иглу”, транснациональные сервисные компании как идеологи внедрения научных разработок вытеснили и затормозили развитие альтернативных, менее затратных интеллектуальных методов обеспечения нефтепоисков. Отдавая должное техническому прогрессу, заметим, что технологии являются лишь инструментом в руках “всевидающего” геолога. Прямых технических методов поисков в настоящее время не существует. Сейсморазведка – основной метод подготовки объектов под поисковое бурение, даже в трехмерном исполнении, не позволяет выявлять залежи нефти. Она лишь с большей степенью достоверности и детальностью картирует ловушки, которые при определенных благоприятных условиях могут содержать залежи, а могут их и не содержать. Подтвердит эту неопределенность только долото. Вопрос лишь, какой ценой?...

Без деидеологизации нефтегазовой геологии от устаревших догм губкинской руководящей гипотезы ОМП нефти и всевозможных ее атавизмов на вопросы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции и приведения практики нефтепоисков в соответствие с геологическими условиями залегания нефти в земной коре и физическими законами, их определяющими, принципиальные изменения в стратегии и тактике нефтепоиска невозможны. Усилия одиночек, энтузиастов от здравого смысла не в состоянии решить проблему в ее системно-прикладном аспекте.