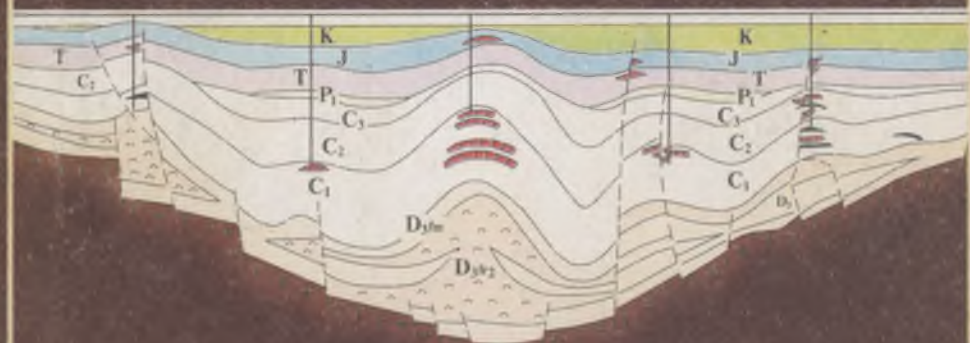


Б.П. КАБЫШЕВ

ИСТОРИЯ И ДОСТОВЕРНОСТЬ ПРОГНОЗОВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ



**МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ УКРАИНЫ**

Украинский государственный
геологоразведочный институт (УкрГГРИ)

Б.П. Кабышев

**ИСТОРИЯ И ДОСТОВЕРНОСТЬ
ПРОГНОЗОВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ
(гносеологический анализ)**

монография

Киев
Издательство УкрГГРИ
2001

Кабышев Б.П. История и достоверность прогнозов нефтегазонасности Днепроовско-Донецкой впадины (гносеологический анализ). Монография. — К.: УкрГГРИ, 2001. — 380 с. — ISBN 966-7896-01-3.

Проанализированы многочисленные прогнозы нефтегазонасности, разработанные большим количеством специалистов научных и производственных организаций по территории ДДВ за более чем 60-летнюю историю геологоразведочных работ. Прогнозы дифференцированы по стратиграфическим комплексам, зонам, типам ловушек, глубинам, крупности скоплений и фазовому состоянию УВ. Выделены гносеологические факторы, повлиявшие на достоверность прогнозов. Обоснован методический подход использования их в качестве гносеологических критериев для разработки современных прогнозов. С использованием гносеологических и традиционных геологических критериев обоснованы современные перспективы и направления нефтегазописковых работ в ДДВ, дифференцированные по объектам разного типа.

Книга рассчитана на геологов-нефтяников, особенно нового поколения исследователей недр нефтегазонасных регионов.

Ответственный редактор
чл.-кор. НАН Украины П.Ф. Шпак

Рецензент
кандидат геол.-минерал. наук А.А. Билык

Утверждено к печати Ученым советом УкрГГРИ

Анализ истории и подтверждаемости прогнозов нефтегазонасности актуален по нескольким причинам. Всегда важно знать, помнить и отдавать должное авторам, научным школам, организациям и предприятиям, которые первыми правильно решили те или иные научные проблемы и прогнозировали открытие месторождений по определенным направлениям. Но главное в данном обзоре мы видим в решении гносеологической задачи — выяснении факторов (причин), обуславливающих достоверность (подтверждаемость) или недостоверность прогнозов, которые делались до открытия месторождений.

Понятно, что на достоверность прогнозов влияют опыт и квалификация их авторов. Но этот, чисто субъективный, фактор, как показывает анализ, не является определяющим, ибо известно немало примеров, когда неверные прогнозы делали весьма эрудированные и даже выдающиеся личности, которые в других направлениях известны своими крупными научными и прогнозными открытиями, впоследствии подтвержденными практикой геологоразведочных работ. Поэтому с самого начала работы можно было предположить, что существуют и другие, более объективные по отношению к личности исследователя, причины, влиявшие на достоверность прогнозов, в данном случае нефтегазонасности недр Восточной Украины.

Гносеологический анализ истории и достоверности (подтверждаемости) прогнозов нефтегазонасности, кроме закрепления научных приоритетов в истории, имеет самостоятельное прогнозное значение для оценки дальнейшей перспективности региона. Он позволяет ответить на вопрос, почему прогнозы, сделанные в одно и то же время на одинаковом фактическом материале нередко одним и тем же исследователем по разным проблемам, в одних случаях впоследствии хорошо подтвердились, а в других — оказались недостоверными. Гносеологические факторы, нередко помимо осознанного желания исследователей, способны влиять на конечные выводы и рекомендации прогнозного характера.

В настоящей работе этот вопрос рассмотрен на примере Днепроовско-Донецкой нефтегазонасной области, в которой за короткий период со времени открытия (1937) пройдены все этапы прогнозов и достигнута высокая изученность недр и разведанность ресурсов УВ. В истории прогнозных исследований Днепроовско-Донецкой впадины (ДДВ) четко проявились как крупные успехи (выдающиеся и другие подтвердившиеся прогнозы), так и крупные и менее значительные заблуждения геологической мысли. Реализация первых способствовала открытию месторождений и повышению эффективности геологоразведочных работ, а вторых — приводила к излишним материальным затратам. Однако все идеи — как достоверные, так и оказавшиеся ошибочными — имеют свое положительное значение, конечно, в разной степени, для разработки современных прогнозов, прогресса геологической науки и практики геологоразведочных работ.

С этих позиций анализ истории прогнозов нефтегазонасности сам выступает как важный прогнозный фактор, так как позволяет среди

обычно имеющихся многочисленных прогнозных исследований и рекомендаций выбирать приоритетные, т. е. те, которые имеют больше шансов подтвердиться в будущем, исходя из гносеологических предпосылок.

Второе замечание общего характера касается детальности анализа истории прогнозов. Подтверждаемость их в работе анализируется в той же детальности, в какой они выдавались: на раннем этапе (до установления промышленной нефтеносности ДДВ) подтверждаемость прогнозов анализируется для региона в целом, а после этого — с дифференциацией по основным направлениям поисков (продуктивным комплексам), зонам нефтегазонакопления, типам ловушек и др. факторам, по которым авторами оценивались перспективы нефтегазонаосности и давались рекомендации на поиски новых месторождений.

При анализе принят комбинированный принцип периодизации (этапности) прогнозных исследований — по решению крупных проблем и по десятилетним этапам. Последнее обусловлено тем, что в период широкого разворота нефтегазопроисковых и научно-исследовательских работ, начиная с 1950-х годов, различные важные вопросы (и, соответственно, прогнозны исследования) решались в разное время, и установить единые вехи для региона в целом невозможно.

При выборе этапности прогнозных исследований учитывались также данные о времени практического решения крупных нефтегазопроисковых проблем, весьма краткий перечень которых приводится ниже. Первая промышленная нефть на территории ДДВ была получена из кепрока Роменского соляного штока в июне 1937 г. в скв. 2-бис, пробуренной институтом геологических наук АН Украины.

Первые месторождения в коренных осадочных породах ДДВ были открыты в 1950 г. (Радченковское нефтегазовое с залежами в нижнем карбоне и триасе, а также Шебелинское газовое в отложениях нижней перми-верхнего карбона). Случилось так, что с самого начала освоения ресурсов УВ в регионе была установлена промышленная нефтегазонаосность двух основных, ныне известных, продуктивных комплексов — нижнекаменноугольного и нижняя пермь-верхнекаменноугольного, которые на многие годы определили основные направления геологоразведочных работ, наибольшие приросты запасов, а позднее и добычу нефти и газа в регионе.

По нижнепермско-верхнекаменноугольному направлению максимум открытий месторождений и приростов запасов приходится на 1960—1970-е годы (Леляковское, Кегичевское, Ефремовское, Зап.-Крестищенское, Мелиховское месторождения), после чего наступил резкий спад в значимости этого комплекса. По второму (нижнекаменноугольному) направлению процесс открытия месторождений и прироста запасов развивался более равномерно, начиная с 1950 г. вплоть до настоящего времени. При этом были отдельные вехи, связанные с принципиальными открытиями в более узких частях разреза нижнекарбонного мегакомплекса, неантиклинальных ловушках, глубоких горизонтах и др. Так, в 1976—1979 гг. с открытием Котелевского, Березовского, Семеновского, Абазовского и Матвеевского месторождений в серпуховском комплексе последний выделился в качестве

самостоятельного направления поисков, в то время как до того эти отложения включались в состав регионального флюидоупора и в них были открыты (попутно с оценкой визейского комплекса) лишь небольшие залежи.

В конце 1970-х годов с открытием Яблунковского (1977 г.) месторождения определилась большая значимость турне-нижневизейского комплекса. В то же время верхневизейский комплекс на протяжении почти всей истории поисков играет роль одного из главных объектов.

Следующими этапными вехами в истории нефтегазопроисковых работ в ДДВ было открытие промышленной нефти в девонских отложениях в конце 1970-х годов (Бугреватовское, Козиевское месторождения); установление промышленной газонаосности глубоких горизонтов (конец 1970-х—начало 1980-х гг.); открытие месторождений (Волошковское и др.) с реальными запасами УВ в неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушках (1983 г.) и установление промышленной нефтегазонаосности пород кристаллического фундамента (1985 г., Хухринское месторождение).

Как видим, после принципиально важных дат, какими были открытия в 1937 г. самой нефтегазонаосной области и в 1950 г. первых промышленных месторождений с рентабельными запасами, другие важные вехи в истории нефтегазопроисковых работ в ДДВ рассредоточены во времени и не совпадают друг с другом. После 1950 г. невозможно выделить единые этапы, которые характеризовали бы нефтегазопроисковые работы для региона в целом. Поэтому изложение истории прогнозных исследований, тесно связанной с историей нефтегазопроисковых работ, в данной монографии выполнено с использованием следующей периодизации:

- исследования раннего периода (до 1937 г. — получения первой промышленной нефти);
- предвоенный период активизации исследований (1937—1941 гг.);
- послевоенный период возобновления исследований (1944—1950 гг.);
- десятилетние периоды исследований в последующие годы (1951—1960, 1961—1970, 1971—1980, 1981—1990, 1991 гг. и по настоящее время).

При этом следует полагать, что прошло еще недостаточно времени для проверки подтверждаемости прогнозов примерно с 1981 г., тем более, что в 1990-е годы вследствие экономического кризиса резко уменьшились объемы геологоразведочных работ в ДДВ, соответственно, и возможности для реализации прогнозов. Поэтому в настоящей работе после рассмотрения прогнозных исследований до 1980 г. выполнен гносеологический анализ их подтверждаемости, а затем с учетом этих выводов и прогнозов, сделанных после 1980 г., рассмотрен вопрос о современных прогнозах и направлениях нефтегазопроисковых работ в ДДВ.

1. РАННИЙ ПЕРИОД ИССЛЕДОВАНИЙ (до 1937 г.)

1.1. Работы Н.С. Шатского и Ф.О. Лысенко

Первые работы, имеющие отношение к проблеме нефтеносности ДДВ, а в то время и Украины в целом, относятся к концу 1920-х—началу 1930-х годов. Более ранних публикаций на эту тему нам не удалось обнаружить. До недавнего времени приоритет в прогнозе нефтеносности этого региона всеми исследователями данной проблемы отдавался Н.С. Шатскому (1931). Недавно В.И. Созанский (1990) ознакомил современное поколение геологов с работами сотрудника института геологических наук АН Украины Ф.О. Лысенко, который был репрессирован в 1937 г. Поэтому работы и имя его были преданы забвению. Ф.О. Лысенко (1929, 1933) в 1928—1936 гг. проводил геологические исследования в Роменском районе Полтавской области, приведшие к открытию в 1937 г. первого в ДДВ нефтяного месторождения. Однако, восстановив эту историческую достоверность и справедливость, В.И. Созанский пытается полностью опровергнуть значение работы Н.С. Шатского (1931) с правильным прогнозом геологического строения Роменского соляного штока и его нефтеносности и влияние этого исследования на открытие Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области. В связи с такой неоднозначной трактовкой истории открытия первой нефти в ДДВ рассмотрим этот вопрос подробнее.

Ф.О. Лысенко (1929, 1933) изучал в пределах горы Золотухи (выступ у с. Аксютинцы) в районе г. Ромны выходящие на поверхность гипсы и гипсоносные мергели с целью использования их в качестве сырья для получения цемента и серной кислоты. В первой статье на эту тему Ф.О. Лысенко (1929) сделал обзор работ предшественников по изучению строения горы Золотухи (Н.Д. Борисяк, Г.В. Гуров, В.В. Докучаев, П.Я. Армашевский), отметил в описании обнажений П. Армашевским наличие “битуминозного мергеля” (с. 42), сделал весьма важный и верный с позиций и сегодняшнего дня вывод о едином генезисе мергелей горы Золотухи и у с. Исачки, связанном с диабазами, и предположил наличие диабазов и на первом объекте (с. 43).

Н.Г. Свистальский (1936-а) указывал, что вопрос этот возник по инициативе роменских районных организаций, и “...были проведены исследования этих гипсоносных отложений с целью разведки гипса для увеличения его добычи. Тогда этот район обследовал проф. Ф.О. Лысенко и заложил здесь первую скважину на г. Золотухе около Ромен, чтобы пройти гипсоносную толщу пород” (с. 79). Эта скважина была запроектирована Институтом геологических наук Украины в декабре 1931 г., а забурена в феврале 1932 г.

К прогнозу нефтеносности самое прямое отношение имеет вопрос о происхождении роменских гипсов и диабазов у с. Исачки — экзотических пород, которые залегают на поверхности среди горизонтально лежащих третичных отложений, и генезис которых на протяжении почти столетия привлекал внимание геологов. Историю представле-

ний об их происхождении проследил Н.С. Шатский (1931). Он указывает, что “...первые гипотезы рассматривают породы, включающие диабаз и гипс около Исачек и Аксютинца, как коренные осадочные породы четвертичного или третичного возраста...” (с. 340) (Н.Д. Борисяк, Феофилактов, А.В. Гуров). Далее Н.С. Шатский замечает: “П.Я. Армашевский предполагал, что породы Аксютинца, возможно, произошли также (как в Исачках. — Б. К.) от выветривания диабазов. Такого же взгляда на происхождение интересующих нас пород придерживался и последний исследователь их, Ф.О. Лысенко...” (с. 341). Но П.Я. Армашевский в описаниях пород на горе Золотухе отмечал также наличие “битуминозного мергеля” (Н.С. Шатский, 1931, с. 341).

Относительно происхождения исачковских диабазов господствовало представление о них как о коренном залегании части крупных выступов изверженных пород, связанных с вулканитами Волыни и Донбасса, а гипсов и гипсоносных мергелей — как о продуктах разложения этих диабазов. Так, И. Морозевич (1903) считал: “В доолигоценое (и, по всей вероятности, до третичное) время на юго-восточной границе кряжевой полосы акад. А.П. Карпинского, в нынешних Исачках, существовал вулканический очаг, деятельность которого закончилась излиянием лавы, застывшей в виде дейков в вулканическом туфе. Эти извержения, может быть, были синхронны с проявлением вулканической деятельности в Берестовцах Волынской губернии, лежащих на западном краю того же “зачаточного кряжа”... В олигоценое время окрестности Исачковского холма были покрыты мелководным бассейном, из которого отложились мергели и темно-бурые глины. Дейки диабазов возвышались тогда над уровнем омываемого их бассейна”.

Сам Ф.О. Лысенко (1929, 1933) “...неслучайное поднятие г. Золотухи...” рассматривал “...как проявление горообразовательных процессов подобно до исачковского диабазов и миргородских минеральных источников, связанные с Донбассом и эффузивными породами Волыни...” (с. 106).

Как указывал Г.Ф. Турлей (1936), А.П. Карпинский первым высказал мнение, что гипсоносные породы около г. Ромны на горе Золотухе по возрасту древние, а “М.М. Тетяев, ссылаясь на мнение акад. А.П. Карпинского, принял гипсоносные породы Ромен за возможное продолжение пермских отложений Артемовского района Донбасса и провел у Ромен границу донецкой синклинали” (с. 10). А.В. Гуров (1888) считал, что гипс в Ромнах образовался, “...вероятно, на дне замкнутой мелководной морской бухты” в палеогеновое время (с. 586).

Были и другие гипотезы происхождения этих экзотических пород, в частности, рассматривающие диабазы как гляциодислокации. З.А. Мишунина (1955) указывает, что В.И. Вернадский, изучавший эти породы, “...отрицал участие ледника в накоплении здесь диабазов (в противоположность мнению А.В. Гурова и П.Я. Армашевского)...” (с. 14) и что “...оказался прав П.Я. Армашевский, впервые указавший на девонский возраст исачковских диабазов” (с. 19), хотя и связывал их с ледниковыми образованиями.

С позиции конца 1880-х—начала 1900-х годов и сегодняшних зна-

ний о закономерностях размещения нефтяных месторождений совершенно очевидно, что ни одна из предложенных до 1931 г. гипотез происхождения гипсов и диабазов в центре ДДВ (региональные выступы коренных изверженных или галогенных пород, гляциодислокации, отложения локальных лагун третичного или четвертичного возраста) не открывала перспектив нефтеносности рассматриваемого района и не давала оснований для таких выводов изучавшим эти породы геологам. Так, наличие битуминозности в роменских (или) исачковских экзотических породах в своих публикациях отмечали И. Морозевич (1903), Ф.О. Лысенко (1928) и П. Армашевский (1903). Двое первых никак не объясняли ее происхождение, а П. Армашевский считал, что “Органические вещества, служившие для образования битуминозных известняков и глины, очевидно, были приносимы водою сверху”. Понятно, что последнее к прогнозу промышленной нефтеносности рассматриваемого района не имеет никакого отношения. Никто из исследователей не делал прогнозов на нефть, хотя как объективные изыскатели они и отмечали наличие “битуминозных пород”. Ни в одной из названных и других, опубликованных до 1931 г. работ не фигурирует даже слово “нефть”. В том, что до 1931 г. никто не прогнозировал возможное открытие на территории ДДВ месторождений нефти, кроется определенная гносеологическая загадка, которую мы попытаемся разрешить ниже.

Н.С. Шатский (1931), рассмотрев все существующие представления, сделал вывод, что “...ни одна из предложенных гипотез происхождения пород Аксютинца и Исачек не объясняет всей совокупности фактов...” и что эти породы “...представляют... обнаженные эрозией верхние части узких куполов или штоков, интродуцированных снизу вверх в толщу осадочных мезозойских и, может быть, кайнозойских пород силой тектонического напряжения...” (с. 344); что “...это те образования, которые располагаются в верхней части соляных куполов и которые широко известны в американской нефтяной геологии под именем кэл-рок” (с. 345), которые были выдавлены на поверхность с большой глубины и отчасти образовались в процессе “...подъема и выдавливания” (с. 347). Правда, возраст соли здесь Н.С. Шатский считал пермским, аналогичным той соли, что была известна в Артемовске.

Далее в этой статье Н.С. Шатский указывает, что “...соляные купола в Америке, Европе и Азии представляют объект тщательных поисков и разведок, так как с этими структурами связаны месторождения ценных полезных ископаемых: каменной соли, калийных солей, иногда нефти и серы... Тектоническая гипотеза происхождения Исачковско-го холма и роменских гипсов, таким образом, дает иные экономические перспективы для этих районов, равно как и для значительных пространств Полтавщины, так как, кроме Исачек и Аксютинца, на этой площади могут быть и другие купола, скрытые под толщей третичных и четвертичных отложений” (с. 349).

Итак, в отличие от всех своих предшественников, Н.С. Шатский впервые связал экзотические породы в Ромнах и Исачках с соляными штоками и именно этим сделал положительный и правильный прог-

ноз нефтегазоносности данных локальных объектов и “...значительных пространств Полтавщины”, ибо в те годы связь нефтяных месторождений с соляными куполами (Примексиканский, Эмбенский и др. регионы) была уже хорошо известна. Прогноз Н.С. Шатского вскоре подтвердился: бурившаяся под руководством Ф.О. Лысенко скважина 1 в 1932 г. на глубине 80 м вскрыла соль и прошла по ней до глубины 563 м, иногда пересекая небольшие прослойки мергелей. Эта скважина была закончена бурением в 1935 г. В ней были установлены признаки калийных солей (до 1,5 %), однако признаков нефти не было.

Сам Ф.О. Лысенко (1933) высоко оценивал перспективы Роменского района на различные полезные ископаемые. Он писал: “...очень возможно, что г. Золотуха может принять в себе целый ряд еще неизвестных для окраин г. Ромны полезных ископаемых, как, допустим, соли, которая подобно Донбассу и Соликамску тесно связана с гипсом. Также обращают на себя внимание пятна битуминозных глинистых мергелей, которые впервые констатировал проф. П.Я. Армашевский, а мне посчастливилось подтвердить это. Бурение хотя бы на 100 м следует рассматривать как первый шаг для выявления целого ряда вопросов” (с. 107). Но было это уже после 1931 г., — вслед за вскрытием соли в скв. 1-бис.

Современники Н.С. Шатского и исследователи более позднего времени отдавали ему должное за блестяще подтвердившийся прогноз. Однако В.И. Созанский (1990) считает, что “...статья Н.С. Шатского (1931) не стимулировала поиск нефти в ДДВ, о чем писали и продолжают писать авторы публикаций по нефтеносности данного региона. Она оставалась не замеченной современниками... Нефть в ДДВ была открыта учеными Института геологических наук УССР в процессе научных исследований без влияния идей Н.С. Шатского. Большое значение в обнаружении нефти в этом регионе имели работы Ф.О. Лысенко, который, изучая геологическое строение Роменского купола, еще в 1929 г. акцентировал внимание на битуминозности пород этого купола. Все дальнейшие исследования геологического строения и полезных ископаемых района выполнялись под руководством Ф.О. Лысенко...” (с. 49). Далее В.И. Созанский указывает, что в 1935 г. “...проблему поиска нефти в ДДВ затрагивает Б.Л. Шнеерсон... публикации Б.Л. Шнеерсона, как и предыдущие работы Н.С. Шатского и В.И. Лучицкого, не привлекли внимания и не способствовали постановке геологоразведочных работ на нефть и газ в ДДВ” (с. 50).

С такой интерпретацией истории открытия нефти в ДДВ, которую дает В.И. Созанский (1990), трудно согласиться. Здесь следует различать два разных, хотя и тесно связанных вопроса: во-первых, наличие прогноза нефтегазоносности и его последующая подтверждаемость и, во-вторых, его влияние на постановку геологоразведочных работ и открытие месторождений. Что касается достоверности научного прогноза, то здесь приоритет Н.С. Шатского неоспорим. Он первым связал экзотические породы в Ромнах с соляным куполом, а связь последних с нефтью в те годы была уже хорошо известна.

Следует также отметить, что представления Н.С. Шатского о проис-

хождении роменских гипсов и исачковских диабазов не всеми его современниками были приняты, и не воспринимались даже после вскрытия соли в Роменской скважине 1. Так, Н.И. Безбородько (1934) писал: “Сведения о тектонической линии (“линии вулканизма” Донбасс—Чернигов. — Б. К.) я дал еще в 1931 г. Наличие морфогенетического северо-западного направления диабаза Исачек является серьезным выражением предположениям Н.С. Шатского про аллохтонное, а не автохтонное залегание тут диабаза, насильно вынесенного, как считает Шатский, при выдавливании с глубины известняков, мергелей, гипсов и гипотетических соляных куполов... Значение тектонической линии Чернигов—Донбасс не изменяется от того, признавать или нет приведенные выше представления Шатского. Но их надо согласовать с залеганием и направлением отдельностей в диабазе, которые противоречат точке зрения Шатского” (с. 19). А Н.Г. Свитальский (1936-а) так представлял себе взаимоотношение диабазов и соли: “Неглубокими скважинами были выявлены (в Ромнах и Исачках. — Б. К.) диабазы. Можно допустить, что диабазы представляют собой не блоки, поднятые солью, а интрузии позднего времени, которые прорвали уже сформированный купол. Тогда для нефти образовались пути по разломам, которые возникли не только из-за поднятия соли, но и из-за прорыва вверх диабазовой магмы” (с. 86).

Сможет ли сегодня кто-нибудь сказать, что верной оказалась не гипотеза Н.С. Шатского (1931) о происхождении роменских гипсов и исачковских диабазов, а какая-либо другая, из предложенных до нее или вскоре после нее. А после 1936 г. таковых вообще опубликовано не было. Именно в вопросе о происхождении этих экзотических пород в ДДВ корень проблемы о приоритетности прогноза нефтеносности на ее территории. После того, как было спрогнозировано развитие тут соляных куполов, вопрос о нефтеносности региона стал ясен сам собой почти для всех. Оговорка “почти” относится только к акад. А.Д. Архангельскому, который даже в 1939 г. сомневался в наличии промышленной нефти в ДДВ, но, как показано ниже, здесь уже действовал мощный геосеологический фактор. Сам же Н.С. Шатский (1931) не ограничился предсказанием открытия соляных куполов в ДДВ, а сам спрогнозировал и нефтеносность “...огромных пространств Полтавщины” (с. 349).

Что же касается непосредственного влияния идей Н.С. Шатского на открытие тогда первой в Украине нефти, то нет прямых данных, свидетельствующих учитывались ли они при заложении скв. 1 в Ромнах в 1932 г. Не располагает противоположными материалами и В.И. Созанский. Однако сразу же после вскрытия соли этой скважиной в том же году статья Н.С. Шатского, несомненно, активизировала поиски нефти в ДДВ. Имеются свидетельства современников анализируемых событий, которые позволяют считать, что эта работа формировала общественное мнение о высокой перспективности на нефть Северо-Украинской мульды. О ней упоминают в своих публикациях до открытия роменской нефти В.И. Лучицкий (1933), Г.Ф. Турлей (1936), Б.Л. Шнеерсон (1935), Н.Г. Свитальский (1936), Д.Н. Соболев (1933, 1936) и др., причем не просто упоминают, а подчеркивают ее стиму-

лирующее значение для изучения проблемы нефтеносности ДДВ.

А то, что на статью Н.С. Шатского нет ссылки в “обстоятельной сводке” В.А. Сельского “Соляные купола и их связь с нефтью” (опубликована в 1936 г.), на чем акцентирует внимание В.И. Созанский (1990, с. 49), то это не является доводом. Ни на одной из 312-ти страниц монографии В.А. Сельского не упоминается о соляных куполах Украины. Однако не стоит забывать, что в то время, когда писалась книга, они еще не были открыты — нельзя было анализировать их связь с нефтью — следовательно, не было надобности сослаться на статью Н.С. Шатского, где такие купола только прогнозировались.

А собственное отношение к Н.С. Шатскому В.А. Сельский (1939) выразил на нефтяной конференции 1938 г. в своем выступлении: “Самым ценным из того, что мы здесь заслушали, является категорическое подтверждение нахождения нефти в Роменской скважине в отложениях карбона. Блестящая концепция, которая изложена здесь Н.С. Шатским, имеет тем большее значение, что мы в настоящее время получаем нефть из карбоновых отложений на огромнейшем пространстве, начиная от месторождений, расположенных на Каме, и заканчивая Самарской Лукой” (с. 303).

Роль Н.С. Шатского в открытии нефти ДДВ в 1930-е годы положительно оценивали, на него ссылались многие ученые и практики. Причем речь идет о работах, опубликованных не только после 1937 г., когда Ф.О. Лысенко был репрессирован и имя его исчезло из печати. Следует подчеркнуть, что до этого времени объективность в научной печати выдерживалась: имена обоих выдающихся личностей, стоявших у истоков открытия тогда первой нефти в Украине, — Ф.О. Лысенко и Н.С. Шатского, — их последователями назывались объективно верно и без противопоставления.

Акад. Н.Г. Свитальский (1936-а), в те годы директор Института геологических наук, писал: “В 1931 г. появилась работа проф. Шатского... Эта работа некоторое время оставалась не оцененной и только, когда наши работы развернулись, нам удалось убедиться в правильности гипотезы, высказанной проф. Шатским” (с. 80). “Представление, высказанное проф. Шатским... оказалось правильным, ибо скважина до глубины 563 м прошла по соли” (с. 82). В этой статье Н.Г. Свитальский дважды упоминает и имя Ф.О. Лысенко: “...еще в 1931 г. по ходатайству проф. Лысенко была заложена скважина в районе Ромен, на г. Золотухе, в гипсовом карьере” (с. 80).

Можно вполне обоснованно считать, что сразу после вскрытия соли в скважине 1 в 1932 г. идея Н.С. Шатского была взята на вооружение, иначе, зачем было бурить эту скважину по соли до глубины 563 м? Ведь наверняка никто не собирался добывать гипсоносные мергели на такой глубине.

Таким образом, хотя непосредственное открытие первой нефти в ДДВ на первый взгляд произошло по чисто производственному варианту, т. е. как бы случайно (бурение на гипсы, потом на калийную соль и лишь затем на нефть), однако прогноз нефтегазоносности, сделанный Н.С. Шатским до бурения скважин, несомненно, сыграл свою стимулирующую роль, особенно в период с 1932 по 1936 гг. и в после-

дующее время.

Все сказанное не отрицает большой заслуги Ф.О. Лысенко, как и некоторых других геологов, о чем будет сказано ниже, в открытии нефти в ДДВ. Исследуя гипсоносные породы как сырье для получения цемента и серной кислоты, он рекомендовал проведение на г. Золотухе бурения, грави- и магнитометрических работ, указывал на вероятность обнаружения здесь и других полезных ископаемых, “как, например, соли”, обращал внимание на пятна битуминозности в глинистых мергелях, не делая до 1932 г. из последнего факта каких-либо выводов и рекомендаций прогнозного значения на нефть. В целом его исследования и рекомендации, конечно, способствовали и даже привели к постановке цепочки поисковых работ в районе Ромен. Сначала здесь забурили скважину 1 для изучения гипсоносных пород (в конце 1931 или в начале 1932 г.), затем в апреле 1936 г. Ученым советом Института геологических наук было принято решение о бурении на Роменском куполе скважины 2 “...с целью определения наличия калийных солей в соляном куполе и возможности выявления проявлений нефти” (Н.Г. Свитальский, 1936-б, с. 59). Эта скважина была закончена бурением в октябре 1936 г. В июне этого же года в ней была встречена нефтенасыщенная диабазовая брекчия и пропитанный нефтью пористый известняк. Следует заметить, что цитируемая статья Н.Г. Свитальского (1936-б, с. 59) была сдана в печать 20.08.1936 г., уже после того, как в скважине 2 были подняты нефтенасыщенные керны. Так что целевым заданием бурения скважины 2, как это подчеркивает и В.И. Созанский (1990), были поиски калийных солей.

Таким образом, несомненным является то, что исследование Ф.О. Лысенко роменских гипсов, обоснование им и бурение скважины 1 сильно ускорило открытие первой нефти в ДДВ. И в этом имеет его большая заслуга. Можно себе представить, что если бы в Ромнах проблема нефти не совпала с вопросом разведки гипсов, то неизвестно когда бы здесь специально на нефть заложили бы скважину, несмотря на наличие теоретического прогноза Н.С. Шатского. Гипотеза последнего о происхождении роменских гипсов и исачковских диабазов, как указано выше, у современников имела и авторитетных оппонентов — поэтому вряд ли практическая геология спешила бы с проверкой этой гипотезы бурением. Действия Ф.О. Лысенко придали данной проблеме другой скоростной оборот.

В следующей работе В.И. Созанский и др. (1990) правильно указывают, что непосредственное “...открытие нефти в ДДВ явилось побочным результатом изучения геологии Роменского района, проводившегося силами Института геологических наук АН УССР” (с. 66). Другими словами, открытие Роменского месторождения могло произойти, как это нередко было в практике нефтегазописковых работ, по чисто производственному сценарию, без прямого учета имевшихся научных прогнозов. Но и это не отрицает значимости последних, тем более в отношении работы Н.С. Шатского, широко известной в те годы геологической общественности и, очень вероятно, оказавшей влияние на действия тех, кто определял и руководил проведением геологоразведочных работ в СССР и Украине.

Сам Н.С. Шатский (1931) в своей статье ссылается и цитирует работу Ф.О. Лысенко (1929), хотя она была напечатана на украинском языке. Не мог и Ф.О. Лысенко не знать статьи Н.С. Шатского, где рассматривалось происхождение роменских гипсов и исачковских диабазов, т. е. вопрос, который изучал и Ф.О. Лысенко. Сам же Ф.О. Лысенко (1935) обосновал и руководил бурением скважины 1 на Роменском куполе, заложенной для изучения гипсов и встретившей проявление калийной соли. В 1934 г. “...для ознакомления с месторождением Соликамских калийных солей нач. экспедиции Ф. Лысенко отбыл в научную командировку в Соликамск и Москву, где имел возможность проконсультироваться у акад. И.М. Губкина и проф. И. Сельского о возможном наличии на Украине природных газов и признаков битуминозности” (с. 126). К последующим, с 1936 г., буровым работам в Ромнах Ф.О. Лысенко, по-видимому, отношения не имел, так как известно, что нефтяной партией, бурившей скв. 2, руководил И.Т. Шамека (1939-в), также сотрудник Института геологических наук. В октябре 1936 г. на Роменском куполе была забурена скважина 2-бис, при испытании которой в июне 1937 г. были получены первые 2 т нефти из брекчии соляного штока. Это означало открытие не только Роменского месторождения, но и новой Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, а также для тех лет и первой нефти в Украине.

По какой причине Ф.О. Лысенко в 1936—1937 гг. уже не был связан с бурением в Ромнах, когда и произошло открытие там нефти, нам достоверно же удалось установить. Возможно, как указывают Д.Е. Макаренко и В.И. Созанский (1992), что “...весной 1936 г. он тяжело заболел” (с. 139). Но не исключена и другая причина — возможно, Ф.О. Лысенко, специалист по нерудным полезным ископаемым, продолжил исследования по данному направлению. Об этом может свидетельствовать опубликование им в 1936 г. 3-х статей разнообразной тематики, а именно: об огнеупорных глинах Запорожья—Криворожья, огнеупорном сырье Киевской и Винницкой областей и о запасах шамотного сырья (см. список литературы в статье Д.Е. Макаренко и В.И. Созанского, 1992). Не похоже, что это были результаты старых исследований. 22 мая 1937 г. Федор Остапович Лысенко был арестован (Д.Е. Макаренко, В.И. Созанский, 1992).

Все сказанное не дает основания противопоставлять личности Н.С. Шатского и Ф.О. Лысенко, внесших большой вклад в открытие нефти в ДДВ — первый как ученый, сделавший подтвердившийся прогноз нефтегазоносности, а второй как ученый, цепочка действий которого (бурение на гипс, затем на калийную соль и уже после на нефть) привела к открытию первого нефтяного месторождения в ДДВ и всей нефтегазоносной области.

Здесь интересно отметить одну характерную черту в истории открытия нефти в Ромнах, на которую впервые обратил внимание И.Т. Шамека (1938, с. 27). Эти данные очень сходны с получением в 1929 г. в Чусовских городках Приуралья фонтана нефти, возвестившего о рождении знаменитой Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Хотя прогнозы о ее высокой перспективности делались за-

долго до открытия указанного месторождения (И.М. Губкин и др.), но первая нефть была выявлена случайно. В одной из мелких скважин, бурившихся для целей геологической съемки под руководством проф. Н.И. Преображенского была встречена калийная соль. Так было открыто крупное Соликамское месторождение калийных солей. После этого бурение этой же партией продолжалось уже на калийные соли, и в одной из таких скважин в районе Чусовских городков ударил нефтяной фонтан. Это открытие, как указывал А.А. Трофимук (1957), "...послужило поводом к широкому развитию поисков нефти в обширных районах Урало-Поволжья" (с. 43).

Аналогия с Ромнами очень высока. Здесь, как указывалось выше, бурение скважин, начиная с 1931 г., два раза переориентировалось: с гипсов на калийную соль и от нее — на нефть. В обоих случаях месторождения оказались очень мелкими по размерам, но они сыграли выдающуюся роль в открытии крупных нефтегазоносных провинций — Волго-Уральской и Днепровско-Донецкой, в которых после названных открытий начали очень интенсивно развиваться нефтегазопромысловые работы. Разница только в поощрении геологов, руководивших этими работами, — проф. Н.И. Преображенский от правительства получил крупную денежную премию (после Соликамска) и орден Ленина после Чусовских городков, а профессор Ф.О. Лысенко — был репрессирован.

Вышеизложенное не свидетельствует, что открытия Волго-Уральской и Днепровско-Донецкой нефтегазоносных провинций произошли случайно. До Чусовских городков и Ромен высокую перспективность этих регионов исследователи обосновывали, а в Урало-Поволжье даже проводились и поисковые работы на нефть. Но факт остается — первые промышленные притоки нефти здесь были получены в скважинах, которые проектировались и бурились на калийную соль. Произошло, как это часто бывает в жизни, проявление закономерности через случайность.

1.2. О прогнозах П.И. Степанова, А.П. Карпинского, А.Д. Архангельского, И.М. Губкина, Е.О. Погребницкого

В 1930-е годы проводились широкие по тем временам исследования по проблеме Большого Донбасса, руководителем и идеологом которых был П.И. Степанов (1932, 1934). Проблема эта состояла в определении истинных размеров Донбасса и основывалась на том, как считал П.И. Степанов (1932), что "...все имеющиеся в нашем распоряжении геологические данные позволяют утверждать, что современный Донбасс является лишь незначительной частью погребенного под покровом вышележащих отложений огромного угленосного бассейна, распространяющегося в северо-западном направлении к Полтаве, в северном — к Воронежу, в юго-восточном..." (с. 3). "Работы в Западном секторе имеют целью расширить Донбасс в направлении на запад — в сторону Полтавы, Ромен и, если окажется возможным, далее на запад..." (П.И. Степанов, 1934, с. 106).

Следует отметить, что проблема Большого угленосного Донбасса

имела под собой тектоническое обоснование самых авторитетных в те годы тектонистов, которое, однако, в свете современных данных является неверным. Так, А.Д. Архангельский (1932), который ввел в научную литературу хорошо укоренившийся термин Днепровско-Донецкая впадина, выделял последнюю только по третичным, меловым и, возможно, юрским отложениям, а по палеозойским образованиям — "...в ее пределах располагается сложнодислоцированный Донецкий кряж" (с. 36). Далее он пишет: "Не подлежит никакому сомнению, что в недрах впадины на некоторое и, может быть, значительное расстояние продолжают складки Донецкого бассейна, перекрытые несогласно горизонтальными третичными и слабодислоцированными меловыми породами" (с. 37). "Вопрос о подземном продолжении кряжа на запад принадлежит, несомненно, к числу наиболее интересных проблем, связанных с изучением ДДВ" (с. 361). В этой работе А.Д. Архангельский (1932) также отмечает, что и, по представлениям М.М. Тетяева, Донецкий бассейн "...занимает район всей нашей Днепровско-Донецкой впадины" (с. 42).

По словам самого М.М. Тетяева (1926), "...русская платформа на юго-западе, на территории Польши и Украины, ограничивается герцинскими складками, в которые как составная часть входит и Донецкий бассейн" (с. 102), а территория нынешней ДДВ "...есть продолжение палеозоя Донецкого бассейна, скрытое под мезозойскими и третичными отложениями" (с. 100). Украинский кристаллический щит М.М. Тетяев рассматривал как сильно приподнятое и размытое ядро этой крупной герцинской складчатой области.

Разделял взгляды А.Д. Архангельского о мезозойском возрасте собственно Южно-Русской мульды (Северо-Украинской. — Б. К.) и Е. Оппоков (1925).

Следует отметить, что охарактеризованные представления А.Д. Архангельского, Е. Оппокова и др. основываются на известной идее А.П. Карпинского (1883) о развитии в "...южной половине Европейской России... зачаточного кряжа", протягивающегося от Келецко-Сандомирских гор в Польше до Мангышлака на юго-востоке с дислоцированными отложениями: Составной частью его является "...Донецкий кряж (с. 128)... а в Полтавской губернии... уже обнаружено северо-западное продолжение Донецкого каменноугольного бассейна. Буровая скважина, проведенная около станции Перещепино, на р. Орели, под третичными встретила, как известно, юрские и каменноугольные осадки" (с. 132).

С легкой руки австрийского геолога Э. Зюсса линии, ограничивающие эту "зачаточную кряжевую полосу", прочно вошли в геологическую литературу под названием "линии Карпинского". Правда, на территории Северной Украины эта полоса западнее Донбасса и г. Харькова отклоняется к югу от современных границ Днепровского грабена, так что район гг. Чернигова, Ромен, а также Припятский прогиб в нее не попадают. Сам же А.П. Карпинский в своей работе прямо не указывал, какая степень дислоцированности пород палеозоя предполагается к западу от Донбасса. Он допускал, что по простиранию кряжевой полосы она изменяется: "...местами... возникали горные кря-

жи, местами лишь незначительные нарушения напластования... (с. 142). Однако впоследствии в тех частях рассматриваемой полосы, где развиты осадки с нормальным положением слоев, будут найдены нижние вторичные и особенно палеозойские отложения, они окажутся с нарушенным по определенному направлению напластованием" (с. 142). Но в какой степени нарушенными, как, например, в Донбассе, — меньше или больше — А.П. Карпинский (1883) не указывал. Поэтому его нельзя считать прямым сторонником идеи Большого каменноугольного (геосинклинального) Донбасса, каким были А.Д. Архангельский, П.И. Степанов и др., хотя его представления о кряжевой полосе, конечно, оказали влияние на развитие этой идеи. Неслучайно А.Д. Архангельский (1936) свою статью в "Вестнике АН СССР", посвященном памяти А.П. Карпинского, назвал "А.П. Карпинский и Большой Донбасс".

В этой, более поздней, работе А.Д. Архангельский (1936) об угленосности нынешней территории ДДВ говорил более определенно: "К числу наиболее интересных и наиболее важных в практическом отношении идей современной советской геологии принадлежит, бесспорно, идея так называемого Большого Донбасса". Согласно этой идее, тот "...Донецкий бассейн, который мы хорошо знаем и который дает огромные массы угля... представляет лишь часть некоторого большого геологического целого, скрытого от нас на большей или меньшей глубине различными молодыми, не содержащими угля, горными породами. Соответствующими разведочными работами мы можем найти эти скрытые каменноугольные отложения и тем увеличить площадь распространения и запасы доступных для эксплуатации каменноугольных залежей" (с. 35).

Естественно, что при таких взглядах на тектоническое строение территории Северо-Украинской мульды вполне закономерно, что А.Д. Архангельский ожидал открытие здесь, в отложениях карбона, угленосного бассейна донецкого (геосинклинального) типа. Однако естественно и то, что такие представления одновременно исключали промышленную нефтеносность ДДВ, что и проявилось в другой статье исследователя "Где и как искать новые нефтеносные области в СССР" (А.Д. Архангельский, 1929). Здесь автор дал свои прогнозы относительно перспективности на нефть целого ряда регионов СССР, однако среди них нет упоминания о территории ДДВ, что вполне понятно, зная его позиции по вопросам тектоники этого региона — не мог же А.Д. Архангельский ожидать нефтеносность в геосинклинальном, по его представлениям, палеозое ДДВ или в маломощном мезозойском покрове.

В опубликованной в эти же годы статье Л.Н. Розанова (1928) под названием "Следует ли искать нефть в пределах Русской равнины и где именно?" территория ДДВ также не называется в числе перспективных на этот вид полезных ископаемых.

До 1937 г. (открытия роменской нефти) проблема Большого Донбасса была только угленосной, это уже позднее она стала рассматриваться как комплексная на различные полезные ископаемые. Во всяком случае, в цитируемых работах П.И. Степанова ни слова не гово-

рится о нефтеносности территории нынешней ДДВ, более того, делается прогноз о продолжении сюда "погребенного Донбасса". Здесь нет слов "дислоцированного" или "складчатого" Донбасса, но это подразумевается, следует из работ А.Д. Архангельского и, как увидим далее, и в более поздних работах по проблеме Большого Донбасса. В целом эта идея в отношении угленосности для Западного сектора оказалась необоснованной — карбон ДДВ по литолого-фациальному составу, степени метаморфизма, дислоцированности пород и промышленной угленосности не подобен донбасскому. Промышленно-угленосный Донбасс расширился только на территорию так называемого Западного Донбасса (Павлоградско-Петриковский район) платформенного типа. На остальной части территории ДДВ, как показано в работе А.Я. Радзивилла и др. (1990), угольные пласты (и даже рабочей мощности) имеются, но низких стадий метаморфизма (буроугольная, длиннопламенная, газовая), и развиты они преимущественно в периферийных зонах (прибортовых, на бортах и северо-западной части), т. е. это не та угленосность, которую прогнозировали разработчики проблемы Большого Донбасса.

Следует отметить, что в ранний период исследований ДДВ, в противовес сторонникам идеи Большого Донбасса, В.Б. Порфирьев (1946) считал, что "...в разрезе роменского карбона нет угля, а в Донбассе, при его богатстве, нет нефтепроявлений" (с. 19). В свете современных данных к этому можно добавить лишь прилагательное "настоящий" — в Донбассе (как и других угленосных бассейнах) нет настоящей нефти, а в ДДВ (как и в других нефтегазоносных регионах) нет настоящего угля, хотя сказано это было В.Б. Порфирьевым для обоснования отрицания генетической связи нефти в ДДВ с каменноугольными отложениями.

Здесь нам хочется обратить внимание и на еще одно принципиально важное положение. Похоже, что необоснованная идея Большого Донбасса (продолжение дислоцированного Донбасса на территории ДДВ) не позволила ее авторам и другим знакомым с этой концепцией исследователям прогнозировать в "Восточно-Украинской мульде" открытие нефтяных месторождений. Ведь в то время уже было известно, что хотя нефтеносные бассейны нередко граничат с угленосными, однако в плане нигде не совпадают (правило Д. Уайта о влиянии степени катагенеза пород было предложено в 1915 г.). Был уже и прогноз Н.С. Шатского (1931) о нефтеносности ДДВ.

Вывод об альтернативности промышленной угленосности и нефтеносности, повлиявший на прогноз последней, следует относить не только к исследованиям П.И. Степанова и других разработчиков идеи Большого Донбасса до 1937 г. В брошюре П.И. Степанова (1932) "Большой Донбасс", являющейся изложением его доклада в Ленинграде в ЦНИГРИ Союзгеолразведки в октябре 1932 г., приведены также выступления в прениях таких выдающихся геологов, как А.П. Карпинского, Д.В. Наливкина, М.М. Тетяева и И.М. Губкина. Ни в одном из этих выступлений нет какого-либо упоминания о возможной нефтеносности рассматриваемого региона. Вполне понятно это по отношению к М.М. Тетяеву, которому, как указывалось выше, не позволяли

сделать это его представления на тектонику ДДВ — не мог же исследователь ожидать нефть в геосинклинальных складчатых отложениях палеозоя.

Удивляет отсутствие таких прогнозов у акад. И.М. Губкина. И не только потому, что в те годы он был признанным лидером советской нефтяной геологической науки — в 1930-е годы он сам выдвинул идею о переходе “угленосных фаций” в погруженных зонах в нефтяные, которая в своем конечном практическом плане была претворена в жизнь в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. По отношению к последнему И.М. Губкин (1939) позднее* так формулировал этот переход: “...угленосная фация, выраженная на восточных склонах Уральского хребта выходами угленосной юры, к востоку в сторону Западной Сибири переходит в нефтяную” (с. 81). Научное кредо И.М. Губкина в Западной Сибири не подтвердилось: континентальная нижняя юра (как и триас) восточного склона Урала (в Челябинском угленосном бассейне) с погружением на территории Западной Сибири не превратилась в морские нефтяные фации (низы тюменской свиты), а распространяется примерно в том же составе. Гигантские же месторождения нефти и газа были открыты стратиграфически выше — в меловых и в меньшей степени меловых верхнеюрских отложениях. Тем не менее, открытие Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна все справедливо связывают с именем И.М. Губкина, потому что он своим авторитетом призывал и реально организовывал там нефтегазопоисковые работы.

В направлении от Донбасса к ДДВ, как теперь установлено, такой переход угленосного карбона в нефтегазоносный имеется (по факторам литолого-фациального состава, степени катагенеза пород, форме складчатости). Возникает вопрос, почему же И.М. Губкин, выступая в прениях по докладу П.И. Степанова по проблеме Большого Донбасса, не сказал об этой, своей же, идее и не обосновал прогноз нефтегазоносности ДДВ? Он же отметил “громадный интерес” доклада П.И. Степанова, сказал, что “...он дает направление нашим разведочным работам по определению границ Большого Донбасса, как самостоятельно тела — это его практическое значение” (П.И. Степанов, 1932, с. 32), но прогноза нефтегазоносности не сделал. Почему? Ведь он был так близок к этому. По нашему мнению, здесь сказалось давление господствовавшей тогда среди геологов мысли, лежавшей в основе идеи Большого Донбасса — в сторону Восточно-Украинской мульды распространяется складчатый погребенный Донбасс без существенного изменения состава, фации, метаморфизма и структуры каменноугольных отложений. Здесь мы встречаемся с наглядным примером влияния на прогноз нефтегазоносности необоснованной господствующей геологической идеи, хотя и не относящейся непосредственно к нефтегазоносности, а касающейся общегеологического строения региона. Не на всех современников такая идея оказала влияние, например, не оказался в плену у нее, как увидим ниже, Д.Н. Соболев, но на многих она повлияла.

* Впервые эту идею И.М. Губкин высказал в интервью корреспонденту газеты “Известия” в 1932 г.

Проблемой Большого Донбасса активно занимался и Е.О. Погребницкий, опубликовавший на эту тему в 1935 г. брошюру (сдана в печать в 1933 г.). Ее основные идеи перекликаются с представлениями П.И. Степанова. Эта же проблема в ней также рассматривается как угольная, “...хотя автор не считает, что она может быть сведена только к этому...” (с. 3); проведенные работы “...выдвигают и другие, немаловажные для народного хозяйства, проблемы: соли, огнеупоры, фосфориты, газы, минеральные воды” (с. 17). О нефтеносности в ней, как и в других работах по проблеме Большого Донбасса, не упоминается. В работе указывается, что “...наиболее благоприятное направление в смысле нахождения донецкого типа угленосных отложений — ось Донецкой синклинали на запад и восток от “...видимого Донбасса...” (с. 12). В брошюре имеется карта, которая содержит интересную для нас информацию. На ней в условных обозначениях показана “область видимого Донбасса” (открытого по современной терминологии) и “область дислоцированного карбона донецких фаций”, которая от открытого Донбасса распространяется на северо-запад, на территорию современного Днепровского грабена вплоть до г. Чернигова, т. е. даже западнее Ромен, о чем говорится в тексте. Выделяется также “область распространения недислоцированного карбона фаций юга центральной черноземной области”, т. е. на территории Северного борта ДДВ. Последнее отличает представления Е.О. Погребницкого от П.И. Степанова, который погребенный донецкий угленосный карбон распространял до г. Воронежа.

Таким образом, из работы Е.О. Погребницкого еще более четко видно, что разработчики идеи “Большого Донбасса” прогнозировали на территории центрального грабена ДДВ распространение складчатого (“дислоцированного”) карбона донецкого типа, погребенного под молодыми отложениями. Понятно, что при такой идее допускать промышленную нефтегазоносность палеозойских отложений не было оснований, что и следовало из всех работ по Большому Донбассу, опубликованных до открытия роменской нефти.

Следует отметить, что представления в духе позднее названной идеи Большого Донбасса высказывались геологами и ранее. Так, исследователь Донбасса Б.Ф. Мефферт (1926) писал: “...район развития палеозоя... Петровского купола представляет интерес не только по проявлению угленосности на значительном расстоянии от площади Донецкого бассейна, но и с точки зрения... возможного продолжения донецких каменноугольных осадков в западном направлении” (с. 1).

1.3. Идея проблемы Большого Донбасса в исследованиях XIX столетия

Анализ более ранних геологических исследований территории Украины показывает, что представления о расширении угленосного Донбасса появились значительно раньше 1930-х гг. Своими корнями они уходят вглубь XIX столетия и связаны с именами таких геологов, как Р.И. Мирчисон, Н.Д. Борисьяк, А. Гуров, Г.М. Бледи и др., а также с бурением скважины, впервые вскрывшей, как тогда представлялось,

каменноугольные отложения на территории ДДВ.

На северо-западной окраине Донбасса, в зоне открытых палеозойских структур, выходы угольных пластов на поверхность были известны уже в начале XIX века, а у с. Петровское (известном ныне одноименном куполе) уголь даже добывался открытым способом и использовался для отопления военных поселений. Горный инженер Г.М. Вледе (1840), описавший в те годы эти выходы угольных пластов, был, возможно, первым или одним из первых, кто сделал прогноз о широком распространении угленосности на территории Харьковской губернии и, таким образом, является возможным автором идеи Большого Донбасса. Он писал, что "...можно считать верным, что... отношения пород не полагают препятствий дальнейшему распространению Петровской каменноугольной формации по Харьковской губернии... Подъем ее на высший уровень (на Петровском куполе. — *Б. К.*) был только местный, но что вообще ей свойственно залегание глубокое, причем она закрыта лежащими на ней горными формациями (меловой и третичною)" (8, с. 10).

Эту проблему в те годы обсуждали и другие горные инженеры. Так, Перекрестов (1856) писал: "Г. Вледе обращает свое внимание уже на те места, где каменноугольная формация непосредственно покрыта юрскою почвою, а Г. Анисимов говорит о горизонтальных пластах угля и считает возможным отыскание их; но оба эти инженера, верно, по недостатку времени и средств, находящихся у них в распоряжении, не решились производить разведок на местах, ими указанных" (с. 292).

В первой половине XIX столетия геологическое строение европейской части России изучал английский геолог Р.И. Мирчисон, осветивший его в 1845 г. в книге "Геология Европейской России и хребта Уральского". Он высказывал "...догадки о вероятном продолжении благонадежных пластов каменного угля под меловыми и другими породами их прикрывающими..." (с. 34). Н.С. Шатский (1941), проанализировавший работы этого исследователя, отмечал, что он "...совершенно ясно предвидел огромное экономическое значение Донецкого бассейна... Но отмечал это не только для так называемой открытой части бассейна, но и для областей, покрытых мезозойскими и третичными отложениями; он в этом отношении почти сто лет тому назад высказал уже ту мысль, которая в наши дни вылилась в проблему Большого Донбасса" (с. 45). Сам же Р.И. Мирчисон писал: "Остается пожелать, чтобы правительство приказало произвести разведку между известными отложениями угля и городом Харьковом с той целью, что каменноугольные толщи, может быть, тянутся на север и залегают на умеренных глубинах под меловую почву это губернии" (Н.С. Шатский, 1941, с. 45).

Весьма интересна и показательна история бурения скважины, расположенной у с. Перещепино на р. Орели в Полтавской области (южная прибортовая зона ДДВ). Она была пробурена в 1861 г. по инициативе французского инженера Дж. Гильмена его соотечественником Г. Фавожем на средства Главного общества русских железных дорог (Н.Д. Борисяк, 1867). Работавший в России на проектировании и строительстве железной дороги Дж. Гильмен предложил найти уголь бли-

же к строящейся дороге. Результаты бурения этой скважины были опубликованы во французском журнале, малодоступном для русских геологов. Поэтому Н.Д. Борисяк, который был в дружеских отношениях с Дж. Гильменом и изучал керн Перещепинской скважины, перепечатал его заметку в своей монографической сводке (1867).

Символично само название этой заметки: "Первые результаты бурений, предпринятых в России Главным обществом русских железных дорог с целью определения продолжения каменноугольной донецкой формации к западу. Донесение Дж. Гильмена" (с. 207), что свидетельствует о том, что уже в то время идея Большого Донбасса будоражила мысли геологов. В этой заметке Дж. Гильмен пишет: "На 54 страницах результатов моих наблюдений, опубликованных в Париже, я указал на необходимость отыскания каменноугольной донецкой формации под более новыми почвами, которые ее прикрывают, по направлению линии железной дороги... Побуждаемый смелою решимостью, я не побоялся заложить первую скважину в 50 лье (200 км. — *Б. К.*) расстояния от известных до сего времени каменноугольных месторождений... я таким образом проектировал скважины по самой линии железной дороги" (с. 207). Керн скважины изучал Н.Д. Борисяк со своим сотрудником, И.Ф. Левашовским. Ими было определено, что на глубине 193,4 м скважина под третичными, меловыми и юрскими осадками вскрыла каменноугольные отложения и прошла по ним 46 м до глубины 239,4 м. Возраст пород подтвердил академик Г.П. Гельмерсен. Следует указать, что фауна была определена только юрская. Карбон же был диагностирован по сопоставлению с обликом пород в Донбассе. В породах карбона присутствовали прослойки угля нерабочей мощности.

Очень высоко оценил Дж. Гильмен результаты бурения Перещепинской скважины: "Соображения, которые решили заложение скважины, не обманули... Горючее минеральное вещество еще не было встречено, но ежели вопрос экономический не решен до настоящего времени, то вопросы технический и научный решены по предвидению науки. Из вышеизложенного я могу заключить, что распространение каменноугольной донецкой формации соответствует моим гипотетическим соображениям и что главное общество железных дорог принесло некоторую услугу России... успех предпринятых бурений более важен для этой страны, чем приобретение целой провинции" (Н.Д. Борисяк, 1867, с. 209).

В работе Н.Д. Борисяка (1867) помещено и "Письмо акад. Гельмерсена на имя г. Гильмена, заявленное геологическому обществу" (с. 209). Из него следует, что в то время (1864 г. — *Б. К.*) в России уже была разработана целая программа с далеко идущими планами поисков угля в районах к западу и северу от Донбасса: "Решение столь важного вопроса, как определение северного и западного распространения каменноугольных слоев донецких и их благонадежности в этом направлении, в настоящее время вступило на новый путь, обещающий огромные результаты для науки и ее приложения. В настоящее время (1864 г.), учрежденная по Высочайшему повелению при Министерстве финансов комиссия для пересмотра горного устройства, касаясь ка-

менноугольной промышленности на юге России, высказалась, что на обязанности правительства лежит указать — где именно... можно рассчитывать на залежание пластов каменного угля, для чего и должны производиться разведки в более благонадежных местах. По этой мысли Высочайше утверждены 2 партии для составления геогностической карты западной части донецкого края...” (с. 212).

Как видим, даже Император России был вовлечен в реализацию идеи, которая позднее получила название Большого каменноугольного Донбасса. Сам Н.Д. Борисяк (1867), описавший охарактеризованные выше события, тоже был большим ее сторонником. Он отмечал: “Нельзя не порадоваться, что у нас на юге России, по ходатайству генерал-лейтенанта Г.П. Гельмерсена, предпринята в обширных размерах при содействии министерства финансов такая геологическая работа, какой до сих пор не было предпринимаемо в нашем отечестве” (с. 217).

В работе Н.Д. Борисяка (1867) приводятся фамилии и других геологов, предсказывавших расширение площади Донецкого каменноугольного бассейна: “Дознанное и расследованное прежде трудами Васильева, Бледе, Анисимова, Мурчисона и др. существование каменноугольной формации в Харьковской губернии, занимающей, как я убедился, довольно значительное протяжение, представляет ли надежду на выгодную для края добычу каменного угля?” (с. 224) Отвечая на этот вопрос, Н.Д. Борисяк указывает на ряд конкретных мест на окраинах Донбасса, где может добываться уголь, но и предостерегает от некоторых других зон, которые из-за большой глубины залегания угольных пластов не могут иметь практического значения.

Заслуги Н.Д. Борисяка в развитии идеи Большого Донбасса отмечены в Украинской советской энциклопедии (1978), где говорится, что он “Высказал и обосновал мысль о распространении далее на запад каменноугольных отложений Донбасса, т. е. впервые выдвинул идею о Большом Донбассе” (с. 541). Последняя мысль вряд ли верная, потому что и сам Н.Д. Борисяк, как цитировалось выше, называл фамилии своих предшественников, однако и большой вклад его в развитие этой идеи и вообще познание геологии юга Восточно-Европейской платформы несомненный.

В последующие после Н.Д. Борисяка годы представления о распространении к западу Донецкого каменноугольного бассейна развивал А.В. Гуров (1888). В его фундаментальной (объемом 1010 с.) книге “Геологическое описание Полтавской губернии” есть большой раздел с характеристикой полезных ископаемых. О нефти в ней совсем не упоминается, зато о каменном угле говорится почти как о решенном вопросе, хотя таких месторождений на Полтавщине и сегодня не разведано. Ссылаясь на вскрывшую карбон скважину в с. Перещепино, А.В. Гуров (1888) пишет: “Возмущенное положение каменноугольных пластов дает надежду в других частях Константиноградского уезда (Полтавской губернии. — Б. К.) встретить их на менее значительной глубине. Судя по тому, как на границе Константиноградского уезда со Змиевским собственно начинается “Донецкий край”, выражающийся в дислокации пластов... мы здесь вправе ожидать открытия юго-западного продолжения тех же пластов каменного угля, которые

находятся в с. Петровском на Донце... Разведочная буровая скважина, заложенная примерно при слиянии р. Орели с р. Орелькой, или у д. Надеждиной, могла бы окончательно решить вопрос о нахождении там доброкачественного каменного угля, о глубине его залегания и свойстве, мощности и числе его пластов... По нашему мнению, буровая скважина небольшого диаметра (не более 3 дюймов), до 100 сажен (213 м. — Б. К.), обошлась бы сравнительно недорого и сослужила бы хорошую службу для открытия каменного угля в Константиноградском уезде” (с. 922).

Как видим, вера в открытие угля на Полтавщине, да еще на такой небольшой глубине была большая. И это действительно могло быть, если бы достоверной оказалась идея о распространении к западу от открытого Донбасса инверсионного донецкого карбона и тогда, соответственно, нахождение его здесь на небольшой глубине под маломощным разрезом юрских отложений. Именно такие представления многие годы бытовали в представлениях геологов. Но, как стало известно, значительно позднее инверсионные движения в конце палеозоя охватили только Донбасс и не распространились на территорию Северной Украины (теперешней ДДВ), которая продолжала развиваться как крупная отрицательная платформенная структура авлакогенного типа.

Здесь уместно также заметить, что гипсоносные породы в Ромнах и Исачках, о которых говорилось выше, А.В. Гуров относил к палеогену, хотя и указывал, что органических остатков в них не обнаружено. Он писал, что гипс в с. Исачки “...большею частью серого цвета. Замечаемое иногда черное окрашивание гипса при обжигании исчезает и зависит, следовательно, от содержания органических веществ (с. 585)... Залежь гипса подчинена черной смолистой глине и тесно связана с ней по времени образования, вероятно, на дне замкнутой мелководной морской бухты” (с. 586). Другие исследователи, как указывалось выше, темную окраску брекчированных пород в Ромнах и Исачках интерпретировали как битуминозность. А.В. Гуров (1888) таких выводов не делает, и это тоже понятно, учитывая, что его мысли были заняты прогнозом угленосности.

Возвращаясь к Перещепинской скважине в плане рассматриваемой проблемы, следует отметить, что факт вскрытия ею в 1861 г. на глубине 193,4 м каменноугольных отложений в последующем не подтвердился. А.З. Широков (1957) писал, что определения возраста пород, “...как это было установлено повторным бурением значительно позднее, а именно в 1934 г., показали, что за каменноугольные отложения этими учеными (Н. Борисяком и Гельмерсеном. — Б. К.) были приняты более молодые по возрасту юрские породы, содержащие в себе угольные пласты незначительной мощности и непостоянного распространения” (с. 5). Карбон в районе с. Перещепино, безусловно, развит, но он платформенного типа и залегает значительно глубже (1 км и более). Это ошибочное определение возраста карбона, из которого на протяжении многих лет исходили геологи не одного поколения, также, конечно, повлияло на распространение идеи о продолжении к западу складчатого угленосного донецкого карбона.

Приведенный исторический обзор свидетельствует, что идея Большого угленосного Донбасса возникла не в 30-е годы текущего столетия, а существовала почти весь XIX век. Более столетия геологи искали на территории нынешней ДДВ большой уголь, а нашли, в конце концов, большие нефть и газ. Прогноз и поиски угля, несомненно, отодвигали прогнозирование здесь нефтеносности.

**1.4. Прогнозы Д.Н. Соболева, В.И. Луцицкого,
Б.Л. Шнеерсона, Н.Г. Свитальского, О.И. Галаки,
К.И. Макова, Н.И. Безбородько**

Высоко оценивал перспективы нефтеносности ДДВ (или, как он называл этот регион, Амадоцийского бассейна) Д.Н. Соболев (1933). Относится это к периоду, непосредственно следовавшему за прогнозом Н.С. Шатского (1931), на статью которого он ссылался. Д.Н. Соболев (1933) писал, что "...проблема Ромен — это не только соляная проблема, но, возможно, и проблема нефти. Этот наш, правда, неуверенный и очень условный, геологический прогноз базируется на признании некоторых установленных нами закономерностей геоструктуры той геосинклинальной полосы (Среднеевропейской или Амадоцийской геосинклинали), в которую входит как составная часть Северо-Украинский бассейн. Если подходить к нему с востока — он является продолжением... Эмбы. Но там нефтяные месторождения сопровождаются соляными куполами. Если в Северо-Украинском бассейне, в Ромнах, мы действительно имеем соляную тектонику, это наводит на мысль, что там может быть и нефть" (с. 97).

Позднее, после получения признаков нефти в Роменской скважине, Д.Н. Соболев (1936) уже более уверенно давал положительную оценку нефтеносности ДДВ. В этой работе примечательным является указание на своих предшественников по этому прогнозу: "...когда в Северо-Украинском бассейне (Ромнах) был обнаружен Ф.О. Лысенко предположенный А.П. Карпинским и предсказанный Н.С. Шатским предположительно пермский гипсо-соляной купол, мною тогда же (1932—1933 гг.) поставлен был вопрос о возможной нефтеносности Северо-Украинского бассейна" (с. 19).

Прогнозы Д.Н. Соболева (1936) основывались в основном на тектонических исследованиях — расположении геосинклиналей, краевых прогибов, структурных линий, пересекающих или разграничивающих эти и другие структуры. На основе таких разработок он сделал вывод, что "...район Ромен и район Исачек находятся в особо благоприятных условиях для поисков нефти... Другое направление, вдоль которого ее, может быть, тоже не мешало бы поискать... приводит нас к северо-западной и северной окраинам Донецкого кряжа, которым при решении вопроса о нефтеобразовании в Амадоцийском бассейне должно быть уделено серьезное внимание, как это отмечено недавно и О.И. Галакой" (с. 26).

Далеко идущие и прекрасно подтвердившиеся прогнозы сделал В.И. Луцицкий (1933) сразу после вскрытия соли в Ромнах. "Если каменная соль, — писал он, — подымается так высоко на поверхность,

на возможность чего указывал Н.С. Шатский* в 1931 г., то мало сомнения имеется в том, что здесь мы имеем купола каменной соли... а под куполами должны находиться также и те массы нефти, присутствие которых теснейшим образом связано с куполообразной формой залегания соли. А отсюда следует, что и в районе Ромен и Исачек может находиться под куполами каменной соли также и нефть" (с. 1). Следует отметить, что указывание В.И. Луцицким нефти именно под куполами, по всей вероятности, обусловлено тем, что вслед за Н.С. Шатским он считал соль в Ромнах пермского, а не девонского возраста, как это оказалось в действительности. Констатируя нефтеносность, он также указывает здесь, что "...одновременно при бурении выделялись в более или менее значительных количествах газы. Этот факт имеет для Украины крупнейшее научное и практическое значение" (с. 1).

В.И. Луцицкий (1933) предвидел, что "...этот район (Восточная Украина. — Б. К.) может приобрести колоссальное промышленное значение, так как имеются все данные ожидать при постановке глубокого бурения обнаружения запасов нефти на Украине, у которой до настоящего времени нефтяных месторождений никаких не имеется" (с. 2). Он также отметил, что "...несмотря на исключительное значение открытия и прежних указаний проф. Н.С. Шатского, до сих пор Союзгеолразведка недостаточно обращает внимания на этот район..." и рекомендует бурение в Ромнах и Исачках не менее 10 скважин, ибо "...нельзя терять время, когда открываются такие крупные перспективы не только для промышленности Украины, но и для Союза" (с. 2). Прекрасно подтвердившийся прогноз.

Б.Л. Шнеерсон (1935) в своей статье обобщил имевшиеся к тому времени фактические данные бурения и геофизики по территории Восточной Украины, в частности, он отмечал, что газ из Роменской и Луганской скважин был горючим, а нахождение соли в Украинской мульде "...вполне возможно, видно из разреза скважины в Миргороде и из расщеплений, которые приводит Н.С. Шатский" (с. 27). Б.Л. Шнеерсон высоко оценивает перспективы региона и рекомендует проведение конкретного комплекса геолого-геофизических работ.

Н.Г. Свитальский (1936) сравнивал роменский соляной купол с эмбенскими и американскими, которые содержат нефть, отмечал наличие нефтяных газов по данным газовой съемки, причем "...наибольшее количество этих газов наблюдается южнее купола" (с. 17). Прекрасно подтвердился его прогноз о том, что "...безусловно... северная часть УССР представляет собой район развития соляных куполов и месторождений нефти" (с. 20).

Сделан он был до открытия нефти на основе представлений Н.С. Шатского, результатов бурения роменских скважин 1 и 2 и результатов, проведенных на соляном штоке гравиметрических и сейсмических работ. Все эти "...наблюдения произвели определенный переворот в объяснении структуры этого большого участка территории УССР

* Это еще один штрих к мнению В.И. Созанского о том, что статья Н.С. Шатского (1931) "оставалась незамеченной современниками".

(с. 84)... После всех полученных результатов... мы получили возможность и право (мы даже сказали обязанности) поставить на всю ширину проблему нефти на Украине, проблему наличия ее в пределах Северо-Украинской мульды и обратить на нее наибольшее внимание” (Н.Г. Свитальский, 1936-а, с. 90). В этой статье Н.Г. Свитальский подчеркнул, что открытие соляных куполов сделало “...некоторый переворот в объяснении строения этого большого участка территории УССР” (с. 84).

Сказано это было до открытия промышленной нефти в Ромнах, но после получения прямых признаков нефтеносности. Несомненно, что решающим для такого вывода было установление наличия солянокупольных структур.

К.И. Маков (1936) на основе исследования химизма вод мелких скважин пришел к выводу, что “...воды из мелких скважин гг. Миргорода, Переяслава, Полтавы, Краснограда и др. по их химическому анализу располагаются на графике Роджерса там, где лежат минерализованные воды нефтяных месторождений... Намечаются те направления, по которым надо искать... соленосные, а может быть, и нефтеносные структуры в пределах мульды. Такой полосой автор считает направление от Миргорода на Ромны—Нежин и, во-вторых, дугообразное направление — Переяслав—Миргород—Полтава—Красноград (с. 62)... Широкие разведочные работы будут проверкой и уточнением этих наших общих построений и приведут, возможно, к открытию новых месторождений соли, а может быть, и нефти” (с. 59).

О.И. Галака (1936) на основе сравнительного геологического анализа окраин Кавказа и Донбасса делает выводы о перспективности последнего на нефть и газ. Он писал: “В тектонических особенностях Донбасса мы замечаем много общих черт с Кавказом. По окраинам Кавказа уже давно обнаружены промышленные залежи нефти и газа... В пределах Донбасса уже сейчас мы имеем ряд выявленных структур... Есть основание предполагать наличие куполов у г. Изюма и продолжение их далеко на северо-запад до гг. Ромны и Лубны... Наличие упомянутых куполов и аналогичное расположение их по отношению к основному ядру Донбасса, как и нефтеносных куполов по отношению к хребту Кавказа, представляется весьма заманчивым... побуждает нас... попытаться выяснить историю их возникновения и те предвещающие моменты, которые могли бы привести к образованию промышленных залежей нефти и газа” (с. 357).

Оригинально в 1930-е годы Н.И. Безбородько (1934, 1936) совмещал нефтегазосность с вулканизмом на территории ДДВ. Он выделял тектоническую линию (полосу) или “линию вулканизма Чернигов—Донбасс”, которая “...южной своей частью прослеживает ось главного антиклинала Донбасса; северной же... близка до совпадения с осью Южно-Украинской мульды. Тем самым тектоническая линия связывает Донбасс и мульду в одну целостность... тектоническая линия Чернигов—Донбасс насыщена опорными пунктами вулканизма” (1934, с. 29). Похоже, что эти представления перекликаются с идеей А.П. Карпинского о “зачаточной кряжевой полосе” на юге Восточно-

Европейской платформы, однако в последней не акцентировалось внимание на наличии вулканизма в выделяемой зоне.

Казалось бы, что нефтеносность и вулканизм не совместимы, однако в другой своей работе Н.И. Безбородько (1936) их весьма оригинально увязывает, не прибегая к представлениям об эндогенном генезисе УВ. Полоса вулканизма рассматривалась им “...как очаг глубинных расколов магматических масс” (с. 210), “...перспективный на полиметаллические месторождения” (с. 216), но не только — “...особое значение приобретает полоса вулканизма как определенная геохимическая провинция в перспективе найденных признаков нефти в Ромнах” (с. 216). Несомненно, что на последний вывод повлияли практические результаты обнаружения признаков нефти в Ромнах, так как до этого в предыдущей своей работе Н.И. Безбородько (1934) о перспективах нефтегазосности выделяемой им “полосы вулканизма” ничего не говорил.

Проблему нефти Н.И. Безбородько (1936) связывал с полосой вулканизма в двух направлениях. Первое — в связи с динамическим давлением, которое, по его мнению, “...необходимо для процессов распада органического вещества и превращения его в нефть... сбросы и трещины играют роль путей для миграции и концентрации нефти” (с. 217). Второе направление нефтегазообразования связано с вулканизмом через тепло и повышение температуры, которая “...облегчает полимеризацию ненасыщенных углеводородов и ускоряет процесс нефтеобразования” (с. 217). На основе таких рассуждений Н.И. Безбородько (1936) сделал вывод, что “...осевая часть мульды (Северо-Украинской. — Б. К.) смогла сосредоточить в себе наиболее благоприятные условия для нефтеобразования” (с. 218). Конечный вывод автора о перспективности осевой части ДДВ хорошо подтвердился последующими работами, однако к вулканизму это отношения не имеет. В осадочных депрессиях достаточно других источников тепла для прохождения процессов нефтеобразования. Кроме того, прогноз этот был сделан уже после того, как были установлены первые признаки нефти, и идея о высокой перспективности ДДВ на нефть овладела умами многих геологов. В своей более ранней работе Н.И. Безбородько (1934) с “линией вулканизма” связывал открытие только полиметаллических полезных ископаемых, но не нефти.

В 1936 г. в г. Киеве состоялась специальная научная конференция по изучению продуктивных сил, стержневой темой, на которой были вопросы нефтеносности Украины. К сожалению, материалы этой конференции не опубликованы, но из обзора К.А. Жуковского (1936) известно, что в ней приняли участие известные ученые СССР: “...акад. Архангельский (АН СССР), акад. Свитальский (АН УССР), проф. Полканов (Ленинград), проф. Лучицкий (Москва), проф. Чернышев (Ленинград), проф. Бурксер (Одесса), проф. Танатар (Днепропетровск), проф. Захаров (Москва), ст. научные сотрудники АН УССР — Закржевская, Жуковский, Лычак, Лысенко, геологи Укргеотреста (проф. Чирвинский), геологи Днепропетровска, Кривого Рога и др.” (с. 128).

На конференции констатировалось, что полученные к тому време-

ни данные свидетельствуют "...о наличии нефти на Украине. Поэтому институт геологии и Главнефть разворачивают теперь в районе так называемой Северо-Украинской впадины большие работы по изучению геологического строения этой местности и по поискам нефти" (с. 130). Сказано это было еще до получения притока нефти в Роменской скважине, но после того, как были подняты нефтенасыщенные керны. Как видим, большой энтузиазм и оптимизм в отношении открытия нефти в ДДВ существовал уже в те годы.

1.5. Гносеологический аспект в ранних прогнозных исследованиях

Резюмируя прогнозы раннего этапа исследования территории Северной Украины, следует заключить, что у истоков первой нефти здесь (Ромны, 1937 г.), возвестившей об открытии крупной Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, стояли Н.С. Шатский и Ф.О. Лысенко. Первый — как ученый, впервые сделавший достоверный научный прогноз, а второй — как геолог, практические действия которого привели к этому открытию. Предшествующая и последующая за этим событием история прогнозных исследований носит противоречивый характер и сочетает в себе как успехи в разработке хорошо подтвердившихся предсказаний, так и крупные заблуждения геологической мысли многих исследователей рассматриваемой территории.

Как указано выше, оптимистично после выхода статьи Н.С. Шатского (1931) оценивали перспективы нефтегазоносности ДДВ Д.Н. Соболев, В.И. Лучицкий, Н.Г. Свистальский, О.И. Галака, Н.И. Безбородько и ряд других исследователей. В то же время сторонники идеи Большого Донбасса (П.И. Степанов, А.Д. Архангельский, Е.О. Погребницкий и др.) прогнозировали открытие на территории ДДВ крупного угленосного бассейна донецкого (геосинклинального) типа. В своих работах, до открытия здесь нефти, они не упоминали о перспективах нефтеносности этой территории. Такова позиция вполне понятна и логична, так как большие нефть и уголь (тем более в бассейне геосинклинального типа) на одной территории не совместимы.

Такие разные представления крупных авторитетных геологов не являются случайными, а тесно связаны со всей историей прогноза нефтегазоносности на Севере Украины, анализ которого представляет большой интерес в гносеологическом плане. Выше мы подчеркивали сходство в историях практических открытий первой промышленной нефти в Волго-Уральской и Днепровско-Донецкой нефтегазоносных областях, имевших в определенной степени случайный характер. В противоположность этому истории прогнозов нефтегазоносности в этих двух крупных регионах Восточно-Европейской платформы принципиально отличаются.

В Волго-Уральской области нефтегазоносность прогнозировалась задолго до открытия первого месторождения: многочисленные признаки нефти и газа обсуждались геологами с 1760-х годов; с 1860-х годов проводились геологические исследования и бурение на нефть, а в среде геологов интенсивно обсуждались перспективы открытия мес-

торождений нефти в этом регионе. При этом большинство исследователей, но далеко не все, высоко оценивали перспективность этого региона. Как позднее указывал А.А. Трофимук (1959), Урало-Поволжье — "...это была новая нефтеносная область... в отношении перспектив нефтегазоносности которой на протяжении многих десятков лет между геологами велись ожесточенные дискуссии" (с. 7). И.М. Губкин (1939) также отмечал: "Свыше полутора веков Волжско-Уральская область была объектом внимания геологов, пытавшихся найти правильный ответ на вопрос о ее нефтеносности" (с. 80).

Поэтому получение первого фонтанного притока нефти в 1929 г. в Чусовских Городках, в скважине, бурившейся на калийную соль, было неслучайным явлением или, точнее, относится к тем случайностям, через которые проявляется закономерность.

В отличие от Волго-Уральской области, промышленная нефтегазоносность территории ДДВ до появления известной статьи Н.С. Шатского в 1931 г. никем ранее не прогнозировалась, хотя она расположена на той же Восточно-Европейской платформе. Ниже, в списке литературы, приводится лишь небольшой перечень публикаций, в которых рассматривается вопрос о полезных ископаемых Северной Украины, причем не только уже известных, но и в ряде прогнозируемых мест (Р.И. Мурчисон, 1845; Н.Д. Борисяк, 1867; А.В. Гуров, 1888; П.Я. Армашевский, 1903; Н. Морозевич, 1903; Е. Оппоков, 1925; Ф.О. Лысенко, 1929; Н.Д. Соболев, 1929; Геологічна будова... 1933). Однако ни в одной из них ничего не говорится о нефти и не прогнозируется ее открытие, хотя битуминозные породы в двух работах и описываются. Во всем этом, по нашему мнению, кроется определенная загадка. Можно допустить, что на отличие в прогнозах сказалось довольно большое количество поверхностных и приповерхностных признаков нефтеносности в Урало-Поволжье, например, широкое распространение битуминозных пород в пермских отложениях, но это, как мы считаем, не может быть основной или весомой причиной указанного различия. Это потому, что в ДДВ, во-первых, хотя и в меньшем количестве, но также отмечались нефте- и газопроявления, а, во-вторых, уже давно было известно, что поверхностные признаки не характерны для платформенных нефтегазоносных регионов. Например, И.М. Губкин в 1930-е годы предсказал нефтегазоносность Западной Сибири отнюдь не на основе поверхностных проявлений, которых там также очень мало.

На территории ДДВ наличие битуминозных мергелей в районе Ромен еще до Ф.О. Лысенко (1929, 1933) отмечали П.Я. Армашевский (1903), а в районе Исачек и Ромен — П. Морозевич (1903), но они не делали из этого выводов прогнозного значения в части нефтеносности изучавшихся районов, как и сам Ф.О. Лысенко (до вскрытия скважины соли). Ответом на вопрос, почему "не повезло" ДДВ с прогнозом нефтегазоносности, по нашему мнению, являются господствовавшие более ста лет недостоверные представления о продолжении на территории Северной Украины, вплоть до г. Чернигова, складчатого Донецкого карбона, погребенного под покровом недислоцированных меловых и третичных отложений. В наиболее полном виде эта идея, широко известная в литературе под названием "проблема Большого

Донбасса”, разработана в трудах А.Д. Архангельского, П.И. Степанова и других исследователей. При таких представлениях на тектонику были веские основания для прогнозирования на территории ДДВ угленосного бассейна Донецкого типа, но не нефтеносного региона.

И только Н.С. Шатский (1931), придя к заключению о соляноштокковой природе исачковских диабазов и роменских гипсов, преодолел господствовавшее представление о геосинклинальном палеозойском разрезе на севере Украины и спрогнозировал развитие здесь соляных куполов и связанных с ними месторождений нефти. Кстати, исследователь преодолел недостоверные тектонические идеи, несмотря на то, что ранее и сам их в определенной степени разделял. Поэтому в богатой истории прогнозных исследований нефтегазоносности ДДВ, изобилующей как большими успехами (достоверностями), так и крупными заблуждениями геологической мысли, предсказание Н.С. Шатского следует квалифицировать как первый выдающийся успешный прогноз нефтегазоносности в ДДВ. Его уникальность и отличие от подобных предвидений в других регионах состоит в том, что он, во-первых, сделан на фоне отсутствия других положительных прогнозов и, во-вторых, сочетал в себе одновременно региональную и локальную составляющие — прогнозы крупной нефтегазоносной области и конкретного месторождения.

Необходимо еще отметить, что прогнозы нефтегазоносности территории ДДВ в самый ранний (до открытия первой нефти) период ее исследования базировались на основе общегеологических представлений о строении недр Украины и сравнительных геологических аналогиях с уже известными тогда нефтеносными регионами. При этом не привлекались какие-либо представления о происхождении нефти и формировании месторождений. И если эти общегеологические, и сравнительно-геологические представления были верными (как в случае с идеей Н.С. Шатского о соляных куполах), то достоверным оказывался и прогноз нефтегазоносности, а господство недостоверных идей (продолжение складчатого Донбасса до Чернигова) сдерживало прогноз нефтегазоносности и, наоборот, создавало предпосылки для разработки необоснованных прогнозов угленосности, каким была идея Большого Донбасса. Она была плодотворной в том отношении, что стимулировала геологическое изучение огромной территории Северной Украины. Основное же научное кредо и цель проблемы Большого Донбасса — обосновать продолжение далеко на запад складчатого погребенного Донецкого каменноугольного бассейна — проведенными работами в основном не подтвердились. Угленосный бассейн расширился лишь на небольшую территорию Западного Донбасса (Петриковско-Петропавловский район). И в этом состоит первое крупное заблуждение геологической мысли в прогнозных исследованиях ДДВ. Его, по существу, признавали и некоторые весьма авторитетные сторонники и разработчики идеи Большого Донбасса. Так, В.С. Попов (1957) писал, что “...реальная площадь угленосного Большого Донбасса оказалась значительно меньше контура, обрисованного П.И. Степановым” (с. 23). А И.Ю. Лапкин (1959) еще объективнее оценил конечные результаты: “В свете новых данных устанавливается, что Боль-

шой Донбасс состоит из различных структурных элементов с присущими им различными комплексами полезных ископаемых и отнюдь не может рассматриваться как единый угленосный бассейн геосинклинального (донецкого) типа” (с. 8). Для нас признание этой истины важно в плане отыскания причины, объясняющей, почему на протяжении многих лет геологи не прогнозировали открытие нефти на территории ДДВ. Именно недостоверные представления о геологическом строении региона (распространении здесь дислоцированного разреза карбона геосинклинального типа) уводили геологическую мысль от прогноза нефтеносности в те годы, когда в других регионах Северо-Американской и Восточно-Европейской платформ такие исследования, прогнозы и реальное открытие месторождений нефти уже происходили.

В заключение отметим еще два момента, связанные с вопросами гносеологии в прогнозировании нефтегазоносности недр. Первый — это отношение к неподтвердившимся прогнозам. На страницах данной работы таких будет названо немало. Не следует их оценивать отрицательно, потому что в науке имеет значение и продвигает ее развитие любой новый вывод — положительный или отрицательный. Каждый из них имеет свое положительное значение, хотя и в разной степени. Поэтому пусть уважаемые коллеги не обижаются на приводимые на страницах данной работы их недостоверные прогнозы. Тем более что мы не исключаем и того, что наши оценки и выводы не являются окончательными, и тогда последнюю точку поставит история.

Второй вопрос касается отмеченного во введении нашей монографии положения о том, что разработка достоверных прогнозов нефтеносности обусловлена не только высокой эрудицией и компетентностью прогнозиста (что, конечно, является необходимым условием), но на это оказывают влияние и другие факторы, и обстоятельства. Об этом свидетельствуют нередкие просчеты в прогнозах, сделанные крупными специалистами. Наглядный пример этого связан все с тем же Н.С. Шатским, действительно выдающейся личностью в геологии, и относится к его дискуссии с И.М. Губкиным о перспективах нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности.

Примерно в одни и те же годы с изучением ДДВ Н.С. Шатский (1932), рассматривая “проблемы нефтеносности” регионов Сибири, причем относительно Западной Сибири, ныне основного нефтегазоносного бассейна России, высказался отдельно по толщам палеозоя и мезокайнозоя. Отнеся первую к разряду перспективных, о второй он писал: “Триасовые породы, особенно верхнеюрские и меловые, представлены и по склону Урала и по округе Таймыра, а также в районе среднего течения Оби типичными эпиконтинентальными осадками, глауконитовыми песками, глинами, нахождение первичной нефти в которых по аналогии с соответствующими породами Русской платформы исключается... Остается та толща мезозоя верхнетриасового и нижнеюрского возраста, очень мощная и угленосная, которая выходит по восточному склону Урала и, в частности, слагает Челябинский угленосный бассейн... По поводу этих отложений недавно акад.

И.М. Губкин (“Правда”, 14/VI, 1932 г., Москва) высказал мнение, что “...эти юрские угленосные слои представляют прибрежное образование озер и болот, и что к востоку, дальше от береговой линии, угольная фаация может замениться нефтяной. Имеющиеся в настоящее время данные показывают, что, за исключением эпиконтинентальных юрских осадков, более древние мезозойские свиты и на Урале, и в Казахстане, и в Кузбассе, и в Ачинском районе представлены только в континентальной угольной фаации. Данных о переходе к востоку и северу этих отложений в морские нет... Необходимо согласиться с мнением И.М. Губкина, что эта разведка может увенчаться успехом, однако геологические данные не позволяют присоединиться к его конечным выводам о блестящих перспективах разработки и об огромных возможных запасах нефти в этих районах” (с. 139).

Известно, что основные нефтяные и газовые скопления в Западной Сибири оказались приуроченными к отложениям нижне- и верхнемеловым, а также верхнеюрским. В заключение статьи Н.С. Шатский (1932) в “качестве первоочередных районов для поисков нефти” в Сибири выделяет: “1) Байкальский район... 2) район Ленско-Виллюйской впадины; 3) Минусинская котловина. Далее следующие районы второй очереди: 1) Хатангская впадина; 2) Амурская зона; 3) Кузнецкая котловина с ее окраинами и 4) западная окраина Сибирской платформы. Особняком стоят работы в Западно-Сибирской низменности” (с. 140). Нет, Н.С. Шатский не накладывал запрет на изучение Западной Сибири: “Так как исследования этого района как геофизическим методом, так и бурением нужны не только для поисков нефти, но и для разведки других полезных ископаемых, скрытых под новейшими образованиями, и в первую очередь для поисков воды, то работы здесь должны вестись комплексным способом, кооперированными силами различных геологоразведочных организаций. Кроме того, конечно, должна быть организована систематическая проверка всех поступающих указаний о признаках нефтеносности” (с. 140). Но большой нефти здесь он не прогнозировал.

Как видно, в одно и то же время Н.С. Шатский в геологии Украины сделал выдающееся открытие, а в прогнозах по Западной Сибири ошибся.

Гносеологические корни этой ошибки, по нашему мнению, кроются в том, что, являясь одним из выдающихся тектонистов 1930—1950-х годов, Н.С. Шатский не увидел тогда различий между древней (палеозойской) и молодой (мезозойской) платформами и, соответственно, не учитывал различий в типе разреза мезозоя и его преобразованности на древней (“Русской”) и молодой Западно-Сибирской платформах. Использование им “правила Дж. Уайта” как критерия перспектив нефтеносности, о чем будет сказано ниже, относится к более позднему периоду — нефтяной конференции 1938 г. в г. Киеве. В 1932 г., по-видимому, он еще не обращал на это внимания и сравнивал по степени перспективности, точнее, бесперспективности, мезозой Западной Сибири и Волго-Уральской нефтегазосной области, тогда уже открытой и интенсивно изучавшейся. Это и увело его от высокой перспективности Западной Сибири в целом, в отличие от И.М. Губкина, который основной перспективный комплекс здесь также выделил не совсем верно, но в части высокой оценки территории в целом прогноз его блестяще подтвердился.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Архангельский А.Д.** Где и как искать новые нефтеносные области в СССР//Нефтяное хозяйство. - 1929. - № 6.
2. **Архангельский А.Д.** Геологическое строение СССР. Европейская и Среднеазиатская части. - М-Л.: Гос. науч.-техн. геол.-развед. изд-во, 1932. - 422 с.
3. **Архангельский А.Д., А.П. Карпинский и Большой Донбасс**// Вестник АН СССР. - 1936. - № 7. - С. 35-37.
4. **Армашевский П.** Геологическое исследование в области бассейнов Днепра и Дона. Общая геол. карта России. Лист 46//Тр. геол. ком. - 1903. - Т. 15. - № 1. - 254 с.
5. **Безбородько М.І.** Тектонічна лінія “Чернігів—Донбасс” на Лівобережжі України (або так звана лінія вулканізму)//Журнал геолого-географічного циклу. - К.: Вид-во АН України, 1934. - № 4(8). - С. 15-36.
6. **Безбородько М.І.** Роменські ефузивно-жилні породи у пов’язанні зі смугою вулканізму як геохімічною провінцією//Вісті АН УРСР. - К., 1936. - № 5-6. - С. 208-218.
7. **Борисяк Н.Д.** О северном и западном продолжении, под новейшими осадками, западной части Донецкой каменноугольной формации/Сб. материалов, относящихся к геологии Южной России. - Харьков: Унив. типография, 1867. - Кн. 1. - С. 189-226.
8. **Блеле Г.М.** Геогностический взгляд на некоторую часть Харьковской губернии//Горный журнал. - 1840. - Кн. IV. - С. 10.
9. **Галака О.И.** Задачи и пути исследований пермских отложений УССР//Проблемы советской геологии. - 1936. - № 4. - С. 356-359.
10. **Геологічна будова та корисні копалини України**/Під ред. **Д.Н. Соболева** - Харків. - 1933. - С. 141.
11. **Гуров А.В.** Геологическое описание Полтавской губернии. - Харьков. - 1888. - 1010 с.
12. **Жуковский К.А.** Українська геологічна конференція//Вісті АН УРСР. - К., 1936. - № 7-8. - С. 128-132.
13. **Карпинский А.П.** Замечания о характере дислокаций пород в южной половине Европейской части России//Горный журнал. - 1883. - Т. III. - № 9. (Избр. труды. - 1939. - Т. 2. - С. 150-162). Тоже отдельный оттиск. - Санкт-Петербург. - 1883.
14. **Лапкин И.Ю.** Большой Донбасс в свете новых данных/Осадочные формации Донбасса и связанные с ними полезные ископаемые. - Харьков: Изд-во ХГУ, 1959. - С. 6.
15. **Лисенко Ф.О.** Родовище гіпсу та глинястого мергелю на Роменщині//Тр. Укр. н.-д. геол. ін-ту “Вугілля і руди”. - К., 1929. - № 3. - С. 41-47.
16. **Лисенко Ф.О.** Комплексне дослідження роменських гіпсовмісних глинястих мергелів//Тр. Укр. н.-д. геол. ін-ту “Вугілля і руда”. - К., 1933. - Вип. 1 - С. 105-108.
17. **Лисенко Ф.О.** Про роботу Роменської експедиції інституту геології УАН у 1934 р.//Геол. журнал. - 1935. - № 1. - С. 125-126.
18. **Лысенко Ф.О.** Огнеупорное сырье Киевской и Винницкой облас-

- теї//Матер. к изучению глин и каолинитов. - 1936. - С. 209-241.
19. Лучицкий В.И. Соляные купола, газы, нефть//Минеральное сырье. - 1933. - № 7. - С. 1-2.
20. Мефферт Б.Ф. Геологический очерк района Петровского каменноугольного месторождения в Изюмском уезде Харьковской губернии//Матер. по общ. и прикл. геологии. - Л.: Изд-во Геолкома. - Вып. 122. - 1926.
21. Макаренко Д.С., Созанский В.И. Життєвий шлях професора Ф.О. Лисенка//Геол. журнал. - 1992. - № 2. - С. 137-141.
22. Маков К.І. До проблеми соляних куполів у межах Північно-Української мульди//Геол. журнал. - 1936. - № 1. - С. 35-63.
23. Морозевич Н. Геологическое строение Исачковского холма//Тр. геол. ком. Нов. серия. - 1903. - Вып. 7. - 38 с.
24. Мурчисон Р.Н. Геологическое описание России и хребта Уральского. - Санкт-Петербург, 1849. - Т. 1.
25. Оппоков Е. Украинская тектоническая мульда и Полесский девонский вал по современным сведениям//Бюлл. МОИП, отд. геол. - 1925. - Т. 3. - № 1-2. - С. 30-58.
26. Перекрестов. Взгляд на горные разведки в украинском военном поселении с 1831 по 1846 гг.//Горный журнал. - 1856. - Кн. VI. - С. 255-292.
27. Погребницкий Е.О. Контур проблемы Большого Донбасса. ОНТИ-НКТП СССР. - Л.-М., 1935. - 19 с.
28. Попов В.С. Большой Донбасс//Уголь Украины. - 1957. - № 8. - С. 23-27.
29. Радзивилл А.Я., Майданович И.А., Иванова А.В. и др. Угленосные формации и вещественный состав углей Днепровско-Донецкой впадины. - К.: Наукова думка, 1990. - 220 с.
30. Розанов Л.Н. Следует ли искать нефть в пределах Русской равнины и где именно?//Нефтяное хоз-во. - 1928. - № 11-12. - С. 603-606.
31. Світальський М.Г. Соляна тектоніка Північно-Української мульди і можливість знаходження в ній нафти//Вісті АН УРСР. - К., 1936-а. - № 5-6. - С. 78-92.
32. Світальський М.Г. Про роботу в Роменському і Лубенському районах по вивченню їх нафтоносності//Вісті АН УРСР. - К., 1936-б. - № 7-8. - С. 58-62.
33. Світальський М.Г. Десять років роботи інституту геології АН УРСР//Геол. журнал. - 1936-в. - № 3-4. - С. 9-19.
34. Сельский В.А. Соляные купола и их связь с нефтью. - М.-Л.: ОНТИ, 1936. - 312 с.
35. Соболев Д.М. Надра та копальні багатства України. - Харків. - 1929. - 18 с.
36. Соболев Д.Н. Проблемы геологии территории Большого Донбасса//Пробл. сов. геологии, 1933. - № 5. - С. 93-100.
37. Соболев Д.Н. О возможности нахождения нефти на Украине//Природа. - 1936. - № 9 - С. 19-26.
38. Созанский В.И. Теория и практика поиска залежей нефти и газа с позиций их абногенного синтеза. - К.: Наукова думка, 1990. - 81 с.

39. Украинская советская энциклопедия/Борисяк Никифор Дмитриевич. - К., 1978. - Т. 1. - С. 541.
40. Созанский В.И., Добрянский Л.А., Лысенко Ф.О., Макаренко Д.Е. К истории открытия нефти на Левобережной Украине//Геол. журнал. - 1990. - № 4. - С. 63-67.
41. Степанов П.И. Большой Донбасс. - Л.-М.: Гос. науч.-техн. геол.-развед. изд-во, 1932. - 32 с.
42. Степанов П.И. Главнейшие итоги и основные задачи геологоразведочных работ по Большому Донбассу к началу 1934 г.//Пробл. сов. геологии. - 1934. - № 5. - С. 105-110.
43. Тетяев А.А. К тектонике Украины//Вісник Укр. відділення Геолкому. - 1926. - Вып. 9. - С. 99-102.
44. Трофимук А.А. Урало-Поволжье — новая нефтяная база СССР. - М: ГТТИ, 1957. - 182 с.
45. Турлей Г.Ф. О соляных куполах и нефтеносности Северо-Украинского бассейна//Разведка недр. - 1936. - № 18. - С. 10-12.
46. Шатский Н.С. К вопросу о происхождении роменских гипсов и пород Исачковского холма на Украине//Бюл. МОИП, отд. геол. - 1931. - № 3-4. - С. 336-349.
47. Шатский Н.С. Проблемы нефтеносности Сибири//Нефтяное хозяйство. - 1932. - № 9. - С. 131-140.
48. Шатский Н.С. Р.И. Мурчисон. - М.: МОИП, 1941. - С. 45.
49. Широков А.З. Большой Донбасс. - М.: Углетехиздат, 1957. - 88 с.
50. Шамека І.Г. Геологічні дослідження глинистого гіпеу роменського соляного купола як сировини для виробництва цементу і алебастру//Геологічний журнал. - 1938. - № 1. - С. 97-155.
51. Шнейерсон Б.Л. Проблема поисков нефти в области Северо-Украинской мульды (Полтавщина и Харьковщина)//Нефтяное хоз-во. - 1935. - № 5. - С. 25-28.

2. ПРЕДВОЕННЫЙ ПЕРИОД АКТИВИЗАЦИИ ИССЛЕДОВАНИЙ (1938—1941 гг.)

Получение первой промышленной нефти в ДДВ явилось мощным фактором не только для расширения объемов геологоразведочных работ, но также для интенсификации научных исследований. В 1936 и 1938 гг. были проведены научные конференции по изучению нефтегазоносности недр Украины. Особенностью интересующих нас прогнозных исследований этого этапа является, наряду с обобщенными оценками, переход к более детальным прогнозам как в части отдельных литолого-стратиграфических частей разреза (продуктивных комплексов), так и территориальных зон и типов ловушек. В этих прогнозах начинает учитываться происхождение месторождений нефти и газа.

2.1. Прогнозы И.Т. Шамеки, П.И. Степанова, И.М. Губкина, А.Д. Архангельского

Высокая оценка перспектив нефтеносности ДДВ в этот период давалась в ряде опубликованных статей И.Т. Шамеки (1938, 1939, 1941), одного из непосредственных участников работ по поискам нефти. В 1936—1937 гг. он руководил нефтяной партией института геологических наук, производившей бурение скважин в Ромнах. На основе определений фауны М.И. Пейсик и А.М. Куцыбой в брекчии Исачковского купола И.Т. Шамека делает вывод, что в Ромнах "...девонский возраст каменной соли, которая дала начало соляным куполам, можно считать доказанным... также доказано, что там отсутствуют пермские соленосные отложения" (И.Т. Шамека, 1939-в). На основе анализа соленой воды, полученной из скважины глубиной 167 м около г. Изюма, им сделан вывод о распространении в этом районе соляных куполов, а также, что "...эти выходы соленой воды интересны и тем, что в том случае, если уже в районе Изюма мы наблюдаем переход угленосных фаций карбона в нефтеносные, то, возможно, встретим там битуминозные и нефтеносные породы" (И.Т. Шамека, 1938-б, с. 261).

В своих работах (1939-а) исследователь очерчивает границы перспективных земель в ДДВ, указывает, что "...основное внимание в деле разведки нефти мы должны уделить центральной части ДДВ, т. е. территории, которая охватывает Черниговскую, Полтавскую, Сумскую и Харьковскую области", намечает целый ряд линий распространения соляных куполов, которые являются перспективными участками для выявления новых структур. Однако среди семи таких линий на трех нет не только соляных куполов, но отсутствуют и соленосные отложения: Сумы—Купянск—Старобельск, Штеповка—Харьков—Новый Айдар и Борисполь—Царичанка—Новомосковск—Павлоград (И.Т. Шамека, 1941, с. 31).

И.Т. Шамека одним из первых начал обсуждение проблемы источников нефти, возраста "коренных" и нефтематеринских пород в ДДВ.

Характерно, что в этом вопросе за короткий период у него произошли изменения в представлениях, которые, как увидим ниже, не были случайными, а отражали систему взглядов, превалировавших в разные этапы исследования. В 1938 г. в брошюре из серии научно-популярных И.Т. Шамека писал, что "Роменская нефть имеет вторичный характер залегания... Возраст так называемых нефтематеринских пород... еще окончательно не установлен. Можно допустить, что нефтематеринскими породами роменской нефти являются отложения каменноугольного и, возможно, девонского периода" (с. 28). И далее он указывает, что в брекчированные диабазы и известняки "нефть попала, очевидно, из каменноугольных и, возможно, девонских отложений, которые залегают ниже. Наиболее вероятно, что нефть образовалась в каменноугольном периоде и теперь она мигрирует в вышележащие отложения... и скапливается там в песках, песчаниках и даже в трещинах диабазы и известняка. Задачей разведки сейчас является найти нефть в коренных, т. е. ненарушенных породах" (с. 29).

Однако во втором издании этой же брошюры, переизданной в 1941 г. с очень небольшими изменениями, можно прочитать: "...возраст так называемых материнских пород... в Роменском районе еще окончательно не установлен. Можно допустить, что ими являются породы девонского возраста. Есть даже точка зрения, что ими являются породы силурийского периода" (с. 34). Как видим, из разряда нефтепроизводящих исчезли отложения карбона, которые с нынешних позиций являются основным источником УВ в ДДВ. И если появление в ранге нефтематеринских пород силурийского возраста в представлениях И.Т. Шамеки является эпизодическим явлением, связанным с влиянием идей В.Б. Порфирьева, выдвинутых в эти годы, то связь основных источников нефти (и, следовательно, наибольших перспектив) с девонским комплексом отражает довольно распространенные представления в ранние периоды исследования.

П.И. Степанов (1939) в рассматриваемый период расширяет проблему Большого Донбасса. В опубликованном докладе на XVII сессии Международного геологического конгресса, состоявшегося в 1937 г., он писал: "...Первоначально ископаемые угли представляли основные полезные ископаемые этой проблемы. Но по мере расширения территории деятельности разведочных работ на востоке проблема угля пришла в соприкосновение и объединилась с проблемой отыскания месторождений нефти и горючих газов на площади Калмыцко-Сальских степей. На севере и западе проблема угля столкнулась с проблемой газа (Ворошиловград, Артемовск), соли и нефти (Ромны)" (с. 429).

По нашему мнению, в отношении западного сектора Большого Донбасса (территории ДДВ) правильнее было бы сказать, что проблема угля не "пришла в соприкосновение и объединилась" с проблемой нефти, а заменилась проблемой нефти и газа, ибо хотя угленосные пласты в разрезе палеозоя ДДВ и имеются, но угленосного бассейна, подобного открытому Донбассу, на что первоначально рассчитывал П.И. Степанов и его сподвижники, здесь, как известно, не оказалось.

И.М. Губкин (1939) в предвоенные годы без связи со своими предс-

тавлениями о переходе угольных фаций в нефтяные оптимистично оценивал перспективы нефтеносности Украины: "...обнаруженные там признаки нефтеносности близ г. Ромны и у села Исачки позволяют рассчитывать на получение нефти..." и здесь "...интенсивно должно продолжаться изучение нефтеносности Украины" (с. 82).

В отличие от И.М. Губкина, другой московский академик, А.Д. Архангельский (1939), был менее оптимистичен в этом вопросе. В статье с названием "Приблизить нефтяные месторождения к Москве", рассматривая систему поднятий, которая "...располагается в месте схождения Восточно-Русской и Днепровско-Донецкой впадины, относительно недалеко от Донецкого бассейна...", он считал, что "...буровые скважины, заложенные здесь, могут дать, кроме всего прочего, ценный материал по очень еще неясному вопросу об украинской нефти..." (с. 84). Это в отличие от полосы "...Дно-Медведицких поднятий... которую... мы можем считать возможно нефтеносной" (с. 84). Тем не менее, "...если ставить задачей как можно больше приблизить к Москве нефтеносные области, обе рассматриваемые полосы поднятий должны привлечь к себе чрезвычайно большое внимание и на них должны быть в ближайшем будущем поставлены необходимые геологические и разведочные работы" (с. 85).

В предвоенные годы И.Ю. Лапкин (1938, 1941) "...в связи с проблемой нефтеносности Большого Донбасса" проводил поверхностные геологические исследования в бассейне р. Донец. Обнаружив проявление соляных вод в долине р. Жеребец, он (И.Ю. Лапкин, 1938) поставил вопрос — "...нет ли здесь на некоторой глубине... соляного штока... Ввиду наличия в районе куполовой структуры и соленосных пород возникает также мысль о возможности нахождения здесь нефти" (с. 245). Позднее исследователь (И.Ю. Лапкин, 1941) указывал, что "...с куполовой тектоникой исследованной территории (северной окраины Донбасса. — Б. К.)... связаны нефтепроявления: выделения горючих газов и битумизация известняков карбона в Кременной, выходы в бассейне р. Жеребца типичных нефтяных хлоркальциевых вод... и ряд других явлений... Вот почему является актуальным детальное изучение Лисичанско-Краснооскольской антиклинали как геофизическими методами, так и при помощи глубокого бурения" (с. 114). Понятно, что это резонанс на те события, которые происходили в предшествующие годы и в этот период на Роменском соляном куполе.

В.Б. Порфирьев (1938) также на основе анализа соленой воды и газа из мелкой скважины около г. Изюма отмечал, что "...вместе с интенсивными и загадочными нефтепроявлениями между районом Лисичанска и этими водами в новом свете рисует нефтяные перспективы северо-западной части Донбасса" (с. 262).

2.2. Материалы нефтяной конференции 1938 года

В апреле 1938 г. на нефтяной конференции были подведены итоги поисковых и научно-исследовательских работ по нефти в Украине. На ней констатировано получение целого ряда новых данных по усло-

виям залегания нефтяного скопления на Роменском штоке, намечены перспективы и направления дальнейших работ. Конференция дала хороший импульс и для прогнозных исследований. Охарактеризуем выводы исследователей, которые и ранее изучали рассматриваемую проблему (Д.Н. Соболев, Н.С. Шатский), а затем и тех, кто занялся ею позднее.

Д.Н. Соболев (1939) в своем выступлении констатировал достижения последних лет — установление "...девона в западной части Северо-Украинского бассейна и участие его в строении соляных куполов... другое, еще более крупное, достижение заключается в том, что в Роменском куполе открыт карбон".

Правда, "...по поводу высказанных здесь соображений о возрасте соли (девонском. — Б. К.)... они мне не представляются решающими, и я не считаю исключенной возможность, что это не девонская, а пермская соль..." (с. 299). В вопросе о значимости карбона для нефтеносности ДДВ Д.Н. Соболев был не только ближе к истине, но и был одним из первых исследователей, кто правильно оценил важность этого комплекса отложений и "...связи нефтяных месторождений с угольными" (с. 301) в его пределах. На конференции он говорил: "В своих работах я отмечаю установленный другими авторами факт концентрического расположения в Донбассе антрацита, курных, газовых и битуминозных углей, а также нефти. В моем построении не хватало одного момента, а именно: указания на нахождение нефти в Ромнах в каменноугольной системе. А теперь, после установления этого факта, это построение приобретает полную законченность. Таким образом, нефтеносными могут оказаться Донецкий канал (северная окраина Донбасса в современном понимании. — Б. К.) и Северо-Украинский бассейн, особенно его роменско-харьковская зона" (с. 301). Это именно тот переход от "угольных" фаций к "нефтяным", который обосновывал в своих работах И.М. Губкин в 1932 г. и который не видели идеологи проблемы Большого Донбасса — в промышленных масштабах уголь и нефть не могут находиться и не находятся в одном месте.

В другой своей работе в этот период Д.Н. Соболев (1938), в отличие от изложенных в первом разделе представлений А.Д. Архангельского, П.И. Степанова и др. об угленосном геосинклинальном карбоне на территории ДДВ, писал, что "...нет основания ожидать наличия в глубинах Северо-Украинского бассейна геосинклинального карбона типа герцинского ядра кряжа" (с. 20). А это, следовательно, благоприятно для прогноза здесь нефтеносности, а не угленосности — "...соль и нефть на сейчас — главнейшие недровые проблемы Северо-Украинского бассейна" (с. 22). Здесь же Н.Д. Соболев критически отозвался об охарактеризованной в первом разделе "линии вулканизма" Донбасс—Чернигов по Н.И. Безбородько (1934, 1936): "...высказанная одним из геологов надежда, что проводимая им через бассейн "линия вулканизма" является и жильно-металлоносной, хотя и заслуживает внимания... но с развиваемой здесь точки зрения не является геологически твердо обоснованной" (с. 22).

Особый интерес в материалах конференции представляет выступ-

ление Н.С. Шатского, в котором он обогатил нефтегазовую геологию ДДВ несколькими новыми прогнозными идеями. Он проследил изменение мощностей отложений карбона, метаморфизма содержащихся в них углей и связал это с изменением “углеродного отношения”^{*} в Аппалачском бассейне США и на Восточно-Европейской платформе. Н.С. Шатский (1939) отмечал, что “Уайтом было установлено, что нефть не встречается никогда в районах развития антрацита и полуантрацитов или, во всяком случае, сильно измененных углей, и встречается там, где развит уголь типа бурых и длиннопламенных. Исходя из этого сравнения... мне думается, что появление нефти в породах Роменского купола не случайно. Оно связано не с соляной структурой, а с тем, что каменноугольные слои Северо-Украинской мульды являются нефтеносными.

Здесь действительно встает вопрос — откуда нефть? Весь мезозой мы выбрасываем как не содержащий первичной нефти. Мало оснований приписывать нефтепроизводящие свойства и девону, а каменноугольные толщи по сравнительному анализу являются прекрасным коллектором первичной нефти. Если это так, то и проблему нефтеносности мы должны в настоящее время значительно расширить... включить в рассмотрение значительную область и, конечно, не ограничиваться только территорией роменских куполов, но пойти вдоль этой полосы в поисках соответствующих фаций и особых по своему качеству углей” (с. 295).

Говоря о “программных наметках” дальнейших научно-исследовательских работ, Н.С. Шатский сказал, что “...эта проблема должна быть разбита на две части: та часть, о которой говорили работники института геологии, является одной частью, и я бы сказал, что, помимо изучения мезозойского и кайнозойского чехла, необходимо в первую очередь ставить изучение карбона... толща каменноугольных отложений в Роменском районе неизмеримо меньше, чем в Донецком бассейне... изменена и диагенезом” (с. 296).

Это еще один блестяще подтвердившийся последующими работами прогноз Н.С. Шатского. Его уникальность увеличивается от того, что сделан он был без выполнения каких-либо геохимических исследований, для которых в то время еще не было необходимых данных, а на основе сравнительного геологического анализа закономерностей размещения известных к тому времени месторождений нефти в различных регионах мира и связи их с угленосностью. Причем сделан он с позиций теории органического происхождения нефти, в которой уже тогда учитывалась связь месторождений углеводородов с определенной (некоторой средней) стадией катагенеза пород и заключенного в них органического вещества (правило Д. Уайта).

Ниже мы увидим, что представление о карбоне как об основном источнике УВ в ДДВ утвердилось еще нескоро — и в послевоенные

^{*} Углеродный коэффициент Д. Уайта — это отношение беззольного кокса в сумме беззольного кокса и летучих компонентов, выраженное в процентах и вычисляемое по данным анализов угля.

годы многие исследователи основные источники и перспективы нефтегазоносности связывали с девонскими образованиями, не говоря уже об идеях о нижнепалеозойском или глубинном очагах нефтеобразования.

На конференции 1938 г. высоко оценил значение каменноугольного комплекса также и В.А. Сельский (1939): “...самым ценным из того, что мы здесь заслушали, является категорическое подтверждение нахождения нефти в Роменской скважине, в отложениях карбона. Блестящая концепция, которая изложена здесь Н.С. Шатским, имеет тем большее значение, что мы в настоящее время получаем нефть из карбоновых отложений на огромнейшем пространстве, начиная от месторождений, расположенных на Каме, и кончая Самарской Лукой. Я считаю чрезвычайно удачным сравнение условий отложения нефтеносного карбона Украинской впадины с теми, которые мы находим в Аппалачской геосинклинали” (с. 303).

Второй важный прогнозный вывод, сделанный на конференции Н.С. Шатским, связан с выделением наиболее перспективных для поисков нефти типов структур — ловушек. Он говорил: “...купола (соляные. — Б. К.) — это самая капризная и трудная для разведки форма залегания нефти. Мы должны изучить 5-6 куполов, прежде чем найти один, который дает хорошую добычу нефти... Но если у нас карбон действительно нефтеносный, то зачем мы будем ограничиваться соляными структурами? Небольшие углы в 25–35° не только связаны с подъемом соли, но несомненно, что там присутствует и простая складчатость. Необходимо приступить к поискам таких складок... все же нельзя совершенно забрасывать и соляную проблему” (Н.С. Шатский, 1939, с. 295). Жизнь подтвердила правильность этой рекомендации Н.С. Шатского — сразу после перехода к разведке таких не прорванных солью структур в 1950 г. были открыты первые месторождения с рентабельными запасами (Радченковское, Шебелинское).

Здесь уместно заметить, что вывод Н.С. Шатского о типе наиболее перспективных структур также был негативно оценен В.И. Созанским (1990, с. 50–51): “...в 1938 г. Н.С. Шатский выступил против разведки соляных куполов... Он предлагает приступить к поискам пологих складок в карбоне. Если бы геологи-нефтяники следовали рекомендациям Н.С. Шатского, то они вышли бы на поиск пологих структур, и это надолго задержало бы открытие нефти в ДДВ, поскольку скопления нефти на пологих структурах... залегают на глубине около 1000 м. Такие глубины были не доступны для техники в конце 30-х годов”. Эти доводы В.И. Созанского не выдерживают критики. Ведь Н.С. Шатский предложил переход на пологие складки в карбоне уже после того, как было открыто Роменское месторождение и получены отрицательные результаты на Исачковском и Дмитриевском штоках. Вся последующая, теперь уже 60-летняя, история поисков нефти и газа в ДДВ подтвердила правильность второго крупного прогноза Н.С. Шатского. Это критическое замечание В.И. Созанского прямо наталкивает на мысль, что в своем анализе событий он руко-

водствовался не поиском истины об происшедших событиях и подтвержденности выдвигающихся идей, а какими-то иными соображениями.

На нефтяной конференции были доложены и первые материалы об использовании гидрогеологических критериев и газовой съемки для оценки перспектив нефтеносности. Так, К.И. Маков (1939) показал, что "...состав глубоких артезианских вод осевой части ДДВ имеет много общего с нефтяными водами открытых нефтяных месторождений — они имеют нефтяной габитус" (с. 242).

Ф.А. Малый (1939) подобно Н.Д. Соболеву, Н.С. Шатскому и В.А. Сельскому высказался на конференции за перспективность на нефть в "...области пологих структур... главным образом карбона и, возможно, девона" (с. 95).

Принципиально другие идеи развивал на нефтяной конференции В.Б. Порфирьев (1939). Его доклад был посвящен происхождению нефти в ДДВ, которое он рассматривал с позиций тогда еще сторонника органического генезиса УВ, но весьма своеобразного — из гомогенных скоплений органического вещества в условиях больших глубин, высоких давлений и температур. Он подробно рассмотрел возможные пути (очаги) образования нефти в ДДВ и пришел к выводу, что генерация ее "...не может быть связана с фаціальным изменением среднекаменноугольных свит Донецкого бассейна... нет также оснований говорить о каких-то принципиальных отличиях палеогеографического характера нижнего карбона от среднего (с. 158)... по чисто геологическим соображениям мы вынуждены отрицать генетическую связь между нефтью Роменского купола и вмещающими ее известняками" (девонского возраста. — Б. К.) (с. 152). И далее В.Б. Порфирьев (1939) делает вывод, что если "...поставить... вопрос о возрасте украинской нефти, то увидим, что... есть некоторые данные в пользу предположения о ее силурийском возрасте" (с. 160). Говоря об этом, он имеет в виду возраст пород источника, с которым генетически связана нефть, т. е. силурийские отложения.

В другой своей более поздней работе В.Б. Порфирьев (1941) еще более уверенно отрицает генетическую связь нефти в ДДВ с каменноугольными отложениями: "Характер разреза каменноугольных отложений, пройденных роменскими скважинами, принципиально не отличается от разреза Донбасса... Господствующий характер условий накопления органического вещества здесь, несомненно, был окислительный (с. 13)... Известняковая толща нижнего карбона Донецкого бассейна не имеет нефтепроявлений, да и не может их иметь по фаціальным условиям своего образования. Толща глин, светлых известняков и песчаников вблизи Роменского района также свидетельствуют о неблагоприятных фаціальных условиях. Для оценки нефтепроизводящей роли девона мы просто не имели данных..." (с. 34). И, наконец, вывод: "Резюмируя этот... обзор, мы видим, что благоприятные палеогеографические условия мы можем предполагать только для силурийского времени" (с. 34).

Недостоверность этого прогноза сегодня очевидна: даже если в будущем в ДДВ будут установлены силурийские отложения и их нефте-

газоносность (что весьма проблематично), то это не изменит положения о генетической связи известных сегодня месторождений с образованиями карбона и частично девона.

В основе этого прогноза лежит гипотеза о глубинном органическом происхождении УВ, от которой позднее и сам В.Б. Порфирьев отказался, перейдя на позиции абиогенного синтеза УВ.

На нефтяной конференции 1938 г. в свободной дискуссии обсуждались нередко взаимоисключающие друг друга гипотезы и подходы. Так, в противовес В.Б. Порфирьеву, докладывая об итогах работы института геологии и, по-видимому, отражая более распространенную в институте точку зрения, К.А. Бойко (1939) отметил, что "...институт считает необходимым скорее разрешить вопрос о генетической связи нефтяных месторождений с отложениями каменноугольного времени и о переходе угольных фаций Донбасса в нефтяные фации Днепровско-Донецкой впадины... Нефть на территории Украины в пределах ДДВ следует предполагать приуроченной к девонским и каменноугольным, а также, возможно, и к юрским отложениям. Из них наибольшего внимания заслуживают, по состоянию наших знаний на сегодняшний день, каменноугольные отложения, в связи с наличием в них уже известных и притом непосредственных признаков нефтеносности".

2.3. Прогнозы В.В. Вебера, З.А. Мишуниной, С.И. Евсеева

Предвоенный период, как указывалось выше, отличается интенсификацией научных исследований по проблеме нефтегазоносности ДДВ. В этот период появляются прогнозные исследования, основанные на генетическом подходе, причем с разных позиций, об образовании УВ. Сюда относятся первые работы В.В. Вебера (1941) об осадочно-миграционном образовании УВ из рассеянного органического вещества и охарактеризованные выше исследования В.Б. Порфирьева (1941) об образовании нефти из "Накопления органического материала в гомогенной форме..." (с. 24), которые во многом являются альтернативными друг другу.

Сделанные В.В. Вебером (1941) прогнозы нефтегазоносности ДДВ в отношении каменноугольной толщи перекликались с изложенными выше представлениями Н.С. Шатского, но они уже в большей мере опирались на полевые и лабораторные исследования. В.В. Вебер пишет, что "Нахождение нефти в Ромнах не только в породах тектонической брекчии... но и в нормальных породах каменноугольного возраста (признаков нефти. — Б. К.) заставило обратить заслуженное внимание на карбон Донбасса вообще как на возможный нефтеносный комплекс в применении ко всей Днепровско-Донецкой впадине..." (с. 120).

В этот период В.В. Вебер пришел к выводу, что на основе "...распределения косвенных признаков нефтеносности, влияния метаморфизма и изменения фаціальных и тектонических обстановок автору представилось в общем случае мало шансов на сохранение нефти в

пределах обнаженной части Донецкого бассейна. Иные, заведомо более благоприятные в этом отношении, условия вырисовывались для окраинных частей последнего... В качестве подобных перспективных для поисков нефти площадей были выделены зоны северной и северо-западной окраин Донецкого бассейна...” (с. 120, 121). На этой территории уже тогда были известны многие купольные структуры (Славянская, Петровская, Шандриголовская по рр. Боровой и Сев. Донцу и др). “Подобные пологие структуры могли бы оказаться весьма благоприятными для образования нефтяных залежей как по своей форме, так и по своему расположению в зоне перехода угленосных фаций донецкого карбона в фации прибрежно-морские, а также по своему большому удалению от области метаморфизованных отложений обнаженного Донбасса в направлении к асфальтодержащим фациям воронежского карбона” (В.В. Вебер, с. 124).

Следует отметить, что в цитируемой статье, говоря о перспективности, В.В. Вебер всюду использует термин “нефтеносность”, возможно, подразумевая под ним и газоносность также, но однозначно об этом судить невозможно. Поэтому и вывод о подтверждаемости прогнозов этого исследователя следует делать с учетом указанной оговорки, ибо промышленная газоносность на окраинах Донбасса к настоящему времени установлена, а нефти здесь практически нет и, по нашим представлениям, не предвидется и в будущем.

В.В. Вебер (1941) не ограничивал нефтегазоносность ДДВ только каменноугольными отложениями, хотя и считал этот комплекс основным. Он писал: “...Проблема нефтеносности Донецкого бассейна не должна рассматриваться в рамках поисков нефти только в породах карбона. Ряд признаков, в том числе появление нефти в Ромнах и в докаменноугольной соленосной толще, свидетельствовал о возможном существовании более раннего (девонского?) цикла нефтеобразования, равно как указания на битуминозность донецкой перми не исключали нефтеносности для более молодых, послекарбоновых осадков палеозоя. Более того, результаты бурения на южном крыле Роменского купола, где недавно была получена нефть из песков сеномана, говорили и о возможности вторичных скоплений нефти в несогласно перекрывающих палеозой пластах мезозоя. Таким образом, ставя в край угла изучение нефтеносности донецкого карбона, нельзя было попутно не интересоваться вопросами нефтеносности и смежных стратиграфических комплексов” (с. 120).

Сравнение этого перечня с ныне установленными продуктивными комплексами ДДВ показывает, что в нем не упоминается возможная продуктивность только докембрийского фундамента, в котором в последние годы выявлены залежи нефти и газа. Все это свидетельствует о высокой подтверждаемости ранних прогнозов В.В. Вебера, которые, правда, как и другие исследования этого периода, были еще мало детализированными (например, карбон рассматривался в целом как единый комплекс). Кроме того, нефтеносность нижней перми, как и карбона и девона, рассматривается как сингенетичная вмещающим отложениям, и только в образованиях мезозоя прогнозируются вторичные

скопления.

Вопрос о “стратиграфическом положении первично нефтеносных горизонтов” изучался в предвоенный период и З.А. Мишуниной (1941). Ею были получены обоснования впервые сделанного В.В. Вебером вывода о связи нефтеобразования в ДДВ с “...карбонатной фацией каменноугольных отложений” (с. 20). “Единственными возможными первично-нефтеносными горизонтами как для всей ДДВ вообще, так и для западного погружения донецких складок в частности являются карбонатная фация низов карбона и девонские отложения”, — считала З.А. Мишунина в этот период. “Именно только эту возможность мы и должны учитывать при планировании дальнейших работ на западной окраине Донбасса... того же нельзя сказать о нижележащей толще палеозоя и, в частности, о силуре. Не имеется никаких фактических данных, на основании которых можно было бы предполагать здесь его распространение”, — пишет эта исследовательница (1941, с. 26). Последнее относится к идеям Б.В. Порфирьева о силурийской нефти в ДДВ.

В.В. Вебер, З.А. Мишунина, а также группа исследователей ВНИГРИ (О.А. Калинина и др. 1940) прогнозировали открытие нефти в ряде конкретных, известных тогда, локальных купольных поднятиях северо-западной окраины Донбасса (Петровское, Краснооскольское, Коркульское, Шандриголовское, Поповское, Славянское и др.). В отличие от региональных прогнозов, эти надежды в большинстве случаев к настоящему времени не оправдались, за исключением открытия небольших по размеру Краснопоповского и Дробышевского газовых месторождений. Причина, по нашему мнению, кроется в том, что в исследованиях указанных геологов, как и ряда других в довоенный период, основное внимание уделялось выделению нефтепроизводящих толщ, с которыми связывались и основные перспективы промышленной нефтеносности. А это верно лишь для первого уровня детализации. Но в ДДВ, как позднее было установлено, и как уже тогда прогнозировали некоторые исследователи (В.Б. Порфирьев и др.), широко развиты процессы вертикальной миграции УВ и связанные с ними переформирование и разрушение первичных сингенетичных скоплений УВ. Эти процессы сторонниками органического происхождения нефти в 30—40-е годы не учитывались. А те, кто придерживался представлений о вторичности всех известных тогда нефтегазопоявлений, корни их опускали ниже карбона и даже девона, как, например, В.Б. Порфирьев.

Обилие признаков нефти на резко выраженных локальных структурах окраин Донбасса (Петровский купол и др.) многими исследователями принимались как показатели имевшей место генерации УВ в соответствующих отложениях в то время, но зачастую были вторичные признаки нефти и газа, которые свидетельствовали об активно протекавших процессах разрушения залежей в условиях развития аномально высоких пластовых давлений и больших глубин залегания первичных источников УВ. По этой же причине в исследованиях не только довоенного, но и многих лет послевоенного периода не прогно-

зировалось открытие крупных вторичных скоплений газа и нефти в нижнепермско-верхнекаменноугольном продуктивном комплексе. Это относится к В.В. Веберу (1941), который хотя и писал о перспективности донецкой перми, но предполагал ее сингенетичную нефтеносность, однако последующими геохимическими исследованиями она не подтвердилась.

В этом отношении показательна статья С.И. Евсеева (1941), посвященная пермским отложениям Большого Донбасса и их минеральным ресурсам. В перечне последних (гипс, соль, медистые руды, калийные соли) нет нефти или газа. Последние автор ожидает только "...в тектонических брекчиях как полей сложной тектоники и возможной нефтеносности отложений, подстилающих пермские осадки" (с. 121). Это единственная работа, которую нам удалось найти, имеет прогноз вторичных залежей именно в отложениях нижней перми, правда, в весьма специфических условиях (брекчиях).

Заканчивая рассмотрение исследований предвоенного периода, следует заключить, что уже в то время зародились идеи, которые правильно связывали основные источники нефти в ДДВ и наибольшие перспективы ее поисков с каменноугольным (пока еще без дифференциации) комплексом отложений, а также девонскими образованиями (Н.С. Шатский, Д.Н. Соболев, В.В. Вебер, З.А. Мишунина и др.). Эти идеи и прогнозы, которые в последующем в значительной степени подтвердились геологоразведочными работами, несомненно, способствовали их успешному проведению. Хорошо подтвердились также прогнозы о большей перспективности пологих антиклинальных структур по сравнению с прорванными соляными штоками, на которых была получена первая промышленная нефть и признаки нефти (Н.С. Шатский).

Разработке достоверных прогнозов нефтегазоносности способствовало использование их авторами метода сравнительных геологических аналогий (Н.С. Шатский, Д.Н. Соболев) и теории биогенного происхождения УВ из рассеянного органического вещества, подвергшегося средним стадиям катагенеза (В.В. Вебер, З.А. Мишунина). Прогнозы, сделанные на основе идеи о глубинном образовании УВ из гомогенных масс органики (В.Б. Порфирьев), не подтвердились последующими поисковыми и исследовательскими работами.

Вопрос о дифференциации региона по степени перспективности в рассматриваемый период исследователями только слегка затрагивался, ибо для этого тогда еще не было данных. Однако характерно, что среди наиболее перспективных районов чаще назывались окраины Донбасса (В.В. Вебер, Д.Н. Соболев, З.А. Мишунина), хотя Н.Т. Шапка наибольшие перспективы связывал с центральной частью ДДВ. Не подтвердившийся последующими работами уклон в сторону северо-западной окраины Донбасса, по нашему мнению, объясняется ошибочной интерпретацией многочисленных признаков нефти как сингенетичных вмещающим породам, чаще среднего и верхнего карбона. Геохимических исследований органического вещества пород и нефти еще не производили.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Архангельский А.Д.** Приблизить нефтяные месторождения к Москве//Вестник АН СССР. - 1939. - № 2-3. - С. 83-85.
2. **Бойко К.А.** О итогах научно-исследовательских работ института геологии по нефти и газу и о плане на 1938 г.//Тр. нефтяной конференции 1938 г. - К., 1939. - С. 13-18.
3. **Вебер В.В.** Основные результаты изучения нефтеносности периферии Донбасса//Большой Донбасс. Сб. статей. Результаты работ за 1925-1939 гг. - М.-Л.: Госгеолгиздат, 1941. - С. 120-124.
4. **Губкин И.М.** Советская нефть//Вестник АН СССР. - 1939. - № 2-3. - С. 78-82.
5. **Евсеев С.И.** Пермские отложения Большого Донбасса и их возможные минеральные ресурсы//Большой Донбасс. Сб. статей. Результаты работ за 1925-1939 гг. - М.-Л.: Госгеолгиздат, 1941.
6. Итоги заседания Геофизической комиссии по вопросу нефти при Совете по изучению производительных сил УССР//Тр. нефтяной конференции 1938 г. - К., 1939. - С. 305-307.
7. **Калинина О.А., Петров Л.С., Тетяев М.М.** Предварительный отчет Днепровско-Донецкой тематической партии НГРИ. - Л., 1940. - фонды ВНИГРИ.
8. **Куцев В.П.** О нефтеносности Украины//Тр. XVII сессии международного геол. конгресса. - М., 1940. - С. 91-93.
9. **Лапкин И.Ю.** О выходах соленых вод в долине р. Жеребца на северной окраине Донбасса//Пробл. советской геологии. - 1938. - № 3. - С. 244-245.
10. **Лапкин И.Ю.** О куполовых структурах левобережья р. Донца между рр. Осколом и Красной//Сов. геология. - 1941. - № 2. - С. 111-114.
11. **Малый Ф.А.** Некоторые данные газовой съемки на территории УССР//Тр. нефтяной конференции 1938 г. - К., 1939. - С. 89-95.
12. **Мишунина З.А.** К вопросу о перспективах нефтеносности Западного погружения Донецкого кряжа. - Л., 1941. - Фонды ВНИГРИ.
13. **Порфирьев В.Б.** Нафтопрояви в районі м. Ізюма//Геологічний журнал. - 1938. - Вип. 4. - С. 262.
14. **Порфирьев В.Б.** О геохимических и геологических факторах образования нефти в условиях ДДВ//Тр. нефтяной конференции 1938 г. - К., 1939. - С. 149-160.
15. **Порфирьев В.Б.** К вопросу о нефтегазоносности ДДВ//Матер. по нефтеносности ДДВ. - К.: Изд-во АН УССР, 1941.
16. **Сельский В.А.** Выступление//Тр. нефтяной конференции 1938 г. - К., 1939. - С. 302-304.
17. **Соболев Д.Н.** О закономерностях геологического строения и распределения недровых богатств Амадоцийского (большого Донецкого) бассейна и о линиях Карпинского. - Харьков: ОНТИ НКГП, 1938. - 28 с.
18. **Соболев Д.Н.** Выступление//Труды нефтяной конференции 1938 г. - К., 1939. - С. 298-301.
19. **Степанов П.И.** Проблема Большого Донбасса//Международ. геол.

конгресс. Тр. XVII сессии. - Т. 1. - 1939. - С. 425-436.

20. Шапека І.Т. Сіль і нафта на території УРСР. - К.: Вид-во АН УРСР, 1938-а.

21. Шапека І.Т. Нові соляні куполи на території УРСР//Геологічний журнал. - 1938-б. - Вип. 4. - С. 261.

22. Шапека І.Т. Про напрямки геологічних робіт по нафті//Вісті АН УРСР. - 1939-а. - № 1-2. - С. 106-109.

23. Шапека І.Т. До питання про розвідки нафти на Україні//Вісті АН УРСР. - 1939-б. - № 5. - С. 26-32.

24. Шапека І.Т. О нефтеносности Роменского соляного и прилегающих к нему районов//Тр. нефтяной конференции 1938 г. - К., 1939-в - С. 44-64.

25. Шапека І.Т. Сіль і нафта на Україні (видання друге). - К.: Вид-во АН УРСР, 1941.

26. Шатский Н.С. Выступление//Тр. нефтяной конференции 1938 г. - К., 1939. - С. 293-297.

3. ПОСЛЕВОЕННЫЙ ПЕРИОД ВОЗОБНОВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ (1944—1950 гг.)

Рассматриваемый период охватывает время от возобновления поисковых работ после Великой Отечественной войны и до открытия в 1950 г. первых месторождений с рентабельными промышленными запасами, каковыми явились Радченковское нефтегазовое и Шебелинское газовое. С возобновлением геологоразведочных работ в ДДВ сразу же были продолжены и научные исследования по проблеме нефтегазоносности. Последние в этот период проводили геологи Украины, Ленинграда и Москвы. Наша картотека по прогнозным исследованиям этого периода насчитывает 13 опубликованных и 2 фондовых источника. Большинство авторов этих работ в послевоенный период продолжали свои ранее начатые исследования (Д.Н. Соболев, В.В. Вебер, В.Б. Порфирьев, З.А. Мишунина, И.Т. Шапека, В.А. Сельский). Из новых авторов в это время заявили о себе Г.Е. Рябухин, С.К. Комоцкий, В.Г. Бондарчук, И.О. Брод. Работы этого периода характеризуются дальнейшей детализацией исследований как по продуктивным комплексам, так и территории ДДВ и типу ловушек.

3.1. Прогнозы Д.Н. Соболева, В.В. Вебера, А.З. Широкова

Д.Н. Соболев (1945) подтвердил свое прежнее заключение “о возможной нефтеносности карбона и девона и об отсутствии силура во впадине”. Последнее относится к взглядам В.Б. Порфирьева. В докладе на совещании по нефти, озокериту и горючим газам Украины Д.Н. Соболев (1949) детализирует комплексы первичной нефтеносности: “...в пределах названной территории (ДДВ и окраины Донбасса. — Б. К.) констатировано несколько горизонтов, по-видимому, первичного битумо- (соответственно) нефтеобразования — девонский, нижнесреднекарбонный, средневерхнекарбонный, нижнепермский” (с. 164), т. е. нефтегенерирующим и, соответственно, наиболее перспективным он считает весь палеозой ДДВ, но на первое место (возможно, и без придания ему приоритета) ставит девон. На территории региона Д.Н. Соболев (1949) выделял “...особенно важными для нефтяной проблемы такие структуры и структурные комплексы:

- Пограничья ДДВ... тут возможна (но, конечно, не обязательно) нефть в девоне и карбоне, в особенности нижнем...

- Лохвицкий структурный комплекс... Первичная нефть возможна в карбоне, а также и в девоне...

- В Донецком канале (северной окраине Донбасса. — Б. К.), его северный борт... Может дать нефть из девона и карбона...

- Структурный комплекс северо-западной окраины Донецкого кряжа... могущий дать карбоновую (а может быть, и иного возраста) нефть. Из куполов особенно обращает на себя внимание Славянский, Корульский и Петровский, в брекчиях которого обнаружены кир и жидкая нефть.

- Южная окраина Донбасса... Тут может оказаться нефть в девоне и нижнем карбоне... Послепалеозойские отложения ДДВ и северо-

западной окраины Донбасса не представляются перспективными в отношении первичной нефтеносности. Но некоторые из них могут служить коллекторами нефти” (с. 165—166).

Как видно из цитируемых фрагментов, Д.Н. Соболев, исходя из современных данных, в целом правильно представлял себе перспективы региона (за исключением южной окраины Донбасса и отдачи предпочтения девону), если говорить о нефти- и газоносности совместно. Но он всюду употребляет термин “нефтеносность”, возможно, включая в него и газоносность, исходя из того, что газ в то время не имел большого значения как полезное ископаемое. Если же это не так, то его прогнозы на нефть окраин Донбасса и центральной части ДДВ последующими работами не подтвердились. Не только Д.Н. Соболева, но многих других первых исследователей вводили в заблуждение многочисленные нефтепроявления на окраинах Донбасса.

В двух обстоятельных работах В.В. Вебера (1945, 1949) обобщен весь имевшийся тогда материал о, как он пишет, “нефтеносности” северной окраины Донбасса и юго-восточной части ДДВ, хотя в первой из них (брошюре) этот материал также сравнивается с данными по Роменскому району. Как и Д.Н. Соболев, В.В. Вебер ничего не говорит о газоносности района, возможная, подразумеваемая газ в термине “нефтеносность”. В своих прогнозах В.В. Вебер (1949) использовал и применил к Донбассу представления И.М. Губкина о “...смене угольной фации на нефтяную...” в сторону “...морского влияния...” (с. 170) и теорию углеродного коэффициента (Куг), разработанную в 1915—1935 гг. Д. Уайтом. Согласно последней, месторождения нефти находятся в районах со значениями этого коэффициента 50—60 %. При больших величинах (большем катагенезе пород) нефть исчезает, заменяясь газом, а ниже 50 % — встречаются только скопления тяжелой нефти и битумов.

В работах этого периода В.В. Вебер (1945, 1949) детализировал свои выводы по прогнозу нефтеносности до ярусов каменноугольной системы, а территориально дал их для Ромен, юго-восточной части ДДВ и северной окраины Донбасса. В.В. Вебер был ортодоксальным сторонником сингенетичности нефтегазоносности вмещающим отложениям — “...на примере большинства известных нефтеносных бассейнов нефтяные залежи, как правило, располагаются на стратиграфическом уровне соответствующих нефтеносных фаций” (1949, с. 171). Поэтому выделяемые нефтепроизводящие толщи он рассматривал одновременно как и наиболее перспективные для поисков месторождений.

В Роменском районе ДДВ “...признаки нефти в соли, — считал В.В. Вебер (1945, с. 62), — следует связывать с возможным существованием какого-то древнего, быть может, именно девонского цикла нефтеобразования... Связь нефтепроявлений в карбонатно-глинистой свите нижнего карбона и венчающей ее карбонатной пачке... отвечает новому, в данном случае каменноугольному циклу нефтеобразования... наиболее постоянно нефтеносность проявляется в кровле карбонатной пачки.

Подобное постоянство нефтепроявлений в карбонатной пачке (визейского яруса. — *Б. К.*) подтверждает высказанную мысль о вероятной, именно первичной нефтеносности как этой пачки, так и подстилающей ее карбонатно-глинистой свиты. Вопрос о верхней стратиграфи-

ческой границе этого первично-нефтеносного раздела приходится пока оставить открытым... Признаки нефтеносности в терригенной и тем более в пестроцветной свитах (среднем и верхнем карбоне. — *Б. К.*) распределены неравномерно... поэтому их скорее можно рассматривать как вторичные признаки, хотя и связанные тесными переходами с коренными нефтепроявлениями нижележащих горизонтов карбона” (с. 62, 63). Этот вывод В.В. Вебера перекликается с современными представлениями, согласно которым в центральной части ДДВ, в нижнем карбоне, залежи сингенетичны вмещающим отложениям, а в среднем и верхнем — вторичны (Геолого-математическая модель... 1985).

Материалы по Роменскому району совместно с данными по изменению углеродного коэффициента на территории Донбасса В.В. Вебер использовал для оценки нефтеносности северной окраины Донбасса, где основная ее часть “...укладывается в интервале между изоволями 60 и 50...” (с. 69), т. е. благоприятном для нефтеносности. “В качестве возможных нефтеносных свит для зоны северной окраины Донбасса намечаются отложения карбона в их переходной к карбонатной (верхнего и среднего карбон. — *Б. К.*) и карбонатной (нижний карбон. — *Б. К.*) фациях... для поисков нефти карбонатная фация представляется, надо думать, более перспективной” (с. 82). Как известно, на северной окраине Донбасса были открыты месторождения газа в среднем карбоне (Боровское и др.) и небольшая залежь газа в известняках серпуховского яруса на Муратовской площади. Карбонаты нижнего карбона в этом районе и сегодня многими исследователями считаются высокоперспективными, однако промышленных залежей в них пока не установлено.

“Основные перспективы юго-восточной части ДДВ, — считал В.В. Вебер (1949, с. 171), — связаны с нижнекаменноугольными и, условно, с девонскими отложениями... Обращаясь к пермской эпохе, можно думать, что ее палеогеографическая обстановка в известной мере также является благоприятной для образования нефтеносных фаций. Однако за отсутствием более конкретных доказательств приходится пока оставить этот вопрос открытым. Для последующих же периодов геологической истории данной области такая возможность уже маловероятна”. Для этой зоны, как понятно, прогнозы В.В. Вебера далеки от реальности — в противоположность прогнозированию территории ДДВ и северной окраины Донбасса. Причины этого различия кроются в неучете В.В. Вебером вторичных изменений, которые происходили с генерирующими УВ толщами после образования в них залежей нефти и газа. Там, где эти изменения были небольшими (западная часть ДДВ и северная окраина Донбасса), прогнозы В.В. Вебера в основных чертах подтвердились, а в юго-восточной части ДДВ, где образования карбона и девона погрузились на глубины до 15-20 км — не подтверждаются современной изученностью. В то время не было данных о таких больших глубинах залегания и, соответственно, высоких температурах и катагенезе пород, обуславливающих разрушение и переформирование первичных скоплений газа и нефти. На низкую нефтеносность этой зоны сказался также формационный состав пород карбона, в которых преобладает гумусовая органика, генерирующая газообразование УВ.

Таким в юго-восточной части ДДВ газогенерирующим является не только средний, но в значительной степени и нижний карбон, а переход “угольных фаций в нефтяные” происходит дальше от Донбасса — в центральной части впадины.

Все эти факторы в то время не были изучены и поэтому не могли учитываться В.В. Вебером и его современниками. Кроме того, как отмечалось в предыдущем разделе, многочисленные признаки нефти на северо-западной окраине Донбасса интерпретировались им, как и другими его современниками, только как показатели процессов генерации УВ, не учитывая, что это могут быть и следы разрушения былых месторождений.

А.З. Широков (1946) для европейской части бывшего СССР составил карту и выделил пояса размещения нефтеносности в отложениях разного возраста — от девонского до третичного. Территория ДДВ на этой карте наибольшей своей частью попала в пояс каменноугольной нефтеносности (район Сумы—Полтава—Харьков), меньшей — в девонский пояс (район Чернигов—Ичня) и совсем небольшим участком в пермский (район севернее р. Сев. Донец и г. Луганска). Автор пишет: “Помимо территории Волго-Камской области, к этому же поясу (каменноугольному. — *Б. К.*) мы относим и окраинные части Донецкой складчатой зоны, нефтеносность которой доказана выявленными месторождениями — Роменским и Исачковским — связанными с соляными диапирами. Надо полагать, что число месторождений в Днепровско-Донецкой впадине не ограничится только двумя открытиями... В ее теле... насчитываются десятки куполовидных структур, из которых некоторые могут оказаться нефтеносными или во всяком случае газоносными... Из поля зрения не должны выпасть куполовидные структуры, установленные геофизическими работами вдоль северной окраины Донецкого бассейна” (с. 25).

Можно сказать, что без детализации каменноугольной системы на отделе изложенный прогноз А.З. Широкова о перспективности пород этого возраста хорошо подтвердился последующими открытиями месторождений в нижнем и среднем карбоне на всей территории ДДВ и в среднем карбоне на северной окраине Донбасса (правда, месторождений больше газовых, а не нефтяных). А вот пермский комплекс А.З. Широков (1946), как и все его предшественники, явно недооценил. Перспективы его он видел в Волго-Уральской области и в Прикаспии, наибольшие в зонах по двум “...тектоническим линиям, одна из которых проходит через пункты Чусовая—Стерлитамак—Актюбинск, вторая — через Бугуруслан—Самарская Лука. Анализ литологического состава коллекторов и положения нефтеносных фаций по отношению к береговой линии не позволяет нам распространить площади возможной нефтеносности отложений этого (пермского. — *Б. К.*) возраста за пределы указанных выше контуров” (с. 23).

Гносеологическим фактором недооценки А.З. Широковым перспективности пермского комплекса в ДДВ является, по нашему мнению, не учет возможной вторичной (миграционной из нижележащих отложений) природы залежей УВ в этих образованиях, а попытка увязки их с береговыми линиями пермского бассейна. Последняя идея,

как увидим ниже, позднее подвела многих исследователей, необоснованно связывавших наличие нижнепермских залежей в неантиклинальных зонах выклинивания этого комплекса отложений.

О перспективности девонского комплекса А.З. Широков (1946), за исключением указанной выше информации на карте, в тексте ничего не пишет.

3.2. Прогнозы В.Б. Порфирьева, Г.Е. Рябухина, З.А. Мишуниной

В.Б. Порфирьев (1946) подтвердил основные положения своих прежних представлений о перспективах нефтегазоносности ДДВ: “Нефть здесь древнее каменноугольного возраста, поскольку нефтепроявления в трещинах спускаются ниже каменноугольных отложений (с. 44)... возраст нефти... не моложе девона, но, возможно, генетически нефть здесь связана с силурийскими отложениями, существование которых здесь предполагается по ряду соображений (с. 47)”. В.Б. Порфирьев, будучи сторонником вертикальной миграции УВ, не отрицал перспективы нефтегазоносности и вышележащих отложений, в т. ч. каменноугольных и девонских, которые при условии расположения основного источника УВ в силурийском комплексе, способны аккумулировать вторичные скопления нефти и газа. Но, как будет показано ниже, есть большая разница в условиях аккумуляции — следовательно в закономерностях размещения и поисках сингенетических (первичных) и вторичных скоплений УВ, и познание генетических типов залежей является важным фактором эффективности поисково-разведочных работ.

Как и некоторые другие исследователи этого периода, В.Б. Порфирьев (1946) высказался за то, что “...разведка... структур, которая проводится за принципом разведки “соляного диапира” — “солянокупольной структуры”, должна быть дополнена мероприятиями по принципу разведки нормальной антиклинали” (с. 11).

В этот период В.Б. Порфирьевым (1946) составлена, возможно, первая карта перспектив нефтеносности ДДВ, которая приложена к цитируемой здесь статье (рис. 1). На ней выделено две категории земель. Первая — это “площади достоверной* нефтеносности”, охватывающие центральный грабен и прилегающие участки бортов ДДВ без крайних северо-западной и юго-восточной частей впадины. “Границы этой площади (первой категории. — *Б. К.*) определены нашими представлениями о границах распространения в пределах впадины нижнего палеозоя, с которым мы связываем процессы нефтеобразования” (В.Б. Порфирьев, 1946, с. 45). Крайние северо-западная (район Чернигов—Ичня) и юго-восточная (Бахмутская и Кальмиус-Торецкая депрессии) вместе с периферийными частями бортов ДДВ и территорией от-

* В оригинале статьи на украинском языке использован термин “вірогідної” нефтеносности (с. 45), что в резюме статьи на русском языке переведено как “вероятной” нефтеносности (с. 48). Однако в украинско-русском словаре (Киев, Наукова думка, 1984) термин “вірогідний” переводится как “достоверный” (с. 101).

крытого Донбасса отнесены В.Б. Порфирьевым на этой карте к “площадям возможной нефтеносности”. Зона “достоверной нефтеносности” не распространяется в пределы Черниговского максимума силы тяжести потому, что “мощность палеозоя здесь резко сокращается” (с. 45).

Другую, существенно отличающуюся от рассмотренной, карту перспектив нефтеносности составил в этот же период и сотрудник ВНИГРИ Г.Е. Рябухин (1946), в основу которой им положены “геологические закономерности” — наличие нефтеносных фаций, признаков нефтегазоносности и тектонических структур, благоприятных для накопления залежей нефти и газа (с. 87, 88). Им на карте выделены (рис. 2):

- Перспективные зоны — Роменско-Дмитриевская и Исачковская, охватывающие в терминах современного районирования погруженные части Северного и Южного бортов ДДВ с соответствующими прибортовыми зонами грабена.

- Возможно перспективные — осевая часть Днепровского грабена (Черниговская и Лохвицкая зоны) и склон Воронежского массива.

- Менее перспективные — Киевская и Каневская (склон Украинского щита).

- Малоперспективная — Северо-Курская и Южная (повышенные части склонов, соответственно, Воронежского массива и Украинского щита).

- Бесперспективная — Украинский щит.

Говоря о соответствии районирования Г.Е. Рябухина современным данным, следует в первую очередь отметить более высокую оценку прибортовых зон и краев бортов, чем центральной (осевой) части Днепровского грабена, где к настоящему времени открыты наиболее крупные месторождения и установлена наибольшая плотность начальных ресурсов УВ. Кроме того, в этой осевой зоне ДДВ одинаковую оценку (самую высокую градацию) имеют как высокоперспективная центральная (Сребненско—Солоховско—Машевская), так и мало- и умеренно-перспективные сегодня крайние северо-западная (Черниговская), а также юго-восточная (Бахмутско-Торецкая) части впадины. По этим позициям прогнозная карта перспектив В.Б. Порфирьева отличается от карты Г.Е. Рябухина и характеризуется значительно большей подтверждаемостью современными данными. Тем не менее, Г.Е. Рябухин (1946) в своем отчете критикует районирование В.Б. Порфирьева (1946) за более низкую оценку северо-западной окраины Донбасса и поднятой части Северного борта ДДВ (Путивльской зоны). С позиций сегодняшнего дня критика эта, конечно, не обоснована, и карта В.Б. Порфирьева характеризуется лучшей и, надо сказать, достаточно высокой подтверждаемостью, чем районирование Г.Е. Рябухина. Полностью не подтвердилась положительная оценка нефтеносности Черниговской зоны, где Г.Е. Рябухин выделяет “...крупный погребенный кряж кристаллических пород, к склонам и осевой части которых могут быть приурочены нефтяные месторождения... перспективы нефтеносности этой, уходящей на северо-запад в пределы Белоруссии, зоны мы склонны расценивать несколько выше, чем перспективы ее южного глубокого продолжения центральной зоны” (с. 96). В действительности все

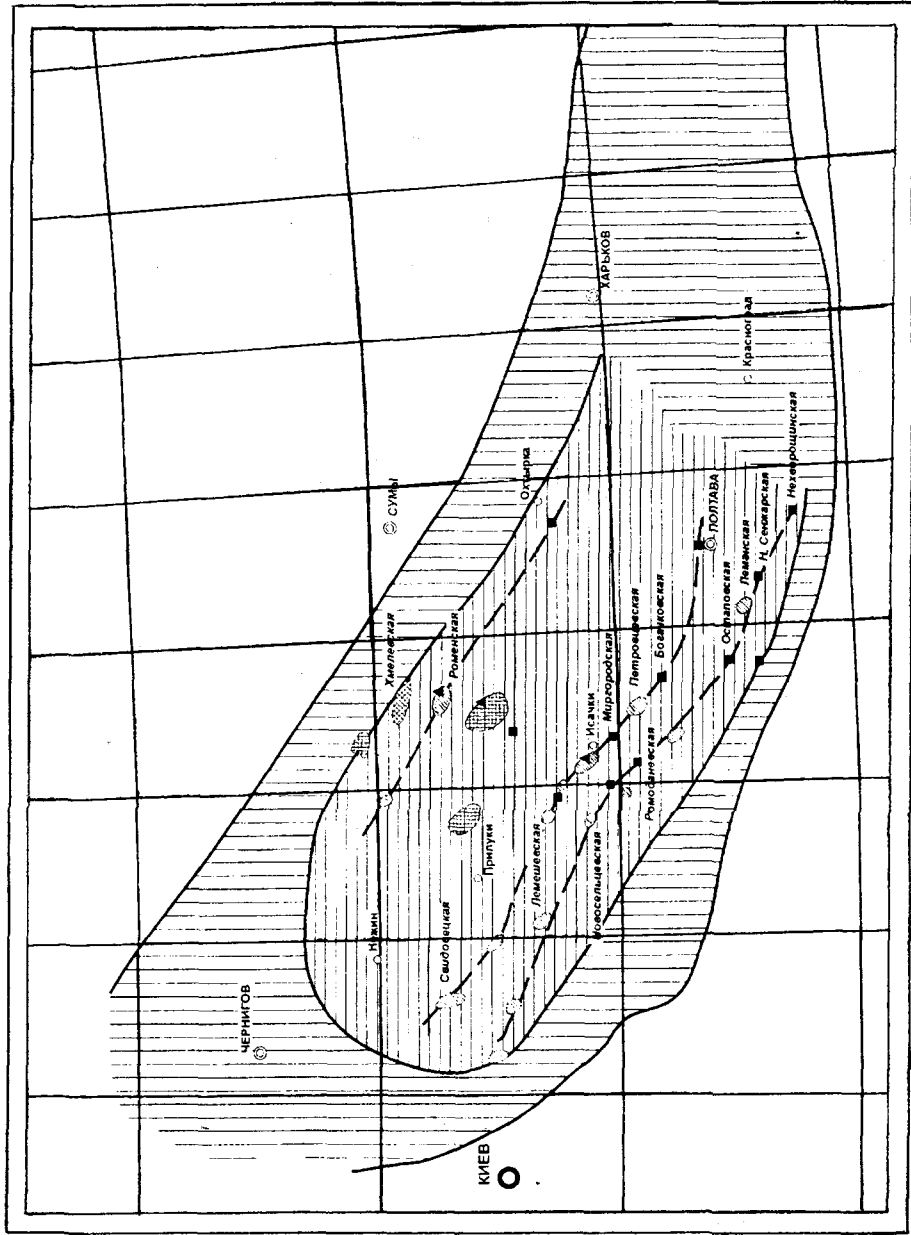
оказалось наоборот. Мотивы более низкой оценки центральной зоны по сравнению с краевыми зонами грабена и бортов в районировании Г.Е. Рябухина кроются в ущербности принципа отдачи предпочтения эмпирическим данным — в осевой зоне ДДВ к тому времени еще не было бурения и поэтому не было установлено признаков нефтеносности и прогнозно-перспективных комплексов палеозоя. Правда, уже в сноске рассматриваемой работы (Г.Е. Рябухин, 1946) указывается, что появившиеся после составления отчета данные о “газировании” и “пленке жидкой нефти” в Глинской скважине дают “...основания к переводу центральной зоны из категории “возможно перспективных” в категорию “перспективных” площадей” (с. 97). Этот пример еще раз наглядно показывает, что придавать признакам нефтегазоносности решающее значение в оценке перспектив не всегда оправдано.

Говоря в целом о регионе, Г.Е. Рябухин приходит к выводу, что “...следует считать оценку перспектив нефтеносности ДДВ, несомненно, высокой... и главные нефтеносные горизонты в ней по возрасту должны быть древнее угленосных” (с. 105), т. е. древнее угленосного среднего карбона в Донбассе. Необходимо отметить еще один подтвердившийся прогнозный момент в оценке Г.Е. Рябухиным отдельных, менее крупных, зон. В сравнительном отношении южную (Исачковскую) прибортовую зону ДДВ он оценивает ниже Северной (Роменско-Дмитриевской), вследствие большей нарушенности здесь фундамента разломами (с. 96). Не только по этой причине, но вывод о большей перспективности северной зоны по сравнению с южной подтвердился последующими работами на всем протяжении Припятско—Днепровско—Донецкой провинции.

И, наконец, о гносеологическом выводе сравнения районирования ДДВ, выполненного В.Б. Порфирьевым и Г.Е. Рябухиным. Как видно из анализа результатов исследований ранних этапов и будет показано ниже для более позднего периода, прогнозы сторонников осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа лучше подтвердились последующими геологоразведочными работами, чем прогнозы сторонников других представлений. Однако в данном случае мы наблюдаем обратную картину, которая все же не меняет указанного основного вывода: районирование В.Б. Порфирьева лучше соответствует современным данным, чем Г.Е. Рябухина, хотя в его (В.Б. Порфирьева) схеме не подтвердилось наличие в разрезе ДДВ силурийского комплекса, с которым он связывал наибольшие перспективы нефтеносности и основной источник УВ в ДДВ. Но поскольку В.Б. Порфирьев, исходя из принципа унаследованности тектонического развития крупных платформенных структур, распространение силурийских отложений предполагал там же, где оказались развиты в наибольших мощностях образования карбона, основного источника УВ (по современным данным), его прогнозы в территориальном отношении оказались в целом верными, хотя теоретически кредо прогноза и не подтвердилось. В истории прогнозных исследований такие примеры встречаются нередко. Например, таким был прогноз И.М. Губкина в 1930-х годах о высокой перспективности Западно-Сибирской платформы, который в территориальном отношении блестяще подтвердился. Одна-

Рис. 1. Карта фонда разведочных на нефть земель Днепро-Донецкой впадины

Составил В.Б. Порфирьев (1946 г.)

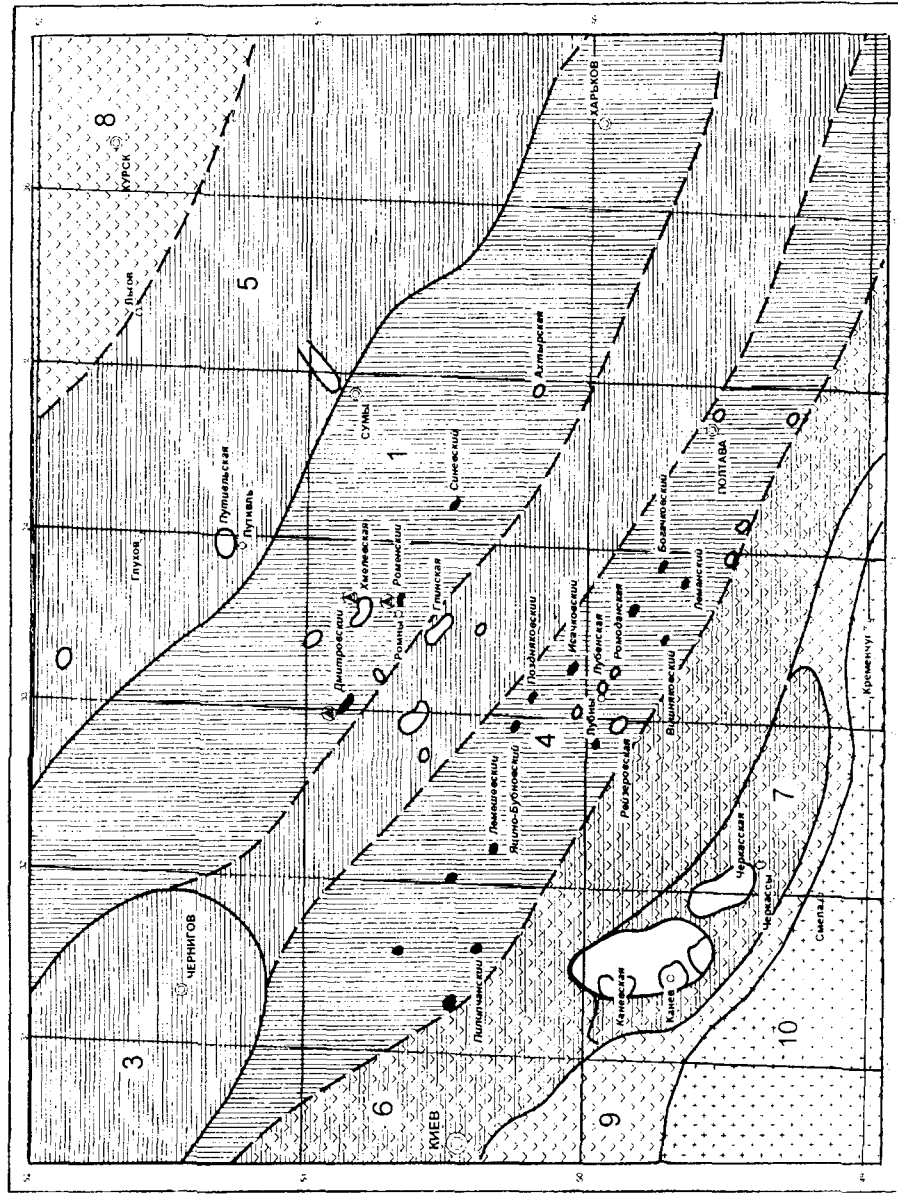


УСЛОВНЫЕ
ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Площадь достоверной нефтеносности
- Площадь возможной нефтеносности
- Структуры, частично разведанные
- Структуры, установленные по геологическим данным
- Структуры, намечаемые по данным геофизики
- Структуры пологого типа
- Линии региональных разломов

Рис. 2. Карта перспектив нефтеносности Днепро-Донецкой впадины

Составил Г.Е. Рябухин (1945 г.)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Зоны:

- Перспективные зоны
 - Возможно перспективные зоны
 - Менее перспективные зоны
 - Малоперспективные зоны
 - Бесперспективные зоны
 - Границы между зонами
 - Предполагаемые границы между зонами
 - Соляные штоки
 - Структуры антиклинального типа (купола без соли)
 - Структуры, где ставилось бурение
1. Роменско-Дмитровская
2. Исаковская
3. Черниговская
4. Лохвицкая
5. Путильская
6. Киевская
7. Каневская
8. Северная (Курская)
9. Южная
10. Южно-кристаллическая

ко скопления нефти и особенно газа были открыты не в тех отложениях, в которых они прогнозировались, а стратиграфически выше. Достоверный прогноз В.Б. Порфирьева обусловлен не неправильностью теории образования нефти из гомогенных масс органического вещества в нижнепалеозойском комплексе ДДВ, а совпадением в плане (не случайным, а вследствие унаследованности развития) распространения прогнозировавшихся силурийских отложений с вышележащими комплексами.

Неподтверждаемости в прогнозах Г.Е. Рябухина (1946) обусловлены:

- Непоследовательным использованием осадочно-миграционной теории происхождения УВ при составлении карты перспектив, согласно которой центральные части крупных отрицательных структур почти всегда более перспективны, чем периферийные, так как там наблюдается более высокая степень реализации нефтегазогенерационного потенциала пород (большие мощности отложений, глубины, катагенез, температуры). Автор же карты отдал предпочтение эмпирическим показателям и степени изученности разных зон.

- Неучетом неблагоприятных региональных условий сохранности (на крайнем северо-западе) и консервации (на крайнем юго-востоке) скоплений газа и нефти. Показателями таких условий являются, соответственно, низкое (менее 30 %) содержание УВ в водорастворенных газах и высокий катагенез (МК₃-АК) пород. В 1940-х годах эти данные еще не были изучены, однако по материалам других бассейнов мира (например, по Северо-Американской платформе) было известно, что центральные части впадин обычно более перспективны, чем периферийные.

В рассматриваемый послевоенный период З.А. Мишуниной (1948) были обобщены результаты работ в ДДВ группой сотрудников ВНИГРИ, частично охарактеризованные выше (В.В. Вебер, Г.Е. Рябухин), и еще раз подчеркнут вывод, что "...первично-нефтеносные горизонты присутствуют в девонских и нижнекарбонных отложениях и связаны с осадками переходного типа — от морских к континентальным" (с. 48).

3.3. Прогнозы С.К. Комоцкого

В рассматриваемый период идеи Большого Донбасса в части обоснования его угленосности и нефтеносности активно развивались С.К. Комоцким (1947, 1948), правда, первое в несколько ином направлении, чем ранее П.И. Степановым. В первой статье он напомнил, что в "...докладе на нефтяной конференции в Киеве в апреле 1941 г. нами было подчеркнуто, что угленосность Донбасса возрастает в западном направлении и поэтому не исключена промышленная угленосность Роменского карбона" (с. 10). С.К. Комоцкий (1947) указывает, что в разрезе палеозоя ДДВ вскрыты пласты угля не только бурого, но и марок Д и Г, в том числе и на Роменском соляном куполе. Им составлена карта ДДВ, где, за исключением сравнительно небольшой погруженной зоны, показано распространение продуктивного (угленосного) карбона (среднего и верхнего его отделов), который заходит даже запад-

нее г. Чернигова на 100 км. "Эта карта показывает, как увеличатся перспективы расширения Донецкого бассейна, если предполагаемая угленосность роменского карбона подтвердится. В этом случае вся ДДВ окажется промышленно-угленосной. В соответствии с этим считаем необходимым срочную постановку качественного колонкового бурения на Роменском месторождении для установления истинной угленосности... Вслед за Ромнами колонковое бурение должно быть проведено на Исачковской структуре, где карбон залегает на глубине около 200 м" (с. 16).

Через год С.Г. Комоцкий (1948) в своих прогнозах стал еще более смелым, но от этого не более правым. На основе сопоставления признаков нефти в 6-ти роменских скважинах (рис. 1, с. 42) с подсеченными по его интерпретации в них сбросами, он сделал вывод, что здесь "...нефтепроявления весьма убедительно совпадали с дизъюнктивами в точках пересечения последних скважинами... Значение открытого явления трудно переоценить. С одной стороны, это показатель того, что нефть в карбоне иммигрировавшая, с другой — нефтепроявления могут служить индикаторами дизъюнктивов" (с. 44).

Он указывает, что и признаки нефти, кроме Ромен, установлены на Исачковской, Дмитриевской, Петровской и Старобельской площадях, газа — в скважинах в районе Ворошиловграда, Благовещенской; "...водо-газо-нефтепроявления следует считать явлением региональным... Все перечисленные проявления относим к признакам водогазо-нефтеносности докарбонных, по-видимому, девонских отложений" (с. 44). Такой анализ и подход позволил С.Г. Комоцкому (1948) сделать следующий вывод: "Наличие угля в Донбассе, в Ромнах и в Райзерове — следовательно на всей площади ДДВ, а также прямых и косвенных признаков нефти на той же площади позволяют поставить вопрос о "Днепровско-Донецком нефтеугольном бассейне". Высокая степень изученности Донбасса и полученные результаты бурения в Ромнах и Райзерове позволяют площадь Донбасса отнести к действительно угленосной, остальную площадь Днепровско-Донецкого бассейна — к вероятно угленосной.

В отношении нефтеносности представляется возможным выделить площади действительно нефтеносные, вероятно нефтеносные и возможно нефтеносные..." (с. 46).

И, наконец, рекомендации С.Г. Комоцкого (1948): "Необходимо комплексное изучение карбона и девона как носителей угля и нефти. Срочная детальная разведка глубокими колонковыми скважинами и освоение глубокими шахтами месторождений каменного угля позволяют ускорить разведку глубокозалегающих месторождений нефти, а также добычу последней с наиболее глубоких шахтных выработок" (с. 46).

Как видно из приведенных цитат, С.Г. Комоцкому, в отличие от своих предшественников по идее Большого Донбасса, было уже ясно, что настоящий уголь и настоящая нефть не могут находиться в одном и том же объекте — стратиграфическом и территориальном. Из существовавших в то время представлений о генетической связи нефти в ДДВ с карбоном или девоном он отдал предпочтение последнему, видимо, под влиянием приуроченности угленосности в Донбассе к кар-

бону. Наиболее аргументированными в то время представлениями В.В. Вебера о генетической связи нефтепроявлений с карбоном С.Г. Комоцкий пренебрег не случайно — этот комплекс ему надо было оставить для угля. В дополнение к этому полученная им на локальном материале связь нефтепроявлений в карбоне с дизъюнктивами и привели его к выводу о приуроченности промышленной нефтеносности в ДДВ к девонскому комплексу отложений. Таким образом, на основе частного (локального) фактора, полученного на одном профиле скважин (приуроченности нефтепроявлений к сбросам), который к тому же не мог иметь однозначного толкования, С.Г. Комоцкий (1948) сделал региональный вывод о вторичности нефти в отложениях карбона ДДВ. Но региональной закономерности, подобной прогнозу Н.С. Шатского о соляных куполах, в данном случае не получилось. Карбон сегодня является основным генерирующим и аккумулирующим УВ мегакомплексом в ДДВ.

Основным мотивом в прогнозах С.Г. Комоцкого, как и других разработчиков идеи Большого Донбасса, все же было убеждение о широкой промышленной угленосности территории ДДВ. Правда, в отличие от своих предшественников, С.Г. Комоцкий (1947, 1948) уже не связывал угленосность с погребенным продолжением к северо-западу дислоцированного карбона Донецкого кряжа, а показал, что угольные пласты рабочей мощности залегают в условиях крупной платформенной отрицательной структуры. Но и этот вариант идеи Большого угленосного Донбасса не подтвердился последующими геологоразведочными работами. Угольные пласты в палеозое ДДВ имеются, но низких мерок (Б, Д и Г) и на глубинах (2-3 км) не очень доступных для разработки, а угли более высоких стадий метаморфизма, если они и есть в разрезе, то находятся на больших (более 3-4 км) глубинах и не доступны для разработки, чтобы считать ДДВ угленосным бассейном.

Основной причиной неподтверждения прогнозов С.К. Комоцкого является неверная исходная идея о промышленной угленосности палеозоя на территории ДДВ и попытка увязать с ней вторую идею, которая тогда уже овладела умами геологов и позднее блестяще подтвердилась — промышленную нефтеносность, приурочив эти два типа полезных ископаемых к одной территории, хотя и разделив их в стратиграфическом разрезе.

3.4. Прогнозы В.А. Сельского, В.Г. Бондарчука, И.О. Брода, И.Г. Шапеки

В 1949 г. на научно-геологическом совещании по нефти, озокериту и горючим газам Украины по отдельным вопросам прогнозов нефтегазосности ДДВ высказывались В.А. Сельский, В.Г. Бондарчук, И.О. Брод.

В.А. Сельский (1949) еще до открытия первых месторождений с рентабельными запасами писал, что “ДДВ представляет определенный нефтеносный район. Нефтеносными породами нужно считать отложения нижнего карбона, где были встречены признаки нефти, и, вероятно, девонские отложения, к которым можно приурочивать отложения соли... Можно говорить о двух принципиальных путях даль-

нейшей разведки. Первый путь — это логическое завершение комплекса разведочных работ на антиклиналях с интенсивной тектоникой, осложненных солевыми внедрениями — на Роменской, Исачковской и Дмитриевской... Второй путь — это разведка антиклинальных складок более спокойного строения, не осложненных дизъюнктивными нарушениями и соляными внедрениями. Такого рода складки намечаются в ряде мест — Глинская, Талалаевская, Хмелевская и Лубенская. Не совсем еще ясен их характер, но объект этот является первоочередным по своей высокой перспективности, поскольку расположен в непосредственной близости от заведомо нефтеносных структур соляноштокового типа” (с. 32).

Как видим, предложение о переходе к разведке спокойных антиклинальных складок, впервые высказанное Н.С. Шатским более 10 лет до этого, но недавно раскритикованное В.И. Созанским (1990), уже в первые послевоенные годы начало получать общее признание. Выше мы упоминали, что в его пользу высказался и В.Б. Порфирьев. Но этих исследователей В.И. Созанский не решился упрекнуть в необоснованности рекомендаций на изменение объекта поисков нефти в ДДВ.

В.Г. Бондарчук (1949) сделал хорошо подтвердившийся в наше время прогноз о меньшей перспективности (но не бесперспективности) периферийных зон ДДВ: “Окраины ДДВ в смысле их нефтеносности могут оказаться менее благоприятными, чем ее центральная часть. Это объясняется значительным размывом голов моноклиналей и дренированностью пластов, что в течение геологического развития страны благоприятствовало их “промывке”. Однако наличие изолированных нефтеносных участков в периферийной части впадины не только не исключено, но даже достаточно вероятно” (с. 53—54). Правильно с позиций современных данных В.Г. Бондарчук назвал и основную причину снижения перспективности всех (за исключением Придонбасской) окраинных зон ДДВ — это ухудшение условий сохранности УВ вследствие слабой гидрогеологической закрытости недр.

И.О. Брод (1949) указывал, что “...данные глубокого бурения в Ромнах, Глинске и Исачках и анализ геологических условий осадконакопления в этой (ДДВ. — Б. К.) впадине дают основание предполагать возможность процессов нефтегазообразования в девоне, карбоне и мезозое” (с. 61). Последнее современными данными не подтверждается. В мезозое развиты только вторичные скопления УВ. “Зоны нефтегазонакопления... — указывал И.О. Брод, — могут быть обнаружены как на бортах, так и в связи с региональными погребенными поднятиями внутри впадины” (с. 61).

И.Т. Шапека (1949) в этот период продолжил свои исследования нефтегазосности ДДВ. Он “самым решительным образом” возражал “...против воззрений А.Д. Архангельского и его последователей о продолжении складчатости Донбасса во впадину. Став на такую точку зрения, нужно принимать и второе положение А.Д. Архангельского (1939) о том, что вопрос об украинской нефти очень еще неясен” (с. 239). О последнем мы уже говорили выше. Здесь же следует добавить, что эта справедливая критика могла бы быть отнесена И.Т. Шапекой не только к А.Д. Архангельскому, но и другим сторон-

никам идеи Большого Донбасса, которые исходили из того же представления о продолжении складчатого Донбасса на территорию ДДВ.

В этой же статье И.Т. Шамека подтвердил свои прежние представления о девонском возрасте источника нефти в ДДВ (это в отличие от самых ранних взглядов, когда нефтематеринскими он считал и каменноугольные отложения). Он писал, что "...нефтематеринские породы... старше каменной соли и, возможно, так же, как и соль, относятся к живецкому ярусу... Если же каменная соль моложе живецкого возраста, то и нефтематеринские породы могут иметь верхнедевонский возраст...

Во всяком случае, создается впечатление, что каменная соль не прорывает нефтематеринские породы, а отсюда и вытекает вывод, весьма важный для нефтяной разведки. Если нефтематеринские породы залегают ниже каменной соли, то подсолевые антиклинальные складки не испытывали перфорирующего воздействия соли и не испытали истощающего влияния брекчии. Поэтому подсолевые складки представляют громадный интерес с точки зрения поисков и разведки промышленной нефти... Из подсолевых антиклинальных складок по трещинам... нефть поступала вверх... выполняла пористые породы верхов девона, карбона и сеномана, а также пористые породы толщи брекчии" (с. 247). Мы еще неоднократно будем встречаться с этой "большой любовью" многих исследователей ДДВ к девону и ниже сделаем специальный анализ этого феномена. Здесь же только отметим, что обоснованного довода у И.Т. Шамеки о том, что нефтематеринские породы древнее каменной соли, у него не было. В качестве такового он приводит нахождение на Роменском куполе примазок нефти непосредственно в каменной соли, залегающей "под аркозовыми песчаниками девонского возраста".

Как и другие исследователи этого периода, И.Т. Шамека (1949) считал, что "...структуры, благоприятные для образования нефтяных месторождений, наблюдаются двух типов: 1) мелкие складки и 2) приуроченные к ним соляные купола.

Можно ожидать более богатых нефтяных месторождений в тех местах мелкой складчатости, где нет прогибаний каменной соли, однако и в соляных куполах возможно обнаружение промышленных скоплений нефти" (с. 248).

3.5. Прогнозные выводы комиссии Миннефтепрома и Мингео СССР (октябрь, 1949 г.)

В комиссию по обследованию геологоразведочных работ в восточных областях Украины под председательством А.А. Бакирова входили Н.А. Горев, С.Е. Черпак, И.С. Шарапов, З.А. Мишунина, Н.Ф. Балуховский, В.Я. Клименко, В.Р. Литвинов и др. Материалы этой комиссии (Отчет комиссии... 1949) для нас интересны тем, что в их констатациях и решениях отражены общепринятые или господствовавшие в то время идеи по прогнозам нефтегазоносности ДДВ, а в выступлениях — индивидуальные взгляды исследователей.

В решении комиссии отмечалось, что в ДДВ "регионально-перспективными могут быть не только девонские, но и каменноугольные от-

ложения" (Отчет... 1949, с. 63). Отметим, что на первом месте, как и следовало ожидать, называются девонские отложения. Вместе с тем здесь отмечено, что "...наличие и характер распространения, а также глубины залегания, возможно, основного нефтеносного горизонта девона в пределах большей части рассматриваемой территории не установлены" (с. 65). Дальше мы увидим, что это "не установлены" в части промышленной нефтеносности будет продолжаться еще многие годы и, тем не менее, еще долго многие исследователи будут считать, что основным в ДДВ является девонский комплекс отложений. В решении комиссии впервые поставлена проблема поисков в ДДВ залежей неантиклинального типа: "В пределах рассматриваемой территории УССР не исключена возможность также обнаружения месторождений нефти и газа, связанных с так называемыми "стратиграфическими" и "литологическими" ловушками. В этом отношении особый интерес представляют бортовые части ДДВ, а также переходные зоны замещения фаций донецкого (геосинклинального) типа платформенными фациями на окраинах Донбасса" (с. 62). Напомним, что эта проблема ставится еще до открытия первого месторождения с рентабельными запасами, и в отношении бортов и окраин Донбасса она не решена и до сегодняшнего дня. На Северном борту выявленные залежи связаны с присбросовыми локальными поднятиями, а на окраинах Донбасса — с типичными сводовыми ловушками. Но проблема считается перспективной многими исследователями и в настоящее время.

Рассмотрим некоторые фрагменты из выступлений членов комиссии с представлениями о прогнозах нефтегазоносности ДДВ.

И.С. Шарапов: "В условиях центральной части впадины и окаймляющих ее структур... карбон и мезозой не имеют значения для промышленных скоплений нефти..." (с. 77).

В.Р. Литвинов: "...на Северном борту впадины строение фундамента менее сложное и девон, несомненно, выходит далеко к северу от Роменской структуры..." (с. 79).

Г.А. Шаповалов: "Нефтепроявления в брекчии и мезозое, несомненно, вторичного происхождения. То же самое можно сказать и о вторичных нефтепроявлениях в карбоне. Таким образом, единственными залежами, представляющими наибольший практический интерес, являются отложения девона" (с. 86).

А.А. Бакиров: "Большую нефть в прибрежных фациях следует ожидать в выклинивающихся залежах на бортах впадины... В региональном разрезе нужно смелее идти на склоны Днепровско-Донецкой впадины, которые будут не менее интересными, чем зоны разломов..."

Нужно критически пересмотреть существующие теоретические положения о том, что только солевые структуры являются перспективными в отношении нефтеносности. На бортах ДДВ, несомненно, имеют место скопления нефти в пологих структурных условиях, более осваиваемые в количествах более значительных" (с. 91).

В.Ф. Близнюк: "В отношении мнений о бесперспективности карбона, считаю их неверными, так как нигде в структурных условиях карбон пока не изучен" (с. 86).

В.Я. Клименко: "В Исачках... мы будем иметь и приконтактные,

и запечатанные залежи. Проверять надо и карбон, и девон” (с. 87).

К.А. Пикуло: “На Полтавской структуре, на основании предварительных данных, девон недостижим, а поэтому дальнейшая разведка и оконтуривание ее не нужно” (с. 89).

Как видим, до открытия первых месторождений нефти и газа в коренных породах (1950 г.) наибольшее количество исследователей и практических геологов основные источники нефти и наибольшие перспективы связывали с девонскими отложениями. Карбон как объект поисков если и признавали, то ставили его после девона. Такая гипертролизация значимости этого комплекса, как увидим далее, продолжалась и позднее, и мы еще вернемся к рассмотрению этого вопроса.

В период, непосредственно предшествовавший открытию первых месторождений с рентабельными запасами (1944—1950 гг.), прогнозы исследователей касались основных стратиграфических интервалов разреза и районов, наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении. При этом наблюдался большой разбой в представлениях и активно дискутировался вопрос о возрасте основных комплексов отложений, с которыми связывались источники нефти (о газе в этот период почти не говорилось) и наибольшие перспективы ее поисков. Наиболее аргументированными и соответствующими современным данным следует признать прогнозы В.В. Вебера (1945, 1949), основанные на идеях осадочно-миграционной теории происхождения нефти. В качестве основного источника УВ он считал нижнекаменноугольный комплекс отложений, а вторым, подчиненным ему, — девонский. Небольшое значение исследователь отводил также осадкам низов среднего карбона и пермской системы. Будучи ортодоксальным сторонником сингенетичности УВ вмещающим породам, он в той же последовательности названные комплексы считал и перспективными в нефтегазоносном отношении. Близких взглядов придерживался и В.А. Сельский.

В.Б. Порфирьев (1946) источники нефти в ДДВ продолжал связывать с силурийским комплексом. Остальные исследователи отдавали предпочтение либо только девону (И.Т. Шамека, С.К. Комоцкий, И.С. Шарапов), либо связывали их с двумя комплексами (девонем и карбоном), но наибольшее значение отводили девону (Д.Н. Соболев, З.А. Мишунина, И.О. Брод). Последний даже и мезозой считал нефтематеринским.

К 1940-м годам относятся и первые попытки районирования территории ДДВ по степени перспективности на нефть с составлением соответствующих карт. Большинство геологов наибольшие перспективы связывали с центральной (осевой) частью ДДВ и меньшинство — с периферийными зонами. Правда, Г.Е. Рябухин (1946) приборговые зоны грабена со смежными участками бортов оценивал выше центральной части. Характерно также, что северо-западную окраину Донбасса многие исследователи оценивали весьма высоко: на уровне с центральной частью впадины.

Многими геологами в этот период был поддержан сделанный ранее Н.С. Шатским (1939) вывод о большей перспективности нормальных (пологих) антиклинальных структур по сравнению с пребывавшими в бурении открытыми соляными штоками (В.Б. Порфирьев, В.А. Сельский, И.Т. Шамека, А.А. Бакиров).

ЛИТЕРАТУРА

1. **Бондарчук В.Г.** Геологическая структура УССР и перспективы ее нефтеносности//Тр. науч.-геол. совещания по нефти, озокериту и горючим газам УССР. - К.: Изд-во АН УССР, 1949. - С. 53-55.
2. **Брод И.О.** О принципах выделения и оценки известных и возможных зон нефтегазоаккумуляции на территории Украинской ССР//Тр. науч.-геол. совещания по нефти, озокериту и горючим газам УССР. - К.: Изд-во АН УССР, 1949. - С. 61-62.
3. **Вебер В.В.** Проблема нефтеносности Донецкого бассейна. - Л.-М.: ГТТИ, 1945. - 80 с.
4. **Вебер В.В.** Нефтеносность юго-восточной части ДДВ и задачи дальнейших геологических работ//Тр. науч.- геол. совещания по нефти, озокериту и горючим газам УССР. - К.: Изд-во АН УССР, 1949. - С. 169-173.
5. **Комоцкий С.К.** Проблема угленосности Днепровско-Донецкой впадины//Разведка недр. - 1947. - № 6. - С. 9-17.
6. **Комоцкий С.К.** Днепро-Донецкий нефтеугольный бассейн//Нефтяное хоз-во. - 1948. - № 1. - С. 42-46.
7. **Мишунина З.А.** Результаты геологических исследований нефтяного института в Восточной Украине//XXX лет. Итоги научной деят. ВНИГРИ, 1917-1947. - М.-Л.: ГТТИ, 1948. - С. 42-49.
8. Отчет комиссии Министерства нефтяной промышленности и Мингеологии по обследованию геолого-поисковых, разведочных и геофизических работ на нефть и газ в Восточных областях УССР. - Л.: Фонды ВНИГРИ, 1949.
9. **Порфирьев В.Б.** До питання промислової нафтоносності ДДЗ//Наукові записки Львівського держуніверситету, серія геол. - I-II. - Вип. 1. - 1946. - С. 3-48.
10. **Рябухин Г.Е.** К геологии и перспективам нефтеносности ДДВ. - Л.: Фонды ВНИГРИ, 1946.
11. **Сельский В.А.** Перспективы развития нефтяной промышленности на Украине//Тр. науч.-геол. совещания по нефти, озокериту и горючим газам УССР. - К.: Изд-во АН УССР, 1949. - С. 32.
12. **Соболев Д.Н.** Проблема нефти в Амадоцийском бассейне//Информ. бюл. № 4-5 (11-12). Додаток до журналу “Вісті АН УРСР”. - 1945. - С. 106.
13. **Соболев Д.Н.** Проблема нефти в Амадоцийском бассейне/Тр. науч.-геол. совещания по нефти, озокериту и горючим газам Укр. ССР. - К.: Изд-во АН УССР, 1949. - С. 141-168.
14. **Шамека И.Т.** Тектоника и нефтеносность ДДВ//Тр. науч.-геол. совещания по нефти, озокериту и горючим газам УССР. - К.: Изд-во АН УССР, 1949. - С. 238-248.
15. **Широков А.З.** Размещение нефтеносных фаций в европейской части СССР//Природа. - 1946. - № 11. - С. 21-26.

4. ПРОГНОЗНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ 1951—1960 гг.

К началу рассматриваемого периода (1950 г.) в ДДВ были открыты два первых месторождения с рентабельными запасами УВ — Шебелинское газовое и Радченковское нефтегазовое. На первом продуктивность связана с подхемогенными отложениями нижней перми-верхнего карбона, а на втором — с верхневизейским, серпуховским ярусами и триасом. При этом Шебелинское месторождение оказалось самым крупным по запасам в регионе. Этими открытиями уже в начальный период расширения поисковых работ была установлена промышленная нефтегазоносность двух основных продуктивных комплексов региона — нижнепермско-верхнекаменноугольного и нижнекаменноугольного. И сегодня в них разведаны наибольшие запасы УВ (94,5 %) и содержатся наибольшие начальные ресурсы УВ (86,4 %). Эти открытия в отношении нижнего карбона подтвердили прогнозы некоторых исследователей (хотя и далеко не большинства из них), а что касается открытий в подхемогенной толще нижней перми-верхнего карбона, то этот комплекс как объект со значительными запасами и крупными месторождениями до выявления Шебелинского месторождения, никем не прогнозировался.

Первыми открытиями было также установлено широкое стратиграфическое распространение нефтегазоносности в разрезе ДДВ — верхнее визе, серпуховский ярус, нижняя пермь-верхний карбон и триас. С учетом полученной ранее нефти из девонской брекчии в Ромнах это свидетельствовало о выявлении 5-ти (из 8-ми известных в настоящее время) продуктивных комплексов. Открытия 1950 г., безусловно, повлияли на дальнейшее проведение как поисково-разведочных, так и научно-исследовательских работ, в том числе и на прогнозы нефтегазоносности, которые разрабатывались в 1951—1960 гг. Правда, по некоторым направлениям, как увидим ниже, инерция мышления все же себя проявляла.

4.1. Прогнозы З.А. Мишуниной, И.Ю. Лапкина, Б.П. Стерлина, Д.Я. Токарского

Многолетние исследования нефтеносности, выполненные З.А. Мишуниной, обобщены в ее монографии, изданной в 1955 г. Как и другие исследователи раннего периода, она анализирует в основном закономерности нефтеносности ДДВ, но специальный раздел в монографии посвящен и газоносности окраин Донбасса.

Относительно источников нефти в ДДВ З.А. Мишунина сделала вывод, что "...из всего комплекса осадочных образований впадины в качестве нефтематеринских могут быть выделены девонские и нижнекарбоновые отложения" (с. 316). При этом: "Не исключая возможности нефтеобразования в нижнем карбоне, все же необходимо признать меньшую его вероятность по сравнению с девоном" (с. 315). Что же касается других комплексов, то "Анализ... палеозойских осадков, залегающих стратиграфически выше карбона, показал, что они не

являются благоприятными в смысле образования и сохранения нефтяных залежей. Явно отрицательными данными характеризуются в этом отношении как начало, так и конец пермского периода, т. е. время отложения свиты медистых песчаников и надсоленосной. При резко преобладающих континентальных фациях, в условиях окислительной среды, здесь накапливались красноцветные песчано-глинистые толщи, совершенно лишенные заметных количеств битуминозных веществ..." (с. 315). Подчеркнем, что сказанное З.А. Мишунина относит к нефтеносности, ничего не говоря о газоносности.

Характерно, что многочисленные признаки нефтеносности, в первую очередь на северо-западной окраине Донбасса, которые непосредственно в отложениях и скважинах изучала З.А. Мишунина, она полагала имеющими "вторичный характер". К таким же, как она считала, относится и "...залежь нефтяного газа (с содержанием тяжелых УВ до 5,20 %), вскрытая на Шебелинском месторождении в соленосных и нижнепермских отложениях и, несомненно, сопровождается нефтяной залежью, также является вторичной, образовавшейся в результате формирования криптодиапировой структуры (с. 325)... Этому благоприятствует соотношение в залегании пластичного комплекса (соли) и, предположительно, первично-нефтеносной серии. В условиях ДДВ данное соотношение имеет положительное значение: наиболее вероятные нефтематеринские свиты верхнефранского возраста и нижнего карбона — лежат стратиграфически выше соленосной серии. Это создает возможность формирования вторичных залежей в более верхних горизонтах, которые могут быть технически легко освоены" (с. 325). Вывод З.А. Мишуниной о вторичности крупного скопления газа в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе на Шебелинском месторождении прекрасно подтвердился позднейшими исследованиями на этом и других месторождениях данного комплекса. Но только относится эта продуктивность в юго-восточной части ДДВ к газу, а не к нефти.

На составленной карте перспектив нефтеносности к высокоперспективным З.А. Мишунина (1955) относит сравнительно небольшую Миргородско—Полтавско—Шебелинско—Славянскую зону в центре ДДВ, которая обрамляется перспективными (осевая зона от Чернигова до Артемовска), малоперспективными (погруженные части бортов ДДВ и Припятский прогиб) и бесперспективными (периферийные части бортов и открытый Донбасс) землями. Понятно, что это районирование на перспективы только нефтеносности, как названа карта, слабо соответствует современным данным. Весьма примечательно, что если рассматриваемую карту (З.А. Мишунина, 1955, рис. 24, с. 326) назвать картой перспектив газоносности ДДВ, тогда она значительно лучше и весьма неплохо соответствовала бы современному районированию перспективности ДДВ на газ.

Характеризуя Шебелинское газовое месторождение и признаки газа на Краснооскольском куполе, З.А. Мишунина считает их "...чисто нефтяными газами, образующими самостоятельные залежи промышленного значения". Она прогнозирует высокую газоносность региона: "Нет сомнения, что распространение этих залежей не ограничивается

указанными месторождениями. Есть все основания утверждать, что на западном и северном погружениях Донецкого кряжа они охватывают не только те территории, которые отнесены нами к перспективно-нефтеносным, но и распространяются несколько шире, в сторону центральной части складчатой системы. Если это действительно так, то здесь, на окраине Донецкого бассейна, нефтяные газы должны смешиваться с газами, генерированными угольными месторождениями, т. е. образовавшимися в результате углеобразования и дальнейшего метаморфизма углей” (с. 333). И далее: “...вопрос о промышленном освоении газовых залежей Донбасса должен быть поставлен на очередь дня как крупная народнохозяйственная проблема, разрешение которой даст весьма значительные дополнительные энергетические ресурсы” (с. 334). Но все это о газе Донбасса, который сегодня мы называем нетрадиционным газом-метаном угольных пластов. В прогнозе же соотношения нефте- и газоносности непосредственно территории ДДВ З.А. Мийшуниня, как и другие исследователи раннего периода, явно переоценивала нефтеносность в ущерб газоносности, особенно в юго-восточной и центральной частях впадины. Это, видимо, было неизбежным в условиях отсутствия данных об очень больших (до 15—20 км) глубинах погружения здесь основания осадочного чехла, при которых в палеозойских бассейнах не могут сохраняться скопления нефти, даже если она там и генерировалась.

И.Ю. Лапкин, Б.П. Стерлин и Д.Я. Токарский (1956), обосновавшие широкое распространение соленосной нижней перми на запад от Донбасса, высоко оценивали перспективы нефтегазоносности этой территории: “Юго-восточная часть ДДВ и вся северная часть зоны сочленения, где намечается развитие соленосной свиты нижней перми, могут рассматриваться как значительная нефтегазоносная область” (с. 6). Мы еще вернемся к проблеме прогнозирования крупных подхемогенных и подпересажских залежей УВ в ДДВ. Статья И.Ю. Лапкина и др. (1956) — одна из первых работ, в которой авторы подошли к решению этой проблемы в Машевско-Шебелинском газоносном районе.

4.2. Прогнозы В.Я. Клименко, А.М. Куцыбы, Н.Ф. Балуховского (1954 г.), И.Ю. Лапкина, Б.П. Стерлина

В рассматриваемый период интенсивно исследовал вопросы нефтегазоносности ДДВ В.Я. Клименко (1954, 1957, 1959). С позиций теории органического происхождения УВ он выделял нефтепроизводящие свиты, которые считались наиболее перспективными для поисков залежей. По его мнению (В.Я. Клименко, 1954), этапами наиболее благоприятного нефтеобразования в ДДВ были: “...фаменский век верхнего девона, нижневизейское и верхневизейское время, намюрский век нижнего карбона и башкирский век среднего карбона... Вышележащие отложения среднего (московский ярус), верхнего карбона, перми и триаса, представленные в основном континентальными пестроцветными песчано-глинистыми осадками, лишенными органических остатков... не могли быть нефтеобразующими породами” (с. 678). В другой работе В.Я. Клименко (1959) писал: “В ДДВ имеется сочета-

ние всех трех условий, необходимых для формирования промышленных залежей нефти и газа. В толще девонских и карбоновых отложений... есть материнские нефтепроизводящие свиты, в девонских, триасовых и юрских отложениях — пласты... обладающие прекрасной пористостью и проницаемостью... есть благоприятные структуры для формирования в них месторождений нефти и газа” (с. 114).

В целом эти прогнозы В.Я. Клименко в части оценки продуктивных комплексов довольно близки современным данным с учетом замечаний, что не на всей территории региона названные комплексы являются нефтегазопроизводящими и девон в этом ряду не стоит на первом месте. В территориальном отношении, как полагал В.Я. Клименко (1957), “...наиболее перспективными участками считаются юго-западная и северо-восточная зоны ступенчатых сбросов и антиклиналь-флексур: Исачковско-Полтавская, Роменско-Шебелинская и Хорольско-Михайловско-Голубовская (с. 97)... В этих зонах формировались флексуры, в приподнятые крылья которых шла миграция нефти из центральной части впадины” (с. 97). В силу такого формирования В.Я. Клименко считает, что более перспективными являются крылья флексур, обращенные к осевой части впадины.

“Второй по перспективности является центральная, наиболее погруженная часть впадины... В крыльевых частях впадины (на бортах. — Б. К.) мы не можем рассчитывать на наличие промышленных залежей нефти и газа из-за отсутствия условий для их захоронения” (с. 99). Правда, на прилагаемой к книге карте прогноза нефтегазоносности Северный борт (до гг. Сумы и Щорс) и очень узкая полоса на Южном борту показаны как “зоны возможно нефтеносные, а периферийные части бортов как бесперспективные”. Такую же оценку (возможно нефтеносную) имеет Черниговско-Брагинский выступ. Оценка Бахмутской и Кальмиус-Торецкой депрессий на карте не отражена.

В общем можно заключить, что предложенные В.Я. Клименко (1954, 1957) сравнительные оценки перспективности отдельных зон и районов ДДВ в целом соответствуют современным. В качестве отдельных штрихов неподтверждения его прогнозов следует назвать акцент на большей перспективности прибортовых зон грабена (зон ступенчатых сбросов, по В.Я. Клименко) по сравнению с осевой зоной и одинаковая оценка зоны открытых палеозойских структур юго-востока ДДВ с более западными районами центрального грабена. Сегодня можно говорить, что центральная (осевая) часть грабена по начальным и тем более прогнозным ресурсам УВ более перспективна, чем прибортовые: здесь открыты наиболее крупные месторождения и на большей территории наблюдаются большие плотности ресурсов.

Что же касается фазового состояния УВ, то здесь прогнозы В.Я. Клименко (1957) оказались далекими от реальности: “Залежи газа в зоне ступенчатых сбросов будут в триасовых, пермских и среднекаменноугольных отложениях, в центральной части впадины они могут быть и в юрских отложениях. Нефтяные залежи в зоне ступенчатых сбросов могут быть в низах пермских, средне- и нижнекаменноугольных, а также верхнедевонских отложениях (то же и в центральной части впадины)” (с. 99). В действительности наблюдается кар-

тина почти обратная той, которую предполагал В.Я. Клименко: в более глубоких горизонтах (стратиграфических и по глубине) газ преобладает над нефтью, хотя в триасе и юре на 4-х месторождениях (Бельском, Радченковском, Солоховском и Сагайдакском) выявлены залежи газа, но на Качановском — нефти. По-видимому, недостоверность этого прогноза связана с просчетом в глубинах залегания каменноугольных отложений в ДДВ. Почти все исследователи раннего периода не предполагали таких больших глубин погружения фундамента и мощности осадков в ДДВ, какие оказались в действительности. Из-за этого основные нефтегазопроизводящие толщи карбона и тем более девона прошли зону генерации нефти, вошли в главную зону газогенерации. Потому разрез является преимущественно газоносным, а не нефтеносным, как предполагал В.Я. Клименко.

Несколько по-другому прогнозировал нефтегазоносность ДДВ современник В.Я. Клименко, А.М. Куцыба (1954), который в оценке стратиграфического разреза отдавал предпочтение девонским отложениям, а в территориальном — центральной части впадины: “Наиболее перспективной зоной ДДВ представляется нам ее центральная часть, расположенная в границах центральной зоны нарушений. Она вытянута в виде довольно широкой полосы от районов погружения купольных структур Донбасса до бассейна Припяти... Признаки нефтеносности и газоносности распространены здесь по всему вертикальному разрезу, начиная от известных во впадине пород девона и до мезозойских (триасовых и юрских) пестроцветов включительно. В настоящее время нет данных для отвержения наличия здесь нефтеносного силура и кембрия. Анализ общегеологических материалов, а также данных по нефтегазоносности южной и северной групп структур позволяют рассчитывать на встречу в центральной зоне ДДВ большой нефти как в осадках подсолевого и надсолевого девона, так и в каменноугольных более молодых образованиях... В пологую складчатость могут быть вовлечены и подсолевые свиты девона, с разрезом которого мы связываем большую нефть. Нефтяные и газовые месторождения в такого типа структурах окажутся менее дренированными” (А.М. Куцыба, 1954, с. 514). Однако в пределах центральной, действительно, наиболее перспективной, зоны Днепровского грабена (хотя и не по девону) А.М. Куцыба (1954) не выделял значительно менее перспективных крайних северо-западной и юго-восточной ее частей, “...не менее важным” по сравнению с другими считал исследователь и Черниговский район (с. 515).

Альтернативные А.М. Куцыбе идеи в 1950-е годы, кроме В.Я. Клименко, развивал и Н.Ф. Балуховский (1954): “Среди части украинских геологов долгое время был популярен взгляд, что нефтематеринские свиты заключены в девонских отложениях. Глубокое бурение в ДДВ и на окраинах Донбасса некоторое время ориентировалось на девон. Нет девона — нет нефти. Этот ошибочный взгляд был опровергнут практикой после того, как были обнаружены промышленные притоки нефти и газа в каменноугольных, пермских и триасовых отложениях. Мы указали в 1949—1950 гг. на ложность этой концепции, дезориентирующей бурение, расхолаживающей у геологов-разведчиков

и буровиков здоровое стремление к тщательному и добросовестному опробованию газонефтяных горизонтов всех возрастов, начиная от юры и древнее” (с. 725). Как увидим ниже, Н.Ф. Балуховский был не совсем прав, и особая любовь к девону еще долго держала в своих объятиях многих геологов ДДВ, а некоторых не отпускает от себя и в настоящее время.

Наличие различных подходов к некоторым вопросам оценки перспектив ДДВ не помешали Н.Ф. Балуховскому, В.Я. Клименко и А.М. Куцыбе (1954) разработать совместные рекомендации по направлениям поисков месторождений нефти и газа в этом регионе, помещенные в заключительной главе цитируемой монографии: “В первую очередь необходимо концентрировать разведочные работы на юго-западной, Логовиловско—Исачковско—Радченковско—Полтавской, и северо-восточной, Дмитриевско—Роменско—Шебелинской, зонах сбросов и соляных структур... необходимо также разведать структуры центральной части впадины... между зонами ступенчатых сбросов... К числу объектов разведки второй очереди возможно отнести бортовые части впадины” (с. 741). Такой акцент в рекомендациях на приобортовые зоны ДДВ в то время был оправдан, так как там меньшие по сравнению с центральной глубиной залегания перспективных горизонтов.

Многочисленные рекомендации даны названными авторами и по территории окраин Донбасса, которые получили дифференцированную оценку: “Северный (Преддонецкий) краевой прогиб является вполне перспективным по нефтеносности и газоносности. Здесь открыто в 1949 г. крупнейшее Шебелинское месторождение... переходная зона от краевого прогиба к Донецкому кряжу, заключающая целый ряд структур (Червонодонецкую, Спиваковскую, Краснооскольскую, Терновскую, Торскую и др.), может быть отнесена к числу вполне перспективных... Основные перспективы северо-западного сектора заключаются в серии структур, составляющих зону Лисичанско-Волвенковской антиклиналь-флексур. Привлекает также внимание восточная часть Средней антиклинали, примыкающей к Шандроголово-Новоселовскому поднятию. Перспективы Петровско-Славянской антиклинали, как показали результаты бурения Петровской опорной скважины, незначительны” (Н.Ф. Балуховский и др., 1954, с. 744). Это, пожалуй, первая скептическая оценка зоны открытых палеозойских структур, значение которой, в связи с наличием здесь большого количества признаков нефтеносности, переоценивалось исследователями раннего периода.

Далее авторы указывают: “Перспективными по нефтегазоносности являются средне- и нижнекаменноугольные отложения на площадях структур Волвенковской и Новомечебиловской” (с. 744). К сожалению, прогнозы эти последующим бурением не подтвердились. “Южную, переходную от Донецкого кряжа к платформе, зону следует отнести к числу возможно перспективных по нефтеносности площадей” (с. 744). Приведенные цитаты показывают, что перспективы крайней юго-восточной части ДДВ в сравнении с основной территорией Днепровского грабена Н.Ф. Балуховский, В.Я. Клименко и А.М. Куцыба (1954), как и их предшественники, переоценивали. На такие выводы, по на-

шему мнению, повлияло наличие многочисленных признаков нефтегазоносности и хорошо выраженных антиклинальных структур.

И.Ю. Лапкин и Б.П. Стерлин (1957) дали довольно полную характеристику перспективам нефтегазоносности ДДВ с представлением соответствующей карты. К перспективной они отнесли территорию Днепровского грабена между меридианами городов Ичня—Славянск, т. е. включили в нее и зону открытых палеозойских структур; к зоне невыясненных перспектив — борта ДДВ и крайнюю (западнее г. Ични) северо-западную часть ДДВ. Восточные части Бахмутской и Кальмиус-Торецкой депрессий они считали бесперспективными. Оценки эти достаточно верные с позиций современности, за исключением завышения перспективности зоны открытых палеозойских структур юго-востока ДДВ и ухода от положительной оценки Северного борта.

В части оценки перспективности стратиграфического разреза авторы считали, что "...основные залежи нефти связаны прежде всего с отложениями девона, нижнего и среднего карбона. Перспективы крупной промышленной газоносности следует связывать главным образом с отложениями нижней перми, а также карбона, нижнего триаса и средней юры" (с. 158). В этой оценке проявляется завышение перспективности девонских и мезозойских отложений.

4.3. Прогнозы А.А. Билыка, Л.С. Пальца, С.Е. Черпака

Весьма интересными и более детальными по сравнению с предшествующими являются прогнозы нефтегазоносности группы геологов, непосредственно определявших в тот период поисково-разведочные работы в ДДВ — А.А. Билыка, Л.С. Пальца и С.Е. Черпака (1959), изложенные на научно-производственном совещании по нефтегазоносности Украины в 1956 г. и опубликованные в специальном сборнике в 1959 г. В этом докладе авторы, освещая основные результаты выполненных работ, констатировали, что в регионе "...установлен широкий диапазон промышленной нефтегазоносности вскрываемых отложений, начиная от нижнего карбона до верхней юры включительно" (с. 155). К этому времени в ДДВ было открыто, не считая Роменского, уже 5 месторождений: Шебелинское и Спиваковское с залежами в нижней перми-верхнем карбоне, Радченковское, Сагайдакское и Солоховское в целом с залежами в верхнем визе, серпуховском ярусе, триасе и юре. Несмотря на эти открытия, все еще господствовавшая идея о большой девонской нефти не миновала и названных авторов: "...поиски девонской большой нефти являются насущной потребностью сегодняшнего дня" (с. 146). Правда, как увидим ниже, авторы не считали это направление основным.

А.А. Билык и др. (1959) проанализировали влияние и значение для нефтегазоносности разных типов структур, стратиграфических несогласий, коллекторских и региональных флюидоупорных толщ. В работе подчеркнуто большое экранирующее значение пермской соленосной толщи, наличие которой "...повышает перспективы нефтегазоносности подстилающих осадков". Показательно, что здесь также отмечается, что "...в связи с этим громадный интерес в отношении

нефтегазоносности представляют и подсолевые отложения девона" (с. 154).

Этот довод очень типичный для исследователей ДДВ, он нередко фигурировал до этого и в последующие годы. В гносеологическом плане неподтверждение таких прогнозов можно определить как обусловленное учетом не всех основных критериев нефтегазоносности: акцент внимания на одном необходимом (региональная соленосная покрывка), действительно важном, но недостаточном условии для промышленной нефтегазоносности, тем более наличия большой нефти или газа.

Свои прогнозы в отношении дальнейших перспектив нефтегазоносности ДДВ авторы излагают в форме оценки разных типов структур отдельно на нефть и газ, но из этого можно видеть и их прогнозы по направлениям поисков (продуктивным комплексам). Перспективными на нефть А.А. Билык и др. (1959) считают:

1. Структуры первой очереди: а) брахиантиклинальные складки северо-западной окраины Донбасса, перекрывающиеся хемогенными осадками нижней перми; б) палеозойские отложения крупных пологих поднятий центральной части впадины; в) моноклинали склонов кристаллических массивов на участках полного трансгрессивного перекрытия каменноугольных отложений мезозойскими осадками.

2. Структуры второй очереди: а) расположенные в зоне краевых южных дислокаций ДДВ (палеозойские осадки); б) валоподобные поднятия мобильных склонов впадины (каменноугольные отложения); в) древнейшие (каменноугольные) соляные купола.

3. Структуры третьей очереди: а) поднятия, нарушенные древними соляными штоками (палеозойские отложения).

4. Структуры четвертой очереди: а) соляные штоки" (с. 157).

Перспективными на газ авторы считают:

1. Структуры первой очереди: а) нижнепермские осадки брахиантиклинальных складок северо-западной окраины Донбасса.

2. Структуры второй очереди: а) мезозойские отложения крупных пологих поднятий центральной части впадины; б) структуры, расположенные в зоне краевых южных дислокаций ДДВ (каменноугольные отложения); в) мезозойские отложения валоподобных поднятий зон мобильных склонов впадины; г) древние (предверхнепермские) соляные купола.

3. Структуры третьей очереди: а) моноклиналильные структуры южного склона Преддонецкого прогиба; б) купола, нарушенные древними соляными штоками.

4. Структуры четвертой очереди: а) молодые (мезозойские) соляные купола" (с. 158).

А так выглядит, по А.А. Билыку с соавторами (1959), обобщенная оценка перспективности на нефть и газ "главных тектонических зон":

I. Зоны первой очереди: а) северо-западная окраина Донбасса; б) северный моноклиналильный склон Украинского кристаллического массива.

II. Зоны второй очереди: а) центральная часть ДДВ; б) зона краевых южных дислокаций впадины.

III. Зоны третьей очереди: а) зоны мобильных склонов ДДВ.

IV. Зоны четвертой очереди (с невыясненной перспективностью):

а) Черниговский вал; б) западная часть ДДВ.

Рассматривая прогнозы А.А. Билыка и др. (1959) с позиций современности, следует указать как на наличие по нескольким очень важным положениям прекрасной подтверждаемости их, так и некоторых переоценок отдельных объектов поисков. В этой работе впервые наиболее четко прогнозируется высокая перспективность и открытие крупных месторождений в подсолевых нижнепермских отложениях на северо-западной окраине Донбасса, куда, по-видимому, относился и современный Машевско-Шебелинский газоносный район (раз Шебелинское месторождение отнесено ими к северо-западной окраине Донбасса). Авторы правильно определили вторичный (миграционный) характер газовых скоплений на Шебелинке, считая, что образование здесь "...самых залежей обусловлено миграцией газа из более глубоких нефтегазоносных горизонтов карбона" (с. 158). "Нижнепермские осадки брахиантклинальных складок северо-западной окраины Донбасса, как показывает пример Шебелинского месторождения, экранированные пластами каменной соли, должны содержать самые крупные залежи газа и поэтому являются первоочередными" (с. 159). Это направление поисков авторами поставлено на первое место во всех трех группах оценок. Единственный просчет в этом прогнозе касается нефти, которой на северо-западной окраине Донбасса не оказалось. Но это просчет всех без исключения ранних исследований по ДДВ и причины его нами указаны выше.

Несмотря на приведенную выше оптимистическую оценку девонского комплекса в перечне перспективных объектов, видно, что наибольшие надежды после подхемогенных залежей А.А. Билык и др. (1959) связывали с отложениями карбона, а не девона. Это заключение мы основываем на том, что везде, где в перечнях объектов называются палеозойские отложения, под ними в первую очередь подразумевается карбон, так как девон в тех зонах и структурах в большинстве случаев залегает глубоко, и это тогда уже было известно. Кроме того, об этом и прямо говорится в статье: "Каменноугольные отложения крупных пологих поднятий центральной части впадины представляют первостепенный интерес в отношении нефтеносности..." (с. 158).

Изучение перспектив нефтегазоносности девонских отложений названные авторы рекомендовали проводить "...в пределах южной зоны краевых дислокаций, в районе Зачепиловской, Колайдинской и Михайловской площадей и в западной части ДДВ, на участке Нежин—ст. Носовка и на Червонопартизанской площади" (с. 161). Из этих площадей полупромышленный приток газа из девона в более позднее время был получен только на Зачепиловской площади.

Положительно оценены А.А. Билыком и др. (1959) и борта ДДВ: "Моноклинали, приуроченные к погруженным участкам склонов кристаллических массивов, могут содержать весьма обширные залежи нефти в каменноугольных отложениях, перекрытые и запечатанные несогласно залегающими на них отдельными стратиграфическими комп-

лексами карбона и мезозойскими осадками... Ввиду неглубокого залегания каменноугольных отложений и сравнительной простоты геологического разреза рассматриваемых моноклиналей, выявление и разведка залежей нефти не потребует здесь больших затрат, поэтому данные структуры также относятся нами к объектам первой очереди" (с. 159). Правда, из двух бортов ДДВ авторы, по непонятным причинам и явно необоснованно, отдали предпочтение (первоочередность) Южному ("...северному моноклиналичному склону Украинского кристаллического массива" (с. 160). В отличие от других первоочередных рекомендаций авторов, оценка бортов задержалась на несколько десятилетий, и только в 1990-е годы Северный борт ДДВ начал интенсивно осваиваться и действительно показал свою высокую перспективность, однако опять же больше на газ, чем на нефть. Задержка с освоением, по нашему мнению, произошла из-за того, что на бортах развиты малоамплитудные поднятия, которые в то время еще не картировались сейсморазведкой. Правда, сожалеть об этом сейчас не приходится, поскольку в кризисный период экономики Украины (в 1990-е годы) имелась возможность проводить поисково-разведочные работы, открывать месторождения и приращивать запасы УВ на небольших глубинах Северного борта, оставшегося слабо разведанным.

Следует, однако, отметить, что пока не все прогнозы А.А. Билыка и др. (1959) на бортах подтверждаются. Расчет был на "...весьма обширные залежи... перекрытые и запечатанные несогласно залегающими на них... комплексами карбона и мезозойскими осадками", т. е. на неантклинальные стратиграфические ловушки. Выявленные же здесь к настоящему времени месторождения (Юльевское, Скворцовское и др.) являются сводовыми, тектонически экранированными. Так что задача открытия на Северном борту стратиграфически и литологически экранированных залежей, которые могут быть больше по площади, чем сводовые, пока не реализована.

К направлениям, перспективность которых А.А. Билыком и др. (1959) была переоцененной, кроме девона, следует отнести и мезозой: "Повсеместное развитие в составе мезозоя ДДВ и окраины Донбасса пород с хорошими коллекторскими свойствами, перекрытых мощными толщами непроницаемых глинистых осадков, открывает широкие перспективы для разведки этих отложений на газ" (с. 154). Однако широкие перспективы не открылись — после 1956 г. залежи газа в мезозое были выявлены только на Рыбальском и Краснопоповском месторождениях. Правда, в сравнительном отношении с другими комплексами, структурами и зонами авторы оценивали мезозой ниже: "...по размерам газоносных площадей и запасам газа этот тип структур (мезозойских центральной части впадины. — Б. К.), очевидно, значительно уступает брахиантклиналиям северо-западной окраины Донбасса. Поэтому поднятия центральной части впадины в отношении газоносности мезозойских отложений относятся нами к структурам второй очереди" (с. 160). Здесь следует заметить, что А.А. Билык и др. (1959) правильно с позиций сегодняшнего дня определили условия формирования мезозойских залежей, рассматривая их как вторичные "...образования, возникшие в результате вертикальной мигра-

ции нефти и горючих газов из палеозоя в мезозой” (с. 149). Это несмотря на то, что в те годы, как мы указывали выше, существовали и представления о наличии в мезозойской толще ДДВ собственного генерационного потенциала, причем это представление принадлежало весьма авторитетному исследователю — И.О. Броду (1949). Правильно авторы оценили и перспективность территории “Черниговского вала”, отнеся ее к зонам четвертой очереди (с. 160).

Подытоживая анализ прогнозов А.А. Билыка, Л.С. Пальца и С.Е. Черпака, следует отметить их в целом высокую достоверность и подтверждаемость. В первую очередь это относится к крупным подсолённым скоплениям газа в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе юго-востока ДДВ и нижнем карбоне центральной ее части, направлениям, которые на многие годы стали основными для открытия новых месторождений и прироста запасов газа и нефти в регионе. Высокой достоверности прогнозов способствовал грамотный профессиональный учет авторами основных критериев нефтегазоносности (“...общие тектонические факторы... факторы локального тектогенеза...”, с. 153), которые проявляются и должны учитываться независимо от позиций авторов на происхождение нефти и газа. Однако все же следует заметить, что хотя А.А. Билык и др. (1959) в рассматриваемой работе свои прогнозы не основывали на генетических критериях о происхождении УВ, но из других работ этих авторов известно, что они сторонники осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, и, вполне возможно, что этот фактор также сказался на разработке ими достоверных прогнозов.

4.4. Прогнозы В.Р. Литвинова, Э.А. Шантаря, Н.Ф. Балуховского

В.Р. Литвинов (1959) на совещании 1956 г., сравнивая результаты и методику геологоразведочных работ в пределах соляных (непрорванных) и несолянокупольных структур, отмечает, что на первых она “...намного сложнее и требует больших затрат времени и средств, чем на структурах, не осложненных солью... которые являются наиболее перспективными в газонефтеносном отношении. Исходя из этого, в дальнейшем всю тяжесть разведочных работ направить на более спокойные в тектоническом отношении структуры. Кроме того, в зоне Михайловка—Зачепилровка—Колайдинцы при глубине скважин в 2800-3000 м можно будет вскрыть девонскую нефть, которая разрешит проблему “большой нефти ДДВ” (с. 392). К сожалению, судьба и этого девонского прогноза не отличается от предыдущих.

Э.А. Шантарь (1959), изучая тектонику региона, высказался о перспективности Южного борта ДДВ: “Представления, согласно которым поиски нефтеперспективных структур направлялись на Южный борт впадины, не имеют под собой достаточных оснований и должны быть изменены, поскольку неоднократные складчатые и колебательные движения этого борта привели к значительным нарушениям структур, перераспределению первичных залежей и в связи с этим, возможно, к рассеиванию последних” (с. 42). Вспомним, что у А.А. Билыка и др. (1959) эта территория по перспективности была отнесена в “...зоны

первой очереди” (с. 160). И хотя сегодня изученность бурением этой территории остается примерно такой же, как она была в 1959 г. и, следовательно, данный прогноз остается еще непроверенным, по нашему мнению, ближе к истине являются представления Э.А. Шантаря. Южный борт ДДВ сегодня нельзя считать бесперспективным, но оценка его существенно ниже Северного (Е.С. Дворянин, Б.П. Кабышев, Т.М. Пригарина, 1996).

Н.Ф. Балуховский (1959) свои многолетние исследования по геологическому строению и перспективам нефтегазоносности окраин Донбасса обобщил в специальной монографии. К ней прилагается “карта прогноза газоносности западных окраин Донбасса” (которые он распространял на западе до меридиана г. Краснограда) и “карта прогноза газонефтеноносности северных окраин Донбасса”. Это, возможно, первая работа, в которой на данной территории прогнозируется преимущественно газоносность, а не нефтеносность. Похоже, что после открытия уже первых двух газовых месторождений с преимущественно метановым составом газа (Шебелинское, Спиваковское) это стало ясно исследователям. Хотя, если бы учесть преимущественно угленосно-пестроцветный и угленосный формационный состав основной части разреза карбона, высокий катагенез пород, погруженных до глубины 15 км и более, то с позиции осадочно-миграционной теории происхождения месторождений нефти и газа можно было бы предсказать на северо-западной окраине Донбасса развитие преимущественно газовых месторождений значительно раньше.

На картах без привязки к стратиграфическим комплексам Н.Ф. Балуховский (1959) выделяет перспективные, возможно перспективные, малоперспективные и бесперспективные земли. Перспективными являются северная прибортовая зона и прилегающая часть борта ДДВ (на участке Валки—Кременная), а также северная окраина Донбасса; возможно перспективными — осевая (Красноград—Артемовская) и южная прибортовая (Зачепилровка—Александровка) зоны, а также Северный и Южный борт ДДВ. Таким образом, территория нынешнего Машевско-Шебелинского района с его наибольшей плотностью ресурсов УВ, кроме небольшого участка Шебелинского поднятия, оценивалась автором ниже, чем северная прибортовая зона и северная окраина Донбасса. Отсюда можно заключить, что, в отличие от рассмотренного выше прогноза А.А. Билыка и др. (1959), Н.Ф. Балуховский (1959) не предвидел открытия крупных подхемогенных газовых залежей в Машевско-Шебелинском, ныне газоносном, районе, хотя сам детально изучал Шебелинское месторождение, был среди его открывателей отмечен Ленинской премией и в целом был очень близок к этому. Он писал, что “Перспективность локальных соляных структур зоны сочленения не ясна, тут обращает внимание наибольшая по размерам Мироновская антиклиналь” (с. 140). Погребенные палеозойские структуры в Машевско-Шебелинском районе (Кегичевская, Крестищенская, Ефремовская и др.) в 1959 г. еще не были известны, хотя для прослеживания западной границы распространения соленосной свиты нижней перми Н.Ф. Балуховский (1959) рекомендовал “Глубокое бурение по линии структур Литвиновской, Крестищен-

кой, Верхнеланновской” (с. 141).

Нам понятна причина, почему Н.Ф. Балуховский — большой сторонник высокой перспективности окраин Донбасса — недооценил главную их зону — Машевско-Шебелинский район. Она, по нашему мнению, связана с теоретическими представлениями исследователя об условиях формирования месторождений типа Шебелинского, открытого к тому времени в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе. Для прогноза открытия крупных месторождений этого типа необходимо было исходить из вторичной природы этой уникальной залежи, образовавшейся за счет вертикальной миграции газа из более глубоких горизонтов, как это делали З.А. Мишунина (1955), А.А. Билык и др. (1959). Ведь глубокие горизонты там — это мощная угленосная толща среднего и нижнего карбона с большим газогенерирующим потенциалом. В то же время подхемогенные картамышская и араукаритовая свиты нижней перми и верхнего карбона — это пестроцветно-угленосные образования с невысоким генерационным потенциалом, который, как теперь известно, не может быть основным источником крупных газовых месторождений юго-востока ДДВ (Геол.-мат. модель... 1985). Но об этом, хотя и в более общем виде, было известно еще со времен работ В.В. Вебера и других исследователей. А раз не было своего крупного источника УВ, то логично допустить, что не было в подхемогенном комплексе и широкой латеральной миграции УВ.

Н.Ф. Балуховский, как и многие другие сторонники осадочно-миграционного происхождения месторождений УВ, был приверженцем формирования месторождений преимущественно за счет латеральной миграции углеводородов. Об этом свидетельствует другой прогноз, который он сделал в эти годы: “Характерной чертой Шебелинского газоносного района является хорошая запечатанность газовых залежей галогенными осадками пермской системы. Заслуживает внимания изучение зоны выклинивания пермских галогенных пород, которая может содержать стратиграфические залежи газа” (с. 132). Он напоминает, что еще “...на совещании нефтяников в 1956 г. нами было указано, что наибольшее внимание в этой зоне (зоне сочленения ДДВ и Донбасса. — Б. К.) обращает полоса выклинивания пермских гидрхимических осадков. Южная полоса выклинивания, связанная с северными крыльями Протопивской, Алексеевской и Ефремовской структур, должна быть разведана, причем наибольший интерес представляет северное крыло Алексеевской антиклинали. Перспективность локальных соляных структур зоны сочленения не ясна...” (с. 140).

На карте прогноза газоносности Н.Ф. Балуховским (1959, рис. 14) выделены такие региональные зоны выклинивания.

Это, вероятно, первая работа с прогнозом большой перспективности зон выклинивания отложений нижней перми, в которых прогнозировались залежи в неантиклинальных литологических и стратиграфических ловушках. Как далее будет показано, она положила начало большому потоку таких прогнозов, которые (теперь вполне определенно, хотя и с сожалением) не подтвердились практикой геологоразведочных работ. Но этот вопрос подробно мы анализируем ниже. Здесь же только отметим, что залежи в неантиклинальных зонах вы-

клинивания могли образоваться только в результате латеральной миграции УВ, генерированных подхемогенными отложениями, как указывает Н.Ф. Балуховский (1959), в “осевых зонах впадины”. Стоя на таких теоретических позициях, понятно, трудно было спрогнозировать открытие в подхемогенных отложениях нижней перми-верхнего карбона крупных месторождений типа Крестищенского или Ефремовского, связанных с антиклинальными структурами большой амплитуды и с такими же большими высотами залежей газа.

Следует отметить еще один момент из монографии Н.Ф. Балуховского (1959). В ней, вероятно, также впервые приводятся пока еще частные сведения о негативной оценке перспектив нефтегазонасности северо-западной окраины Донбасса: “Перспективы Петровско-Славянского антиклинала снизились в результате бурения Петровской опорной скважины, которая выявила высокий, нарастающий с глубиной метаморфизм пород среднего карбона, низкую проницаемость и пористость образований данного возраста” (с. 139). Не исключено, что этот факт также повлиял на невысокую оценку Н.Ф. Балуховским отложений нижней перми-верхнего карбона на крупных структурах и отдачу предпочтения зонам выклинивания.

4.5. Прогнозы И.Ф. Клиточенко, И.Г. Баранова, А.А. Мартынова, Н.А. Самборского, С.Е. Черпака, П.В. Полева, А.С. Муромцева, В.М. Завьялова, Г.Н. Доленко, В.И. Китыка

На выездной сессии ученых советов ВНИГНИ и ВНИИ в 1957 г. во Львове с результатами своих работ по прогнозу нефтегазонасности ДДВ выступила новая группа исследователей. Материалы этого совещания опубликованы в 1959 г. И.Ф. Клиточенко (1959), возглавлявший тогда геологическую службу в Украине, в своем докладе отмечал, что в ДДВ “...перспективы нефтегазонасности связываются в равной мере... как с центральной частью впадины, так и с ее прибортовыми частями. К этим зонам и были приурочены почти все геологоразведочные и геофизические работы, выполненные здесь за послевоенный период. Совершенно не охвачены геологическими работами обширные моноκлиальные склоны Воронежского и Украинского кристаллических массивов, перспективность на нефть и газ которых ни у кого не вызывает сомнения” (с. 9). Им констатировано, что в этом регионе “...промышленная нефтегазонасность получена практически во всех стратиграфических горизонтах палеозоя и мезозоя... что указывает на чрезвычайно высокую перспективность обширной, но еще мало изученной территории” (с. 9). При этом стратиграфические комплексы им по степени перспективности не дифференцировались: “Главным направлением геологоразведочных работ на ближайшие годы должны быть поиски и разведка нефтяных и газовых залежей в юрских, триасовых, пермских, каменноугольных и девонских отложениях” (с. 15).

В другой работе этого периода В.В. Глушко, И.Ф. Клиточенко и С.П. Максимов (1958) затрагивают вопрос очень актуальный в наши дни — дифференцируют перспективность бортов ДДВ и прогнозируют типы ловушек: “В пределах моноκлиальных склонов Украинского и

Воронежского кристаллических массивов... возможны ловушки, связанные с выклиниванием отдельных стратиграфических толщ карбона и быстрым изменением фаций... При этом следует учесть, что перспективными являются те части этих склонов, которые непосредственно примыкают к Днепровскому грабену и которые имеют мощность осадочного чехла больше 1000 м. Остальная территория склонов, так же как и сами кристаллические массивы, на карте отнесены к неперспективным на нефть и газ площадям” (с. 26).

В этом отношении более радикальным на рассматриваемом совещании был П.В. Полев (1959). Он отметил, что направление геологоразведочных работ в восточных областях УССР, о которых докладывал И.Ф. Клиточенко и “...которое там сейчас принято, правильное и не вызывает замечаний. Хочется остановиться только на одном вопросе: основную газоносность и нефтеносность в ДДВ необходимо связывать с девонскими отложениями” (с. 32).

Весьма показательной с точки зрения анализа истории прогнозов нефтегазоносности является статья И.Г. Баранова, И.Ф. Клиточенко, А.А. Мартынова, А.С. Муромцева и Н.А. Самборского (1959), посвященная девонским отложениям юго-восточной части ДДВ. Авторы справедливо замечают, что “...девонские отложения всегда вызывали у геологов-нефтяников особый интерес...” (с. 138), однако со второй частью этого предложения — “...но практическая роль этих осадков, как стратиграфического объекта разведки на нефть и газ не оставалась постоянной” — согласиться не представляется возможным. Наоборот, от начала поисковых работ и до 1957 г. — даты написания этих строк — “практическая роль” была, к сожалению, постоянной и отрицательной, если не считать нефти из брекчии роменского штока.

Далее авторы пишут: “В начале перспективы газонефтеносности ДДВ почти исключительно связывались с девонскими отложениями; считалось, что вышележащая толща верхнепалеозойских, мезозойских и третичных пород не может вызывать значительного интереса при поисках промышленных залежей нефти и газа. Впоследствии, когда разведочные работы, направленные на поиски девонской нефти, привели к открытию крупных промышленных месторождений газа в пермских, триасовых и юрских отложениях, а также нефти и газа в каменноугольных породах, практический интерес к девонским отложениям значительно снизился” (с. 138). Верно, практический интерес после 1950 г. снизился, но теоретический — нет. Эйфория при мысли о чрезмерно высокой перспективности девона у многих исследователей, как это будет видно из дальнейшего изложения, не уменьшилась.

И.Г. Баранов и др. (1959) указывают две причины, которые, по их мнению, привели к снижению интереса к девону — это “...теоретическая неполноценность обоснования разведочных работ на девонскую нефть, с одной стороны, и большие успехи в области разведки газа в более молодых осадках, с другой, которые отодвинули проблему девонской нефти ДДВ на второй план” (с. 140). Думается, что авторы здесь не совсем правы: если бы были практические результаты по девонской проблеме, то интерес к ней не упал бы. Поэтому главной

причиной снижения интереса к девону является отсутствие открытий в нем промышленных месторождений УВ, хотя оптимистичных прогнозов, как видно из изложенного выше, было более чем достаточно. Реальные объемы бурения на этот комплекс с 1959 г. были еще сравнительно небольшие, но вводилось в бурение немало площадей на девон, который там не достигался из-за глубокого залегания. Достаточно сказать, что на Шебелинской структуре при заложении первой поисковой скважины определенные надежды возлагались также на девон.

Но самое интересное в статье И.Г. Баранова и др. (1959) то, что, сделав достаточно объективный и критичный анализ причин, которые “отодвинули проблему девонской нефти”, авторы в этом вопросе остались на позиции своих предшественников: “Вместе с тем результаты геологоразведочных и исследовательских работ, проведенных в последнее время в юго-восточной части ДДВ, позволяют в значительной мере изменить отношение к этому вопросу” (с. 140). Далее они излагают свои представления об условиях формирования месторождений нефти и газа в ДДВ, на основе которых делают выводы о роли девонского комплекса отложений: “...все известные в восточной части ДДВ газонефтепроявления (в том числе и наличие крупных залежей газа в нижнепермских, триасовых и юрских осадках) связаны с миграцией нефти и газа из нижележащих горизонтов” (с. 147). С позиций современной изученности — безусловно, правильный вывод. Но что же в “нижележащих горизонтах” является нефтепроизводящим? “Если рассматривать, — пишут авторы далее, — осадочную толщу ДДВ с точки зрения возможного наличия нефтематеринских пород и оценивать нефтематеринские свиты по их главному признаку — большой скорости осадконакопления, то наиболее перспективными в этом отношении являются девонские осадки... Огромная скорость накопления девонских осадков благоприятствовала отложению и дальнейшему преобразованию в нефть первичного органического вещества. Если сделанный вывод дополнить еще и тем, что девонские отложения являются самым нижним членом осадочного комплекса, где зафиксированы прямые признаки газонефтеносности, а также тем, что все известные газонефтепроявления в вышележащих отложениях связаны с миграцией нефти и газа из глубины... то перспективы газонефтеносности девонских отложений (наличие в них промышленных скопленений нефти и газа) не могут вызывать никакого сомнения” (с. 147). Эти представления авторов могут дискутироваться с переменным успехом их сторонниками и противниками, но непонятно здесь полное игнорирование работ В.В. Вебера, В.Я. Клименко и других исследователей о высоких нефтегазогенерирующих свойствах каменноугольных отложений в ДДВ, которые в то время, как видно, не были господствующими, в отличие от современного периода.

Следующий же вывод, который делают И.Г. Баранов с соавторами (1959) в обосновании своей концепции о высокой перспективности девона, уже однозначно противоречит современным данным о строении ДДВ: “Наличие газоносных площадей в восточных районах ДДВ, в ее центральной части может оказаться связанным с высоким залеганием девонских отложений... Центральная часть впадины (Шебе-

линско-Солоховско-Лютеньская зона) изображается на многих современных тектонических схемах как грабен, в действительности является приподнятой зоной. В этой зоне следует ожидать выпадение из разреза значительной части каменноугольных осадков и относительно высокое залегание девонских отложений... высокое залегание кристаллического фундамента в центральной зоне. Наличие мощных залежей газа в нижнепермских и юрских отложениях центральной части впадины объясняются миграцией газа из девонских осадков по сбросам... Поэтому указанная зона представляет весьма значительный интерес также и для поисков девонской нефти, хотя залежи ее следует ожидать на больших, но технически доступных глубинах (3000—4000 м)” (с. 148).

Как известно, “выпадения из разреза значительной части каменноугольных осадков” в юго-восточной части ДДВ не было установлено. Наоборот, здесь развиты наибольшие их мощности, с которыми, как нам представляется (Геолого-математическая модель... 1985), и связаны основные источники газа этой части региона, в том числе во всех крупных месторождениях в подхемогенных образованиях нижней перми-верхнего карбона. Впрочем, просчет в мощностях осадочного чехла юго-восточной части ДДВ, как указывалось выше, допускали и многие другие исследователи раннего периода. Такие мощности осадочного чехла, какие установлены сейчас (до 15-20 км), трудно было в те годы предвидеть в платформенном регионе. Теория авлакогенов и рифтогенов с их интенсивными прогибаниями на платформах возникла позднее.

Но не подтвердились прогнозы И.Г. Баранова и др. (1959) о девонской нефти не только в районе больших мощностей карбона, но и в южной прибортовой зоне: “Первоочередными объектами для разведки на девонские и каменноугольные нефть и газ являются структуры, где процессы соляной тектоники проявились менее резко. К таким структурам следует отнести Михайловскую, Зачепиловскую, Петрицевскую, Колайдинскую, Чернухинскую и др.” (с. 148). Все эти структуры пребывали в бурении, на них вскрыты и оценены с отрицательными результатами девонские отложения, кроме полупромышленного притока газа на Зачепиловке. То же относится к прогнозу девонской нефти на северо-восточном борту впадины, где “...необходимо ожидать наличие стратиграфических залежей нефти в девонских и более молодых отложениях” (с. 148).

А.А. Мартынов, Н.А. Самборский и С.Е. Черпак (1959) в своих оценках девона пошли еще дальше: “Присутствие в разрезе девонских отложений пластов-коллекторов и значительный диапазон нефтегазопроявлений, наличие благоприятных структурных форм... залегание их на технически доступных глубинах — все это ставит проблему девонской нефти на первое место и должно послужить поворотным моментом в развитии поисково-разведочных работ на нефть и газ на территории Украины” (с. 164). Ни больше, ни меньше, чем поворотным моментом.

А.С. Муромцев и В.М. Завьялов (1960), говоря о проблеме поисков “крупных нефтяных и газовых месторождений” в ДДВ, указывают,

что наряду с оценкой в установленных продуктивных комплексах на еще неосвоенных площадях (“...склонах Украинского и Воронежского кристаллических массивов... межкупольные пространства и периферийные части соляных куполов”) “...должен быть решен вопрос о перспективности подсолевых девонских отложений, которые могут содержать наиболее значительные в рассматриваемом регионе месторождения нефти и газа” (с. 10).

Г.Н. Доленко и В.И. Китык (1959) подошли к прогнозу нефтегазоспособности с позиций абиогенного генезиса УВ. Они считают, что “...как в мезозойских, так и верхнепалеозойских отложениях не было благоприятных условий для нефтеобразования. Поэтому можно считать, что все скопления нефти и газа в каменноугольных, пермских, триасовых и юрских отложениях ДДВ образовались вследствие вертикальной миграции нефтяных углеводородов из пород докаменноугольного возраста. Это должно быть отправной точкой для анализа возможных условий формирования залежей нефти и газа в этой области” (с. 175). Ими дается следующая оценка перспективности отдельных зон ДДВ: “Тектонические условия формирования залежей нефти и газа, а тем самым и размещения последних были примерно одинаковыми как в зонах ступенчатых сбросов, так и в центральной части впадины. Другие тектонические условия наблюдаются в тех частях впадины, где в разрезе нет толщ соленосных пород, т. е. в пределах Черниговского подземного выступа кристаллического фундамента и на склонах Украинского и Воронежского кристаллических массивов. Вследствие отсутствия здесь в разрезе соли отсутствуют также соляные структуры, в которых могли бы скапливаться нефть и газ. Кроме того, отсутствие непроницаемой покрышки из соленосных пород привело к полному разрушению нефтяных скоплений во всем разрезе осадочной толщи пород” (с. 194).

И далее авторы пишут: “Условия для распределения залежей нефти и газа были примерно одинаковыми в пределах той части ДДВ, где развита толща девонских соленосных пород, и потому нет оснований для выделения в ее пределах более или менее перспективных районов. В тех же частях впадины, где девонские галогенные отложения отсутствуют, условия для захоронения залежей нефти и газа были менее благоприятными и поэтому навряд ли тут могли сохраниться сколько-нибудь значительные месторождения нефти или газа” (с. 194).

Прогноз по типам структур: “Наиболее благоприятными для аккумуляции нефтяных углеводородов... являются структуры, которые не прорваны соляными массивами — криптодиапироидные складки. Наименее благоприятные условия... — в структурах, которых соль прорвала всю толщу вышележащих отложений. Криптодиапировые структуры занимают в этом отношении промежуточное положение” (с. 195).

К сожалению, авторы не дают дифференциации стратиграфического разреза ДДВ по перспективности, указывая только, что источник УВ находится ниже карбона. Если принять во внимание, что в докарбонных комплексах (девон, фундамент) к настоящему времени открыто всего несколько месторождений с общими запасами УВ 0,7 %

от общих по региону, то ясен ответ на вопрос о подтверждаемости прогнозов Г.Н. Доленко и В.И. Китыка (1959) о нефтегазоносности по разрезу, а следовательно и той теоретической базы, на которой он основывался. Неправильность вывода авторов о зависимости перспективности территории ДДВ от наличия в разрезе девонской соленосной толщи подтверждает открытие здесь большого количества, в том числе и крупных, месторождений в отложениях карбона в зонах отсутствия девонской соленосной толщи (Тимофеевское, Новотроицкое, Лебяковское, Талалаевское, Анастасьевское, вся зона Сребненского прогиба и др.). Не подтвердился также и прогноз авторов об одинаковой перспективности тех зон, где развита девонская соленосная толща. Например, принципиально разными оказались перспективы как целиком, так и отдельных частей разреза в зонах расположения таких солянокупольных структур, как Краснопартизанская, Великозагоровская, Глинско-Розышевская, Солоховская, Шебелинская, Славянская и Новомечебилловская, хотя с точки зрения распространения девонской соленосной толщи они находятся в сходных условиях. Наконец, не подтвердилось представление о низкой перспективности южного склона Воронежского массива (Северного борта ДДВ). Единственным подтвердившимся практикой прогнозом Г.Н. Доленко и В.И. Китыка (1959), изложенным в цитируемой работе, является малоперспективность "Черниговского подземного выступа".

Возвращаясь к вопросу о причинах неподтверждения прогнозов по девону, сделанных названными выше и другими исследователями, можно указать ряд конкретных геологических факторов, которые не были учтены изыскателями вследствие разных причин и которые не позволили им сделать достоверные прогнозы. Это такие, как, например, просчет с резким уменьшением мощностей карбона в осевой части ДДВ, отсутствие девона на Северном борту, учет только одного из комплекса необходимых и достаточных условий образования месторождений (генерации, миграции и сохранности) и др. Однако представляется, что эти и другие подобные неучтенные или неверно учтенные факторы не могут объяснить феномена в целом — уж очень большое количество исследователей на протяжении многих лет завышали в своих прогнозах оценку нефтегазоносности девонских отложений относительно других комплексов. Гносеологические корни этого длительного заблуждения геологической мысли мы проанализируем в заключительном разделе. Здесь же только отметим, что критически относясь к сильно завышенным оценкам девона, мы вовсе не считаем его бесперспективным. Наши оценки этого комплекса отражены в прогнозных, точнее, неразведанных ресурсах УВ в нем, которые в разные годы изменялись в пределах 16—13,6 %, а начальных — 10—6,2 % от общих по всему разрезу ДДВ.

4.6. Первая количественная оценка прогнозных ресурсов УВ (Прогнозы И.Г. Баранова, А.С. Муромцева и др.)

В синтезированном виде прогнозы нефтегазоносности находят отражение в количественных оценках начальных и прогнозных ресур-

Таблица 1. Сравнение оценок начальных извлекаемых ресурсов УВ в ДДВ до 5 км

Продуктивные комплексы	На 1.01.93 г.			На 1.01.59 г.			В 1959 г. в % от сохр. (1993 г.)				
	Нефть	Газ свободный	Σ УВ	Нефть	Газ свободный	Σ УВ	Нефть	Газ свободный	Σ УВ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Мезозойский	6,0 1,3%	22,8 0,8	29,4 0,8		8,3 0,7%	97,3 3,6	101,4 2,5		142%	429	345
Нижнепермско-верхнекаменноугольный	132,6 28,4	1505,1 51,2	1688,9 46,3		105,7 8,3	1017,1 37,4	1122,6 28,2		80	68	66
Средний карбон	24,7 5,3	215,1 7,3	246,0 6,7		494,0 38,9	771,8 28,4	1265,8 31,8		2000	359	515
Нижний карбон	238,6 51,1	1103,6 37,5	1490,7 40,9		337,9 26,6	540,2 19,8	878,1 22,0		142	49	59
Девонский	57,1 12,2	46,8 1,6	130,6 3,6		323,2 25,5	291,4 10,8	617,6 15,5		566	629	472
Фундамент	7,9/1,7	45,7/1,6	61,5/1,7								
Всего по ДДВ	466,9 100%	2939,1 100%	3647,1 100%		1269,1 100%	2716,2 100%	3985,3 100%		272	92	109

Примечание: в числителе — абсолютные значения, в знаменателе — %

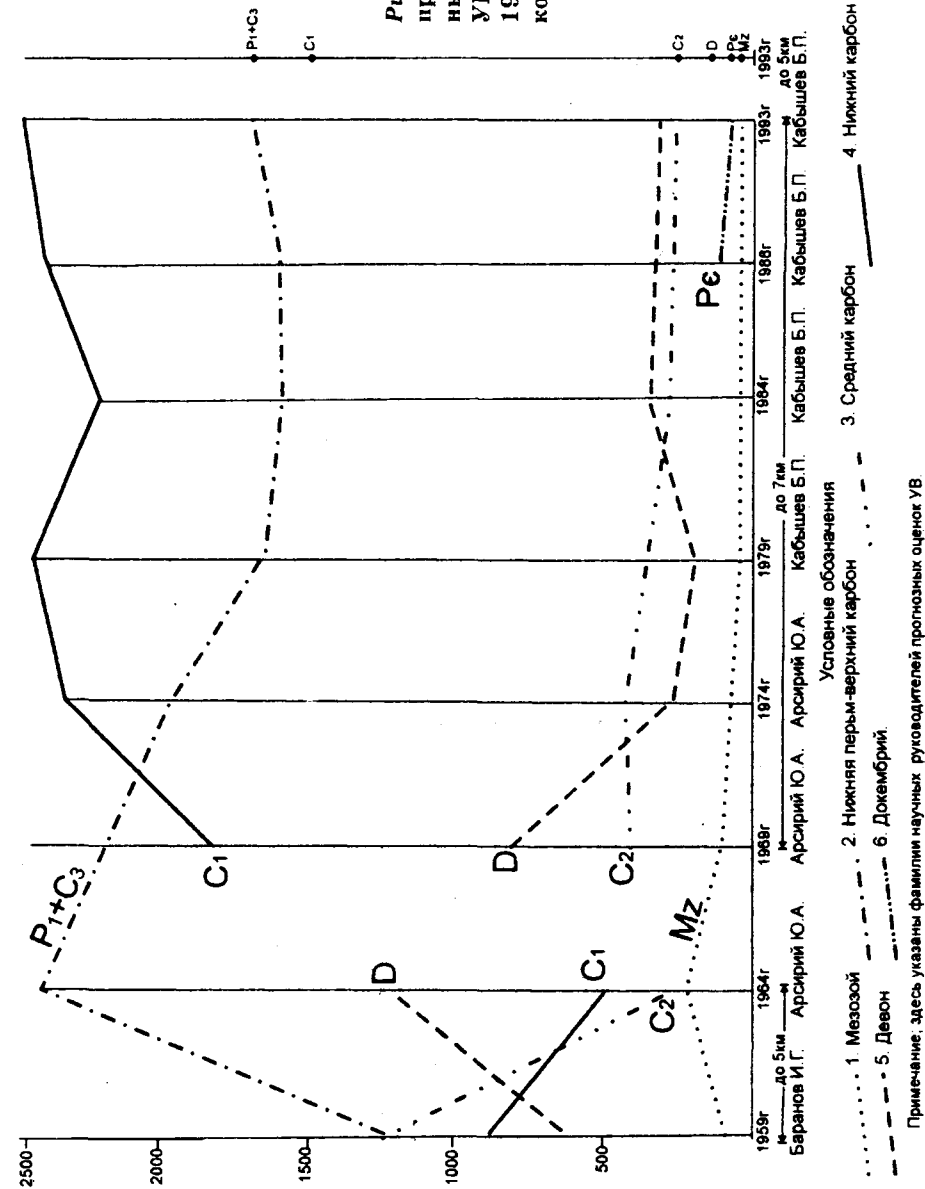
сов УВ, хотя выполнялись они определенными группами исследователей и отражают в первую очередь их точку зрения на перспективы нефтегазоносности. Подсчеты прогнозных ресурсов в последние несколько десятилетий выполнялись регулярно, с периодичностью один раз в пятилетие. Последняя такая оценка выполнена по состоянию изученности ДДВ на 1.01.1993 г. (Б.П. Кабышев и др., 1995), а первая — по состоянию на 1.01.1959 г. (И.Г. Баранов и др., 1961). Представляет интерес сравнение этих оценок, а в дальнейшем и последующих, с современной, принимая ее за наиболее достоверную. При этом сравниваться будут начальные извлекаемые ресурсы нефти, газа и УВ в целом на одних и тех же глубинах, так как именно только эта категория не зависит от степени разведанности ресурсов и величины уже разведанных запасов. В связи с тем, что в опубликованных работах данные по старым оценкам приводятся только в процентах (по продуктивным комплексам, глубинам и др.), без указания абсолютных величин ресурсов, то для сравнения их с современной оценкой мы использовали, кроме публикаций, материалы из первичных (фондовых) источников. Оценка ресурсов в 1959 и 1964 гг. выполнялась до глубины 5 км, а с 1969 г. — до 7 км. Поэтому сравнение оценок 1959 и 1993 гг. выполнено до глубины 5 км (табл. 1, рис. 3, 4).

Как видно из приведенной таблицы, суммарная оценка начальных извлекаемых ресурсов всех типов УВ в 1959 г. очень хорошо совпадает с современной, превышая ее только на 9 %. Однако по отдельным продуктивным комплексам (направлениям поисков) и типам УВ по фазовому состоянию наблюдаются очень существенные неподтверждения. Состоят они в том, что ресурсы по мезозойскому, среднекаменноугольному и девонскому комплексам в 1959 г. были сильно завышены, соответственно в 3,5; 5,2 и 4,7 раза по сравнению с современной оценкой. В то же время недооценены нижнепермско-верхнекаменноугольный и нижнекаменноугольный комплексы, ресурсы по которым примерно в 2 раза занижены. Например, оценка отложений нижней перми-верхнего карбона в 1959 г. в 1122,6 единиц на 400 единиц меньше уже разведанных с 1993 г. начальных запасов УВ, а по нижнему карбону оценка в 878,1 единицы примерно соответствует современным разведанным запасам, но ведь открытие новых месторождений и прирост запасов продолжают и этот комплекс в настоящее время является основным в регионе с точки зрения дальнейших поисков.

Такое завышение в 1959 г. прогнозных оценок по мезозою, среднему карбону и девону и, наоборот, недооценка по нижней перми-верхнему карбону и нижнему карбону обусловило то, что в ДДВ в целом первая и последняя оценка начальных ресурсов УВ до глубины 5 км примерно одинаковые. Второй момент в сравнениях состоит в том, что в оценках 1959 г. начальные ресурсы нефти были завышены примерно в 2,7 раза, а газа примерно соответствуют современным (точнее, на 8% меньше).

Анализ величин начальных ресурсов УВ в подсчете 1959 г. показывает, что все неподтверждаемости их современными оценками находятся в соответствии с охарактеризованными качественными прог-

Рис. 3. Графики изменения прогнозных оценок начальных извлекаемых ресурсов УВ в ДДВ за период 1959—1993 гг. (по продуктивным комплексам)



Примечание: здесь указаны фамилии научных руководителей прогнозных оценок УВ

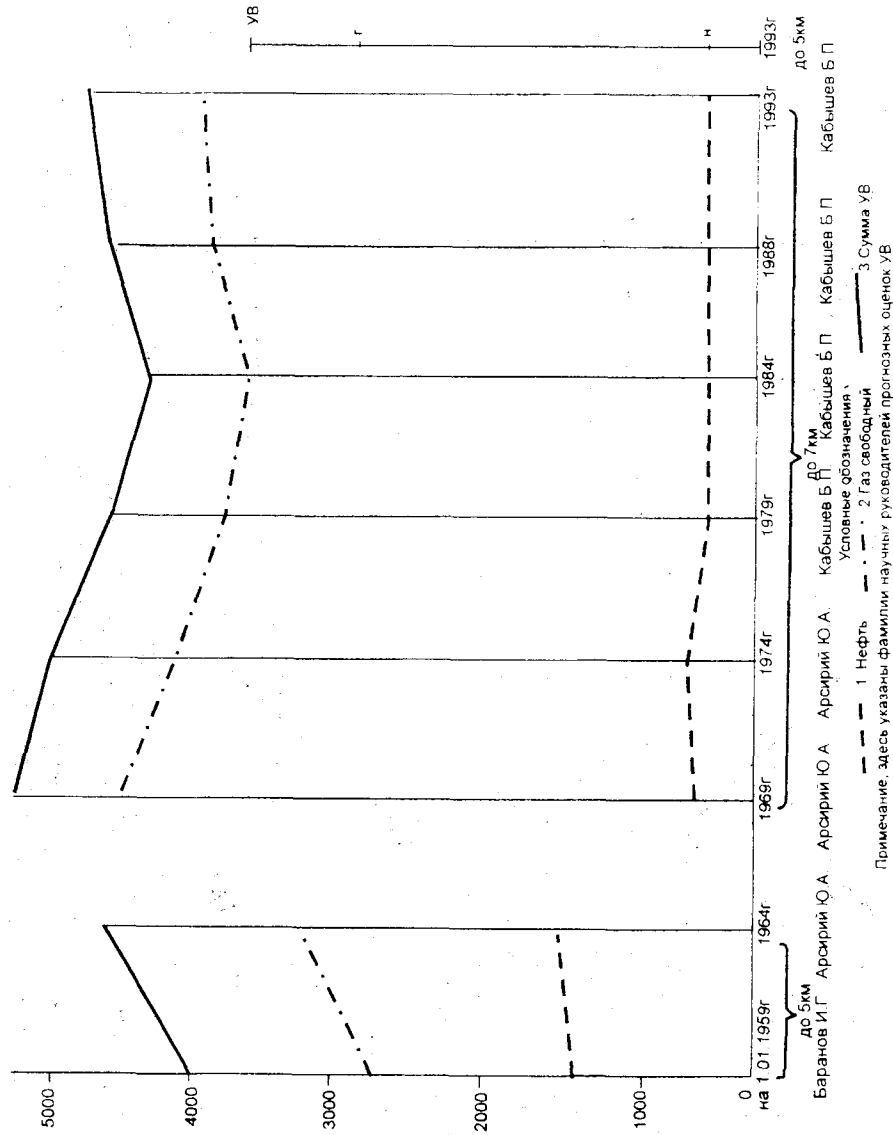


Рис. 4. Графики изменения прогнозных оценок начальных извлекаемых ресурсов УВ в ДДВ за период 1959—1993 гг. (по видам УВ)

нозами нефтегазоносности региона, т. е. подсчеты в цифровом выражении отразили существовавшие в то время представления о перспективности ДДВ. О господствовавшей в умах геологов очень высокой (выше других комплексов) оценке девонского комплекса мы подробно писали выше. До 1950 г. наблюдались недооценки перспективности отложений нижней перми-верхнего карбона, открытия крупных месторождений которых были для геологической мысли исследователей ДДВ полной неожиданностью. Нижний карбон хотя рядом исследователей раннего периода и считался нефтегазогенерирующим и даже основным в перспективности, большинством геологов недооценивался, а некоторыми вообще его перспективность оспаривалась. Все эти представления и нашли свое логическое отражение в первой количественной оценке прогнозных ресурсов УВ.

Изложенные выводы, как указывалось выше, исходят из сравнения ресурсов до глубины 5 км. А если бы, как указывают авторы первого подсчета (А.С. Муромцев, И.Г. Баранов и др. 1960), "...эти расчеты произвести до глубины 7000 м, то прогнозные запасы нефти и газа в девоне увеличатся примерно в 2,5-3 раза, а по всему региону — на 60-80 %" (с. 3). В этом случае, по отношению к современной оценке до 7 км, общая величина ресурсов УВ в подсчетах 1959 г. окажется большей в 1,4 раза. Следовательно, исследователи раннего периода (до 1960 г.) и общую оценку перспектив нефтегазоносности ДДВ завышали по отношению к современной, в том числе по девону, в 5,7 раза. А.С. Муромцев и др. (1960) писали: "...вскрытие подсолевых девонских отложений сверхглубокими скважинами является в настоящее время одной из наиболее важных геологических задач, с решением которых может повыситься эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ" (с. 3). И далее: "С разрешением вопроса нефтегазоносности подсолевых толщ девона в ДДВ определится направление последующих геологоразведочных работ" (с. 4, 5). Из всего этого можно заключить, что гиперболизированную оценку перспектив нефтегазоносности девонского комплекса в начальный и средний периоды поисковых работ можно расценивать как второе большое заблуждение геологической мысли исследователей ДДВ, если первым считать прогнозирование до 1931 г. большой угленосности, а не нефтегазоносности.

В отличие от рассмотренных комплексов, средний карбон, по качественным прогнозам как один из основных объектов поисков, почти никем не выделялся, а по количественной получил оценку в 5,2 раза выше современной, в том числе отдельно по нефти — в 20 раз выше. Видимо здесь сказалось влияние на подсчеты первых практических результатов поисков — к 1960 г. нефтегазоносность среднего карбона была установлена на 4-х месторождениях: Качановском, Прилуцком, Зачепиловском и Сагайдакском. Эта переоценка, как увидим ниже, продолжалась сравнительно недолго.

Еще менее продолжительно завышено оценивалась перспективность мезозойских отложений — только в 1950-х годах, когда за короткий период были открыты почти все известные сегодня залежи в этом комплексе. Видимо, именно указанный фактор (практические результаты) повлиял на представления исследователей, производивших под-

четы, но дальнейшего развития это направление поисков позднее не получило.

Для прогнозных исследований 1951—1960 годов характерно:

1. Реальный взгляд и обоснование высокой перспективности нижнепермско-верхнекаменноугольного (А.А. Билык и др., Н.Ф. Балуховский, И.Ю. Лапкин и др.) и нижнекаменноугольного (З.А. Мишунина, В.Я. Клименко, А.А. Билык и др.) продуктивных комплексов, вскоре ставших основными для открытия месторождений и прироста запасов нефти и газа. Для подхемогенной толщи нижней перми-верхнего карбона высокие оценки сделаны впервые и, безусловно, под влиянием практических результатов поисков, в первую очередь открытия крупного Шебелинского газового месторождения, так как до этого существенные открытия в данном комплексе никем не прогнозировались.

Высокие оценки перспективности нижнего карбона в этот период продолжили некоторые исследователи раннего периода (В.В. Вебер, Н.С. Шатский и др.), а открытие первых месторождений в этом комплексе в 1950—1960 гг. (Радченковское, Зачепиловское, Михайловское и др.) блестяще подтвердили эти прогнозы. С другой стороны, названные открытия повлияли и придали уверенности исследователям для дальнейших высоких оценок этого комплекса отложений. Случай с прогнозом нефтегазосности образований нижнего карбона можно расценить как второй крупный успех геологической мысли в истории прогнозов нефтегазосности в ДДВ после предсказания Н.С. Шатским (1931) наличия соляных куполов и их нефтеносности в этом регионе.

2. Продолжение эйфории с завышением перспективности девонского комплекса, особенно подсолевой части разреза. Можно даже отметить усиление этой тенденции по сравнению с периодом до 1950 г. (А.М. Куцыба, В.Р. Литвинов, П.В. Полев, И.Г. Баранов, А.А. Мартынов, Н.А. Самборский и др.). Причем это, уникальное в своем роде, крупное заблуждение геологической мысли исследователей ДДВ происходило, в отличие от предыдущих этапов, в условиях начавшегося массового открытия месторождений нефти и газа в вышележащих комплексах карбона, перми и мезозоя и отсутствия положительных результатов поисков в девоне. Поистине уникальное явление, требующее своего объяснения в плане гносеологии.

3. В территориальном отношении большинство исследователей 1951—1960 гг. основные перспективы правильно связывали с центральным грабенем ДДВ, правда, при этом одни из них отдавали предпочтение прибортовым зонам (В.Я. Клименко), другие — осевой его части (А.М. Куцыба, Н.Ф. Балуховский), а третьи (И.Ф. Клиточенко) считали их в одинаковой мере перспективными. Неоднозначно оценивались в этот период борты ДДВ: перспективными их считали И.Ф. Клиточенко, В.В. Глушко, С.П. Максимов, И.Г. Баранов и др. и бесперспективными — З.А. Мишунина, В.Я. Клименко, а только южный борт — Э.А. Шантарь. То же относится и к Черниговско-Брагинскому выступу, который перспективным считали З.А. Мишунина и А.М. Куцыба, а бесперспективным — В.Я. Клименко, малоперспек-

тивным — А.А. Билык и др. Некоторые исследователи (Н.Ф. Балуховский) завышали перспективы нефтегазосности юго-восточной части ДДВ (северо-западную окраину Донбасса) по отношению к ее центральной части.

4. Как и в прошлые годы, продолжалось завышение перспективности территории ДДВ на нефть за счет занижения таковой на газ (З.А. Мишунина, В.Я. Клименко). Последний прогнозировал увеличение нефтеносности с глубиной взамен снижения газосности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Балуховский Н.Ф. Условия формирования нефтяных и газовых залежей на окраинах Донбасса//Геол. строение и газонефтеносность ДДВ и С-3 окраин Донецкого бассейна. - К.: Изд-во АН УССР, 1954. - С. 725-738.

2. Балуховский Н.Ф., Клименко В.Я., Куцыба А.М. Перспективы нефтегазосности, карта прогноза поисков нефти и газа и задачи дальнейших исследований//Геол. строение и газонефтеносность ДДВ и северо-западных окраин Донецкого бассейна. - К.: Изд-во АН УССР, 1954. - С. 739-749.

3. Балуховський М.П. Геологічна структура і перспективи нафтогазосності західних і північних окраїн Донбасу. - К.: Видавництво АН України, 1959. - 142 с.

4. Баранов И.Г., Клиточенко И.Ф., Мартынов А.А., Муромцев А.С., Самборский Н.А. Перспективы газонефтеносности девонских отложений юго-восточной части ДДВ//Вопросы разведки и добычи нефти и газа в УССР. - М.: ГТТИ, 1959. - С. 138-149.

5. Баранов И.Г., Витенко В.А., Завьялов В.М., Муромцев А.С. Прогнозные запасы нефти и газа ДДВ//Геология нефти и газа. - 1961. - № 7 - С. 17-19.

6. Билык А.А., Палец Л.С., Черпак С.Е. Результаты геологоразведочных работ на нефть и газ в ДДВ и на окраинах Донбасса за 1951—1955 гг. и направление дальнейших работ//Геол. строение и нефтегазосность восточных областей Украины. - К.: Изд-во АН УССР, 1959. - С. 141-162.

7. Глушко В.В., Клиточенко И.Ф., Максимов С.П. Сравнительная оценка перспектив нефтегазосности земель Украинской ССР//Приложение к журн. "Геология нефти". - 1958. - № 7. - С. 21-33.

8. Дворянин С.С., Кабишев Б.П., Пригаріна Т.М. Нафтогазосний потенціал Південного борту ДДЗ. - Препринт. - К.: Укргеофізика, 1996. - 42 с.

9. Доленко Г.Н., Кітик В.І. Геологія нафтових родовищ України. - К.: Вид-во АН УРСР, 1959. - 199 с.

10. Кабишев Б.П., Пригаріна Т.М., Авдєєва Г.С. та ін. Прогнозна оцінка ресурсів вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині//Нафта і газ України. - Львів, 1995. - № 1. - С. 35-36.

11. Клименко В.Я. Газонефтеносность ДДВ//Геол. строение и газонефтеносность ДДВ и С-3 окраин Донецкого бассейна. - К.: Изд-

во АН УССР, 1954. - С. 607-678.

12. Клименко В.Я. Структура ДДВ, условия ее формирования и закономерности образования и размещения в ней месторождений нефти и газа. - К.: Изд-во АН УССР, 1957. - 103 с.

13. Клименко В.Я. Структура ДДВ и условия формирования в ней месторождений нефти и газа//Геол. строение и нефтегазоносность вост. областей Украины. - К.: Изд-во АН УССР, 1959. - С. 107-118.

14. Клиточенко И.Ф. Краткие итоги геологоразведочных работ на нефть и газ по Украинской ССР за 1956 г. и направление этих работ в 1957—1960 гг.//Вопросы разведки и добычи нефти и газа в УССР. - М.: ГТТИ, 1959. - С. 5-16.

15. Куцыба А.М. Условия образования палеозойских структур ДДВ, благоприятных для скопления промышленных залежей нефти//Геол. строение и газонефтеносность ДДВ и С-З окраин Донецкого бассейна. - К.: Изд-во АН УССР, 1954. - С. 490-516.

16. Лапкин И.Ю., Стерлин Б.П., Токарский Д.Я. К геологии газоносных образований нижней перми ДДВ//Газовая пром-сть. - 1956. - № 3.

17. Лапкин И.Ю., Стерлин Б.П. Перспективы нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины//Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения). - Л.: ГТТИ, 1957. - Т. 3. - С. 148-161.

18. Литвинов В.Р. Геологические особенности зоны соляных структур криптодиапирового типа и структур, не прорванных солью//Геол. строение и нефтегазоносность вост. областей Украины - К.: Изд-во АН УССР, 1959. - С. 387-392.

19. Мартынов А.А., Самборский Н.А., Черпак С.Е. Перспективы нефтегазоносности девонских отложений Колайдинской площади//Вопр. разведки и добычи нефти и газа в УССР. - М.: ГТТИ, 1959. - С. 150-164.

20. Мишунина З.А. Геологическое строение и перспективы нефтеносности ДДВ. - Л.: ГТТИ, 1955. - 348 с.

21. Муромцев А.С., Завьялов В.М. Об экономической эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в ДДВ и на северо-западных окраинах Донбасса//Геология нефти и газа. - 1960. - № 3. - С. 6-10.

22. Муромцев А.С., Баранов И.Г., Витенко В.А., Завьялов В.М. Задачи сверхглубокого бурения в ДДВ//Нефт. и газов. пром-сть. - 1960. - № 4. - С. 3-5.

23. Полев П.В. Перспективы разведки и увеличения газовых ресурсов на территории УССР//Вопр. разведки и добычи нефти и газа в УССР. - М.: ГТТИ, 1959. - С. 32.

24. Рябухин Г.Е. Геология и перспективы нефтегазоносности ДДВ. - М.: Гостоптехиздат, 1954. - 101 с.

25. Шантарь Э.А. Схема тектонического строения юго-восточной части ДДВ и северо-западной окраины Донбасса//Геологический сб. - № 4. - Тр. ВНИГРИ. - В. 131. - Л.: ГТТИ, 1959. - С. 42.

5. ПРОГНОЗНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ 1961-1970-х гг.

Период 1961—1970 гг. является первым из трех десятилетий весьма интенсивного развития в ДДВ геологоразведочных работ, нефтегазодобычи и научных исследований по проблемам нефтяной геологии, в том числе и прогнозным. К началу этого периода в регионе было открыто 14 месторождений нефти и газа в почти всех, кроме девона и фундамента, ныне установленных продуктивных комплексах, в том числе крупное газовое (Шебелинское) и нефтяные (Глинско-Розышевское, Гнединцевское), в отложениях нижней перми-верхнего карбона. К концу рассматриваемого периода (1970 г.) здесь было выявлено уже 38 месторождений из более чем 200 известных в настоящее время.

Из важнейших проблем практического и научного значения следует назвать открытие крупных и средних месторождений газа в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе в пределах погребенных структур Машевско-Шебелинского района (Зап.-Крестищенское, Ефремовское, Зап.-Медведовское, Кегичевское и др.), крупного Леляковского нефтяного месторождения в том же комплексе и большого количества мелких и ряда средних по запасам скоплений в нижнем карбоне, в том числе впервые в турнейско-нижневизейском комплексе (Монастырищенское), первых месторождений в среднем карбоне на северной окраине Донбасса в зоне Краснорецкого сброса (Боровское, Вергунское и др.). При этом залежи в нижнем карбоне (больше всего в верхневизейском подъярусе) были выявлены практически во всех тектонических зонах ДДВ, кроме бортов, что показало в полном смысле региональную продуктивность этого комплекса. Эти открытия, как и в среднем карбоне на северной окраине Донбасса, явились хорошим подтверждением теоретических прогнозов, в том числе и давних (1930—1940-х годов), тех исследователей, которые карбон считали основным нефтегазогенерирующим комплексом в регионе. Хуже в прежние годы обстоял вопрос с прогнозированием залежей в нижней перми-верхнем карбоне. В 1961—1970 гг. решение этой проблемы, как в плане научного прогноза, так и особенно в практическом (открытие месторождений) достигло максимум своего развития.

Как и в предыдущие годы, не было открытий в девонских отложениях, хотя “прогнозная эйфория” об очень высокой перспективности их продолжалась и в этот период. Вот уж действительно благоприятный вопрос для исследователей геологических проблем развития геологической науки.

5.1. Погребенные нижнепермские структуры (прогнозы А.П. Агишева, С.А. Тхоржевского, А.М. Панькива, Р.И. Андреевой и др.)

Положительная оценка перспектив нефтегазоносности отложений девона, нижнего, среднего, верхнего карбона и нижней перми без их существенной дифференциации дана в работе А.П. Агишева и др.

(1960). Исключение составляет нижняя пермь, которая в этот период уже выделяется как один из наиболее важных объектов поисков.

В юго-восточной части ДДВ в конце 1950-х—начале 1960-х годов с поисковыми работами возникла кризисная ситуация: на протяжении длительного времени, после выявления Шебелинского месторождения (1950 г.), в этой части региона не было новых существенных открытий. Поиски подхомогенных залежей были безуспешными на малоамплитудных структурах (Балаклеяская, Червонодонецкая и др.) и на крупноамплитудных предтриасовых соляных штоках (Рябухинский, Крестищенский, Сосновский, Алексеевский). На последних, как позднее было установлено, вследствие резкого несоответствия структурных планов мезозоя и нижней перми, скважины не вскрыли перспективных подсолевых отложений нижней перми-верхнего карбона, так как попали в штоки девонской соли. Тогда даже стоял вопрос о закрытии треста “Харьковнефтегазоразведка”, до этого успешно разведывавшего Шебелинское месторождение. И только с 1963 г., после открытия Кегичевского месторождения, связанного с погребенной структурой, и освоением сейсморазведкой картирования подсолевых нижнепермских отложений на протяжении довольно короткого периода эта проблема была решена открытием Ефремовского, Мелиховского, Зап.-Крестищенского и др. месторождений.

Непросто шел выход на эти и другие месторождения в отложениях нижней перми-верхнего карбона, которым с прогнозом в ранний период исследований явно не повезло. А.П. Агишев и др. (1961) отмечали, что “...в послевоенные годы в ДДВ и окраинах Донбасса... наиболее перспективными считались девонские и нижнекаменноугольные месторождения” (с. 267), так что даже “...перспективы нефтегазоносности Шебелинской структуры также связывались с наличием отложений верхнего девона и нижнего карбона” (с. 268). Другие условия возникли в начале 1960-х годов: “Нижнюю пермь всего рассматриваемого бассейна следует считать исключительно важным объектом для геологоразведочных работ” (А.П. Агишев и др., 1960). Однако прогнозирование и поиски залежей газа шли непростым путем и даже представления одних и тех же исследователей менялись весьма быстро. Так, А.П. Агишев с соавторами в 1960 г. писали: “В поднадвиговых частях Преддонецкого прогиба, где надвиги местами перекрывают пермские отложения, последние могут содержать промышленные залежи газа” (с. 11).

Как известно, в “Преддонецком прогибе” не оказалось соленосных отложений перми, да и самого прогиба в наше время никто уже не выделяет. Однако вскоре (А.П. Агишев и др., 1961) эти же исследователи уже подошли к истине: “До настоящего времени поиски залежей нефти и газа в восточных областях Украины велись только на положительных структурах (мезозойского плана. — *В. К.*). По нашему мнению, большой интерес должны представлять межкупольные пространства в области развития хомогенных отложений нижней перми, на участках, где эти осадки залегают на высоких гипсометрических отметках...” (с. 271).

Здесь следует заметить, что еще раньше в постановочном плане, без привязки к определенным стратиграфическим комплексам и району, о перспективности погребенных структур в ДДВ высказывались И.Г. Баранов и Ю.А. Арсирий (1959): “...наиболее перспективными нефтегазоносными структурами должны быть пологие поднятия, расположенные в межкупольных пространствах центральной части впадины и на ее северо-восточном борту, где соляная тектоника не проявлялась или проявлялась слабо... такие структуры должны быть наиболее благоприятными для разведки” (с. 47).

В дальнейшем в работе группы авторов (Г.А. Летуновский и др., 1963) направление поисков залежей, связанных с погребенными структурами, было уточнено: “...необходимо ввести в разведку глубоким бурением синклиналильные прогибы между мезозойскими антиклинальными складками, где предполагается наличие пологих и довольно обширных палеозойских антиклинальных поднятий. В данном случае под синклиналильным мезозойским прогибом подразумеваются прогибы между двумя антиклиналями на одной тектонической линии и обширные прогибы между различными антиклинальными линиями” (с. 5). Переход к поискам залежей газа в пределах погребенных структур, начиная с Кегичевской, и привел к открытию нового газоносного района, позднее получившего название Машевско-Шебелинского. Освоение месторождений в нем позволило резко увеличить добычу газа в Украине.

Следует, однако, отметить, что подтвердилась только одна часть идеи о погребенных структурах: они оказались развитыми только в пределах антиклинальных линий (валов) и не подтвердились в прогибах “между различными антиклинальными линиями”. Последние, по видимому, уже не будут выявлены и в будущем, так как структурный план подсолевых нижняя пермь-верхнекаменноугольных отложений в рассматриваемом районе очень хорошо изучен сейсморазведкой и бурением, и таких структур в мезозойских прогибах между валами не оказалось. Но это не исключает наличие в депрессионных зонах малоамплитудных поднятий по более древним и глубоким отложениям — в среднем и нижнем карбоне, как это установлено в западной части ДДВ в пределах Сребненской и Ждановской депрессий.

В тезисе доклада А.П. Агишева (1967) с очень большим коллективом соавторов дана сравнительная оценка перспективности основных продуктивных комплексов и ожидаемых в них приростов запасов газа в 1967—1975 гг. в Восточно-Украинской нефтегазоносной области: “а) Первоочередной задачей являются поиски новых газовых месторождений в S_3 - P_1 погребенных палеозойских поднятиях... б) ощутимый прирост запасов газа должен быть получен за счет разведки отложений S_1 - S_2 ... в) после 1973 г. как одна из первоочередных задач выдвигается решение “девонской проблемы” и выяснение газоносности меж- и подсолевой частей разреза девонских отложений; предполагается прирост запасов за 1966—1970 гг. — 10 млрд. м³ и за 1971—1975 гг. — 42 млрд. м³” (с. 1).

Эта работа свидетельствует о смещении в 1960-х годах примата

оценок в сторону нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса и нижнего-среднего карбона, что отражало реальное состояние дел того времени, однако произошло оно под влиянием, главным образом, практических результатов поисков — открытий в Машевско-Шебелинском районе. Девон в этой оценке отодвинут, как видно, на третье место, однако и после 1973 года ожидавшихся приростов газа он не дал.

Р.И. Андреева и др. (1962, 1965) внесли свой вклад в прогнозирование и открытие залежей газа в поднеможенных отложениях нижней перми-верхнего карбона. Ими установлены закономерности несоответствия здесь структурных планов "...мезозойского и верхнепалеозойского этажей для структур третьего и четвертого порядка. В межкупольных зонах вдоль оси мезозойских валов фиксируются погребенные либо частично погребенные палеозойские поднятия" (Р.И. Андреева, Д.М. Гдалевская, 1965¹, с. 44). Между мезозойскими валами такие поднятия в отложениях нижней перми названными авторами не выделялись, что подтверждается и современными построениями.

В другой работе Р.И. Андреева и др. (1965²) указывают на конкретные места, которые, по их данным, "...соответствуют погребенным палеозойским поднятиям или блокам. Такие участки намечаются между Распашновским и Крестищенским, между Крестищенским и Медведовским минимумами остаточного гравитационного поля (и, соответственно, штоками соли. — Б. К.). На площадях остаточных аномалий второго типа, например, между Распашновским и Чутовским минимумами силы тяжести, искать погребенные палеозойские поднятия, по-видимому, не следует" (с. 135). Этот прогноз авторов в большинстве случаев подтвердился: между Распашновским и Крестищенским штоками позднее (1968 г.) было открыто второе по запасам в регионе Западно-Крестищенское газовое месторождение, а между Крестищенским и Медведовским штоками — Западно-Медведовское месторождение (1969). Однако и между Распашновским и Чутовским соляными штоками позднее были открыты Распашновское (1973) и Чутовское (1976) месторождения, правда, приуроченные не к погребенным антиклиналям, а к приштоковым блокам — остаткам переработанных девонской солью антиклиналей.

В.А. Гордиевич и И.В. Санаров (1962), считавшие, что в юго-восточной части ДДВ (Машевско-Шебелинском районе) штокообразующей являются не девонская, а нижнепермская соль, деформации которой создали существенные несоответствия структурных планов мезозоя и палеозоя, тем не менее, также высоко оценивали перспективы газоносности этого района. Они писали: "Близость уникального Шебелинского месторождения и многочисленные газопроявления в процессе бурения скважин создают уверенность в том, что на территории юго-восточной части ДДВ будут открыты крупные газовые месторождения" (с. 34). Написано это было за полтора года до открытия Кегичевского газового месторождения, первого из группы крупных месторождений, связанных с погребенными структурами.

5.2. Перспективность продуктивных комплексов и районов (прогнозы Б.С. Воробьева, И.Ф. Клиточенко, В.Я. Клименко, В.И. Созанского, В.А. Терещенко, Г.Н. Доленко, П.С. Хохлова, Б.Д. Гончаренко, А.Е. Лукина и др.)

Б.С. Воробьев (1961) выполнил нефтегазогеологическое районирование "Белорусско-Украинского нефтегазоносного бассейна" с выделением зон нефтегазонакопления антиклинального (валы) и неантиклинального типа, дал оценку их нефтегазоносности:

- южный склон Воронежского массива... — здесь может располагаться ряд стратиграфических зон нефтегазонакопления...

- Северный склон Украинского щита... — имеются условия для образования крупных зон нефтегазонакопления стратиграфического и тектонического характера...

- Черниговский мост... — Любечское, Довжиковское и Анисовское поднятия можно объединить в единую антиклинальную зону нефтегазонакопления... (47)

- В Приднепровском грабене можно выделить Холмскую, Чернухинскую, Олишевскую и Прилуцкую антиклинальные зоны нефтегазонакопления... Качановская, Глинско-Розбышевская зоны нефтегазонакопления... (с. 48)

- На северо-западном погружении Донбасса выделяется шесть антиклинальных зон нефтегазонакопления... — Солоховская, Мироновская и Петровская... Шебелинская и Колонтаевская...

- Полтавско-Лозовская депрессия... — можно выделить Михайловско-Зачепиловскую зону нефтегазонакопления... (с. 49)

- Преддонецкий прогиб четко разделяется на 2 части — внешнюю (приплатформенную) и внутреннюю (краевые надвиги Донбасса), являющиеся тектоническими зонами нефтегазонакопления" (с. 49).

Анализ распределения открытых после 1961 г. месторождений показывает, что очень многие из них, особенно крупные и средние, попали в зоны нефтегазонакопления, выделенные Б.С. Воробьевым (1961), что свидетельствует об эффективности крупномасштабного нефтегазогеологического районирования с выделением зон нефтегазонакопления как участков повышенной концентрации месторождений и запасов УВ. Этот прием достаточно широко и эффективно используется в мировой практике нефтегазопоисковых работ, независимо от представлений авторов на происхождение нефти и газа. Непродуктивность же ряда выделенных автором "зон нефтегазонакопления" после их опосредования (Холмская, Олишевская, Петровская, Черниговский мост) объясняется недостоверной (оказавшейся низкой) перспективностью более крупных территорий — крайнего северо-запада и юго-востока ДДВ — по сравнению с центральной ее частью. Обусловлено это неучетом всех необходимых и достаточных критериев нефтегазоносности и не умоляет самого принципа прогнозирования на основе выделения зон нефтегазонакопления. Просто прогнозы нефтегазоносности должны всегда учитывать все необходимые и достаточные условия.

Высказали свои взгляды о перспективности некоторых направлений в ДДВ В.А. Витенко и др. (1961): "Необходимо решить вопрос о

перспективности подсоловых девонских отложений, с которыми, вероятно, связаны наиболее значительные месторождения нефти и газа.

Наряду с этим необходимо направить разведочные работы на выявление стратиграфических и литологических зон выклинивания палеозойских и мезозойских пород на погруженных склонах Воронежского и Украинского кристаллических массивов. Особого внимания заслуживает Преддонецкая ступень (с. 204)... ..Необходимо проводить поиски и разведку крупных газовых месторождений, которые могут быть приурочены к полосе развития нижнепермских отложений (Шебелинка—Новая Водолага—Коломак—Бельск)...” (с. 205).

Как видим, отдав, уже ставшей традиционной, дань девону, В.А. Витенко и др. (1961) обратили внимание на два важных и впоследствии проявивших себя перспективных направления, связанные с бортовыми зонами ДДВ и крупными месторождениями в нижней перми. В части последних авторы правильно посчитали, что не могло Шебелинское месторождение быть единственным такого типа скоплением в регионе, правда, другие такие месторождения оказались развиты не в северной прибортовой зоне ДДВ, а в центральной — в пределах Сосновско-Беляевского и Распашновско-Мелиховского валов. В.Я. Клименко (1962) писал: “Некоторые геологи рекомендуют вести разведочные работы на нефть и газ в юго-западном крыле впадины... Мы этого не рекомендуем... здесь нет основания ожидать наличия промышленных залежей нефти и газа... На северо-восточном крыле впадины... ..где мощность палеозойских пород значительно больше, можно рассчитывать на наличие в зонах выклинивания девонских и нижнекаменноугольных отложений промышленных залежей нефти и газа, приуроченных к литологическим и стратиграфическим ловушкам...” (с. 52). Прибортовые зоны Днепровского карбона, по мнению этого исследователя, “...являются весьма перспективными, почему мы и рекомендовали разведать на них не только все структуры, но и межкупольные участки, в которых могут быть захоронены крупные залежи нефти и газа... В центральной части впадины в первую очередь нужно разведать такие крупные структуры, как Глинско-Розбышевская, Солоховская и др., с которыми связаны наиболее мощные залежи нефти и газа...” (с. 53). Прогнозы В.Я. Клименко довольно хорошо подтвердились. Однако, за исключением бортов ДДВ, высказаны они по зонам и комплексам отложений, которые к 1962 г. уже были известны как нефтегазоносные.

В.И. Созанский (1964) примерно в этот же период так оценивал перспективность основных стратиграфических комплексов северо-западной части ДДВ: “К высокоперспективным породам мы относим девонские подсоловые и межсоловые отложения, а также нижнепалеозойские (?) образования. В категорию перспективных отложений мы включаем часть надсоловых пород, охватывающих верхнедевонские, каменноугольные и нижнепермские образования. Малоперспективными... являются верхнепермские, триасовые и юрские породы” (с. 15). При этом “...на участках, где в разрезе девонских отложений развиты соленосные толщи, следует ожидать богатые залежи нефти и газа в подсоловых породах. Перспективы надсолового комплекса,

включающего верхнедевонские терригенные, каменноугольные и пермские отложения на таких участках незначительны. В зонах выклинивания и замещения девонских соленосных толщ перспективным может оказаться весь осадочный разрез от нижнепалеозойских до пермских включительно” (с. 13).

Если представление В.И. Созанского о высокой перспективности девонского разреза под солью нельзя пока еще считать проверенным на 100 % [вследствие не очень больших объемов бурения, хотя там, где бурили (а пробурено скважин на подсоловой девон не так мало), залежей не выявлено], то его прогноз о “незначительных” перспективах карбона и перми в зонах распространения девонской соленосной толщи полностью не подтвердился. Независимость продуктивности этого разреза от состава девона и вообще его наличия сегодня очевидна (Геолого-мат. модель... 1985). Залежи УВ в карбоне и перми выявлены как на структурах, где нет девонской соли (Тимофеевское, Гнединцевское, Юльевское, Талалаевское, Новотроицкое и др. месторождения), так и (особенно много) на солянокупольных структурах выше девонской соли (Глинско-Розбышевское, Качановское, Шебелинское, Прилукское, Яблуновское и др.). Оказалась как раз противоположная закономерность: на довольно крупных месторождениях в нижнем карбоне (Тимофеевское, Новотроицкое и др.), где вскрытый разрез девона представлен неморскими (эффузивными) образованиями, в последних отсутствуют какие-либо признаки нефтегазоносности. На эту закономерность нами уже ранее обращалось внимание (Геол.-мат. модель... 1985, с. 107). Гносеологические корни неверного прогноза В.И. Созанского (1964) очевидны и кроются в представлениях о формировании месторождений. Он рассматривает все скопления нефти и газа в каменноугольных и пермских отложениях как вторичные образования, “...возникшие в результате миграции УВ из пород, залегающих ниже девонской соли” (с. 14). Из каких конкретно пород ниже девонской соли В.И. Созанский (1964) не уточняет, но в данном случае это неважно. Важно то, что за прошедшее с 1964 г. время залежи УВ в карбоне и вышележащих образованиях установлены на десятках структур, расположенных в зоне развития девонской соли. И, наоборот, не могли на Тимофеевском, Новотроицком и других подобных месторождениях десятки миллионов тонн УВ, в т. ч. и нефти, пройти в отложения нижнего карбона откуда-то снизу и не оставить там (в девонских эффузивах) никаких следов. А они-то стерильны на нефтегазоносность.

С другой стороны, прогнозы В.И. Созанского (1964) о перспективности территориальных зон северо-запада ДДВ, основанные преимущественно на объективных геологических данных (высокоинформативных в этой части региона гидрогеологических критериях), оказались значительно более достоверными: “Северная и южная бортовые части впадины, где мощность осадочного чехла не превышает 1500 м, относятся к бесперспективным площадям. Остальные части бортов, а также юго-восточное окончание Черниговского выступа... и центральная часть Ичнянской депрессии рассматриваются нами как малоперспективные районы.

Перспективные и высокоперспективные районы охватывают остальную часть площади. Сюда относятся краевые части Ичнянской депрессии и территория Лохвицкого участка. К высокоперспективным землям мы относим юго-западную и юго-восточную части Ичнянской депрессии, исходя из гидродинамических условий” (с. 16). Все, без исключения, месторождения после 1964 г. были открыты восточнее меридиана Ичнянской группы структур.

В наибольшей степени соответствовали условиям середины 1960-х годов оценки перспектив ДДВ, дававшиеся И.Ф. Клиточенко (1962, 1966). В устах руководителя геологической службы на нефть и газ в Украине в те годы они являлись выражением наиболее распространенных представлений на перспективы нефтегазоносности. И.Ф. Клиточенко и В.Н. Крамаренко (1962) в этот период считали: “Для ДДВ и окраин Донбасса по-прежнему первоочередными остаются поиски крупных месторождений природного газа. Основными стратиграфическими комплексами... являются нижнепермские, нижнекаменноугольные и девонские отложения... В восточной части ДДВ... перспективными на газ являются крупные погруженные брахиантиклинали типа Коломака и предверхнепермские солянокупольные структуры типа Машевки.

В пределах северо-западных и северных окраин Донбасса наиболее перспективными объектами для разведки нижнепермских отложений являются район Бахмутской котловины и структуры типа Сосновки-Алексеевки... В каменноугольных отложениях... наиболее перспективными являются осадки визейского яруса... структуры типа Глинско-Розбышевской и Солоховско-Диканьской...

Средне- и нижнекаменноугольные отложения могут быть перспективными и в пределах юго-западного склона Воронежского массива, Преддонецкого прогиба (?) и зоны Северо-Донецкого надвига.

Девонские отложения еще слабо изучены. Однако подсолевые отложения... представляют громадный интерес. Основными районами для разведки девонских отложений являются западная часть Кальмиус-Торецкой котловины... южная зона краевых дислокаций и западная часть ДДВ...” (с. 42).

Несколько позднее И.Ф. Клиточенко (1966) подтвердил в обобщенном виде эти свои прогнозы: “Основные перспективы связываются с отложениями нижней перми-верхнего карбона, нижнего карбона, межсолевого и подсолевого девона, а в восточной части впадины - и со средним карбоном... Основным объектом геолого-поисковых работ на нефть и газ должны оставаться отложения нижней перми-верхнего карбона...” (с. 28).

В основных чертах эти прогнозы И.Ф. Клиточенко подтвердились; особенно обоснованным оказался как вывод на первое место по перспективности нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса, так и надежды авторов на открытие в нем крупных газовых месторождений. Правда, в этот период еще не выкристаллизовалась идея о приуроченности таких месторождений к погребенным структурам осевой части ДДВ. Поэтому авторы среди перспективных объектов называют Коломакскую структуру в Северной прибортовой зоне и

предриасовые соляные штоки (Сосновка—Алексеевка), т. е. объекты, расположенные вблизи от вскоре открытых месторождений в зоне погребенных структур. Остается прежней подтверждаемость или, точнее, неподтверждаемость прогнозов по девону. Зато очень хорошо в последующие годы подтвердились прогнозы по нижнему карбону в пределах Глинско-Розбышевского и Солоховско-Диканьского валов, где было открыто в последующем целый ряд газовых и нефтегазовых месторождений.

Следует отметить, что прогнозы И.Ф. Клиточенко, а позднее и других руководителей геологической службы всегда в большей мере основывались на результатах нефтегазописковых работ предшествующего периода и поэтому оперативно корректировались. В этом их отличие от разработок других исследователей.

Так, В.А. Терещенко (1969) на основе изучения гидрогеологических условий дал оценку перспективности некоторым зонам ДДВ: “В пределах Брагинско-Черниговско-Кошелевского выступа фундамента зона углеводородных растворенных газов полностью отсутствует, о чем свидетельствуют результаты опробования скважин на Брагинской, Кошелевской и Смоляжской площадях, где из отложений, залегающих непосредственно на кристаллическом фундаменте, получены воды с азотным (Брагин) и углеводородно-азотным (Кошелевка, Смоляж) составом газа. Это указывает на отсутствие здесь зоны газоконденсатных залежей и промышленных залежей газа, также, вероятно, и нефти, и подтверждает существующее мнение о низкой перспективности этой части территории. Не исключается возможность открытия преимущественно нефтяных залежей в прибортовых грабенах этой части ДДВ, где развита мощная толща девонских отложений, в том числе соленосных” (с. 166). Прогнозы эти, к сожалению, в дальнейшем подтвердились. И если бы к ним и другим подобным своевременно прислушались, то, возможно, после 1969 г. меньше бурили бы на крайнем северо-западе ДДВ.

В этой работе В.А. Терещенко (1969) также анализирует распространение углеводородов в водорастворенных газах в целом во всей северо-западной части ДДВ и делает вывод, что “...от нижнего карбона вверх по разрезу наблюдается последовательное суживание площади развития углеводородных и расширение зоны азотных газов, которая получает преобладающее развитие в отложениях нижней перми-верхнего карбона и повсеместное распространение в нижнем мезозое” (с. 160). И далее: “Гидрогеологические данные, полученные на Леляковском, Глинско-Розбышевском и других месторождениях свидетельствуют о том, что здесь идет интенсивный процесс вымывания газов, в первую очередь метана, из нефтяных залежей недонасыщенными подземными водами” (с. 166).

Этот вывод нам позднее понадобится для объяснения непродуктивности неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушек в отложениях нижней перми-верхнего карбона, которая долгие годы не понималась многими исследователями.

В другой работе (Ю.С. Застежко, В.А. Терещенко, 1969) на основе гидрогеологических критериев дана оценка перспективности других,

более восточных, зон и комплексов ДДВ: "Район развития перспективных на нефть нижнепермско-верхнекаменноугольных и перспективных на нефть и газ средне- и нижнекаменноугольных, а также девонских отложений — северо-западная и средняя часть Днепровского грабена. В юго-восточной части этого района перспективны на газ также триасово-верхнепермский и среднеюрский комплексы" (с. 31). Из перечисленных хорошо подтвердился прогноз на нижний и средний карбон. Традиционно открытым и сегодня остается вопрос о девоне на этой территории, а мезозой и нижняя пермь-верхний карбон к 1969 г. уже практически исчерпали свой потенциал.

Далее авторы выделяют: "Район развития на нефть и газ средне-нижнекаменноугольных и девонских отложений — южная прибортовая часть Днепровского грабена..." К таким же авторами относятся "...погруженные склоны Воронежского и Украинского массивов в юго-восточной части региона; газоносная зона северных окраин Донбасса" (с. 31). Прогнозы эти уже достаточно хорошо подтвердились, за исключением еще не оцененного бурением склона Украинского щита.

В юго-восточной части Днепровского грабена Ю.С. Застежко и В.А. Терещенко (1969) выделяли "Район развития перспективных на газ нижнепермско-верхнекаменноугольных отложений, "возможно перспективных" средне- и нижнекаменноугольных отложений и очень глубокое залегание (более 7 км) девонских отложений... выделяется район открытых палеозойских поднятий, для которого перспективы газоносности снижаются... К неизученным районам или слабоизученным в гидрогеологическом отношении по глубокозалегающим горизонтам относятся Бахмутская и Кальмиус-Торецкая котловины и открытый Донбасс" (с. 31). Эта часть прогнозов авторов менее информативна — не дифференцируются прогнозы с точки зрения типа ловушек, не высказывается мнение о всех зонах и комплексах, а также мягко сказано, что перспективы зоны открытых палеозойских структур снижаются.

В целом следует заключить, что использование гидрогеологических критериев оценки перспектив нефтегазоносности позволило В.А. Терещенко (1969) и Ю.С. Застежко с В.А. Терещенко (1969) разработать достаточно достоверные прогнозы, правда, для конца 1960-х годов они уже становились недостаточно дифференцированными. Работами названных авторов доказана высокая эффективность использования этих критериев для прогноза нефтегазоносности.

А.Ф. Романюк и др. (1965) также на основе анализа гидрогеологических условий (в основном гидродинамики) сделали вывод о том, что "...на бортах впадины (ДДВ. — Б. К.) эти (палеозойские. — Б. К.) осадки находятся в гидродинамической зоне замедленного и значительного водообмена, что определяет их бесперспективность" (с. 36). В части Северного борта этот вывод уже не подтвердился.

Группой исследователей (Г.Н. Доленко, С.А. Варичев, Н.И. Галабуда, И.Ф. Коваль, В.В. Кравец, Р.Ф. Сухорский, 1968) на основе анализа закономерностей размещения скоплений нефти и газа с позиций преимущественно абиогенного синтеза УВ дана сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности стратиграфических комплексов и тер-

ритории ДДВ. По девонским отложениям (Г.Н. Доленко и др., 1968; рис. 43, 44) высокоперспективными являются центральная часть грабена между гг. Нежин и Полтава, перспективным — Черниговско-Брагинский выступ, территорией с невыясненными перспективами — юго-восточная часть впадины (восточнее г. Полтавы), где глубина залегания поверхности фундамента составляет 15-18 км. "В дальнейшем, — указывают авторы, — несомненно, большая ее часть (юго-востока ДДВ. — Б. К.) окажется перспективной и высокоперспективной" (с. 187).

В тектоническом строении ДДВ Г.Н. Доленко и др. (1968) выделяют древние поперечные поднятия (Черниговское, Гмырянское, Лютенское, Харьковское) и депрессии (Нежинскую, Роменскую, Полтавскую, Шебелинскую). Наиболее перспективными по девонским и вышележащим горизонтам авторы считают "...переходные участки между древними поперечными поднятиями и депрессиями" (с. 182), что объясняется исследователями улучшением коллекторских свойств пород, повышенной плотностью структур-ловушек и, в конечном счете, "...промежуточные участки между поднятиями и депрессиями примыкают к зонам поперечных разломов, которые служили основными путями миграции нефти и газа из глубинных очагов их образования" (с. 182). Следует отметить, что представления Г.Н. Доленко и др. (1968) о повышенной перспективности пограничных зон, поперечных поднятиях и депрессиях критически оценивались рядом исследователей (П.Ф. Шпак, 1971; В.А. Старинский, 1975).

"Перспективы турнейско-нижневизейского яруса нефтегазоносности, — по Г.Н. Доленко и др. (1968), — оцениваются менее высоко, чем нижележащих и вышележащих комплексов" (с. 187). Сужены перспективы этого комплекса (по сравнению с девонским) и по территории ДДВ (рис. 45): высокоперспективным является центральная (Солоховско-Полтавская) зона грабена; западнее ее, до г. Ични, выделяется перспективная зона; восточнее, до Донбасса, — зона с невыясненными перспективами. "Территория Черниговского поднятия и его юго-восточного склона отнесена к бесперспективной... выделяются бесперспективные территории в пределах бортов" (с. 189).

"Перспективность верхневизейско-наюрского яруса нефтегазоносности гораздо выше, чем турнейско-нижневизейского..." (с. 197, рис. 46). "Высокоперспективная территория охватывает значительную часть центрального грабена ДДВ." (с. 197), от г. Ични до г. Полтавы, кроме осевых частей поперечных Роменской и Полтавской депрессий, оцениваемых в ранге перспективных земель*. "Перспективными считаются также районы бортов впадины, примыкающие к региональному краевому нарушению. На Северном борту это полоса шириной 20-30 км, постепенно расширяющаяся к юго-востоку. На Южном борту впадины перспективный участок располагается в основном в районе Петриковка—Новомосковск... Основными типами ло-

* Т. е. сюда входит и территория современных Сребненской и Ждановской депрессий, где были основные открытия в верхнем визе в текущем десятилетии.

вушек в пределах бортов являются зоны литологического и стратиграфического выклинивания” (с. 197).

“Бесперспективными площадями считаются район Черниговского поднятия и краевые части бортов впадины. Область невыясненных перспектив выделена на юго-востоке региона” (восточнее г. Краснограда) (с. 198).

“Среднекаменноугольно-нижнепермский ярус”, по Г.Н. Доленко и др. (1968), высокоперспективным оценивается на двух участках Днепровского грабена — Ичнянско-Погарщинском и Полтавско-Артемовском, между которыми находится перспективная территория. Черниговско-Нежинская часть впадины считается авторами бесперспективной (рис. 47). “На бортах впадины перспективные площади приурочены к краевым региональным нарушениям грабена. На Северном борту это узкая (10-15 км) полоса... На Южном борту перспективный участок приурочен к юго-восточному его окончанию (район Петриковка—Новомосковск)” (с. 202).

Перспективы нефтегазоносности мезозойского продуктивного комплекса, по Г.Н. Доленко и др. (1968), “...оцениваются в общем невысоко” (с. 207), однако в нем выделена высокоперспективная (“район Лютеньского поперечного поднятия и его склонов”) и перспективная (“район Бахмутской и Кальмиус-Торецкой депрессий”) зоны (рис. 50).

И заканчивают авторы свои прогнозы выводом: “...в связи с тем, что основное нефтегазонакопление, по нашему мнению, тяготеет к нижним структурно-тектоническим этажам осадочного комплекса пород, главное внимание при поисках и разведке месторождений нефти и газа следует уделять доверхневизейскому (девон, турне-нижнее визе. — Б. К.) и доверхнепермскому (верхнее визе, средний карбон, верхний карбон-нижняя пермь. — Б. К.) структурно-тектоническим этажам. Разруиванию подлежит весь комплекс осадочных образований до кристаллического фундамента” (с. 208).

Касаясь вопроса подтверждаемости прогнозов Г.Н. Доленко и др. (1968) последующими поисковыми работами и исследованиями, следует указать на две их составные части. С одной стороны, это наличие достоверных, подтвердившихся прогнозов: бесперспективность по карбону и вышележащим отложениям Черниговско-Брагинского района, высокая перспективность центральной (Ичнянско-Солоховской) части грабена и перспективность бортов ДДВ по верхневизейско-серпуховскому комплексу. С другой стороны, в анализируемой работе имеется ряд неподтвердившихся (по крайней мере, к настоящему времени) прогнозов. “Основное нефтегазонакопление в ДДВ...” не “...тяготеет к нижним структурно-тектоническим этажам осадочного комплекса пород”, а в любой зоне ДДВ приурочено к средней части разреза, доминирующим по запасам продуктивным комплексам разного возраста (Б.П. Кабышев, 1994). Не подтвердились высокие перспективы девонских отложений, которые названными авторами оценивались выше турнейско-нижневизейских; по верхневизейско-серпуховскому комплексу прибортовые зоны грабена не оказались более перспективными, чем осевая, где к настоящему времени разведаны наиболее крупные месторождения, хотя в количественном отношении месторожде-

ний меньше, чем вблизи краевых разломов; в мезозойском комплексе после 1968 г. не было открыто ни одного месторождения и, по нашему мнению, нет оснований рассчитывать на это и в будущем, так как возможности этого направления уже исчерпаны; и уж, конечно, не установлено повышенной концентрации месторождений и запасов УВ на границе выделенных авторами древних поперечных поднятий и депрессий.

Оценивая подтверждаемость прогнозов Г.Н. Доленко с соавторами (1968) с гносеологической точки зрения, можно сделать вывод, что успехи у авторов имеются в тех позициях, где они руководствовались общегеологическими критериями нефтегазоносности или выводы сделаны под влиянием практических результатов поисково-разведочных работ, а неподтверждения наблюдаются в тех вопросах, где авторы явно руководствовались идейными соображениями с позиций глубинного неорганического происхождения УВ. Ведь только при таком механизме образования месторождений максимум нефтегазоносности должен был бы тяготеть, особенно при наличии региональных соленосных экранов, к нижней части разреза осадочного чехла, и девонский разрез, независимо от состава пород (морские, континентальные, эффузивные), в этом случае действительно был бы более продуктивен, чем вышележащие отложения и чем оказался в действительности; наблюдалась бы повышенная концентрация запасов УВ в зонах глубинных разломов (краевых, продольных и поперечных), чего в действительности не имеется (Геолого-математическая модель... 1985).

Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности по территории и продуктивным комплексам ДДВ в эти же годы дана в коллективной монографии П.С. Хохлова, Б.Д. Гончаренко, И.М. Михайлова и др. (1969). Авторами выполнено районирование ДДВ по степени перспективности девона, нижнего карбона, нижней перми-верхнего карбона (рис. 22, 23, 24). По девонским отложениям “...северо-западная и средняя части Днепровского грабена перспективны в отношении нефтегазоносности... При этом основные перспективы... нами связываются с более погруженной средней частью грабена, расположенной восточнее меридиана Ични (рис. 22). В пределах этой территории наиболее высокоперспективны протяженные валообразные поднятия, крупные брахиантиклинали и погребенные выступы фундамента, осложняющие центральную (осевую) и северную прибортовую зоны грабена” (с. 100).

Территория Черниговско-Брагинского выступа по девонскому комплексу отнесена авторами к “возможно перспективной” (рис. 22), а участки, соответствующие приподнятым блокам описываемого выступа, вместе с возвышенной частью Кошелевского выступа не представляют какого-либо интереса в нефтегазоносном отношении.

“Перспективы нефтегазоносности каменноугольных и нижнепермских отложений, — по П.С. Хохлову и др. (1969), — связываются со значительно большей территорией ДДВ. Наиболее перспективными являются центральная (осевая) и северная прибортовая зоны грабена, в пределах ее юго-восточной и средней частей (рис. 23, 24). Перспективы южной прибортовой зоны ограничены и связываются с отложе-

ниями нижнего карбона, развитыми в основном в юго-восточной части этой зоны... территория, расположенная к северо-западу от линии Ичня—Великая Загоровка, является малоперспективной, а крайние северо-западные ее районы — бесперспективные” (с. 102).

Данная П.С. Хохловым и др. (1969) оценка перспективности территории Днепровского грабена, правда, еще не очень детализированная, в целом подтверждается современным состоянием изученности этого вопроса: высокоперспективные земли выделялись только по карбону и нижней перми (рис. 23, 24) и не выделялись исследователями по девону (рис. 22). Высокой подтверждаемости прогнозов авторов, по нашему мнению, способствовали их представления о условиях формирования месторождений в ДДВ: “В качестве нефтематеринских следует рассматривать мощные пачки и толщи сероцветных глинисто-карбонатных пород, содержащихся в разрезе девона и нижнего карбона... (с. 90). Верхнекаменноугольные и нижнепермские отложения, с которыми связаны основные запасы нефти и газа, не могут рассматриваться в качестве нефтематеринских. Совершенно ясно, что крупные скопления жидких и газообразных УВ образовались в этих породах в результате миграции их по разрывным нарушениям из нижележащих комплексов отложений нижнего карбона и девона” (с. 91).

В качестве замечания к выводам П.С. Хохлова и др. (1969), которое можно сделать с позиций изученности сегодняшнего дня, — постановка на один уровень по источникам УВ (нефтегазопроизводящим свойствам) отложений нижнего карбона и девона или даже девона выше, хотя прямо изыскатели об этом и не говорят. Последующие исследования показали преимущество нижнекаменноугольного комплекса и в этом отношении.

Существенно другой достоверностью и подтверждаемостью характеризуются прогнозы П.С. Хохлова и др. (1969) в отношении бортов ДДВ. Это та территория, которая в 1990-е годы приобрела приоритетное значение. Авторами “...признается возможность формирования залежей углеводородов на бортах впадины. Однако... палеогеографическая обстановка, существовавшая здесь после накопления осадков карбона, была неблагоприятной для сохранности этих залежей... В результате эрозионно-денудационных процессов в этих частях впадины атмосферные влияния постепенно проникли на значительную глубину и тем самым привели к полному нарушению изоляции, необходимой для сохранения залежей” (с. 105). В качестве обоснованности своих доводов авторы приводят наличие “сильно окисленной нефти” в отложениях карбона в районе Павлограда, Петриковки, Новомосковка и других участков Южного борта ДДВ. На Северном борту установлены: “сильно окисленная сернистая нефть в отложениях карбона Городищенской площади; азотно-метановый водорастворенный газ в скважине у г. Старобельская”; наличие “остаточной нефти в песчаниках свит S_1^1 и S_2^1 , вскрытых Северо-Луганской опорной скважиной в интервалах 1840-1844 м и 2002-2006 м, заполнение густой окисленной нефтью трещин...” в породах башкирского яруса в районе Большая Черниговка-Миллерово (с. 106).

На основе этих и других подобных данных П.С. Хохлов и др. (1969)

сделали вывод об “...исключительно плохой гидрогеологической изолированности продуктивных горизонтов карбона, создавшейся в бортовых частях ДДВ еще до начала накопления осадков триаса. В результате этого каменноугольные отложения здесь оказались промытыми до глубины 2000-2500 м... благоприятной в отношении сохранности залежей УВ в карбоне является только Преддонецкая ступень” (с. 106).

Критически оценивая в свете современных данных эти принципиальные выводы П.С. Хохлова с соавторами, следует отметить следующее. В них правильно, с нашей точки зрения, выделено основной фактор (слабейшее звено) оценки перспектив нефтегазоносности бортов ДДВ — условия сохранности УВ, а среди них гидрогеологические критерии. Однако, делая выводы о перспективности конкретных зон бортов, авторы вышли за границы распространения неблагоприятных факторов. Именно поэтому не подтвердился их прогноз о бесперспективности Северного борта ДДВ, где сегодня открыты месторождения нефти и газа*. Даже из приводимых в цитируемой монографии данных видно, что тяжелые окисленные нефти и азотные водорастворенные газы на бортах ДДВ установлены на небольших глубинах (как правило, до 1000 м) и лишь один пример имеется на глубине 2000 м (Северо-Луганская скв.). Сами авторы ограничивают гидрогеологическую промытость каменноугольных отложений глубиной 2500 м, а их вывод о бесперспективности относился почти ко на всей (за исключением Преддонецкой ступени) территории Северного борта, где есть земли с глубиной залегания фундамента до 4000 м и более, и Южного, где есть участки с глубиной более 2500 м. Кроме того, признавая зависимость гидрогеологической открытости отложений карбона от глубины их залегания, следует отметить, что высокой корреляционной связи между ними все же нет. Поэтому для оценки перспектив нефтегазоносности бортов ДДВ необходимо стремиться использовать прямые данные о гидрогеологических критериях, получаемые непосредственно в результате испытания скважин и анализа керн. К сожалению, таких данных и на сегодняшний день имеется очень мало, так как почти во всех пробуренных на бортах скважинах не производилось кондиционное испытание водоносных горизонтов.

Еще одно замечание, которое следует сделать к выводам П.С. Хохлова и др. (1969), — исследователи не делают различия, во всяком случае, не акцентируют на этом внимания, в отношении степени перспективности Северного и Южного бортов. В этом отношении более ранние работы Ю.А. Арсирия (1963), где такое различие было, давали более правильную оценку. И дело здесь не только в разной глубине залегания фундамента (и, соответственно, мощности осадочного чехла, большей на Северном борту), но и в неординарном соотношении направления движения подземных вод инфильтрационного, по Л.П. Шваю, типа на данных глубинах (с северо-востока на юго-запад) и регионального наклона пород на разных бортах. На Северном борту

* В отличие от текста на карте перспектив в приграбенной части почти всего Северного и небольшом участке Южного бортов выделены малоперспективные, а не совсем бесперспективные земли.

эти направления совпадают, а на Южном — направлены в противоположные стороны. По этой причине на Северном борту ДДВ, где находится область питания инфильтрационных вод, маломинерализованные с азотными газами воды должны распространяться на глубину залегания каменноугольных отложений больше, чем на Южном борту, где находится область разгрузки подземных вод. Сюда (на Южный борт) поступают воды из центрального грабена ДДВ (с больших глубин), обогащенные углеводородными газами и более минерализованные. По этой причине граница перспективных земель на Южном борту должна находиться на территории меньшей глубины поверхности фундамента, чем на Северном.

Следует, правда, учитывать и другой фактор, который влияет (в противоположном направлении) на оценку перспективности одного из типов ловушек — гидродинамический. На Северном борту направление подземных вод противоположно региональному вздыманию пород и, следовательно, миграции УВ за счет гравитационного фактора, что создает благоприятные условия для гидродинамического удержания УВ в ловушках. На Южном борту эти направления совпадают, что способствует вымыванию УВ из ловушек подземными водами. Из двух названных факторов первый, по-видимому, весомее. Поэтому границу перспективности на Южном борту ДДВ следует проводить на меньшей глубине залегания подошвы осадочного чехла, чем на Северном.

В.Ф. Авсеенков, А.Е. Лукин и др. (1965) на основе анализа материала по северо-западной части ДДВ сделали вывод, что "...региональными промышленно-нефтегазоносными являются отложения верхневизейского подъяруса и верхов верхнего карбона-низов нижней перми... Согласно позициям органического происхождения УВ, этим двум крупным этапам газонефтеносности отвечают свои вероятные нефтематеринские отложения (глинисто-карбонатная толща верхнего визе, а также глинисто-карбонатная и глинистая толщи башкирского яруса)" (с. 39).

Как видим, авторы в центр внимания с точки зрения перспективности правильно ставят уже не девонский, как многие другие исследователи до этого, а верхневизейский и нижняя пермь-верхнекаменноугольный комплексы. Правда, последний комплекс к рассматриваемому периоду в северо-западной части впадины, как показали последующие поиски, уже прошел "пик открытий" — после 1965 г. в нем было открыто только два небольших месторождения: Мильковское и Богдановское. Этому комплексу особенно не везло с подтверждаемостью прогнозов. Если до открытия первых месторождений в отложениях нижней перми-верхнего карбона его высокую нефтегазоносность почти никто не прогнозировал, то после выявления основных месторождений перспективы этого комплекса долгое время переоценивались. Недооценивали В.Ф. Авсеенков и др. (1965) самую нижнюю часть разреза карбона: "...возможная газонефтеносность нижневизейских и турнейских (?) отложений должна изучаться попутно с решением проблемы газонефтеносности девона" (с. 40). Зато названные авторы были среди первых, которые ставили, хотя пока еще в общем плане, вопрос о перспективности средних по размерам отрицательных струк-

тур: "...первоочередного внимания при постановке поисковых работ на нефть заслуживает территория обширного Сребненского, Богдановского, Монастырищенско-Малодевицкого прогибов" (с. 39), что, как известно, позднее хорошо подтвердилось в части Сребненской депрессии и выявлениями Богдановского месторождения в пределах погребенной структуры.

И.Г. Баранов, В.Р. Литвинов, В.И. Савченко, Н.Е. Чуприн (1968) считают, что в северо-западной части ДДВ "...основные поисково-разведочные работы должны быть направлены на следующие стратиграфические комплексы: а) девонский, б) ниже- и среднекаменноугольный и в) верхнекаменноугольный и нижнепермский. Самый большой интерес для поисков нефти и газа представляют девонские отложения, с которыми связываются большие прогнозные запасы..." (с. 94). "Самой перспективной считается здесь нижнефранская часть разреза или, по аналогии с Припятским прогибом, так называемая подсолевая толща" (с. 93). Понятно, что это направление для части авторов стало тогда уже традиционным — оно обосновывалось в течение многих лет и с теми же результатами. И на сегодняшний день в девоне северо-запада ДДВ не открыто нефтяных или газовых месторождений. "Второй по перспективности осадочный комплекс, — убеждены названные авторы, — среднекаменноугольные отложения... Здесь основным направлением поисков нефти и газа необходимо считать работы на структурах со слабым проявлением соляного тектогенеза (таких, как Гнединцевская, Леляковская, Глинско-Розбышевская и др.)" (с. 95). К этому выводу авторов привели практически результаты поисков, и он по настоящее время подтверждается результатами бурения, правда, уже с года прогнозного заключения нижний карбон являлся не вторым, а первым по перспективности. "Третьим перспективным комплексом являются верхнекаменноугольные и нижнепермские отложения... поиски залежей в этих условиях будут проводиться попутно с бурением на нижележащие отложения карбона и девона" (с. 95). Последний вывод и предложение (о попутности поисков) полностью оправдались — после 1968 г. в этом комплексе в северо-западной части ДДВ не было открыто ни одного месторождения. Таким образом, отложения нижней перми-верхнего карбона, с которыми в регионе связаны наиболее крупные скопления и запасы нефти, в прогнозах цитируемых и многих других исследователей ни в какой из периодов исследований не выделялись в качестве основного поискового объекта этой части региона. Все открытия в нем промелькнули очень быстро — в одно десятилетие (1958—1968 гг.) и почти исключительно по производственному сценарию поисков.

5.3. Крупные и средние месторождения (прогнозы Ю.А. Арсиря, И.Г. Баранова, Б.С. Воробьева, И.С. Романовича и др.)

Вскоре после открытия первых промышленных месторождений в ДДВ стало понятно значение крупных месторождений. Поэтому и направленным прогнозам и поискам скоплений УВ такого размера гео-

логи уделяли внимание. Этому способствовало открытие уже на самом начальном этапе поисков крупного в регионе Шебелинского газового месторождения.

В статье Ю.А. Арсирия и др. (1962), посвященной обоснованию первого плана региональных работ в ДДВ и подготовленной большой группой известных специалистов, дана сравнительная оценка направлениям поисков крупных месторождений, для открытия которых "...поисково-разведочные работы необходимо вести по следующим основным направлениям: 1) подсолевые отложения девонской системы; 2) каменноугольные отложения и главным образом осадки визейского яруса; 3) отложения нижней перми и верхнего карбона, залегающие под соленосной толщей нижней перми" (с. 6). Далее каждое из этих направлений авторами детализируется: "К подсолевым девонским отложениям могут быть приурочены сводовые залежи, а также стратиграфически и литологически ограниченные залежи на моноклинальных участках вдоль краевых разломов (с. 6)... В отложениях каменноугольной системы (главным образом визейских)... кроме сводовых, могут быть обнаружены залежи, приуроченные к периферии соляных штоков и к различным видам ловушек, связанным с моноклиналями в прибортовых частях впадины... Поиски залежей газа и нефти в подсолевых отложениях нижней перми в верхнем карбоне являются сейчас наиболее актуальными... Кроме установленных сводовых залежей, здесь могут быть обнаружены залежи стратиграфически экранированные, связанные с антиклинальными поднятиями, а также с моноклиналями в краевых зонах нижнепермского соленосного бассейна. Вполне вероятно, что в периферических частях предверхнепермских соляных штоков к рассматриваемым отложениям будут приурочены промышленные скопления нефти и газа, экранированные солью. Поиски нефти и газа в триасовых и юрских отложениях представляют второстепенную задачу, которая будет решаться попутно с любой из трех первоочередных проблем" (с. 7).

Эти прогнозы в основных чертах были обоснованы и последующие геологоразведочные работы показали, что крупные и средние скопления УВ действительно открывались, за единичными исключениями, в нижней перми-верхнем карбоне и нижнем карбоне. Подтвердился также прогноз и с приштоковыми залежами в зоне развития соленосных отложений нижней перми. Неподтверждения относятся к двум направлениям, которые выше нами уже обсуждались: подсолевому девону и с "моноклиналями нижнепермского соленосного бассейна". Первое из них к рассматриваемому периоду уже стало традиционным, а второе — стояло на пути к нему. Здесь следует отметить, что, хотя Ю.А. Арсирий и др. (1962) при перечислении основных направлений поисков крупных месторождений подсоловой девон называют первым, но, по-видимому, это не означает его приоритетность перед другими комплексами, так как далее исследователи отмечают, что поиски залежей в подхемогенных отложениях нижней перми-верхнего карбона "...являются сейчас наиболее актуальными" (с. 7). Действительно, вскоре после 1962 г. наступил период максимума открытий и приростов запасов газа в образованиях нижнепермско-верхнекаменноугольного

комплекса, в том числе и крупных месторождений.

Более подробная дифференциация территории и разреза ДДВ по степени перспективности дается в работе И.Г. Баранова и Ю.А. Арсирия (1964), которые выделяют несколько стратиграфических уровней промышленной нефтегазоносности (мезозой, нижняя пермь-верхний карбон; башкирской, намюрский) и делают "...выводы относительно возможности открытия новых крупных месторождений нефти и газа. Наиболее перспективным стратиграфическим уровнем промышленной нефтегазоносности в настоящее время считается нижняя пермь-верхний карбон (с. 63)... Вторым перспективным стратиграфическим уровнем следует считать комплекс пород, включающий осадки низов башкирского, намюрского ярусов и верхнего визе. Большой интерес представляют девонские отложения, которые в настоящее время из-за больших глубин залегания пока еще труднодоступны для освоения" (с. 63, 64). Как видим, во взглядах И.Г. Баранова по сравнению с рассмотренным выше прошлым этапом произошли существенные переосценки значимости отдельных направлений поисков месторождений в ДДВ, которые ранее он в первую очередь связывал с девонскими отложениями. Произошло это изменение представлений, несомненно, в первую очередь под влиянием практических результатов геологоразведочных работ — открытия месторождений в отложениях карбона и нижней перми.

Что касается мезозойского комплекса (первого уровня), то "полученные данные не позволяют связывать с указанными отложениями большие перспективы нефтегазоносности и предполагать открытие в них крупных залежей нефти и газа (с. 58)... Второй и четвертый стратиграфический уровни промышленной нефтегазоносности имеют между собой сходство в том отношении, что у них верхней границей (т. е. надежной покрывкой) являются хемогенные соленосные образования. Это позволяет ожидать на больших глубинах в девонских отложениях благоприятные условия для формирования крупных месторождений..." (с. 59). О достоверности последнего прогноза пока судить рано.

В территориальном отношении степень перспективности ДДВ И.Г. Баранов и Ю.А. Арсирий (1964) дифференцируют следующим образом: "Первое место, естественно, занимают зоны грабена впадины, где расположены все установленные залежи нефти и газа... Второе место по степени перспективности занимают погруженные моноклинальные бортовые зоны впадины, где можно предполагать формирование только литологических и стратиграфических залежей нефти. Такие залежи в северо-восточном и юго-западном бортах впадины будут располагаться в непосредственной близости к краевым региональным разломам... открытый складчатый Донбасс можно отнести к районам с невыясненной перспективностью" (с. 63). За исключением традиционных фрагментов, о девоне можно сказать, что это один из наиболее реалистичных прогнозов среднего этапа в истории исследований ДДВ — прогноз, который прекрасно подтвердился в последующее время.

По типам ловушек "...для аккумуляции и сохранения крупных

скоплений нефти и газа... самые благоприятные условия, — как считают И.Г. Баранов и Ю.А. Арсирий (1964), — имеются в структурах, где соляные массы девонского возраста не поднимались выше подошвы каменноугольных отложений. Самого пристального внимания заслуживают... почти совсем неизученные погребенные структурные формы и зоны выклинивания” (с. 64). В заключение авторы перечисляют целый ряд наиболее благоприятных для открытия “крупных залежей нефти и газа” зон в центральном грабене ДДВ, где впоследствии действительно были открыты, хотя и не на всех участках, такие месторождения.

Таковыми названы: “Структуры северо-восточной прибортовой зоны, от меридиана гор. Балаклея до меридиана с. Адамовки; Лохвицкая мезо-кайнозойская депрессия; площадь между Солоховско-Диканьским, Полтавским, Абазовским, Жоржевским и Самаринским поднятиями; площадь между Октябрьской-Верхнеланновской, Крестищенской и Сосновской структурами... Безусловный интерес представляют многие брахиантиклинальные поднятия и соляные купола, особенно в области развития соленосных отложений нижней перми... на территории от меридиана Алексеевской структуры до меридиана г. Миргорода” (с. 65).

В выделении двух основных и наиболее перспективных по начальным ресурсам УВ комплексов — нижнепермско-верхнекаменноугольного и нижнекаменноугольного — И.Г. Баранов и Ю.А. Арсирий были одними из первых среди исследователей, занимавшихся подобными прогнозами нефтегазоносности в середине 1960 годов. Это был период значительной переоценки перспективности отдельных направлений, при которой девонский комплекс, как мы считаем, был отодвинут в сторону современного и наиболее реального значения. Это наглядно проявляется при сравнении изложенных выше прогнозов И.Г. Баранова и Ю.А. Арсирия (1964) с ранее охарактеризованными прогнозами в работе И.Г. Баранова и др. (1959), а также данными первой (1959 г.) количественной оценки прогнозных ресурсов УВ, выполнявшийся по ДДВ под руководством И.Г. Баранова, которая отразила уже начавшийся процесс переоценки основных перспективных направлений поисков месторождений в ДДВ. Причиной такой эволюции взглядов, безусловно, послужили результаты поисково-разведочных работ, приведшие к открытию крупных месторождений в отложениях нижней перми-верхнего карбона и многочисленных, хотя еще и не крупных, в нижнем карбоне.

Следует, правда, оговориться, что процесс этот происходил у разных исследователей не резко, а постепенно и характеризовался колебаниями у некоторых авторов. Так, например, тот же И.Г. Баранов в статье, совместной с В.Р. Литвиновым (1965), оценивая северо-западную часть ДДВ уже после открытия Гнединцевского и Леляковского месторождений, писал: “Наиболее перспективны отложения девона, выполняющие центральный грабен впадины... Каменноугольные отложения перспективны на большинстве структур центрального грабена и зон ступенчатых сбросов. Большой интерес представляют верхневизейские осадки... а также отложения верхнего карбона и нижней

перми... Эти отложения в перечисленных зонах в ближайшие годы должны стать основными объектами поисковых и разведочных работ” (с. 3).

А двумя годами раньше И.Г. Баранов и др. (1963) также ожидали “...наличие крупных нефтяных и газовых залежей под девонской соленосной покрывкой, способной залечивать разрывы в силу своей текучести под большим горным давлением” (с. 21).

По-видимому, первой работой с определением критериев размещения в ДДВ крупных месторождений УВ была статья Б.С. Воробьева (1967). Автор исходил из, безусловно, правильного положения о том, что такие месторождения должны быть связаны с изменением наиболее благоприятных условий для их образования по стратиграфическому разрезу и территории нефтегазоносного бассейна. Перспективы поисков крупных и средних месторождений Б.С. Воробьев (1966) связывал “...с отложениями нижнего карбона, межсолевого и особенно подсолевого девона, где существуют благоприятные условия для нефтегазоаккумуляции, благодаря хорошим экранирующим свойствам соленосных толщ” (с. 5). Но так как девонские отложения залегают глубоко и по ним не подготовлен структурный план, “...в ДДВ существуют очень благоприятные условия для образования крупных залежей нефти и газа экранированного типа в отложениях триаса, перми, карбона и надсолевого девона” (с. 5). Как известно, прогнозы эти для перми и карбона подтвердились последующими работами, а по девону и триасу — нет, причем для последнего этот вывод уже окончательный, девон же еще слабо разведан.

И.С. Романович (1966) на основе изучения истории формирования Шебелинского и смежных месторождений сделал вывод, что “...основные перспективы поисков новых крупных газовых месторождений связываются с центральной частью грабена... Крупные газовые залежи следует искать в отложениях подсолевого девона... и в терригенной толще нижней перми и карбона... Непосредственно Шебелинская и Спиваковская структуры перспективны для поисков крупных залежей газа в отложениях подсолевого девона” (с. 52, 54). Относительно центрального грабена представления И.С. Романовича оказались верными, а что касается подсолевого девона, то до проверки этого прогноза на Шебелинской и Спиваковской структурах еще очень далеко — комплекс там залегает глубже 10-15 км.

5.4. Глубокие горизонты (прогнозы И.Г. Баранова и др., Н.Ф. Балуховского, В.М. Завьялова, Б.П. Кабышева, А.Е. Лукина)

В 1980—1990-е годы в бывшем СССР ДДВ вышла на одно из первых мест по изученности глубоких горизонтов в нефтегазоносных бассейнах. В настоящее время здесь, на глубинах более 5000 м, открыто более 20-ти месторождений, преимущественно газовых. Самым глубоким нефтяным месторождением является Карайкозовское на глубине 5100 м, а газовым — Перевозовское на глубине 6220 м. Продуктивными являются отложения серпуховского, визейского и турнейского ярусов нижнего карбона, а также среднекаменноугольные отложения.

Очень быстрые темпы наращивания объемов геологоразведочных работ в ДДВ в послевоенный период привели к тому, что уже в конце 1960 гг. стал ощущаться дефицит крупных и высокоперспективных структур на небольших и средних глубинах, а также проблема оценки перспективности, наряду с неантиклинальными ловушками, глубокозалегающих отложений. Правда, сначала, как это обосновывалось в одной из первых статей на эту тему (И.Г. Баранов и др., 1969), к такому относились залежи на глубинах до 4000 м (освоены бурением в то время были глубины до 3000 м). Авторами на основе обобщения мирового опыта поисков залежей на больших глубинах и условий ДДВ сделан вывод о благоприятности последней для открытия таких залежей с точки зрения наличия кондиционных коллекторов, покрышек и собственно УВ. Правда, просчет в оценке мощностей отложений карбона и нижней перми привел исследователей к выводу, что "...на территории ДДВ на глубинах свыше 4000 м в большинстве случаев следует ожидать наличия девонских отложений" (с. 35). Не исключено, что на такое заключение повлияла и еще существовавшая тогда общая эйфория об очень высокой оценке девонского комплекса. Тем не менее, общий вывод И.Г. Баранова с соавторами (1969) был о том, что "...в палеозойских отложениях ДДВ вполне возможно присутствие продуктивных горизонтов на глубинах свыше 5000 м... для постановки сверхглубокого бурения на нефть и газ в ДДВ имеются весьма достаточные основания" (с. 38).

В 1960-е годы Н.Ф. Балуховский выполнил интересные исследования о связи нефтегазоносности недр ДДВ с зонами катагенеза, которые в среде геологов вызвали критические отзывы. Особенно они усилились после того, как в одной из статей (Н.Ф. Балуховский и др., 1965) были приведены данные о наличии в центре ДДВ (на Солоховской структуре) зоны форсированного катагенеза на глубине 3 км, а ниже этой зоны, по словам авторов, происходит исчезновение промышленной нефтегазоносности вследствие того, что "песчаники становятся почти непроницаемыми", а аргиллиты теряют экранную функцию свойства. Понятно, что такие работы накладывали ограничение на нефтегазоносность глубоких горизонтов в ДДВ, к обоснованию перспективности которых с 1960-х годов исследователи стали обращаться все чаще. Сегодня можно дать более объективную оценку этим исследованиям, исходя не только из теоретической обоснованности идеи и критических замечаний в ее адрес, но и подтверждаемости сделанных И.Ф. Балуховским прогнозов последующими поисково-разведочными работами.

В специально посвященной данному вопросу монографии Н.Ф. Балуховский (1967) писал: "Северо-западные окраины Донбасса... представляют погруженный до 2000-3000 м катаген, зона форсированного эпигенеза приурочена к среднему карбону... Возможны массивно-пластовые залежи газа в нижней перми и карбоне под нижнепермским галогенным экраном, а также внутри галогенной формации. В нижнем карбоне могут быть встречены растворенные и спонтанные сульфидные и трещинно-пластовые залежи природного газа с незначительным дебитом" (с. 147).

В пределах открытых палеозойских структур — Петровской, Камышевахской, Новомечебиловской, Корульской и Краснооскольской "...можно рассчитывать лишь на получение незначительных притоков газа из среднего карбона, вот почему включение в разведку этих палеозойских куполов нецелесообразно" (с. 147). И далее: "Полтавско-Шебелинская миогеосинклинали... представляет погруженный до 3000—5000 м среднекарбонный катаген. Здесь преимущественно развиты газовые месторождения с пермским экраном. В нижнем карбоне могут встречаться маломощные притоки газа" (с. 147).

"Северо-западная часть ДДВ, примерно в пределах Лохвицко-Сребненской синклинали, представляет погруженный до 4200-5500 м девоно-нижнекарбонный катаген. Тут известны в карбоне, перми и триасе многоэкранные (многопластовые) нефтяные и газовые месторождения. В зонах окаймления грабена катагенезированные породы палеозоя быстро опускаются на большую глубину и выклиниваются. В основном это диагенетическая провинция, в пределах которой зоны катагенеза нет, либо последняя залегают на глубине свыше 6,5-7,0 км. Перспективность данной территории на нефть и газ определяется главным образом контуром зоны свободного водообмена... Проведение сверхглубокого бурения здесь может значительно увеличить запасы природного газа...

Крылья (борта) ДДВ обычно считаются глубоко гипергенезированными и поэтому мало перспективными на нефть и газ. Взгляд этот слабо аргументирован, если не ошибочен вообще, так как в действительности процессами гипергенеза охвачены лишь наиболее приподнятые участки крыльев, где мы встречаем в нижнем карбоне богатые залежи окисленной (асфальтовой) нефти (зоны Павлоград—Новомосковск, Городище—Беловодск и др..." (с. 148).

Результаты прошедшего 30-летнего периода поисковых работ показали, что по северо-западной части и бортам ДДВ прогнозы Н.Ф. Балуховского (1967) хорошо подтверждаются. В целом по ДДВ подтверждается отрицательное влияние на промышленную нефтегазоносность высокого ("форсированного") катагенеза пород, однако в прогнозировании глубины распространения некоторых зон Н.Ф. Балуховский (1967) ошибся. Так, на территории "Полтавско-Шебелинской миогеосинклинали", куда входит и Солохово-Диканьский вал (рис. 7 в работе Н.Ф. Балуховского, 1967), в пределах последнего, в отложениях нижнего карбона, открыты крупные и средние по запасам скопления газа на Матвеевском, Опошнянском и Солоховском месторождениях в то время, как Н.Ф. Балуховский считал, что здесь "...могут встречаться маломощные притоки газа" (с. 147). Но это неподтверждение прогнозов относится пока только к западной части Полтавско-Шебелинской зоны, в восточной же (Машевско-Шебелинский газонасыщенный район), где за Ворсклянским разломом происходит резкое погружение осадочного чехла, отложения среднего и нижнего карбона еще не изучены бурением. Правда, в ряде пробуренных в оптимальных структурных условиях скважинах (Шебелинское, Крестинское, Мелиховское месторождения) из этих отложений получены

только обильные газопроявления, и это свидетельствует в пользу представлений Н.Ф. Балуховского, не вселяющих оптимизма в оценку глубоких горизонтов этой зоны. И уж, к сожалению, полностью подтверждается пока прогноз названного исследователя по северо-западной окраине Донбасса, где на ряде структур ниже верхнего карбона получены отрицательные результаты (Новомечебиловская, Красноскольская, Петровская и др.).

Несколько позднее Н.Ф. Балуховский и В.К. Гавриш (1968) уточнили свои прогнозы, основанные на литокатагенетическом анализе, в основном в сторону более оптимистических выводов о перспективности: “В Полтавско-Шебелинской депрессии катагенез пород палеозоя лишь на геологическом срезе — 5000 м — достигает стадии Г; на срезе же 3000 м развиты стадии окаменения Д и Б. Зона коксовых углей находится на глубинах 6-7 км и более... В целом... депрессия по условиям катагенеза относится к числу весьма перспективных. К северо-западу от этой депрессии наиболее метаморфизованные породы приурочены к сводам Солоховской и Глинско-Розбышевской структур... зона коксовых углей в пределах Солоховской площади находится на глубине 4,5 км, а Глинско-Розбышевской — 5 км. В целом на большей части описываемого района зона К погружается до 6 км и более” (с. 5).

Эти корректировки существенно повышают перспективы газоносности глубоких горизонтов Полтавско-Шебелинского сегмента ДДВ, можно сказать настолько, что на сегодняшний день обоснованность их бурением пока не доказана. В то же время по зоне открытых палеозойских структур юго-востока ДДВ Н.Ф. Балуховский и В.К. Гавриш (1968) подтвердили отрицательные прогнозы и считают, что “...произведенный ранее подсчет прогнозных запасов для этой территории нуждается в уточнении (с. 6)... На Новомечебиловской площади УкрНИГРИ рекомендует... бурение параметрической скважины до 5000 м, что нецелесообразно” (с. 7). Позднее на Новомечебиловской площади глубокими скважинами (до 5,9 км) в отложениях нижнего карбона была вскрыта зона водорастворенных кислых газов, обычно распространенная ниже главной зоны газообразования и, следовательно, свидетельствующая о бесперспективности вскрытого разреза.

В отношении перспективности глубоких горизонтов на Шебелинском месторождении авторы пишут: “Бурение и испытание двух скважин — 200 и 300 — привело к отрицательной оценке Шебелинского газового месторождения на глубинах свыше 4000 м” (с. 8). Этим выводом Н.Ф. Балуховский скорректировал свой собственный прогноз, сделанный в 1959 г.: “По ориентировочным данным значительные залежи газа находятся в каменноугольных отложениях. В связи с этим необходимо форсировать разведку газа в карбоне. Из запроектированных скважин следует предусмотреть бурение одной-двух скважин на глубину 5000 м с целью выяснения общих перспектив месторождения” (Н.Ф. Балуховский, 1959, с. 140).

Мы сейчас не будем выражать солидарность или, наоборот, несогласие с прогнозами Н.Ф. Балуховского, так как считаем, что перспективность зон высокого катагенеза пород следует рассматривать с уче-

том влияния некоторых других факторов (типа ловушек, перспективности на нетрадиционный газ центрально-бассейнового типа), что и будет сделано ниже с учетом более поздних исследований. Здесь же только отметим, что катагенез пород выше определенного значения, безусловно, отрицательно влияет на перспективы нефтегазонасности нефти и заслуги Н.Ф. Балуховского в анализе этой проблемы несомненны.

В заключение приведем перечень стратиграфических комплексов, которые Н.Ф. Балуховский (1967) считал нефтегазопроизводящими: “К числу газонефтепроизводящих в ДДВ могут быть отнесены следующие комплексы отложений, обогащенные органическим материалом: семилукские (доманик) и воронежско-евлановские слои, турнейско-нижневизейские, верхневизейские, намюрские и башкирские комплексы отложений (с. 89). С позиций современной изученности этого вопроса (Геолого-математическая модель... 1985) к этим комплексам можно добавить газогенерационный потенциал отложений московского яруса в юго-восточной части ДДВ.

В рассматриваемый период о перспективности глубоких горизонтов в ДДВ высказывались и некоторые другие исследователи. Так, В.М. Завьялов (1968) считает, что “...осадочные бассейны, где в нижних горизонтах развиты соленосные формации, нужно рассматривать как первоочередные объекты для поисков месторождений нефти и газа на больших глубинах. Весьма перспективным регионом для подобных исследований является ДДВ... Основные надежды на открытие новых крупных месторождений нефти и газа связываются с разведкой подсолевых и межсолевых девонских отложений, залегающих на глубинах более 4,5-5,0 км” (с. 81). Как отмечалось вначале этого раздела, все открытые к настоящему времени залежи УВ в глубоких (более 5 км) горизонтах связаны с нижнекаменноугольными, а не девонскими отложениями.

И.Г. Баранов, Е.К. Гончаров, Б.П. Кабышев и В.А. Мелихов (1969) определили принцип выбора мест для заложения сверхглубоких скважин в ДДВ, считая, что их надо “...закладывать так, чтобы в интервале глубин 5-7 км они проходили по наиболее перспективным комплексам (верхнее визе, подсолевой и межсолевой девон)” (с. 16). Исходя из этого, ими было предложено бурение следующих сверхглубоких скважин:

а) на нижнекаменноугольные отложения: сводовые части Сливковской, Шебелинской, Березовской и Славянской структур;

б) на девонские отложения: Качановская, Радченковская, Сагайдакская, Прилукская и Адамовская площади...

в) на средне- и верхнекаменноугольные отложения... — Кегичевская, Новоефремовская, Западно-Крестищенская, Мелиховская” (с. 17).

На пребывавших в бурении на глубокие (более 4-4,5 км) горизонты из приведенного списка структур после 1969 г. на Березовской открыто среднее по запасам газоконденсатное месторождение с залежами в нижнем карбоне, на Сагайдакской из нижнесоленосных или подсолевых отложений девона получены полупромьшленные притоки нефти;

на Шебелинской, Славянской, Спиваковской и Западно-Крестищенской получены отрицательные результаты. К вопросу о типах перспективных объектов в глубоких (подземогенных) горизонтах карбона юго-восточной части ДДВ мы вернемся ниже.

**5.5. Перспективность неантиклинальных ловушек
(прогнозы А.А. Билыка, Ю.А. Арсирия, К.С. Супрунюка,
Р.И. Андреевой, Н.Я. Барановской, Н.Т. Пашовой,
Б.П. Кабышева и др.)**

В 1960-е годы, наряду с началом изучения перспектив нефтегазонасности глубокозалегающих горизонтов, в ДДВ были начаты исследования перспективности и другого важного нетрадиционного объекта поисков месторождений — неантиклинальных литолого-стратиграфических и тектонически экранированных ловушек. Обусловлено это было как теоретическим интересом исследователей, изучавших формирование месторождений в разных условиях, так и все более проявлявшимся с годами практическим значением этого направления поисков. Последнее было обусловлено сокращением фонда неопискованных крупных структур в высокоперспективных зонах.

Первыми исследователями, обратившими внимание на значение перерывов и несогласий в образовании месторождений нефти и газа в ДДВ, были А.А. Билык, Л.С. Палец, С.Е. Черпак (1959). Они выделяли преднижне- и предверхневизейские, преднамюрское, предбашкирское и предверхнепермское (предтриасовое, по современной стратификации) несогласия; отмечали открытие первых в регионе месторождений со стратиграфическими залежами, хотя и на антиклинальных структурах (Радченковское, Сагайдакское, Михайловское). Авторы отмечали значение для нефтеносности регионального предтриасового несогласия, однако прямого прогноза предпересажских стратиграфических залежей нефти гнединцевского типа в цитируемой работе не имеется, хотя в целом, как показано в предыдущем разделе, прогнозы в ней, в том числе и хорошо подтвердившиеся, представлены широко.

К числу первых исследований рассматриваемой проблемы относятся также работы Ю.А. Арсирия (1963) по изучению литологических и стратиграфических ловушек на бортах ДДВ. В разрезе палеозоя в тот период им выделялись три несогласия (предпоздневизейское, предбашкирское и предверхнепермское). Им был сделан вывод, что "...геологические данные о строении моноклиналей как Северного, так и Южного бортов открывают широкие возможности для поисков и разведки стратиграфических и литологических залежей нефти и газа". Дана, хотя и предположительно, дифференциация перспективности двух бортов на указанные типы ловушек: "...из двух бортов впадины наиболее перспективным, по-видимому, является Северный; здесь каменноугольные отложения имеют более надежную покрывку, чем на Южном борту" (с. 9). Автором рекомендовалось начать геолого-геофизические работы с целью поисков залежей на моноклинальных бортах ДДВ. Эти первые, в целом правильные, прогнозы и рекомендации получили достаточно полную реализацию на практике только в нас-

стоящее время, хотя в небольшом объеме бурение и геофизика (правда, без особых успехов в открытии месторождений), проводились здесь и ранее.

В другой работе Ю.А. Арсирий и О.Д. Билык (1963) рассматривают перспективность "...зоны стратиграфического выклинивания в условиях моноклинального залегания отложений нижней перми", проводят аналогию их со строением уже открытого к тому времени Гнединцевского месторождения и на основе этого делают вывод, что такие зоны представляют "...особый интерес..." и что "...поиски и разведку залежей нефти и газа следует проводить в нижнепермских отложениях как на структурах, так и в условиях моноклиналей" (с. 29).

Несколько позднее Ю.А. Арсирий (1964) дает районирование бортовых моноклиналей по перспективности и выделяет "...площади, обладающие благоприятными условиями для образования стратиграфических ловушек в отложениях нижней перми и верхнего карбона" (с. 207), а также в нижнекаменноугольных образованиях. Здесь автор подчеркивает, что выделяемые им на бортах стратиграфические и литологические ловушки перспективны преимущественно на нефть в связи с более высокими требованиями, которые предъявляются к ловушкам для газа из-за его большей проникающей способности.

Кроме того, делая вывод, что основным комплексом на бортах ДДВ "...являются отложения палеозойского возраста", Ю.А. Арсирий и М.В. Худык (1965) подчеркивают, что "...объектом первостепенной важности для поисков стратиграфических залежей нефти и газа являются зоны выклинивания отложений нижней перми и верхнего карбона" (с. 161).

В другой статье И.Г. Баранов и Ю.А. Арсирий (1964) сделали вывод, что на бортах ДДВ "...можно предполагать формирование только литологических и стратиграфических залежей нефти" (с. 63). В пределах грабена ДДВ перспективными, по мнению этих авторов, являются: "Зоны выклинивания отложений нижней перми и верхнего карбона при перекрытии их глинами пересажской свиты верхней перми, а также зоны выклинивания нижневизейских, турнейских и девонских слоев со стратиграфическим или тектоническим экраном у приподнятых блоков центрального грабена Кошелевского типа... Зоны выклинивания нижней перми и верхнего карбона от Берестовского выступа до меридиана г. Харькова, где особый интерес представляет Западно-Харьковская депрессия" (с. 64, 65).

Вывод Ю.А. Арсирия с соавторами о перспективности, тем более "первостепенной важности" отложений нижней перми и верхнего карбона не нашел своего подтверждения последующими работами и в свете современных данных его нельзя считать верным в надежде и на будущие открытия. Ниже рассмотрим это подробнее, так как похожее заблуждение с оценкой перспективности неантиклинальных ловушек в отложениях нижней перми в работах и других исследователей происходило еще длительное время, а во взглядах некоторых специалистов наблюдается и в настоящее время. Что же касается зон выклинивания нижневизейских, турнейских и девонских отложений в условиях неантиклинального залегания, то в первых двух комплек-

сах такие залежи выявлены на Белоусовском, Руденковском и Свиридовском месторождениях.

К.С. Супронюк в ряде публикаций (1966, 1967) охарактеризовал известные к тому времени несогласия в разрезе ДДВ и связанные с ними вторичные изменения пород, ведущие к улучшению их коллекторских свойств. Им подчеркивалась мысль, что наиболее перспективными являются интервалы разреза и площади, где регрессивные серии пород подперерывной толщи несогласно перекрыты трансгрессивной надперерывной толщей. Он высоко оценивал перспективность периферийных частей структурно-фациальных зон нижней перми и верхнего карбона, имеющих субмоноклинальное строение, считая их высокоперспективными на стратиграфические ловушки, в то время как погруженные (внутренние) части таких зон перспективны на сводовые ловушки. “Для поисков залежей нефти и газа в периферийных структурно-фациальных зонах перми и верхнего карбона... следует составить единый комплексный проект геолого-геофизических исследований”, - рекомендовал К.С. Супронюк (1967, с. 69). Понятно, что его выводы сходны с указанными выше представлениями Ю.А. Арсиря, но относятся к моноклинальным участкам внутри грабена. Аналогична и судьба этого прогноза.

В статье И.Ф. Клиточенко, В.Р. Литвинова, К.С. Супронюка (1966) обращается внимание на перспективность зон стратиграфического и литологического выклинивания в северо-западной части ДДВ. Так, “...внутри каменноугольных отложений прослеживаются несколько угловых и стратиграфических несогласий. Наиболее четко выраженное угловое несогласие наблюдается между нижне- и среднекаменноугольными отложениями... Наиболее перспективными в нефтегазовом отношении предполагаются крупные прогибы (Сребненский и др.) и особенно их склоны” (с. 21). Это одна из первых оценок высокой перспективности Сребненской депрессии — средней по размерам отрицательной структуры, т. е. того типа структур, которые не являются перспективными в обычных платформенных условиях.

Названные авторы также рассматривают и вопрос о перспективности нижнепермско-верхнекаменноугольных отложений, для которых “...наиболее благоприятными для скопления и сохранения промышленных залежей нефти и газа являются периферийные зоны (склоны) нижнепермских лагун... Кроме сводовых, здесь имеются благоприятные условия стратиграфических и литологических ловушек для нефти и газа. Эти зоны отнесены к наиболее высокоперспективным в нефтеносном отношении... В первую очередь должна разведываться обширная территория крупной Сребненской нижнепермской лагуны и ее склоны (северо-восточные склоны Щуровского, Иваницкого, Парфиевского, Ивангородского и юго-западные склоны Дмитровского, Великозагоровского поднятий”. Далее авторы говорят о нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях на бортах ДДВ, прогнозируя здесь “...благоприятные условия для образования сводовых и особенно стратиграфических и литологических ловушек нефти и газа... (участки Березна—Мена—Адамовка—Великие Бубны... Козелец—Туровка—Пирятин—Логовики)” (с. 16). Все эти зоны и объекты после

1966 года были детально изучены бурением, и в отложениях нижней перми было открыто только одно небольшое Мильковское месторождение, связанное с нарушенной сбросами антиклинальной складкой. В отличие от других исследователей, не касавшихся вопроса формирования залежей, указанные авторы пишут, что залежи УВ в нижней перми-верхнем карбоне являются вторичными (с. 18), однако изыскатели не освещают как они могли образоваться в моноклинальных ловушках при отсутствии в отложениях собственного генерационного потенциала.

Сходная с представлениями указанных выше авторов точка зрения о перспективности верхнекаменноугольных отложений в поднесогласном залегании была высказана в эти годы и Б.П. Кабышевым (1969) с той лишь разницей, что относилась в преднижнепермскому (предникитовскому) несогласию и погребенным под ним поднятиям. На основе сделанного им вывода о том, что в северо-западной части ДДВ, в отличие от юго-восточной, преднижнепермское несогласие выражено резче, чем предпересажское, в отложениях верхнего карбона прогнозировалось наличие погребенных поднятий и стратиграфических залежей УВ. Погребенные поднятия после этого были выявлены, предникитовское несогласие на них и в региональном плане проявляется четко, однако стратиграфических залежей под ним, как на неантиклинальных, так и на погребенных малоамплитудных поднятиях, не установлено.

Открытие новых месторождений в средней части ДДВ В.А. Аверьев, З.М. Захарян и Н.Т. Пашова (1967) связывают, кроме сводовых, с неантиклинальными литолого-стратиграфическими и тектонически экранированными ловушками разных стратиграфических комплексов. Говоря об нижнекаменноугольном этапе, авторы пишут, что “...региональная нефтегазоносность этих отложений делает их основным объектом разведочных работ в рассматриваемой части впадины” (с. 236). В этом комплексе “...к менее мощным выклинивающимся пластам-коллекторам приурочены литологические и тектонически экранированные залежи... не только на крыльях отдельных структур, но и на склонах крупных тектонических блоков (сводов, выступов и др.) в грабене, а также в пределах бортовых частей впадины, прежде всего северного... Залежи нефти и газа в них могут быть связаны с относительно маломощными прослоями пород-коллекторов, выклинивающимися по восстанию пластов или фациально замещающихся непроницаемыми породами, а также в результате экранирования тектоническими нарушениями” (с. 236, 237).

Хотя промышленная нефтегазоносность неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушек в ДДВ еще не приобрела всеобщего характера в части новых открытий, но уже выявленные месторождения этого типа (Волошковское, Белоусовское, Мехедовско-Голотовщинское, Свиридовское и др.) свидетельствуют, что прогнозы В.А. Аверьева и др. (1967) в отложениях нижнего карбона подтверждаются поисковыми работами. Это в отличие от следующего прогноза: “В зонах выклинивания хемогенной толщи, главным образом каменной соли

нижней перми, возможно образование стратиграфически экранированных залежей нефти и газа при условии наличия непроницаемой покрывки низов верхней перми. Это может иметь место как в бортовых частях впадины, например, на Малоорчиновском структурном заливе или Ахтырском выступе, так и по периферии отдельных поднятий, например, Солоховско-Диканьского (с. 238)... подобного типа залежи могут быть не только на структурах, но и на бортовых частях впадины” (с. 239). Эти прогнозы не подтвердились, хотя на Солоховско-Диканьском валу проводилось специальное бурение на залежи в зонах выклинивания отложений нижней перми-верхнего карбона (скв. 100, 101), а на других, названных выше участках эти отложения оценивались попутно при бурении на нижнекаменноугольные отложения.

Р.И. Андреева, И.Ф. Клиточенко, А.П. Марченко, Н.Т. Турчаненко, М.В. Чирвинская (1969), как и многие другие исследователи, считают отложения славянской, никитовской, картамышской свит регионально нефтегазоносными: “...на моноклинальных склонах Днепровского грабена интерес для разведки представляют зоны выклинивания хемогенных отложений нижней перми”; их залегание “...создает реальные предпосылки для поисков стратиграфически экранированных залежей. Представляют интерес также поиски литологических залежей в связи с линзовидным включением песчаных пластов картамышской свиты” (с. 1). Авторы указывают на конкретные объекты для таких поисков — Котелевская, Валковская депрессии, северный склон Ново-Водолажской структуры, выходы из Южно-Машевского и Кобзевского прогибов, где “...необходимость сосредоточения работ на изучение структур неантиклинального типа не вызывает сомнений”. К сожалению, прогнозы эти не подтвердились, хотя в значительной степени рекомендации проверялись бурением.

Частично другой состав авторского коллектива (П.Ф. Шпак, Р.И. Андреева, Ю.А. Арсирый, М.И. Бланк, Н.Т. Турчаненко, М.В. Чирвинская (1969) считает, что в зонах выклинивания ДДВ “...весь разрез палеозойских отложений представляет несомненный интерес для поисков залежей нефти и газа, в том числе и перечисленных типов (в зонах выклинивания. — Б. К.), в частности, “...зоны регионального срезания пород нижней перми и верхнего карбона в условиях моноклинального залегания слоев и границ грабена и локальные участки вокруг приподнятых крупных валообразных поднятий (Солоховско-Диканьское, Глинско-Розбышевское и др.)... область замещения эффузивно-осадочного комплекса девонских пород одновозрастными галогенными формациями, зоны перехода каменноугольных терригенных отложений донецкого типа в карбонатные породы платформенного характера” (с. 60).

“Практический интерес в этом аспекте представляют зоны выклинивания хемогенных отложений нижней перми на моноклиналях краевых частей грабена” (с. 61). Для поисков залежей УВ в таких условиях авторами рекомендованы “...работы в этом направлении на отдельных участках (профиль южнее Машевского поднятия, про-

фильное бурение Шевченко—Купянск и др.)” (с. 61). Убежденность авторов в перспективности этого направления поисков настолько большая, что даже “...отсутствие промышленных скоплений нефти и газа на этих площадях не должно быть основанием для отрицательной оценки перспектив нефтегазоносности зон выклинивания в целом” (с. 62). Однако этот прогноз, как и предшествующие ему прогнозы в зонах выклинивания отложений нижней перми-верхнего карбона, также не подтвердился последующими поисковыми работами.

Н.Я. Барановская, И.Н. Головацкий и др. (1969) высокую перспективность нижнепермских отложений на Гнединцевском и Леляковском месторождениях объясняют наличием здесь стратиграфических ловушек, которых нет на Малодевицкой и Озерянской площадях. В связи с этим вся “...зона несогласного перекрытия верхнекаменноугольных и нижнепермских отложений верхнепермскими представляется весьма перспективной для поисков стратиграфически экранированных залежей. Наиболее благоприятными являются структурные выступы, носы, террасы и древние заливы, располагающиеся в настоящее время на моноклинальных склонах... ..в данной зоне... Шишакский и Матяшевский выступы... ..район, расположенный северо-восточнее Радченковской структуры” (с. 8, 9).

Прогноз Н.Я. Барановской с соавторами также не подтвердился. Кроме прочего, он не обоснован с точки зрения и авторского критерия — возраста ловушек. Действительно, стратиграфическое несогласие на Гнединцевском и Леляковском месторождениях более древнее, чем поднятия, элемент ловушек здесь есть. Но одно несогласие ловушек не образует. Последние здесь возникли благодаря сочетанию несогласия и локального поднятия и в целом, как на Малодевицком и других соседних площадях, по возрасту являются молодыми (мезозойско-предпалеогеновыми) (В.А. Витенко, Б.П. Кабышев, 1977).

Б.П. Кабышевым и др. (1965), обосновавшими в 1960-е годы конседиментационное развитие в каменноугольный период Северного краевого и других крупных разрывных нарушений, был сделан также вывод, что в отложениях карбона ДДВ “...наиболее перспективными участками для поисков литологических залежей являются зоны повышенных градиентов мощности каменноугольных отложений (места конседиментационных флексур и сбросов). В этих зонах наряду с резким изменением мощности осадков карбона происходит более резкое изменение литологического состава пород. Поэтому в подобных зонах имеется большая возможность образования литологически выклинивающихся ловушек” (с. 106).

К концу 1960-х—началу 1970-х годов относится также и начало целенаправленных исследований перспективности поисков залежей в тектонически экранированных ловушках на моноклинальных участках ДДВ (Б.П. Кабышев, 1970). Этому предшествовала работа по выделению критериев перспективности таких ловушек в других регионах мира — тип (согласный, несогласный) и конседиментационность сбросов, характер экранирования пород по ним, обращенность блоков в сторону осевых частей впадин и др. На основе этого были выделены условия, благоприятные для образования

залежей в тектонически экранированных ловушках: “Таковыми условиями в ДДВ обладают нижнекаменноугольные, девонские и частично среднекаменноугольные отложения. Первоочередным объектом поисков являются нижнекаменноугольные отложения... отложения верхнего карбона и нижней перми малоблагоприятны для этой цели, так как характеризуются невыдержанным литологическим составом пород” (с. 33, 34). С позиций сегодняшнего дня следует добавить, что отложения нижней перми-верхнего карбона малоблагоприятны не только по этой причине, но и вследствие отсутствия или незначительности в них собственного нефтегазогенерирующего потенциала.

“В площадном отношении перспективными участками для поисков тектонически экранированных залежей являются зоны краевых нарушений Днепровского грабена, моноклиналильные участки в пределах самого грабена, а также, хотя и в меньшей степени, борта впадины. Наиболее перспективной является зона северного краевого нарушения... Не исключается возможность наличия здесь несогласных сбросов с северным наклоном сбрасывателя... В осевой части Днепровского грабена перспективными для поисков... являются далекие погружения-крыльев и периклиналей крупных положительных структур (Солоховско-Диканьская, Глинско-Розбышевская, Малосорочинско-Радченковская и др.), структурные носы, экранированные сбросами (Озерянский, Дорошевский и др.), межструктурные зоны и т. д.” (с. 34).

Эти прогнозы имели преимущественно обобщающий характер, без детализации до конкретных поисковых объектов и в этом плане (оценка перспективности продуктивных комплексов и зон ДДВ на неантиклинальные, тектонически экранированные залежи), однако можно сказать, что они подтверждаются проводимыми поисково-разведочными работами. К настоящему времени в регионе выявлено 16 месторождений с залежами тектонически экранированного типа, причем на половине из них (Пирковское, Шумское, Побыванское, Краснозаярское, Озеряньское, Шуриновское, Огульцевское, Платовское) ловушками являются моноклиналильные блоки, а на другой половине — экранированные сбросами структурные носы и полуантиклинали (Южно-Афанасьевское, Ярмолинцевское, Суховское, Борисовское, Вишневское, Мусиенковское, Островерховское месторождения). Кроме того, на 14 месторождениях ДДВ неантиклинальные залежи связаны с комбинированными ловушками, образованными литологическими и тектоническими экранами (Абазовское, Руденковское, Разумовское, Комышнянское, Макарецкое, Селюховское и др.). Большинство из таких месторождений приурочено к отложениям нижнего карбона, в меньшей степени — к среднему. В нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе, как и прогнозировалось автором, неантиклинальных, тектонически экранированных залежей не выявлено. В залежах экранирующие сбросы чаще согласные, хотя есть и несогласные (Южно-Афанасьевское, Юльевское месторождения).

5.6. Девонские отложения (прогнозы Н.Е. Чуприна, А.Я. Ларченкова, П.С. Хохлова, М.В. Чирвинской, Г.С. Брайловского, В.М. Завьялова, С.Е. Черпака и др.)

Прогнозные исследования девонских отложений ДДВ в 1960-е годы характеризовались тем, что под влиянием многочисленных открытий месторождений газа и нефти в других стратиграфических интервалах разреза и отсутствия результатов в этой толще эйфория с девоном (считавшегося основным, наиболее перспективным комплексом региона) в значительной степени, хотя и не у всех исследователей, была преодолена. Одновременно этот период, как и следующее десятилетие, по сравнению с предшествующим и последующим временем характеризуется наиболее интенсивным изучением девона бурением, геофизическими работами и научными исследованиями, чему способствовало открытие девонской нефти в соседнем Припятском прогибе и продолжающаяся высокая оценка этого комплекса геологами ДДВ.

В прогнозных исследованиях этого периода больше внимания уделялось сравнительной оценке отдельных толщ девонского разреза — подсолевой (живетско-франской), нижнесоленосной, межсолевой (фаменской) и надсолевой (фаменской). Многолетнее изучение девона проводила группа сотрудников УкрГГРИ под руководством Н.Е. Чуприна (Л.П. Ковтунов, А.Я. Ларченков, Л.П. Алексеева, В.А. Разницын). Так, в работе, посвященной нефтегазоносности фаменских отложений, А.Я. Ларченков, Л.П. Ковтунов и Н.Е. Чуприн (1966) отмечали, что “...основные перспективы девонского комплекса осадков связываются с так называемыми подсолевыми (франскими и живетскими) отложениями, мощные толщи которых перекрываются надежной соленосной крышкой и имеют, судя по последним геофизическим данным, благоприятные структурные условия для образования газонефтяных залежей... фаменские отложения также имеют все необходимые условия для образования в них залежей нефти и газа” (с. 55), среди них “...наиболее интересными с точки зрения нефтегазоносности являются отложения межсолевой толщи (задонско-елецкие слои)” (с. 56). Распространение этой толщи авторы приурочивают только к северо-западной и южной прибортовой зонам ДДВ, считая, что в центральной и северной прибортовой зонах (в том числе и Ахтырском районе) они отсутствуют (рис. 2 в работе А.Я. Ларченкова и др., 1966).

“Наиболее распространенным типом ловушек для рассматриваемых отложений, по-видимому, будут стратиграфические, приуроченные к поверхностям несогласий... Наибольший, по-видимому, интерес в этом отношении будут представлять те структуры, где в разрезе отсутствуют турнейские и нижневизейские отложения, а верхневизейские залегают непосредственно на девонских... Наличие указанных перерывов в осадконакоплении способствует образованию в пределах крыльев и периклиналей благоприятных для скопления нефти и газа стратиграфических ловушек” (с. 59, 60). Обратим внимание на наибольшую оценку авторами девона в зонах предкаменноугольного несогласия, так как позднее появились работы с прямо противополо-

ложным представлением.

Н.Е. Чуприн, Л.П. Ковтунов, А.Я. Ларченков, Л.П. Алексеева (1965) не акцентируют внимание на подсолевой девонской толще, как наиболее перспективной в этом комплексе, а рассматривают ее примерно равной с другими — “...межсолевая толща требует самого пристального внимания” (с. 24), а “...особого внимания в отношении нефтегазоносности заслуживают соленосные и подсолевые отложения” (с. 25). Авторы называют 6 наиболее перспективных участков для поисков нефти и газа в девоне, расположенных в районах Прилукской, Анисовской, Антоновской, Адамовской, Холмской, Радченковской, Сагайдакской, Исачковской, Ромодановской, Колайдинской, Великобогачанской, Зачепиловской, Михайловской и др. структур Белоцерковского выступа. В последующие 10—15 лет на большинстве из этих объектов был выполнен значительный объем глубокого бурения для изучения девонских отложений, получен богатый материал о строении этого комплекса отложений, однако залежей нефти или газа выявлено не было.

Первые месторождения в девоне (Бугреватовское, Козиевское, Западно-Козиевское), где залежи нефти в этом комплексе залегают ниже каменноугольных, были открыты в 1975 г., а только девонское нефтегазоконденсатное Лычковское месторождение — в 1985 г. Во всех случаях продуктивными являются осадки фаменского яруса межсолевого девона, но без наличия в разрезе верхней соленосной толщи.

В более поздней работе Н.Е. Чуприн и др. (1970) к высоко- и перспективным землям по девону относили центральную (со всеми тремя продольными зонами) часть ДДВ (восточнее г. Ични), а к “менее перспективной” — крайнюю северо-западную часть. Авторы сделали вывод, что, “...располагая материалами сегодняшнего дня, с уверенностью можно сказать, что девонские отложения впадины регионально нефтегазоносны, а открытие большой девонской нефти и газа — дело ближайшего будущего” (с. 7). К сожалению, это будущее большой девонской нефти все еще не наступило, а для первых месторождений в девоне (Бугреватовское, Козиевское) началось с 1975 г.

Г.С. Брайловский и А.М. Синичка (1968) на основе обобщения материала по средней части ДДВ сделали вывод, что “...нефтегазоносность девонских отложений в ДДВ носит региональный характер и именно в них должны содержаться основные залежи” (с. 220). Такой уклон перспективности в сторону девона с 1960 годов уже становился нехарактерным для большинства исследований, но вот изредка еще проявлялся. В другой работе Г.С. Брайловский (1966) высоко оценивал перспективы нефтегазоносности девонских отложений на солянокупольных “...структурах Исачки-Ромодан, Лейково-Радченки, Поздняки-Чернухи”, где, по его мнению, “...межсолевой и подсолевой структурные планы в основном соответствуют надсолевому” (с. 25). “Важно отметить, что в структурных ловушках под массивом соли существовали условия более благоприятные для сохранения залежей нефти и газа, чем в более молодых, т. к. толща каменной соли, являясь превосходным экраном, препятствовала вертикальной миграции углеводородов. Миграция в более молодые отложения через пласты соли

могла происходить только по сильно нарушенным зонам и в местах минимальных мощностей непроницаемых экранов. Примером этому может служить Роменская, Исачковская, Радченковская, Зачепиловская и др. структуры... Сравнительно небольшие запасы нефти и газа, разведанные в надсолевых толщах указанных месторождений, являются, очевидно, производными более крупных залежей в подсолевых отложениях” (с. 25, 26).

Приведенная цитата наглядно характеризует, насколько сильная была вера и убежденность исследователей в подсолевой девонский комплекс, как наиболее перспективный и, главное, источник УВ в вышележащих отложениях. Это была именно вера и убежденность, а не выводы, основанные на изучении фактического материала, которого тогда еще было очень мало, а по большинству зон не было вообще. Из названных С.Г. Брайловским (1966) структур в бурении на девонские отложения, в том числе подсолевые, пребывали объекты Исачковско-Ромодановского вала. Как и на территории соседнего Остапьевско-Белоцерковского выступа, было установлено, что девон сложен сравнительно маломощными плотными терригенными отложениями субконтинентального происхождения. Залежей нефти или газа в них не было выявлено.

В 1960-е годы сейсморазведкой КМПВ в ДДВ были установлены крупные выступы фундамента (Кошелевский, Лысогорский, Монастырищенский, Мринский и др.) и разделяющие их впадины, проявляющиеся и по подсолевым девонским отложениям и оказавшие сильное влияние на распределение мощностей и литофациальный состав образований девона в целом. С этими выступами фундамента П.С. Хохлов, М.В. Чирвинская, И.Ф. Клиточенко и др. (1967), как и многие другие исследователи в этот период, связывали наибольшие перспективы нефтегазоносности девонского комплекса отложений. В названной работе обосновываются такие перспективы в северо-западной части ДДВ на участке Чернигов-Прилуки.

Авторы пишут: “Наличие в девоне мощных толщ каменной соли, небольших залежей тяжелой нефти (Ромны), многочисленных прямых нефтепроявлений и др... позволяет рассчитывать на открытие в пределах рассматриваемой территории значительных скоплений нефти и газа в подсолевых и, возможно, в межсолевых отложениях девона. В этом отношении наиболее перспективным объектом является Лысогорский выступ, расположенный в заведомо нефтегазоносном районе... принципиальное значение имеют, кроме Лысогорского, склоны и периклиналы Кошелевского и Монастырищенского выступов. Определенный интерес для поисковых работ представляет также Мринское мысообразное поднятие фундамента... степень перспективности рассматриваемой части грабена закономерно уменьшается по мере приближения к Брагинско-Черниговскому выступу. Последний вместе с возвышенной частью Кошелевского выступа не представляет интереса в нефтегазоносном отношении” (с. 18, 19).

П.С. Хохловым и др. (1967) был предложен комплекс геофизических работ и бурения на изучение указанных выше выступов фундамента и поиска месторождений в девоне, который позднее был в зна-

чительной степени реализован. На анализе этих работ и причинах отрицательных результатов поисков мы остановимся позднее, так как изучение выступов фундамента продолжалось и в 1970-е годы.

В.М. Завьялов и С.Е. Черпак (1967) считали, что "...на востоке Украины девонские отложения являются главным резервом для развития добычи нефти и газа в последующем пятилетии" (с. 9). А "...выявление в подсолевом девоне Днепровско-Донецкого региона крупных месторождений даст возможность в сравнительно короткий срок увеличить темпы добычи горючих ископаемых" (с. 8).

Сходные с изложенными выше представления о перспективности отдельных частей девонского разреза и выступов фундамента высказывались в тот период и Б.П. Кабышевым (1970) — "...на выступлениях могут быть открыты крупные сводовые залежи полного контура и большие по площади" (с. 12). К сожалению, они не были открыты.

Как видно из вышеизложенного, в исследованиях 1960-х годов нефтегазоносность девонских отложений рассматривалась дифференцированно по отдельным толщам, однако большинство исследователей наибольшие перспективы связывали с подсолевым комплексом. В этот период в целом продолжалась эйфория с переоценкой перспективности девонского комплекса отложений. И недалек был от правильной оценки ситуации с перспективностью девона в тот период Н.Е. Чуприн (1967), когда писал, что "Основные перспективы нефтегазоносности в ДДВ, по мнению большинства исследователей, связываются с девонскими отложениями" (с. 55). Да, так действительно было, разве что количество сторонников таких представлений в конце 1960-х годов несколько уменьшилось.

5.7. Количественная оценка начальных ресурсов УВ (прогнозы Ю.А. Арсирия, К.Ф. Орловой, Е.К. Гончарова, Б.П. Кабышева и др.)

Количественная оценка ресурсов УВ в анализируемый период выполнялась дважды — в 1964 и 1969 гг. Вспомним, что первая такая оценка (1959 г.), при наличии близких данных с последним (1993 г.) подсчетом, в целом по ДДВ показала очень сильное завышение оценок начальных ресурсов УВ по девонскому комплексу (в 4,7 раза), среднему карбону (в 5,1 раза), мезозою (в 3,4 раза) и суммарно по всем комплексам отдельно по нефти (в 2,7 раза) при одновременном занижении ресурсов нижнего карбона (59 % от современной оценки) и нижней перми-верхнего карбона (66,5 %).

В 1964 г. подсчет начальных и прогнозных ресурсов, как и в 1959 г., выполнялся до глубины 5 км; руководили им Ю.А. Арсирий и К.Ф. Орлова (1965). Как указывают авторы (Ю.А. Арсирий и др., 1965), "...наибольшие запасы (начальные ресурсы УВ. — Б. К.) сосредоточены в отложениях нижней перми и верхнего карбона... Наибольшая плотность распространяется на значительной территории южной и северной зон системы ступенчатых сбросов. Малоперспективные земли — это преимущественно территория бортовых частей впадины и некоторые участки зон системы ступенчатых сбросов, примыкаю-

щие к бортам" (с. 8). Наибольшие начальные ресурсы УВ в 1964 г. были насчитаны в нижней перми-верхнем карбоне (51,5 %), меньшие — в девоне (27 %) и нижнем карбоне (10,7 %) и еще меньшие — в среднем карбоне (5,9 %) и мезозое (4,9 %).

Сравнение этой оценки с современной (табл. 2, рис. 3, 4) показывает, что в 1964 г. общая оценка примерно сохранилась на уровне 1959 г. — по сумме УВ выше современной на 26 %, а отдельно нефти — в 2,95 раза. Однако по продуктивным комплексам произошли существенные изменения. Ресурсы по девону еще больше увеличились и стали больше современных в 9,5 раза, т. е. соответствовали изложенной выше качественной характеристике перспектив нефтегазоносности этого комплекса, названной нами выше всеобщим заблуждением геологической мысли исследователей ДДВ.

Увеличилась также оценка мезозоя (стала в 7,8 раза больше современной). Понижились, приблизившись к современным, оценки начальных ресурсов по среднему карбону и нижней перми-верхнему карбону (соответственно, 111 и 140 % от современных). Как и с девонем, в сторону большей недооценки произошло изменение оценки начальных ресурсов и по нижнему карбону — в 1964 г. она составляла 33,2 % от современной. Это было в 1,5 раза ниже от ныне уже имеющих разведанных запасов УВ в этом комплексе.

Изменение оценок в 1964 г. по нижнепермско-верхнекаменноугольному, среднекаменноугольному и мезозойскому комплексам произошло в основном под влиянием практических результатов поисков — наращивания запасов газа по уникально крупному в регионе Шебелинскому месторождению и открытия крупных нефтяных Гнединцевского и Леяковского месторождений.

На это же время приходится пик открытий в мезозое, значение которых прогнозисты переоценили. За мелкими (на раннем этапе поисково-разведочных работ) открытиями в нижнем карбоне исследователи, производящие подсчеты, не рассмотрели большого будущего этого комплекса, к тому же и девон отвлекал все перспективы на себя.

Таким образом, один из двух основных в настоящее время продуктивных комплексов в ДДВ — верхний (нижнепермско-верхнекаменноугольный) — под влиянием практических результатов поисков в 1964 г. получил свою реальную, близкую к современной оценку. А вот нижняя неразведанная часть разреза оценивалась неверно: наибольшие перспективы нефтегазоносности связывались с девонским, а не с нижнекаменноугольным комплексом. Характерно, что суммарные величины начальных ресурсов УВ по девону и нижнему карбону в оценках 1964 и 1993 гг. являются примерно одинаковыми (табл. 2, рис. 3, 4). Следовательно, в 1964 гг. было не просто завышение оценки девона, а завышение за счет занижения перспективности нижнекарбонного комплекса. Вопрос этот весьма интересен с гносеологической точки зрения, поэтому к причинам, его породившим, мы еще вернемся.

Следующий, в 1969 г., подсчет прогнозных ресурсов УВ в ДДВ, который производился под руководством Ю.А. Арсирия и Е.К. Гончарова, впервые был выполнен до глубины 7 км (рис. 3, 4, табл. 2) (Ю.А. Арсирий и др., 1971). Как и прежде, наибольшие начальные ре-

Таблица 2. Оценка начальных извлекаемых ресурсов УВ в ДДВ в 1964 и 1969 гг. (в % от оценки 1993 г.)

Продуктивные комплексы	1964 г. (до 5 км)			1969 г. (до 7 км)		
	833	768	776	123	292	263
Мезозойский						
Нижнепермско-верхнекаменноугольный	476	116	140	164	125	127
Средний карбон	530	66	111%	97	155	151
Нижний карбон	100	23,2	33,2	48	75	72
Девон	575	1940	954	153	367	271
Всего	295	110	126	97	112	108

сурсы УВ были насчитаны в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе (41,3 %), на второе место впервые вышел нижний карбон (33,9 %), а девон отодвинулся на третье (15,5 %). Меньшие оценки, как и прежде, получили средний карбон (7,8 %) и мезозой (1,5 %). Важно отметить, что по всем комплексам изменения в количественных оценках начальных ресурсов УВ с 1964 по 1969 гг. произошли в направлении приближения их к современным значениям. Но это динамика изменения. Абсолютные же величины ресурсов, теперь уже до глубины 7 км, по отдельным комплексам были еще далеки от современных. Почти современной была оценка суммарных начальных ресурсов в целом по региону (всего на 8 % больше), в том числе и отдельно по нефти и газу. Близкими к современным были оценки ресурсов по среднему карбону и нижней перми-верхнему карбону (соответственно, на 51 и 27 % больше). Наибольшие неподтверждения прогнозов, как и прежде, связаны с девоном и нижним карбоном — оценка первого составляла 271 %, а второго только 72 % от современной. Как видим, завышение перспективности девонского комплекса за счет нижнекаменноугольного и в 1969 г. сохранилось, хотя величина недостоверности существенно уменьшилась. Все изменения в количественной оценке ресурсов УВ в ДДВ происходили под влиянием как практических результатов поисково-разведочных работ (открывались месторождения преимущественно в нижней перми-верхнем карбоне и нижнем карбоне), так и теоретических исследований, которыми все увереннее и детальнее обосновывался наибольший в регионе нефтегазогенерационный потенциал в образованиях нижнего карбона.

Резюмируя особенности и подтверждаемость прогнозов нефтегазонасности в ДДВ в 1960-е годы, следует отметить следующие наиболее существенные положения:

1. После длительного, можно сказать, кризисного развития нефтегазопроисковых работ в юго-восточной части региона, начавшегося после открытия Шебелинского месторождения в 1950 г., была решена проблема выявления крупных газовых месторождений в нижнепермско-верхнекаменноугольном продуктивном комплексе, приуроченных к погребенным межштоковым структурам (Кегичевское, Крестищенское и др.). Произошло это при почти одновременном выделении структур усовершенствованной сейсморазведкой и научным прогнозированием таких объектов. Последние выделялись в пределах только антиклинальных зон (Р.И. Андреева и др.), или также в межструктурных прогибах (А.А. Агишев и др.). Последующими работами подтвердилась первая точка зрения.

2. Прогнозы перспективности продуктивных комплексов и районов ДДВ в большинстве исследований начали приближаться к современным представлениям и фактически установленным перспективам. Наибольшая перспективность в этот период прогнозировалась в нижнепермско-верхнекаменноугольном и каменноугольном (без подразделения) комплексах отложений в центральной (осевой) и северной прибортовой зонах ДДВ, меньшая — в остальных зонах. Разнобой

в оценках (от перспективной до бесперспективной) наблюдался для территории крайнего северо-запада (Черниговско-Ичнянская зона). Вместе с тем в немалом количестве работ продолжалось заблуждение геологической мысли с завышением перспективности девонского комплекса. В некоторых работах низко оценивались борты ДДВ.

3. Впервые обособились прогнозы на поиски крупных и средних по размерам месторождений, которые с примерно одинаковой частотой предсказывались в отложениях нижней перми-верхнего карбона и нижнего карбона, с одной стороны, и в девонском комплексе, с другой, причем некоторыми исследователями девон ставился на первое место по перспективности на месторождения этого ранга.

4. Впервые в прогнозных исследованиях была поставлена проблема оценки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов, к которым в 1960-е годы относили залежи на глубинах более 4 км. Как и по крупным месторождениям, наибольшие перспективы в этом случае связывались с девонскими и нижнекаменноугольными отложениями, однако девону отдавало предпочтение большее количество исследователей.

5. Приобрели достаточно широкое развитие исследования по выделению и оценке перспективности неантиклинальных стратиграфических, литологических и тектонически экранированных ловушек. При этом в абсолютном большинстве работ (в 11-ти из 14-ти) предпочтение на этом этапе отдавалось перспективности только или преимущественно зонам выклинивания нижнепермско-верхнекаменноугольных отложений под хемогенной региональной покрывкой. Теперь совершенно очевидно, что этот прогноз оказался недостоверным. А массовость таких ошибочных разработок в 1960-е и последующие годы позволяют классифицировать его как крупное заблуждение геологической мысли исследователей ДДВ. По существу, только в одной работе этого периода (Б.П. Кабышев, 1970) и только для неантиклинальных, тектонически экранированных ловушек нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс был оценен как малоблагоприятный для поисков, а основные перспективы связывались с нижним карбоном, девонем и частично со среднекаменноугольными отложениями. Указанное заблуждение имеет свое гносеологическое обоснование, на котором мы остановимся ниже.

6. В девонском комплексе наибольшие перспективы нефтегазоносности большинством исследователей связывались с подсолевыми отложениями, реже с межсолевыми. Появились обоснования (П.С. Хохлов и др.) о наибольшей перспективности в девоне крупных выступов докембрийского фундамента.

7. В количественной оценке начальных ресурсов УВ, выполнявшейся в 1964 и 1969 гг., по всем продуктивным комплексам произошли изменения в направлении приближения к современным данным. Однако при близких к современным значениям ресурсов в целом по ДДВ и отдельно по среднему карбону и нижней перми-верхнему карбону оценки ресурсов по девонскому комплексу остались сильно завышенными, а по нижнему карбону — значительно заниженными. Это соответствовало качественным оценкам их перспективности большинства исследователей.

1. Аверьев В.А., Захарян З.М., Пашова Н.Т. Некоторые закономерности размещения залежей нефти и газа в средней части ДДВ и поиски новых месторождений//Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине. - К.: Наукова думка, 1967. - С. 235-239.

2. Авсеенков В.Ф., Лукин А.Е., Полищук А.Л., Трухан Л.А. Анализ и обобщение материалов по литологии и стратиграфии нижнепермских и верхнекаменноугольных отложений и литолого-фациальная характеристика продуктивных толщ нижней перми и карбона С-З части ДДВ//Матер. по геол. и нефтегазоносности Украины. - М.: Недра, 1965. - С. 36-40. (Тр. УкрНИГРИ, вып. 14).

3. Агишев А.П., Воробьев Б.С., Лапкин И.Ю., Панькив А.М., Стерлин Б.П., Тхоржевский С.А. Направление поисково-разведочных работ на газ и нефть в Восточно-Украинском газонефтеносном бассейне//Нефтяная и газовая пром-сть. - 1960. - № 2. - С. 6-13.

4. Агишев А.П., Воробьев Б.С., Лапкин И.Ю., Панькив А.М., Стерлин Б.П., Тхоржевский С.А. Перспективы газоносности области между Донбассом и ДДВ в связи с новыми данными по нижней перми//Матер. по геол. и газоносности нижнепермских отлож. юга Русской платформы. - Харьков: Изд-во ХГУ, 1961. - С. 267-273.

5. Агишев А.П., Арсирый Ю.А., Баранов И.Г., Бланк М.А., Клиточенко И.Ф. и др. Основные направления поисково-разведочных работ и развитие добычи газа в нефтегазоносных областях Украины на 1967-1975 гг.//Тезисы докладов на юбилейной сессии УкрНИГ. - Харьков, 1967. - С. 1-5.

6. Андреева Р.И., Гавриш В.К., Чирвинская М.В. Об изучении структурных этажей в связи с нефтегазопроисковыми работами в юго-восточной части ДДВ//Новости нефт. техники. - 1962. - № 5. - С. 40-45.

7. Андреева Р.И., Гдалевская Д.М. О новом виде погребенных палеозойских структур ДДВ//Нефтегаз. геол. и геофизика. - 1965-1. - № 9. - С. 41-44.

8. Андреева Р.И., Гдалевская Д.М., Марченко А.П. и др. Составление сводных сейсмогеологических карт для юго-восточной части ДДВ//Материалы по геол. и нефтегазон. Украины. - М.: Недра, 1965-2. - С. 132-139. (Тр. УкрНИГРИ, вып. 14).

9. Андреева Р.И., Клиточенко И.Ф., Марченко А.П., Турчаненко Н.Т., Чирвинская М.В. К вопросу о поисках залежей нефти и газа в пределах моноклинальных склонов Днепровского грабена//Нефт. и газ. пром-сть. - 1969. - № 5. - С. 1-4.

10. Арсирый Ю.А., Бланк М.И., Близнюк В.Ф., Глушко В.В., Клиточенко И.Ф., Литвинов В.Р., Палий А.М., Панькив А.М., Пистрак Р.М., Черпак С.Е., Чирвинская М.В., Ярченко Л.М. План региональных исследований ДДВ//Матер. по геол. газоносных районов СССР. ДДВ. - М.: ГТТИ, 1962. - С. 3-17.

11. Арсирый Ю.А. Перспективы нефтегазоносности стратиграфических зон выклинивания на бортах ДДВ//Вопр. геологии нефтегазо-

носных районов Украины. - М.: Гостоптехиздат, 1963. - С. 5-9. (Тр. УкрНИГРИ, вып. III).

12. **Арсирий Ю.А., Билык О.Д.** Нефтегазоносность нижнепермских отложений ДДВ в свете новых данных о их распространении//Геол. и нефтегазоносность территории УССР. - М.: Гостоптехиздат, 1963. - С. 23-29 (Тр. УкрНИГРИ, вып. V).

13. **Арсирий Ю.А.** Оценка перспектив нефтегазоносности бортов ДДВ//Матер. по геол. и нефтегазоносности ДДВ. - М.: Недра, 1964. - С. 204-211. (Тр. УкрНИГРИ, вып. VIII).

14. **Арсирий Ю.А., Баранов И.Г., Билык А.А., Кабышев Б.П.** и др. Переоценка прогнозных геологических запасов нефти и газа в ДДВ//Матер. по геол. и нефтегазоносности Украины. - М.: Недра, 1965. - С. 3-8. (Тр. УкрНИГРИ, вып. 14).

15. **Арсирий Ю.А., Худык М.В.** Стратиграфические и литологические зоны выклинивания в различных осадочных комплексах ДДВ//Матер. по геол. и нефтегазон. Украины. - М.: Недра, 1965. - С. 155-161. (Тр. УкрНИГРИ, в. X).

16. **Арсирий Ю.А., Гончаров Е.К., Кабышев Б.П.** и др. Прогнозные запасы нефти и газа и направление геологоразведочных работ в ДДВ//Нефт. и газ. промышленность. - 1971. - № 3. - С. 14-16.

17. **Балуховский Н.Ф., Гавриш В.К., Клиточенко И.Ф., Порфирьев В.Б.** Задачи и направление сверхглубокого бурения на нефть и газ в ДДВ//Газовая пром-ть. - 1965. - № 10. - С. 1-8.

18. **Балуховский Н.Ф.** Методика региональных исследований нефтегазоносных провинций - К.: Наукова думка, 1967. - 154 с.

19. **Балуховский Н.Ф., Гавриш В.К.** К уточнению прогнозной оценки нефтегазоносности ДДВ//Геологич. журнал. - 1968. - № 6. - С. 3-10.

20. **Баранов И.Г., Арсирий Ю.А.** О некоторых особенностях соляной тектоники ДДВ//Геология, гидрогеол. и геохимия нефтегаз. районов Украины. - М.: ГТТИ, 1959. - С. 41-47. (Тр. УкрНИГРИ, вып. 2).

20*. **Баранов И.Г., Пархомовский О.А., Швай Л.П.** Некоторые закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений ДДВ (Тр. УкрНИГРИ, вып. III). - М.: ГТТИ, 1963. - С. 10-26.

21. **Баранов И.Г., Арсирий Ю.А.** Структура и нефтегазоносность ДДВ//О геол. строении и нефтегазоносности ДДВ. - М.: ЦНИИТЭНГ, 1964. - С. 3-68.

22. **Баранов И.Г.** Формирование структур ДДВ и их нефтегазоносность. - М.: Недра, 1965. - 232 с.

23. **Баранов И.Г., Литвинов В.Р., Мелихов В.А., Савченко В.И., Чуприн Н.Е.** Геологическое строение и проблемы нефтегазоносности северо-западной части ДДВ//Нефтегазоносность недр Белоруссии. - М.: ВНИИОЭНГ, 1968. - С. 89-96.

24. **Баранов И.Г., Гончаров Е.К., Кабышев Б.П., Мелихов В.А.** Основные критерии выбора местоположения сверхглубоких скважин в ДДВ//Тезисы науч.-техн. конф. "Перспективы увеличения газовых ресурсов Украины". - Харьков, 1969. - С. 15-17.

25. **Баранов И.Г., Билык О.Д., Лукин А.Е., Разницын В.А., Самборский Н.А., Цыпко А.К., Шукин Н.В.** О перспективах поисков

нефти и газа в ДДВ на глубинах свыше 4000 м//Геол. журнал. - 1969. - № 4. - С. 29-38.

26. **Барановская Н.Я., Головацкий И.Н., Пенцак В.П., Худык М.В.** К вопросу о поисках стратиграфически экранированных залежей нефти и газа в центральной части ДДВ//Проблемы нефтегазоносности УССР. - М.: ОНТИ ВИЭМС, 1969. - С. 8-10.

27. **Брайловский Г.С.** Перспективы нефтегазоносности некоторых типов соляных структур ДДВ//Тезисы докладов второго межведомственного симпозиума. - Чернигов, 1966. - С. 24-27.

28. **Брайловский Г.С., Синичка А.М.** Перспективы нефтегазоносности девонских отложений средней части ДДВ//Матер. по геол. и нефтегазоносности Украины. - М.: Недра, 1968. - С. 214-222.

29. **Вітенко В.О., Новосилецький Р.М., Муромцев О.С., Зав'ялов В.М., Богасць О.Т.** Нафтові та газові родовища України.- К.: Держ. вид-во тех. літ., 1961. - 213 с.

30. **Вакарчук Г.И.** О стратиграфических перерывах в каменноугольных отложениях северо-западной части ДДВ//Достижения геол. науки по ДДВ за годы советской власти. - Чернигов, 1967. - С. 78-80.

31. **Воробьев Б.С., Патрикеева Н.П.** Белорусско-Украинский нефтегазоносный бассейн//Новости нефт. и газ. техники, геология. - 1961. - № 5. - С. 45-49.

32. **Воробьев Б.С.** Основные проблемы развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в Украинской ССР//Нефтяная и газ. пром-ть. - 1966. - № 5. - С. 4-7.

33. **Воробьев Б.С.** Принципиальные основы направленных поисков крупных газовых и нефтяных месторождений на Украине//Нефт. и газовая пром-ть. - 1967. - № 2. - С. 1-5.

34. **Гордиевич В.А., Санаров И.В.** Нижнепермские отложения и газонефтеносность юго-восточной части ДДВ//Матер. по геол. и газонефтеносности нижнепермских отложений юга Русской платформы. - Харьков: Изд-во ХГУ, 1961. - С. 281-290.

35. **Доленко Г.Н., Варичев С.А., Галабуда Н.И., Коваль И.Ф., Кравец В.В., Сухорский Р.Ф.** Закономерности размещения месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции. - К.: Наукова думка, 1968. - С. 208.

36. **Застежко Ю.С., Терещенко В.А.** Районирование территории ДДВ и Припятской впадины по степени перспективности на нефть и газ на основании гидрогеологических критериев//Процессы развития земной коры и полезные ископаемые ДДВ (тезисы докладов). - К.-Полтава, 1969. - С. 30-31.

37. **Завьялов В.М., Черпак С.Е.** Проблема нефтегазоносности подсолевого девона Украины//Нефт. и газ. пром-сть. - 1967. - № 5. - С. 7-9.

38. **Завьялов В.М.** Об особенностях нефтегазоносности ДДВ в связи с проблемой поисков залежей нефти и газа на больших глубинах//Поиски и освоение нефт. и газ. м-ний солянокупольных областей в пределах СССР. - М., 1968. - С. 80-82.

39. Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф., Лачиняк С.А., Соловьян И.И. Обобщение геологических и геофизических материалов на участке Кременная-Спиваковка для выработки направлений поисково-разведочных работ//Матер. по геол. и нефтегазоносности Украины. - М.: Недра, 1965. - С. 102-106. (Тр. УкрНИГРИ, вып. 14).

40. Кабышев Б.П. Перспективы поисков залежей газа и нефти в ловушках тектонически экранированного типа на моноклиальных участках Днепровского грабена//Тезисы науч.-техн. конференции "Перспективы увеличения газовых ресурсов Украины". - Харьков, 1969. - С. 48-50.

41. Кабышев Б.П. Некоторые вопросы разведки девонских отложений в ДДВ//Нефт. и газ. пром-сть. - 1970. - № 1. - С. 9-12.

42. Кабышев Б.П. Перспективы поисков тектонически экранированных залежей нефти и газа на моноклиальных участках Днепровского грабена//Нефтегаз. геол. и геофизика. - 1970. - № 3. - С. 31-34.

43. Клиточенко И.Ф., Крамаренко В.Н. Прогнозные запасы газа на территории Украинской ССР//Развитие газовой промышленности Украины. - К.: Изд-во АН УССР, 1962. - С. 35.

44. Клиточенко И.Ф., Литвинов В.Р., Супронюк К.С. Некоторые вопросы геологического строения и перспектив нефтегазоносности северо-западной части ДДВ//Тектоника и нефтегазоносность ДДВ. - К.: Наукова думка, 1966. - С. 13-26.

45. Клиточенко И.Ф. Перспективи нафтогазоносності Української РСР та напрямки геологічних робіт//Геологічний журнал. - 1966. - № 5. - С. 27-32.

46. Клименко В.Я. Новые данные о геологическом строении и газонефтеносности ДДВ//Развитие газ. пром. Украины. - К.: Изд.-во АН УССР, 1962. - С. 45-54.

47. Крамаренко В.Н. Перспективы нефтегазоносности Украины в свете новых геологических данных//Матер. по геол. и нефтегазоносности Украины. - М.: Недра, 1968. - С. 5-13.

48. Ларченков А.Я., Ковтунов Л.П., Чуприн Н.Е. К вопросу нефтегазоносности фаменских отложений ДДВ//Тектоника и нефтегазоносность ДДВ. - К.: Наукова думка, 1966. - С. 55-62.

49. Летуновский Г.А., Панькив А.М., Ткачишин С.В., Тхоржевский С.А., Шумилов С.П. К вопросу о поисках погребенных палеозойских структур в юго-восточной части ДДВ//Нефт. и газ. пром-сть. - 1963. - № 3. - С. 3-6.

50. Литвинов В.Р. О направлении геологоразведочных работ на нефть и газ в северо-западной части ДДВ на 1965—1970 гг.//Геол. и геохимия нефт. и газовых месторождений. - К.: Наукова думка, 1965. - С. 3-6.

51. Романюк А.Ф., Швай Л.П. и др. Перспективы нефтегазоносности по гидрогеологическим показателям западных и восточных областей УССР//Тезисы докладов научной сессии УкрГГРИ. - Львов. - 1965. - С. 34-36.

52. Романович И.С. Особенности условий формирования Шебелинского месторождения и перспективы дальнейших поисков//

Тектоника и нефтегазоносность ДДВ. - К.: Наукова думка, 1966. - С. 48-54.

53. Савченко В.И. Палеогеография нижнепермских продуктивных отложений северо-западной части ДДВ//Матер. по геол. и нефтегазоносности Украины. - М.: Недра, 1969. - С. 88-95.

54. Созанский В.И. Особенности геологической структуры и перспективы нефтегазоносности северо-западной части ДДВ//Автореферат дис. - К., 1964. - 18 с.

55. Стерлин Б.П., Тхоржевский С.А. О времени образования залежей нефти и газа в ДДВ и на окраинах Донбасса//Вопросы развития газов. пром-сти в УССР. - М.: Недра, 1964. - С. 120-133.

56. Супронюк К.С. Периферийные структурно-фациальные зоны верхнего карбона и перми — главные объекты для поисков нефти в северо-западной части ДДВ//Достижения геол. науки по ДДВ за годы советской власти. - Чернигов, 1967. - С. 68-69.

57. Терещенко В.А. Распределение растворенных в воде углеводородных газов и закономерности размещения газовых и нефтяных залежей в Днепровско-Донецко-Припятском прогибе//Развитие газ. пром-сти в УССР. - М.: Недра, 1969. - С. 159-167.

58. Хохлов П.С., Чирвинская М.В., Клиточенко И.Ф., Супронюк К.С., Литвинов В.Р., Манюта М.Г., Пистрак Р.М., Пугач А.Л., Турчаненко Н.Т. Проблема нефтегазоносности девонских отложений Днепровского грабена и пути быстрее ее решения//Геология нефти и газа. - 1967. - № 1. - С. 15-19.

59. Хохлов П.С., Гончаренко Б.Д., Михайлов И.М., Киреева Г.Д., Махаринский А.Ю., Лукинов В.И. Основные особенности тектоники и нефтегазоносности ДДВ. - М., 1969. - 133 с.

60. Чуприн Н.Е., Ковтунов Л.П., Ларченков А.Я., Алексеева Л.П. Анализ и обобщение материалов по девонским отложениям ДДВ для выработки эффективного направления поисково-разведочных работ//Матер. по геол. и нефтегазоносности Украины. - М.: Недра, 1965. - С. 21-26. (Тр. УкрНИГРИ, вып. 14).

61. Чуприн Н.Е. Использование особенностей рельефа фундамента ДДВ при поисково-разведочных работах на нефть и газ в девонских отложениях (дизъюнктивные дислокации ДДВ). - Полтава, 1967. - С. 55-56.

62. Чуприн Н.Е., Разницын В.А., Ковтунов Л.П., Алексеева Л.П. Поиски нефти и газа в девоне ДДВ//Нефтегаз. геол. и геофизика. - 1969. - № 8. - С. 3-7.

63. Широбокова Г.Н., Швед Н.А., Варичев С.А., Галабуда Н.И. и др. К вопросу о пространственном размещении месторождений нефти и газа в ДДВ//Поиски и освоение нефт. и газ. м-ний солянокупольных областей в пределах СССР. - М., 1968. - С. 77-78.

64. Шпак П.Ф., Андреева Р.И., Арсирий Ю.А., Бланк М.И., Турчаненко Н.Т., Чирвинская М.В. Поиски залежей нефти и газа в зонах выклинивания палеозойских отложений ДДВ//Геология нефти и газа. - 1969. - № 9. - С. 60-63.

6. ПРОГНОЗНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ 1971—1980 гг.

Период 1971—1980 гг. является вторым из трех десятилетних этапов наиболее интенсивного проведения в ДДВ нефтегазопроисковых и разведочных работ, получения наибольших приростов запасов УВ, выхода на максимальные значения годовой добычи нефти и газа и выполнения научных исследований, в т. ч. и прогнозных. Среднегодовой объем поисково-разведочного бурения в этот период составлял 409 тыс. м, а годовой прирост запасов УВ (87 млн. т УВ) и эффективность работ (213 т/м) были максимальными за все годы проведения поисково-разведочных работ. В год заканчивалось бурением в среднем по 32 поисково-разведочных и параметрических скважин. В ДДВ были достигнуты максимальные уровни годовой добычи нефти и газа, и за счет нее и в целом по Украине. Одним словом, на 1970-е годы приходится пик расцвета нефтегазовой отрасли в регионе.

К началу рассматриваемого периода (1970 г.) в ДДВ было открыто 38 месторождений нефти и газа, а к концу (1981 г.) — 95 из более чем 200 известных в настоящее время. В это десятилетие в год открывалось в среднем по 5,7 месторождений. Из принципиальных результатов нефтегазопроисковых работ этого периода следует указать на следующие.

В 1970-е годы произошла смена основного направления поисков УВ и прироста их запасов в ДДВ. Если до 1976 г. основным по приросту запасов был нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс, то после им стал нижнекаменноугольный мегакомплекс, хотя наибольшие разведанные запасы УВ (более 62 %) продолжали оставаться за отложениями нижней перми-верхнего карбона. В этом комплексе за десятилетие было открыто всего 7 месторождений (Вост.-Медведовское, Сев.-Медведовское, Новоукраинское, Распашновское, Чутовское, Червоноярское, Вост.-Полтавское), которые, кроме одного Восточно-Полтавского, связаны с приштоковыми (блоковыми, крыльевыми) ловушками. Хотя некоторые из них имеют значительные запасы газа (Распашновское, Чутовское), но в целом по сравнению с ранее открытыми в этом комплексе месторождениями в антиклинальных структурах полного контура это уже более мелкие скопления. Тем не менее, приросты запасов газа из этого комплекса за счет ранее открытых крупных месторождений еще были значительными, однако в целом его ресурсы уже исчерпывались.

В 1970-е годы основным направлением поиска новых месторождений становится оценка нефтегазоносности нижнекаменноугольных отложений. При этом наряду с подтверждением высокой перспективности верхневизейского комплекса, в котором было открыто наибольшее количество залежей УВ, выделились два других комплекса. Открытие крупных Яблунковского, Тимофеевского, а также небольшого Богатойского месторождений с залежами в турне-нижневизейских отложениях выдвинуло этот комплекс в самостоятельный объект геологоразведочных работ в ДДВ с отдельной (с 1979 г.) оценкой прогнозных ресурсов УВ.

Отложения серпуховского яруса вместе с верхней частью верхнего визе, сложенные преимущественно глинистыми отложениями, ранее традиционно рассматривались как региональный флюидопор. Однако с открытием в 1970-е годы ряда крупных и средних по запасам газовых месторождений (Котелевское, Березовское, Матвеевское, Абазовское, Семеновское, Степовое) они выделились в самостоятельный серпуховский продуктивный комплекс, как одно из важнейших направлений поисковых работ, в последующем с отдельной оценкой прогнозных ресурсов УВ.

И, наконец, особенностью рассматриваемого периода является открытие после многих лет прогнозов первых, хотя и небольших по запасам, месторождений нефти в девонских отложениях. Все они расположены в Ахтырском районе Северной прибортовой зоны — Бугреватовское, Козиевское и Западно-Козиевское месторождения — и выявлены в 1975—1976 гг. Залежи нефти на них приурочены к межсолевым задонско-елецким отложениям в зоне отсутствия верхней соленосной толщи, так что они контактируют с терригенными отложениями и залежами в перекрывающих образованиях нижнего карбона. Поэтому названные месторождения еще не являются такими, которые на протяжении вот уже нескольких десятилетий прогнозируются в ДДВ, а именно: под региональными соленосными покрывками в подсолевых или межсолевых отложениях, где исследователи ожидали открытие крупных месторождений.

В связи с большим разнообразием и объемом прогнозных исследований в 1970-е годы последние, как и в предшествующем периоде, рассмотрены по отдельным группам.

6.1. Продуктивные комплексы, районы и локальные структуры (прогнозы Ю.А. Арсирия, Н.Ф. Брынзы, Б.С. Воробьева, И.В. Высочанского, В.А. Витенко, Г.И. Вакарчука, Б.Д. Гончаренко, Н.И. Галабуды, М.Е. Долуды, Б.П. Кабышева, Л.В. Курилюка, В.В. Крота, В.А. Краюшкина, А.Е. Лукина, А.М. Палия, В.И. Савченко, Б.П. Стерлина, В.А. Терещенко, Э.В. Томашуна, С.В. Ткачишина, Д.И. Чупрынина, П.Ф. Шпака, А.Ф. Шевченко и др.)

Перспективность продуктивных комплексов и территориальных единиц определяют направления нефтегазопроисковых и разведочных работ. На эту тему опубликовано наибольшее количество работ и сделано больше всего прогнозов.

П.Ф. Шпак и А.М. Палий (1971) основные направления поисков нефти и газа в ДДВ в эти годы определили "...в центральной и северной прибортовых частях ДДВ", а в стратиграфическом отношении "...главными объектами поисковых работ будут оставаться глубокозалегающие горизонты (3500-5500 м) нижней перми и карбона... Одновременно предусматривается проводить исследования по оценке нефтегазоносности девонского комплекса пород... Как самостоятельные направления следует рассматривать изучение газоносности открытого Донбасса..." (с. 37). Эти направления, хотя для данного периода и слабо

дифференцированные, но в целом характеризуются хорошей подтвержденностью последующими работами с тем только замечанием, что на передний план по приростам запасов УВ после 1971 г. все же в большей мере выходил нижнекаменноугольный комплекс вместо нижнепермско-верхнекаменноугольного.

Группой исследователей (П.Ф. Шпак, В.А. Иванишин, А.Е. Лукин и др., 1971) составлены карты перспектив нефтегазоносности по основным комплексам ДДВ. “Зона высоких перспектив нижнего карбона охватывает большую часть южной прибортовой зоны, за исключением крайнего северо-запада; большую часть грабена и северной прибортовой зоны, за исключением крайнего северо-запада и юго-восточной, наиболее погруженной, части” (с. 14). Северный борт, кроме узкой приграбленной части с невыясненными перспективами, на карте (рис. 1) показан как бесперспективный район. Правда, в тексте авторы пишут, что “...бесперспективны нижнекаменноугольные отложения по периферии бортовых зон, где их мощность сокращена до 200 м и менее” (с. 14).

“Площадь зоны высоких перспектив среднекаменноугольных отложений значительно сокращена по сравнению с соответствующей зоной нижнего карбона за счет увеличения площади малых и невыясненных перспектив” (с. 14). По нижней перми-верхнему карбону “...высокие перспективы газоносности связаны с юго-восточной частью впадины (за исключением северной прибортовой зоны), где сосредоточены основные газовые месторождения... Высокие перспективы нефтегазоносности связаны с северо-западной и центральной частями впадины, за исключением крайнего северо-запада и периферии прибортовых зон” (с. 16).

Районирование, выполненное П.Ф. Шпаком с соавторами (1971), соответствует современной оценке выделенных зон и комплексов, за исключением занижения перспективности Северного борта ДДВ, где за последнее десятилетие открыто целый ряд месторождений, и завышения перспективности нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса в западной и центральной частях впадины, где после 1971 г. не было открыто ни одного месторождения нефти или газа и нет существенных надежд на выявление их в будущем.

П.Ф. Шпак, А.М. Палий и П.В. Анцупов (1976) предусматривали, что “...поиски и разведка нефти и газа в ДДВ, как и в предыдущие годы, будут осуществляться в диапазоне от девонских и до нижнепермско-каменноугольных отложений включительно. Однако первоочередным объектом поиска продолжает оставаться нижнекаменноугольный комплекс, в котором наиболее перспективными являются отложения верхневизейского подъяруса, а также нижнепермско-верхнекаменноугольные отложения. Большие работы на нижний карбон целесообразно сосредоточить в Монастырищенско-Ичнянской, Глинско-Розбышевско-Солоховской и Талалаевско-Рыбальской зонах” (с. 11). “Что касается... нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса, то следует расширить поиски газа в терригенных блоках, экранированных солью в пределах Чутовско-Распашновского, Балуховско-Крестищенского, Медведовского, Малоперещепинского и др. (с. 12)... сред-

ний карбон может являться самостоятельным объектом разведки в пределах Машевско-Шебелинской, Рябухинско-Северо-Голубовской, Кальмиус-Бахмутской и других зон” (с. 13).

“Для оценки промышленной нефтегазоносности девонских отложений наибольший интерес представляют межсолевые и внутрисолевые отложения, особенно в пределах Талалаевско-Рыбальской, Монастырищенско-Ичнянской, Антоновско-Белоцерковской и Руденковско-Пролетарской зон. Объектами для заложения поисковых скважин здесь могут служить погребенные выступы кристаллического фундамента, где предполагаются структуры облекания (Борзнянский, Лысогоровский, Анастасьевский выступы и др.), четкие структурные формы в девонских отложениях (Адамовское, Северо-Великозагорское и др. поднятия), сквозные крупные структуры с установленной промышленной нефтегазоносностью по более молодым отложениям (типа Погарщинского свода, Прилукского поднятия и др.), биогермы девонского возраста в районе Холмской, Краснопартизанской и других структур” (с. 13). Сделанные прогнозы характеризуются хорошей подтвержденностью, за исключением положительной оценки внутриштоковых терригенных блоков, зоны мелкой складчатости Донбасса и девона в пределах погребенных выступов фундамента.

К.С. Супрунюк (1971), по-видимому, первый дал положительную оценку нефтегазоносности средним по размерам отрицательным структурам осадочного чехла ДДВ (Сребненская, Лохвицкая, Ольшанская, Ждановская депрессии): “...всестороннее изучение котловин геологическими и геофизическими методами приведет к открытию крупных месторождений нефти и газа” (с. 155). Только в 1980-е—1990-е годы, после выхода с бурением в такие зоны, этот прогноз начал подтверждаться пока в Сребненской и Ждановской депрессиях (Волошковское, Яблуновское, Червонолуцкое месторождения и др.).

Ряд статей с обоснованием направлений поисков нефти в ДДВ в 1970-е годы опубликовано группой сотрудников УкрНИИНефть. Р.Д. Фаниев, В.П. Оноприенко, В.А. Краюшкин, Б.С. Воробьев и др. (1971) с учетом выполненной ими оценки прогнозных ресурсов сделали вывод, что “...основным направлением поисково-разведочных работ на нефть в ДДВ должны быть поиски и разведка нефтяных залежей в нижнепермско-каменноугольных отложениях” (с. 172). Прогноз в части нижней перми явно опоздал: после 1971 г. ни одного нефтяного месторождения в этом комплексе уже не было открыто. Разведка Леляковского, Мильковского месторождений еще продолжалась. “Новым перспективным направлением поисково-разведочных работ на нефть в ДДВ являются поиски и разведка нефтяных залежей в отложениях девона” (с. 172). Термин “новый” здесь явно не подходит, так как вся история прогнозных исследований в ДДВ с 1937—1938-х годов начиналась с прогнозов большой перспективности девонского комплекса.

А вот следующий прогноз названных авторов совершенно не подтвердился. На основе данных о том, что “...мировые запасы нефти в несколько раз больше аналогичных запасов газа” сделан вывод, что “...есть основание ожидать, что и в ДДВ, которая не является чисто

газоносным бассейном, запасы нефти превосходят запасы газа” (с. 173, 174). К настоящему времени в разведанных запасах доля нефти составляет 9 %, а в неразведанных — 10 %. Такие ошибочные прогнозы фазового состояния УВ были нередкими в ранний период исследования ДДВ, а в 1960-е—начале 1970-х годов, после открытия крупных месторождений газа в Машевско-Шебелинском районе, подобные представления стали исключением.

“Принципиально новым направлением поисково-разведочных работ на нефть в ДДВ являются поиски и разведка нефтяных залежей в вулканогенных и вулканогенно-осадочных породах девона” (с. 174). Это действительно для ДДВ новое направление, однако как перспективное оно не проявило себя и до сих пор. “Еще одним принципиально новым направлением поисково-разведочных работ на нефть в ДДВ и на ее обоих бортах, — считают Р.Д. Фаниев и др. (1971), — должны быть поиски и разведка нефтегазовых залежей в отложениях юры, триаса, верхней и нижней перми, карбона и девона, находящихся в зоне активного водообмена” (с. 176). Авторы не указывают территориальное расположение таких зон, однако известно, что по палеозойским отложениям ими являются периферийные части ДДВ, которые, к сожалению, положительно себя не проявили до сих пор. Более того, основной причиной отрицательных результатов поискового бурения в карбоне на структурах крайнего северо-запада ДДВ (Черниговско-Ичнянская зона), по нашему мнению, как раз и является гидрогеологическая раскрытость недр, обусловившая плохие условия сохранности УВ. Все названные авторами в цитируемой работе примеры месторождений в зоне активного водообмена относятся к кайнозойским и реже мезозойским отложениям. Для палеозоя они не характерны и в других регионах мира.

В.А. Краюшкин и Н.М. Брегида (1974) дали высокую оценку перспективности бортам ДДВ: “Принципиально новым и перспективным направлением на нефть и газ в ДДВ должны быть поиски и разведка залежей нефти и газа на Северном и Южном бортах ДДВ в отложениях триаса и перми, карбона и девона, а также коре выветривания и зонах дробления и разуплотнения докембрийского кристаллического фундамента” (с. 10). При этом авторы считают, что “...внешняя граница перспективной на нефть и газ площади кристаллического фундамента на обоих бортах впадины условно проведена по стратоизогипсе минус 500 м” (с. 12).

“В качестве первоочередных для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ на бортах ДДВ можно рекомендовать Харьков—Богодухов—Чугуевский и Прилуки—Пирятин—Яготинский районы” (с. 12), где развиты “...региональные ловушки стратиграфического, тектонического и гидродинамического экранирования” (с. 13). Прогнозы авторов о высокой перспективности Северного борта ДДВ (южной его части) хорошо подтвердились бурением в последнее десятилетие. А вот следующий вывод В.А. Краюшкина и Н.М. Брегиды (1974), как уже указывалось выше в связи с другой работой, является спорным: “Принципиальным отличием наших представлений от представлений других исследователей... является также и то, что в качест-

ве высокоперспективных для открытия месторождений нефти и свободного природного горючего газа мы здесь считаем участки бортов, находящихся в зоне активного водообмена” (с. 13).

Б.С. Воробьев и В.А. Краюшкин (1975) “основными направлениями” поисково-разведочных работ в ДДВ считают: “...поиски и разведку залежей нефти и газа в отложениях нижнего карбона (до 60-80 % от ежегодного объема поисково-разведочного бурения на нефть) и среднего карбона... в отложениях девона (10-20 %)... в отложениях нижней перми-верхнего карбона (10-20 %)” (с. 9). Это примерно фактическое распределение метража поискового и разведочного бурения в ДДВ в 1970-е годы, отражавшее реальные перспективы отдельных комплексов.

Ю.А. Арсирий и В.А. Витенко (1972) отмечали, что, хотя “...основные разведанные запасы нефти (70 %) и газа (72,5 %) ДДВ сосредоточены в отложениях нижней перми-верхнего карбона” (с. 3), “...в ближайшие годы основные открытия будут связаны с отложениями нижнего карбона, которые занимают в ДДВ ведущее место по прогнозным запасам нефти и газа. Самостоятельной проблемой является оценка промышленной нефтегазоносности девонских отложений” (с. 3, 4). Так это вскоре и произошло.

“Основные направления геологоразведочных работ в девоне сводятся к поискам залежей нефти и газа: а) на крупных выступах фундамента... б) на известных месторождениях... в) на повышенных блоках и участках в депрессионных зонах; г) в компенсационных зонах и других погребенных поднятиях, а также в стратиграфических, литологических и тектонически экранированных ловушках” (с. 7). Первые месторождения нефти в девоне открыты на месторождениях с залежами и в вышележащих отложениях, в пределах антиклинальных структур.

В 1970-е годы оценка перспектив газоносности давалась также в ряде работ сотрудников УкрНИИГаза. Б.П. Стерлин, Э.В. Томашунас и др. (1972) считали, что в “...девонских отложениях... основания для выделения высокоперспективных газоносных участков... пока отсутствуют... В нижнекаменноугольном комплексе... территория распространения наиболее крупных по запасам залежей, приуроченная к средней части ДДВ, от с. Гнединцы на северо-западе до с. Рыбальцы на юго-востоке, рассматривается как высокоперспективная... К перспективным землям отнесена почти вся остальная область распространения нижнекаменноугольных отложений с глубинами залегания их до 5 тыс. м за исключением крайнего северо-запада впадины, относимого к малоперспективным землям” (с. 4).

В среднекаменноугольном комплексе “...выделены перспективные земли, охватывающие большую часть ДДВ и окраины Донбасса, и малоперспективные земли, расположенные в северо-западной части впадины... В пределах распространения верхнекаменноугольно-нижнепермского комплекса на глубинах от нуля до 5 км к высокоперспективным относятся юго-восточная часть ДДВ. Малоперспективные в отношении газоносности земли приурочены к периферийным участкам” (с. 5, 7).

В другой работе с несколько измененным составом этого же авторского коллектива (Н.А. Дудко, Б.П. Стерлин и др., 1973) детализируется перспективность каменноугольного комплекса и дается оценка бортов ДДВ: “Основным направлением геологоразведочных работ в северо-западной части Днепровско-Донецкого грабена следует считать завершение разведки и дальнейшие поиски промышленных залежей газа в нижнем карбоне (от намюра до турне включительно)... с этой целью работы должны быть сосредоточены на следующих структурах: Талалаевской, Погарщинской, Чижевской, Артюховской, Анастасьевской, Харьковцевской, Краснозаводской, Афанасьевской, Середняковской, Солоховской, Опошнянской, Матвеевской, Бельской, Рыбальской, Гоголевской, Кошелевской, Малосорочинской и др.” (с. 12).

Относительно бортов ДДВ авторы указывают, что геологические и гидрогеологические условия “...в юго-восточной части Южного и Северного бортов впадины позволяют надеяться на открытие здесь месторождений нефти в литологически, стратиграфически и тектонически экранированных ловушках” (с. 13).

Как видно, большинство прогнозов цитируемых авторов относились к текущим геологоразведочным работам и ближней перспективе в целом они характеризуются достаточно хорошей подтвержденностью последующими работами, с тем замечанием, что на большинстве из названных площадей (Погарщинская, Малосорочинская, Талалаевская, Чижевская, Артюховская, Харьковцевская, Солоховская, Опошнянская, Бельская, Рыбальская, Гоголевская) залежи УВ были открыты еще до 1973 г., а на остальных позднее. Все это в отличие от работы М.Е. Долуды, С.В. Литвин и др. (1973), где рассматриваются перспективы ДДВ по литологическим критериям. Здесь на карте перспектив (рис. 2) “...пермо-карбонной красноцветной толщи (т. е. нижнепермско-верхнекаменноугольной. — Б. К.)” наибольшая часть Днепровского грабена показана как “...перспективная для поисков месторождений газа и нефти, в том числе литологически экранированных”. По мнению авторов, поиски этих залежей целесообразно проводить в прибортовых частях до контура распространения алевроито-глинистой экранирующей толщи (пересаженской свиты). Этот прогноз оказался необоснованным: это подробнее рассмотрено в разделе о типах ловушек. Данный пример показывает, как рискованно прогнозировать нефтегазоносность по одному критерию или по одной группе критериев. В данном случае наислабейшим звеном в оценке нефтегазоносности являются генерационные критерии, которые не благоприятны, но авторы их не рассматривают. Благоприятность же литологических критериев не восполняет этот пробел.

Кроме того, по мнению М.Е. Долуды и др. (1973), “...подсолевые отложения верхнего девона благодаря наличию хорошего экрана, представленного мощной соленосной толщей, весьма перспективны на нефть и газ. В приосевой зоне северо-западной части впадины их залежи могут быть вскрыты скважинами 5 тыс. м (Леляковское, Гнединцевское месторождения), а в центральной части впадины — скважинами глубиной до 7 тыс. м (Солоховское, Опошнянское, Талалаевское месторождения)...” (с. 57). Этот прогноз не проверен — подсолевой девон

в названных пунктах залегает значительно глубже указанных отметок. Однако надсолевой или межсолевой девон на Леляковской и Гнединцевской площадях вскрыт бурением с отрицательным результатом.

Н.Ф. Брынза, И.В. Высочанский и В.Д. Коровушкин (1972) рассмотрели перспективы газоносности и направления работ в юго-восточной части ДДВ. Ими сделан вывод, что “...наиболее перспективным и изученным является нижнепермско-верхнекаменноугольный этаж промышленной нефтегазоносности в Машевско-Ефремовской депрессии...”, однако “...дальнейшие перспективы следует связывать с отложениями среднего-нижнего карбона и девона” (с. 28). Соответствует современным оценкам вывод авторов, что “...среднекаменноугольные отложения являются перспективным комплексом на всей территории юго-восточной части Днепровского грабена” (с. 27). Однако названные исследователями конкретные локальные объекты, пребывавшие в бурении по среднему карбону, оказались непродуктивными: “Наибольший интерес... представляют... Богодуховский выступ (Коломакское, Карайкозовское и Белоусовское поднятия, Высокопольский и Туровский структурные носы), Бригадировская впадина (Спиваковское, Червонодонецкое, БалаклеЙско-Савинское и другие поднятия), а также Славянская антиклинальная зона и Змиевский выступ” (с. 27).

“Отложения нижнего карбона регионально нефтегазоносны в пределах всего Днепровского грабена... определенные перспективы этого комплекса следует связывать с крупными высокоприподнятыми структурами, так называемыми палеозойскими открытыми поднятиями (Мечебиловским, Петровско-Волвенковским, Краснооскольским, Великокамышевахским и др.)” (с. 27). Этот прогноз также не получил подтверждения — названные структуры, кроме Камышевахской, пребывали в бурении с отрицательным результатом.

Ранее в самом перспективном районе ДДВ Н.Ф. Брынза и др. (1972) рекомендовали следующие основные направления поисков: “В Машевско-Ефремовской депрессии — поиски и разведка залежей в подсолевых отложениях нижней перми и верхнего карбона до 5000 м на новых межкупольных поднятиях, в приподнятых блоках, прислоненных к соляным штокам (Белуховская, Чутовская, Распашновская, Красноградско-Гриньковская), и в отложениях среднего карбона (Светловская, Веселовская и др.), а также поиски новых глубокозалегающих (5000-7000 м) продуктивных горизонтов верхнего и среднего карбона на ранее открытых крупных газовых месторождениях (Западно-Крестищенском, Ефремовском, Мелиховском, Кегичевском и др.)” (с. 28, 29).

После 1972 г. в приштоковых зонах были открыты Чутовское и Распашновское газовые месторождения, а перспективность более глубоких горизонтов на Зап.-Крестищенском и Мелиховском месторождениях проведенным бурением не подтвердилась. Кроме того, на перспективность последнего направления работ появились другие точки зрения, на чем мы остановимся ниже.

И.В. Высочанский, В.И. Зеленский и др. (1972) проанализировали

перспективность зоны открытых палеозойских структур юго-восточной части ДДВ. Авторами сделаны выводы: “Район открытых палеозойских поднятий, несмотря на ряд отрицательных факторов, представляет определенный интерес для поисков залежей нефти и газа. Наиболее перспективными... являются поднятия первой группы: а) антиклинали: Спиваковская и Славянская; б) структурные выступы: Торско-Дробышевский, Святогорский, где имеется нижнепермская покрывка... поисково-разведочные работы здесь нужно ориентировать на средне- и нижнекаменноугольные отложения.

На поднятиях второй группы — Краснооскольском, Волвенковском, Новомечбиловском, Камышевахском, Петровском, Корульском — отложения каменноугольной системы малоперспективны, где, однако, не исключена возможность сохранения залежей в отдельных изолированных блоках с благоприятной гидрогеохимической обстановкой недр... Основное внимание при поисках залежей на поднятиях второй группы следует уделять отложениям девона, залегающим, вероятно, на глубинах 4500-6500 м” (с. 74, 75).

Оценка изложенных прогнозов с позиций сегодняшнего дня близка к реальности, за исключением того, что отложения девона, которыми авторы предлагают уделить основное внимание, залегают здесь значительно глубже чем 4500-6500 м. Если учесть, что поверхность фундамента в этом районе находится на глубине 15-19 км, а названные структуры солянокупольные, то несоленосные девонские отложения могут здесь залегать ниже 10 км.

В зоне открытых палеозойских структур после 1972 г. было разведано в отложениях среднего карбона одно мелкое Дробышевское газовое месторождение, а не были в бурении из названного И.В. Высочанским и др. (1972) перечня структур только Корульская и Камышевахская. На всех остальных получены отрицательные результаты, в том числе и на Спиваковском месторождении, ниже подхемогенной нижнепермской залежи газа. Причиной является высокий катагенез палеозойских пород (зона апокатагенеза) и, соответственно, отсутствие коллекторов и покрывок, а также преимущественно неуглеводородный состав водорастворенных газов.

Как видим, изложенные прогнозы перспектив нефтегазоносности рассматриваемой зоны совсем другие, чем давались в 1950—1960-е годы, и снижение их произошло в значительной степени под влиянием отрицательных результатов поискового бурения, без низких оценок перспективности до бурения.

В.Б. Порфирьев и В.А. Краюшкин (1975), рассмотрев перспективы нефтегазоносности бортов ДДВ, дают им несколько другую оценку по сравнению с исследованиями УкрНИГРИ (Ю.А. Арсирий и др.). Авторы указывают, что “...прогнозные запасы условного топлива представлены, согласно УкрНИГРИ, нефтью и попутным газом, которые на Северном борту сосредоточены в верхнем и нижнем карбоне, а на Южном — только в нижнем... и перспективы нефтегазоносности Северного борта также в несколько раз выше, чем Южного. При этом на долю нижнего карбона приходится... 37 % извлекаемых запасов нефти и газа... а на долю верхнего карбона — 63 %”.

В.Б. Порфирьев и В.А. Краюшкин (1975) оспаривают такие выводы: “Эти данные УкрНИГРИ не отражают всех обстоятельств и условий прогнозной нефтегазоносности бортов ДДВ: 1) перспективы нефтегазоносности докембрия, девона, среднего карбона, пермо-триаса и юры на обоих бортах не нашли отражения в количественной их оценке; 2) перспективы нефтегазоносности верхнего карбона Южного борта также не оценены количественно; 3) из внимания исключены обширные области и зоны активного водообмена, где как раз и могут находиться гигантские и сверхгигантские месторождения нефти и свободного газа, как Боливар-Прибрежное” (с. 216). Аккумуляцию УВ в указанных объектах на бортах ДДВ авторы аргументируют миграцией их из зоны краевых глубинных разломов, по-видимому, в неоген-четвертичное время, как в те годы В.Б. Порфирьев представлял себе формирование всех месторождений нефти и газа на земном шаре.

В свете современных данных очевидно, что, хотя прогнозы УкрНИГРИ не подтвердились на 100 % (на Северном борту, кроме нефти, открыты и газовые месторождения, верхний карбон на бортах не оказался продуктивным, не прогнозировались ресурсы УВ в фундаменте), однако они ближе к истине, чем прогнозы В.Б. Порфирьева и В.А. Краюшкина (1975) — подтвердилась продуктивность основного на бортах нижнекаменноугольного комплекса; Северный борт, безусловно, перспективнее Южного; не установлено промышленной нефтегазоносности девона (и самого девона здесь почти не оказалось), среднего карбона, пермо-триаса и юры. Не подтверждается современными данными и высокая перспективность самых периферийных частей бортов ДДВ: “Принципиальным отличием наших представлений от представлений других исследователей и в частности Ю.А. Арсирия (ссылка на автореферат диссертации, 1966. — Б. К.) является и то, что зоны активного водообмена на бортах впадины, исключенные ими из рассмотрения, мы оцениваем как наиболее перспективные по аналогии с условиями образования и существования тех гигантских и сверхгигантских скоплений нефти, конденсата и газа, о которых говорилось раньше” (с. 220). Внешнюю границу перспективности на обоих бортах цитируемые авторы проводят по глубине поверхности фундамента в 500 м (с. 214).

И все же один весьма значительный прогноз В.Б. Порфирьева и В.А. Краюшкина (1975) по Северному борту хорошо подтвердился — “...по-видимому, одной из первоочередных задач должны быть поиски и разведка залежей нефти и газа у таких крупных региональных разломов, как Харьковский и Южно-Харьковский. Их значение трудно переоценить, поскольку длина их порядка 100-150 км и здесь уже известны такие недоразведанные непромышленные месторождения нефти, как Старопокровское и Шевченковское” (с. 219). Как раз в Харьковской зоне в последнее десятилетие и открыто ряд месторождений на Северном борту, хотя названные выше глубинные разломы, по нашему мнению, к этому не имеют отношения. Просто это самая перспективная по комплексу геологических критериев зона на Северном борту ДДВ, а предельное насыщение пластовых вод нижнего карбона углеводородными газами в Харьковской опорной скважине

В.А. Терещенко отмечал еще в 1960-е годы.

В другой работе В.Б. Порфирьев, В.Б. Соллогуб, В.А. Краюшкин и В.П. Ключко (1977) называют наиболее перспективные комплексы в ДДВ и выделяют ряд новых направлений поисковых работ: "...наибольшие нефтяные ресурсы категорий C_2 и D_1+D_2 сохранились только в отложениях нижнего карбона, девона и верхнего карбона-нижней перми. Следовательно, именно эти отложения должны быть первоочередными объектами геологоразведочных работ на нефть" (с. 124), "...в отложениях юры, триаса и верхней перми нет ни перспективных, ни прогнозных запасов нефти. Следовательно, эти отложения не могут быть объектами поисково-разведочного бурения на нефть" (с. 124).

В качестве новых направлений поисков на бортах В.Б. Порфирьев и др. (1977) называют: "1) Поиски залежей нефти и газа в региональных заливообразных поясах стратиграфического выклинивания, а также регионального тектонического и гидродинамического экранирования на Северном и Южном моноклинальных бортах... 2) Оценка промышленной нефтегазоносности вулканогенно-осадочного и вулканогенного комплекса девона в центральной грабене и северной прибортовой зоне ДДВ..." (с. 125).

Два последних направления бурением еще не проверены, а последовательность в степени перспективности основных продуктивных комплексов (нижний карбон, девон, нижняя пермь-верхний карбон) с учетом добавления среднего карбона после нижнего в 1970-е годы становилась почти общепринятой.

П.В. Анцупов, Б.Д. Гончаренко, А.Ю. Махаринский (1976) снова привлекли внимание разведчиков недр к перспективности погребенных выступов фундамента, правда, с ориентировкой бурения не только на девонские, но и нижнекаменноугольные отложения. Авторы подчеркивают, что "...в течение многих лет геологами ВНИГНИ погребенные выступы фундамента настойчиво рекомендовались в качестве объектов для поисков залежей нефти и газа в девонских и нижнекаменноугольных отложениях" (с. 60). Но справедливости ради надо отметить, что в более ранних работах (П.С. Хохлов и др., 1967, 1969) речь шла только о девонских отложениях. В нижнем карбоне, действительно, в пределах выступов открыто целый ряд месторождений (Софиевское, Артюховское, Анастасьевское, Ярошевское, Гадячское и др.), а вот девонские отложения себя не проявили до сих пор. Авторы считают, что "...здесь необходимо продолжить поиски залежей УВ в девонских образованиях. Имеются необходимые предпосылки, чтобы северную полосу выступов и по девонским отложениям рассматривать в качестве потенциальной зоны нефтегазонакопления" (с. 62)

В 1970—1980-е годы Б.П. Кабышевым и А.Ф. Шевченко сначала совместно с А.В. Петуховым и В.А. Ванюшиным, а позднее с Д.И. Чупрыниным и З.П. Шевяковой выполнялся прогноз нефтегазоносности локальных структур ДДВ по комплексу геологических критериев с использованием математических методов и ЭВМ. Регулярно такой прогноз выполнялся для отложений нижнекаменноугольного продуктивного комплекса, эпизодически — для других частей разреза. Подтверждаемость этих прогнозов на первом этапе исследований

(А.В. Петухов и др., 1972; В.А. Ванюшин и др., 1973) оценена в работе В.А. Ванюшина и др. (1978).

Первый раз прогноз был выполнен "...для 104 структур, 30 из них (к 1978 г. — Б.К.) получили оценку (положительную или отрицательную) по результатам бурения. Прогноз подтвердился на 18 структурах, на 12 из них открыты месторождения нефти и газа, в том числе для 6 структур (Вост.-Рогинцевской, Светличной, Котелевской, Перекоповской, Юрьевской, Волоховской) давались рекомендации на ввод их в поисковое бурение, а для остальных... прогноз выполнялся уже во время разбуривания площадей, но до открытия на них месторождений. Для десяти структур (Великодевицкая, Галицкая, Леляковская, Смоленская, Слабинская, Хотиновская, Вост.-Монастырищенская, Домаленковская, Плужниковская, Североомбшская) подтверждена их непродуктивность".

Недостоверно, как непродуктивные (ошибка первого рода) при первом исследовании прогнозировались по нижнему карбону Ярошевская и Леляковская структуры (А.В. Петухов и др., 1972). Однако уже через год (В.А. Ванюшин и др., 1973) с учетом новых данных первая из них прогнозировалась продуктивной, а вторая — с неопределенным прогнозом. В 1975 г. на Ярошевском поднятии было открыто нефтяное месторождение, а позднее на Леляковском — газоконденсатное, хотя оба и весьма мелкие по размерам.

"Ошибки второго рода (структура прогнозируется продуктивной, а бурение этого не подтверждает)... имели место на Афанасьевской, Августовской и Липоводолинской структурах. Однако на двух последних пробуренные скважины находятся не в оптимальных структурных условиях, вследствие неточности сейсмических построений. В дальнейшем здесь могут быть открыты залежи" (В.А. Ванюшин и др., 1978, с. 26). Так позднее и произошло на Липоводолинском поднятии.

"Достоверность прогноза определялась как отношение количества структур, подтвердившихся бурением к общему числу разбуренных... Средняя достоверность за 1972—1977 гг. составила 89,3 %... Это служит довольно хорошим показателем, учитывая, что коэффициент промышленных открытий в регионе при поисках залежей в отложениях нижнего карбона равен 0,4" (с. 27).

После 1978 г. на структурах, прогнозировавшихся продуктивными по нижнему карбону (В.А. Ванюшин, Б.П. Кабышев и др., 1973), было открыто еще 12 месторождений (Семенцовское, Белоусовское, Котелевское, Краснозаводское, Березовское, Игнатовское, Луценковское, Виноградовское, Свиридовское, Андреяшевское, Перекоповское, Карпиловское). Не подтвердился положительный прогноз на Мечебиловской и Вост.-Пролетарской структурах.

В следующей работе этот же авторский коллектив (В.А. Ванюшин, Б.П. Кабышев и др., 1977) с использованием обновленного набора геологических признаков и несколько других алгоритмов выполнил прогноз нефтегазоносности новой группы структур, также по отложениям нижнего карбона. Из пребывавших после этого в бурении структур положительная оценка подтвердилась на 7-ми (Бережовская, Вост.-

Рогинцевская, Светличная, Бабчинская, Андреяшевская, Карайкозовская, Березовская), где были открыты месторождения, и не подтвердилась на 3-х (Коринецкая, Стряпчинская, Мартыновская). Отрицательный прогноз подтвердился на Ядутовской и Васильевской структурах. Кроме того, на прогнозировавшихся как “возможно продуктивные” Яблуновской и Байракской структурах позднее были открыты месторождения.

Приведенные данные свидетельствуют о достаточно хорошей подтверждаемости прогноза нефтегазоносности локальных структур ДДВ. Здесь следует отметить, что положительный прогноз нефтегазоносности отложений нижнего карбона на структурах юго-восточной части ДДВ (Кегичевская, Мелиховская, Новоефремовская и др.), хотя он и не проверен бурением, но в свете современных данных требует корректировки. Дело в том, что алгоритмы прогноза были разработаны на основе обучающей выборки из месторождений и непродуктивных структур западной половины ДДВ, где наислабейшим звеном для продуктивности структур являются гидрогеологические условия сохранности УВ, резко ухудшающиеся на северной и северо-западной периферии региона. На юго-востоке ДДВ наислабейшим звеном является высокий катагенез пород нижнего карбона, обуславливающий разрушение залежей УВ в этом комплексе и перемещение их в верхние горизонты под региональную соленосную покрывку. Этот фактор не учитывался алгоритмами прогноза, поэтому рассчитывать на получение с их использованием высокой достоверности прогноза в юго-восточной части ДДВ не приходится.

В конце 1970-х годов исследования по локальному прогнозу нефтегазоносности структур ДДВ с использованием математических методов и ЭВМ были продолжены измененным составом исполнителей (Б.П. Кабышев, А.Ф. Шевченко, Д.И. Чупрынин, А.Г. Ивашкин, 1980). Такой прогноз для отложений нижнего карбона был выполнен по новой группе структур (55 объектов). За прошедшее время многие из них оценены бурением. Положительный прогноз (открыты месторождения) подтвердился на 11-ти структурах (Петрушевская, Житная, Сев.-Ярошевская, Купинская, Гаевая, Карпиловская, Кавердинская, Комышнянская, Кошевойская, Качаловская, Сахалинская); не подтвердился на 6-ти объектах (Зап.-Бережовская, Тутовая, Новослободская, Дибровская, Ивановская, Тищенко-Васильевская). Отрицательный прогноз подтвердился на 2-х площадях - Сев.-Омбишской и Великозагоровской, а также на ряде поднятий крайнего северо-запада ДДВ (Вертиевское, Великокошелевское, Куреньское, Переходовское и др.). Следует отметить, что для крайнего северо-запада впадины отрицательная оценка отложений нижнего карбона была получена для всех 27-ми проанализированных структур, что объясняется неперспективностью всей зоны, обусловленной гидрогеологической раскрытостью недр. Ряд из этих структур в свое время в разные годы пребывали в фонде перспективных, однако не были введены в бурение и, таким образом, не увеличили отрицательные результаты. В этом можно видеть влияние выполнявшегося в УкрГГРИ прогноза нефтегазоносности структур до ввода их в бурение.

В 1970-е годы достоверность прогноза нефтегазоносности локальных структур составила 86 % (Б.П. Кабышев и др., 1980), что существенно выше коэффициента промышленных открытий в регионе (0,3-0,5). “Внедрение и использование в практике геологоразведочных работ рекомендаций по прогнозу нефтегазоносности обеспечивает получение геологического и экономического эффекта в результате: а) ускорения открытия новых месторождений и залежей вследствие ввода в поисковое бурение в первую очередь наиболее перспективных структур; б) экономии метража поисковых скважин вследствие невведения в поисковое бурение ряда непродуктивных структур (или сокращения количества скважин на них), что обеспечит повышение коэффициента промышленных открытий” (с. 16).

Обобщенные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Украине, в т. ч. и ДДВ, предложены в работе Ю.А. Арсирия, В.А. Витенко, А.Е. Лукина и др. (1977). Авторами констатируется, что результаты работ на девонские отложения “...показали, что перспективы комплекса не столь велики, а строение его гораздо сложнее, чем это представлялось в конце 60-х годов... Основные перспективы следует связывать не с подсолевыми, а с меж- и внутрисолевыми отложениями девона. Однако степень изученности структуры и литофациальных особенностей этих образований еще не достаточна для широкой постановки глубокого бурения с целью оценки их промышленной нефтегазоносности” (с. 6).

Авторы считают необходимым “...максимальную концентрацию глубокого бурения наметить в северной прибортовой зоне... на: 1) оценку промышленной нефтегазоносности отложений нижнего карбона в условиях погребенных ловушек в полосе Лысогоры—Высокополье; 2) изучение и оценку нефтегазоносности девонских отложений (Кинашевская, Борзнянская, Талалаевская и др. площади).

В центральной (приосевой) зоне региона... работы планируются для оценки отложений в более широком стратиграфическом диапазоне, чем в северной прибортовой зоне... отложениях нижней перми и верхнего карбона в приштоковых блоках Машевско-Шебелинского газоносного района... среднекаменноугольных отложениях в юго-восточной части региона... отложениях нижнего карбона и девона Ичнянской группы структур... среднего и нижнего карбона в пределах обширных депрессий (Сребненская, Ждановская и др.)... нижнего визе — турне и девона в пределах крупных валообразных поднятий (Глинско-Розбышевский и Солоховско-Диканьский валы).

В южной прибортовой зоне планируется наименьшая плотность бурения в X пятилетке, но здесь будут решаться две важные проблемы для региона в целом. Это, во-первых, поиски и разведка в нижнем карбоне промышленных скоплений УВ в ловушках неантиклинального типа и, во-вторых, продолжение изучения и оценка нефтегазоносности девонского комплекса пород, но уже в условиях депрессии, где прогнозируются более полные разрезы и наибольшие мощности межсолевых и внутрисолевых отложений” (с. 6).

Из девяти обоснованных Ю.А. Арсирием и др. (1977) направлений в последующие годы для четырех подтверждена высокая перспектив-

ность, на двух — не получено положительных результатов (девон северной прибортовой зоны и девон-карбон в Ичнянской группе структур); на двух остальных получены частичные положительные результаты, подтверждающие дальнейшую перспективность этих направлений (нижнее визе-турне и девон в пределах Глинско-Розбышевского и Солоховско-Диканьского валов, неантиклинальные ловушки в южной прибортовой зоне).

По северо-западной части ДДВ основные направления поисков месторождений нефти и газа обоснованы в статье В.И. Савченко, Ю.А. Арсирия, Г.И. Вакарчука и др. (1977): “В настоящее время основным объектом поисково-разведочных работ... является нижнекаменноугольный продуктивный комплекс” (с. 12). На этот комплекс поиски месторождений авторами рекомендуются в следующих зонах и площадях:

1. В Северной прибортовой зоне, где “...планируется ввести в глубокое бурение ряд новых структур — Плужниковскую, Сохановскую, Стряпчинскую, Горовую, Погребскую, Салогубовскую, Николаевскую и дать оценку их нефтегазоносности.

2. Продолжение поисков и разведки месторождений в пределах Васильевско-Слободской нефтегазоносной зоны... имеющиеся материалы позволяют ожидать открытия нефтяных залежей в нижнем карбоне на Васильевской, Бережовской и Поповичской площадях. Определенные перспективы связываются также со Слободской террасой и прогнозируемым Западно-Васильевском поднятием... запланированный объем бурения — 95 тыс. м.

3. Изучение строения и поиски залежей нефти и газа в пределах Ичнянской группы структур...

4. Изучение строения и выяснение перспектив нефтегазоносности Сребненского прогиба...

Помимо перечисленных выше районов, буровые работы будут проводиться... в юго-восточном и юго-западном склонах Кошелевского выступа фундамента, где (по аналогии с Плисковско-Лысогородским) следует ожидать наличия залежей нефти в нижнем карбоне” (с. 12, 14).

Поиски залежей УВ в нижнем карбоне в северо-западной части впадины в 1970-х годах явились не только основным, но и единственным направлением, обеспечившим открытие новых месторождений. Правда, и выделенные В.И. Савченко и др. (1977), и приведенные выше поднаправления оправдались не все. Перспективными проявили себя все три продольные зоны грабена восточнее Ичнянской группы структур. В последней, а также северо-западнее ее (зона Кошелевского выступа фундамента) месторождений нефти или газа не обнаружено. Причина, по нашему мнению, — неблагоприятные гидрогеологические условия сохранности скоплений УВ. Из конкретных, названных авторами площадей, месторождения были выявлены на Бережовской, Салогубовской и Николаевской.

В.И. Савченко и др. (1977) предложены также два другие направления поисков — в нижнепермско-верхнекаменноугольных и девонских отложениях с объемами бурения, соответственно, 78 и 140 тыс. м

на пятилетку (на нижний карбон — 240 тыс. м). По первому направлению поисково-разведочные работы предлагалось проводить “...в зонах выклинивания, в пределах обрамления Сребненского прогиба, а также в районе Ичнянской группы структур... с целью поисков залежей УВ в условиях экранирования штоками и козырьками девонской и пермской соли. Планируются также поиски залежей нефти и газа в биогермных образованиях славянской и никитовской свит нижней перми. Бурение... предусматривается проводить на Нежинской, Выженской, Хортицкой, Калиновицкой и др. структурах. Предусматриваются поиски залежей нефти, связанных, как правило, с береговыми фациями нижнепермского бассейна, к которым приурочены крупные Гнединцевское и Лебяковское нефтяные месторождения.

Наиболее перспективными... в нижнепермских и верхнекаменноугольных отложениях являются участки выклинивания и фациального замещения рассматриваемого комплекса на склонах Сребненского и Кошелевского внутренних верхнепалеозойских прогибов” (с. 14, 15). В бурении пребывали Хортицкая, Калиновицкая и Нежинская площади, однако залежей нефти не было выявлено. Подробнее эта проблема рассматривается ниже, в разделе о неантиклинальных ловушках.

По девонскому комплексу “...наиболее перспективными... являются межсолевые (задонско-елецкие) отложения и внутрисолевые (евланово-ливенские) образования... Первоочередными для постановки поисковых работ... являются следующие участки: Максаковско-Загорский и Дмитриевско-Великобубновский в северной прибортовой зоне; Галицко-Малодевичкий и Крапивнянско-Монастырищенский — в южной. Самостоятельным направлением поисковых работ в межсолевых отложениях являются поиски залежей нефти и газа в рифогенных образованиях... Наиболее перспективными... являются северная и южная прибортовые зоны на участках Грибовая—Рудня—Борковка и Ведильцы—Червоные Партизаны. В пределах этих зон определены первоочередные участки: Борковский и Ивашковско-Седневский в северной зоне и Олишевско-Мринский — в южной...

В X пятилетке намечено дать оценку нефтегазоносности подсолевых отложений... Первоочередными участками... являются Плужниковско-Великобубновский, Максаковско-Кинашевский, Седневский и Ловинский в северной депрессионной зоне и Монастырищенско-Червонопартизанский — в южной” (с. 16).

Из названных площадей многие пребывали в бурении на девонские отложения (Максаковская, Дмитриевская, Галицкая, Малодевичкая, Монастырищенская, Грибоворуднянская, Борковская, Червонопартизанская, Ведильцевская, Олишевская, Седневская, Мринская, Кинашевская и др.), однако промышленных залежей УВ обнаружено не было. История прогноза и поисков месторождений нефти и газа в девонском комплексе ДДВ — это своего рода феномен по неподтверждаемости прогнозов, который заслуживает специального анализа, что будет сделано ниже.

С.П. Максимов, П.В. Анцупов, Б.Д. Гончаренко (1977) продолжили прогнозы исследователей ВНИГНИ. Ими сделан вывод, что “...в

десятой пятилетке (1975—1980 гг. — *Б. К.*) выполнение планов прироста запасов нефти и газа будут осуществляться за счет трех комплексов: верхнекаменноугольно-нижнепермского, среднекаменноугольного и главным образом нижнекаменноугольного” (с. 10). Авторы констатируют расположение основных источников УВ в нижних толщах осадочного чехла ДДВ и вертикальное перераспределение нефти и газа с формированием залежей в среднем карбоне, нижней перми-верхнем карбоне и мезозойских отложениях. “Особенно активно процессы переформирования залежей протекали в юго-восточной части впадины... на локальных поднятиях, развитие которых сопровождалось соляным диапиризмом и возникновением сети разрывных нарушений” (с. 11).

Поэтому авторы считают, что “...необходим различный подход к выделению перспективных объектов в разновозрастных осадочных породах... Исходя из этого представляется маловероятным встретить большие промышленные скопления УВ в средне- и нижнекаменноугольных отложениях на таких площадях, как Шебелинская, Зап.-Крестиченская, Ефремовская. В юго-восточной части ДДВ наиболее перспективными для поисков нефти и газа являются средне- и нижнекаменноугольные образования на поднятиях, не осложненных соляными диапирами, таких, как Сахалинское, Белоусовское, Пегедовское, Лозовеньковское и др.” (с. 12). Этот прогноз проверен бурением на Сахалинской и Белоусовской структурах, где выявлены залежи УВ в нижнем карбоне. Подтверждается также отрицательный прогноз авторов о невысокой перспективности глубоких горизонтов на Шебелинском и Западно-Крестиченском месторождениях.

Следует отметить, что статья С.П. Максимова и др. (1977) является одной из первых с выводом о малоперспективности глубоких горизонтов на крупных структурах с залежами в верхней части разреза и перспективности малоамплитудных поднятий по среднему и верхнему карбону в юго-восточной части ДДВ. Это в противоположность большому количеству работ о перспективности такого направления на Крестиченской, Ефремовской, Шебелинской, Кегичевской, Мелиховской и др. структурах.

Авторами также сделан вывод, что “...предверхнепермский (предтриасовый по современной стратификации. — *Б. К.*) перерыв наиболее сильно отразился на уровнях сохранения залежей УВ... Отрицательное влияние стратиграфических перерывов, очевидно, должно сказываться на продуктивности в большей мере локальных поднятий и в меньшей — ловушек неантиклинального типа” (с. 13). Этот же фактор, по мнению авторов, повлиял на перспективность разных зон ДДВ — “...на всем протяжении Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции... северная краевая зона в отношении нефтегазосности перспективнее южной” (с. 12).

В эти же годы вывод о меньшей перспективности глубоких горизонтов на крупноамплитудных структурах по сравнению с малоамплитудными в юго-восточной части ДДВ и разрушительно влияющих на месторождения инверсионных движений сделали В.А. Витенко и Б.П. Кабышев (1977): “В предтриасовый инверсионный этап первич-

ные залежи разрушались и в вышележащих отложениях формировались вторичные за счет вертикальной миграции. Этот процесс в наибольшей степени проявился на крупноамплитудных и гипсометрически наиболее поднятых структурах (с. 184)... В последних, характеризующихся большой нарушенностью сбросами и интенсивностью, условия для вертикальной миграции газа и скопления его под наиболее надежной нижнепермской хемогенной покрывкой были благоприятнее. Поэтому на таких структурах среднекаменноугольные отложения могут оказаться менее перспективными, чем на средних и мелких” (с. 181).

Исходя из указанных выше предпосылок, С.П. Максимов и др. (1977) называют ряд конкретных локальных объектов, перспективных в нефтегазосном отношении: “В образованиях нижнекаменноугольного возраста залежи нефти и газа могут быть встречены на Восточно-Озьянской, Шатравинской, Березовоярской, Вязовской, Дорошевской и на других незамкнутых структурах.

Среди локальных поднятий по нижнекаменноугольным отложениям особый интерес представляют Хортицкое, Верескуновское, Самбуровское, Лавриковское, Глинское, Ключниковское, Камышнянское, Лысовское, Байракское, Абазовское, Белоусовское, Березовское” (с. 13). Проверенными бурением и продуктивными оказались семь последних структур, а также Шатравинская и Дорошевская площади. Вывод С.П. Максимова, В.П. Анцупова, Б.Д. Гончаренко (1977), а также В.А. Витенко, Б.П. Кабышева (1977) о влиянии предтриасового перерыва на продуктивность локальных объектов разного типа в дальнейшем достаточно хорошо подтвердился поисковым бурением.

В другой работе сотрудников ВНИГНИ (Б.Д. Гончаренко и др., 1979) детализировано влияние режима тектонических движений на нефтегазосность структур в разных комплексах. В частности, авторы считают, что в среднем карбоне залежи в южной прибортовой зоне и на западе ДДВ вторичные (миграционные) и поэтому приурочены только к четко выраженным антиклинальным структурам. “На юго-востоке впадины размещение среднекаменноугольных залежей подчинено иным закономерностям... Здесь УВ скопления... явно тяготеют к “спокойным” структурам, не нарушенным или слабонарушенным сбросами, без следов соляного диапиризма, в пределах которых трудно допустить вертикальные перетоки флюидов (Вост.-Полтавская, Богатойская, Дружелюбовская и др. структуры). Кроме того, здесь встречены промышленные концентрации газа в ловушках неантиклинального типа (Богатойская, Сев.-Голубовская площади), что, по нашему мнению, является признаком латеральной миграции УВ. Геологические и геохимические данные приводят к выводу, что в качестве самостоятельного объекта поисков и разведки нефти и газа среднекаменноугольные отложения могут выступать только в юго-восточной части впадины и в окраинных частях Донбасса” (с. 136).

Выводы цитируемых авторов весьма важны, ибо с различной оценкой разных типов структур в юго-восточной части ДДВ мы еще встретимся и в дальнейшем изложении, но именно вышеназванные заключения оказались в прогнозируемом отношении наиболее достоверными.

И.В. Высочанский, Н.И. Галабуда и В.В. Сердюков (1978) на основе анализа типов залежей УВ определили дальнейшие перспективы нефтегазоносности юго-восточной части ДДВ в пределах четырех продуктивных комплексов. “В верхнекаменноугольно-нижнепермском комплексе геологоразведочные работы... рекомендуется вести в пределах Машевско-Ефремовской, Высокопольско-Терновской и Шебелинско-Спиваковской нефтегазоносных зон. В Машевско-Ефремовской зоне — на приштоковых участках Медведевского, Чутово-Распашновского, Сосновского, Павловского, Токаревского, Вербовского соляных штоков и на южном погруженном блоке Мироновской соляной структуры. В Высокопольско-Терновской зоне — в пределах структурного носа, расположенного между Нововодолажским и Рябухинским соляными штоками, в Шебелинско-Спиваковской зоне — на участках, премыкающих с севера к Адамовско-Бугаевскому и Петровско-Берекскому соляным массивам. Определенный интерес представляют также моноклинали и синклинали прогибы, разделяющие отдельные антиклинальные зоны, где в изолированных разрывными нарушениями блоках под нижнепермской хемогенной покрывкой возможны тектонически экранированные залежи УВ” (с. 97, 98).

После 1978 г. в этом комплексе весьма небольшие залежи газа были открыты только на Червоноярском и Котляревском месторождениях, хотя поиски проводились на значительном количестве площадей. Правда, продолжалась также разведка ранее открытых месторождений. Тектонически экранированных залежей УВ под нижнепермской хемогенной покрывкой в пределах моноклинальных участков ДДВ к настоящему времени не выявлено. Такие же залежи, как указано ниже, прогнозировались также Н.Я. Барановской (1978), однако не предполагались В.А. Витенко и Б.П. Кабышевым (1971).

“В среднекаменноугольном нефтегазоносном комплексе первоочередные объекты для поисково-разведочных работ находятся в северной прибортовой части впадины (Высокопольско-Терновская нефтегазоносная зона)... В приосевой части региона (Машевско-Ефремовская и Шебелинско-Спиваковская газоносные зоны) поиски залежей в среднем карбоне можно вести только на наиболее приподнятых газоносных структурах” (с. 98). Прогноз И.В. Высочанского и др. (1978) о перспективности среднего карбона в северной прибортовой зоне хорошо подтверждается последующим бурением. В этом комплексе после 1978 г. было открыто 9 газовых месторождений — Сахалинское, Нарижнянское, Борисовское, Вишневское, Южно-Граковское, Беспаловское, Шуринское, Максальское, Дробышевское. А вот вывод о перспективности среднего карбона “на наиболее приподнятых газоносных структурах” в Машевско-Ефремовской и Шебелинско-Спиваковской зонах не подтверждается бурением, хотя таких данных еще и весьма мало. Вспомним, что отрицательная оценка таким объектам давалась в работах Б.Д. Гончаренко, Б.П. Кабышева и др.

“Нижнекаменноугольные отложения доступны для бурения (до 7 км) в прибортовых зонах, на локальных поднятиях западной части Шебелинско-Спиваковской зоны, а также на бортах... Оценка перспектив нефтегазоносности девонского комплекса, учитывая большую

глубину его залегания, возможна только в пределах относительно узкой полосы, примыкающей к южному краевому нарушению, а также на участках Рыбальское—Козиевка—Высокополье и Волоховка—Бригадировка — в северной краевой части региона” (с. 98). Последние прогнозы И.В. Высочанского и др. (1978) достаточно хорошо подтверждаются, правда, по девону они сделаны примерно в одно время с открытием здесь месторождений (Бугреватовское, Козиевское).

Обобщающие направления поисков новых месторождений нефти и газа в ДДВ с позиций осадочно-миграционной теории их формирования и размещения разработаны в 1979 г. Ю.А. Арсирием, В.А. Витенко и Б.П. Кабышевым. Ими констатировано, что в приросте запасов нефти и газа уже в то время “...ведущее положение... занимает нижнекаменноугольный комплекс... Отложения нижнего карбона перспективны для поисков новых месторождений практически на всей территории Днепровского грабена, за исключением крайних западной и восточной частей. Как продуктивные прогнозируются ловушки разных типов. Запасы УВ определяются двумя факторами — площадью ловушек и тектонической активностью структур или всей зоны в постпалеозойские инверсионные этапы развития региона. Чем меньше была эта активность, тем больше вероятность сохранения от перестроения и разрушения значительных по запасам залежей. Именно поэтому северная прибортовая зона впадины более перспективна по сравнению с южной...” (с. 9).

По нижнему карбону, считают авторы, “...наиболее перспективны для поисков новых месторождений зоны, в которых уже ведутся поисково-разведочные работы: Котелевско-Березовский вал, Анастасьевско-Липоводолинский, Гнединцевско-Чернухинский, Яблуновско-Яровской малые валы... Щуровско-Леляковский малый вал и его восточное продолжение... В дальнейшем... изменения произойдут по пути интенсивного освоения новых перспективных территорий, в первую очередь крупных депрессионных зон, освоения слабоизученной нижней части разреза комплекса (турне-нижневизейские отложения) на западе региона и верхней (серпуховский ярус) — на востоке; более интенсивного ввода в поисковое бурение неантиклинальных ловушек.

Намечается пять новых высокоперспективных зон для поисков месторождений в нижнекаменноугольных отложениях — Сребненская, Ждановская, Шиловская и западная часть Кратенковско-Григорьевской депрессий, восточная часть северной прибортовой зоны впадины на участке Высокополье-Волоховка” (с. 10). “Весьма перспективна также седловина, разделяющая Ждановскую и Сребненскую депрессии, где можно рассчитывать на выявление новой зоны нефтегазоаккумуляции” (с. 11). Именно здесь в 1987 г. было открыто крупное Рудовско-Краснозаводское газоконденсатное месторождение.

Авторами подтверждены их более ранние выводы о том, что “...отложения нижнего карбона представляют наибольший интерес для поисков залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках. Это обусловлено тем, что данный продуктивный комплекс одновременно является и нефтегазопроизводящим, в котором имела место региональная латеральная миграция УВ” (с. 11).

“Нишнепермско-верхнекаменноугольный продуктивный комплекс, - считали в то время Ю.А. Арсирий и др. (1979 г.), — является второй по значению перспективной для поисков новых месторождений толщ. Основные перспективы газоносности его следует связывать с приштоковыми участками Машевско-Шебелинского района — обрамлениями Крестищенского, Медведовского, Красноградского, Чутово-Распашновского, Тарасовского и других штоков” (с. 12). Авторами также был проанализирован вопрос о возможности открытия в этом комплексе залежей УВ в ловушках неантиклинального типа и сделан вывод, что “...при отсутствии региональной латеральной миграции УВ в неантиклинальных ловушках не было условий для формирования залежей в таких масштабах, как в каменноугольном продуктивном комплексе” (с. 13) и поэтому это направление “...малореальное”.

“Средний карбон наиболее перспективен в юго-восточной части ДДВ, где обладает собственным газогенерирующим потенциалом и поэтому является здесь самостоятельным объектом поисково-разведочных работ. Интерес представляют как антиклинальные структуры (Кегичевская, Мелиховская, Западно-Сосновская и др.), особенно те крупные поднятия, которые не содержат массивно-пластовых залежей под нишнепермской хемогенной покрывкой (Кобзевская, Зап.-Староверовская), так и неантиклинальные ловушки” (с. 13). В отличие от ряда других исследователей, авторы при оценке среднего карбона не отдавали предпочтения крупным месторождениям в подхемогенной части разреза нижней перми-верхнего карбона (Шебелинское, Крестищенское, Ефремовское).

В девонском комплексе Ю.А. Арсирий и др. (1979) считают, что “...наиболее перспективные для поисков залежей межсолевые и нишнефаменные отложения в пределах антиклинальных структур в зонах отсутствия или слабого развития эффузивных образований (Кинашевская, Ядутовская, Зачепиловская, Горобцовская площади). Выступы докембрийского фундамента, где развиты преимущественно эффузивные или бессолевые сокращенные терригенные разрезы девона, малоперспективны. Более благоприятны для поисков склоны этих выступов (Плисковско-Лысогоровский, Кошелевский, Липоводолинский и др.)” (с. 14).

Анализ изложенных прогнозов показывает, что хотя они в большинстве случаев не детализированы до конкретных локальных объектов, но в обобщенном виде довольно хорошо подтверждались последующим бурением: основные перспективы в нижнем карбоне, умеренная оценка девонского комплекса, перспективность неантиклинальных ловушек только в нишнекаменноугольных отложениях, а по среднему карбону — в юго-восточной части ДДВ, высокая перспективность депрессионных зон. Для одной из них (Сребненской депрессии) Ю.А. Арсирием и др. (1980) выполнено более детальное прогнозирование высокой перспективности, которое подтвердилось открытием здесь ряда газоконденсатных месторождений (Мехедовское, Волошковское, Зимницкое), хотя рекомендованные в статье конкретные локальные объекты (Восточно-Савинковское, Брагинцевское, Северо-Леляковское, Вост.-Тростянецкое поднятия) и до настоящего времени

остаются на уровне прогнозных.

Б.П. Кабышевым и др. (1980) выполнена оценка перспектив нефтегазоносности малых депрессий ДДВ. По этому показателю для отложений карбона они разделены “...на 3 группы: а) высокоперспективные, расположенные в зоне региональной нефтегазоносности всех типов ловушек (Бобрикская, Синевская, Дмитриевская, Пархомовская, Валковская и др.); б) малоперспективные, расположенные в крайней северо-западной части нефтегазоносного бассейна (Скоренецкая, Хмельницкая); в) перспективные, расположенные в переходной Смоляжско-Ичнянской и Логовиковско-Миргородской зонах (Ивангородская, Нежинско-Пашковская, Ольшанская, Сухоносовско-Куреньковская, Кремьянковская, Миргородская)” (с. 22). Первая из этих групп малых депрессий в качестве первоочередного объекта рекомендовалась авторами для проведения геологоразведочных работ, однако последние в них практически не проводились. Поэтому и судить о достоверности этого прогноза пока не представляется возможным.

Ю.С. Застежко и В.А. Терещенко (1980) на основе гидрогеологических исследований разработано ряд прогнозов газоносности ДДВ. В отложениях среднего карбона наиболее перспективными, по мнению авторов, “...являются западная часть Ефремовско-Машевского района (Крестище—Распашное—Машевка—Полтава), характеризующаяся наиболее низким геотемпературным градиентом и, соответственно, сравнительно меньшей степенью преобразования среднекаменноугольных отложений даже на больших глубинах (до 5-6 км), а также северная прибортовая часть Днепровского грабена на участке от Рыбальского до Волоховского поднятий. В этой зоне отложения среднего карбона... могут рассматриваться как самостоятельный объект разведки” (с. 13).

“Основные перспективы поисков новых газоконденсатных залежей в ДДВ связываются с регионально газонефтеносными отложениями нижнего карбона... Наиболее перспективными для поисков новых залежей являются участки, окаймляющие такие впадины, как Сребненская, Ждановская, Синевская, Бобриковская и другие, являющиеся газогенерирующими территориями... Нишнекаменноугольный газонефтеносный комплекс является наиболее перспективным объектом для поисков залежей газа в неантиклинальных ловушках. Одним из наиболее интересных участков для поисков таких залежей является территория, непосредственно примыкающая к г. Харькову с юга. Здесь в Харьковской скв. 1, в отложениях серпуховского и визейского ярусов, отмечалась предельная газонасыщенность пластовых вод углеводородным газом” (Ю.С. Застежко, В.А. Терещенко, 1980, с. 13, 14).

Этот прогноз авторов, как и перспективность среднего карбона в северной прибортовой зоне на участке Рыбальцы—Волоховка, хорошо подтверждается поисковым бурением. А вот перспективность среднекаменноугольных отложений в Ефремовско-Машевском районе еще предстоит доказать. Во всяком случае, на крупных антиклинальных структурах с подхемогенными газовыми залежами (Крестищенское, Шебелинское, Ефремовское и др. месторождения) перспективность их, как указывалось выше, не подтверждается, а рядом исследователей оспаривается вообще.

Ю.С. Застежко и В.А. Терещенко (1980), вероятно, впервые поставлен вопрос о перспективности поисков "...залежей газа в самой нижней зоне газогенерации, включающей зоны глубинного мезокатагенеза и апокатагенеза, по Н.Б. Вассоевичу" (с. 14). Авторы параллелизуют эту зону с глубокими горизонтами во впадинах Делавер-Вал Верде и Анадарко на Северо-Американской платформе, где открыты такие крупные месторождения, как Гомес и Паккет, в которых покрывкой служит мощная толща переслаивания аргиллитов, плотных известняков и песчаников. Они считают, что в ДДВ "...поиски залежей, связанных с нижней зоной газогенерации, следует вести на структурах, в разрезе которых отсутствует девонская соль, так и на структурах, осложненных глубоко погруженными соляными штоками. Первое направление может быть реализовано на северных (Кружиловско-Краснопоповский район) и юго-западных окраинах Донбасса (Красноармейский район)... На структурах с глубоко погруженными соляными телами газовые залежи в зоне интенсивно измененных пород могут быть встречены в карбонатных породах нижнего карбона на периферии структур, где залежи со стороны свода могут экранироваться поверхностью соляного тела, а также, вероятно, во внутрисолевых, межсолевых и подсолевых отложениях" (с. 16).

Перспективность зон апокатагенеза в юго-восточной части ДДВ, характеризующихся жесткими термобарическими условиями для сохранения залежей УВ, к настоящему времени бурением в достаточной степени не проверена, хотя на ряде площадей и получены отрицательные результаты (Новомечебиловская, Краснооскольская и др.). Следует отметить, что сравнение глубоких горизонтов в юго-восточной части ДДВ и во впадинах Делавер, Анадарко не совсем корректное, так как в последних широко развиты карбонатные толщи, причем не только в коллекторской, но и экранирующей частях разреза, а в ДДВ роль их сравнительно небольшая. По нашему мнению, перспективность зон апокатагенеза может себя проявить в плане нетрадиционных скоплений газа центрально-бассейнового типа, требующего применения при добыче методов интенсификации притоков. Но на этой проблеме мы остановимся ниже.

А.В. Бобошко, Н.А. Дудко, Б.П. Стерлин и др. (1980) на основе анализа строения глубоких горизонтов Шебелинской структуры, где скв. 500 под отложениями серпуховского яруса вскрыла девонскую соль, сделали свои прогнозы перспективности антиклинальных структур юго-восточной части ДДВ. Они связываются авторами с турнейско-нижевизейскими карбонатами: "...перспективная турне-нижевизейская карбонатная толща может присутствовать только на крыльях и периклиналях открытых палеозойских структур... Эта толща может содержать залежи газа кольцевого типа, запечатанные по восстанию пластов девонской солью и экранированные сверху практически непроницаемыми породами верхней части визе-серпуховского яруса... Первоочередными объектами для постановки глубокого поискового бурения... следует считать Петровское, Краснооскольское, Новомечебиловское, Волвенковское, Лозовеньковское поднятия, где эти отложения могут быть встречены на сравнительно меньших, чем на Шебелинской структуре,

глубинах — около 5000-5500 м" (с. 61, 62). Пока ни на одной из названных структур сделанный прогноз не проверен бурением.

6.2. Крупные и средние месторождения (прогнозы В.А. Краюшкина, В.Д. Коровушкина, А.Я. Радзивилла, Ю.А. Арсирия, П.Ф. Шпака и др.)

Как и в предыдущее десятилетие, исследователи ДДВ не оставляли без внимания проблему поисков значительных по запасам месторождений нефти и газа. При этом характерно, что с годами по мере открытия в регионе таких месторождений и исчерпания возможностей выявления новых скоплений количество работ с анализом этого вопроса и прогнозами на такие открытия увеличивалось. Это может свидетельствовать, что проблема себя еще не исчерпала, но вместе с тем и открытий масштаба 1960-х и начала 1970-х годов в последующее десятилетие не было, и это требует своего анализа.

В.А. Краюшкин (1972) с позиций сторонника абиогенного синтеза УВ и с учетом мирового опыта распространения крупных месторождений нефти и газа в моноклинальных условиях сделал вывод о перспективности бортов ДДВ на открытие "...гигантских и сверхгигантских" месторождений. Он считал, что "...на бортах ДДВ имеются крупные региональные стратиграфические и тектонические экраны, а также условия для гидродинамического экранирования... Самые крупные стратиграфические ловушки-экраны (длина 35—140 км, ширина 4—25 км...) на бортах впадины связаны с поясами выклинивания девона на участках Добрянка—Шаповаловка, Сивковка—Моровка и Колайдинцы—Лубны, а несколько дальше от краевых разломов — с региональными поясами выклинивания нижнего и среднего карбона... особенно интересен участок Северного борта между Харьковским и Южно-Харьковским разломами... а также Южный борт впадины к югу от Пролетарского, Голубовского и Левенцовского месторождений и Криворожско-Павловского регионального разлома" (с. 24). Исходя из этих предпосылок, автор делает вывод: "Данные участки обоих бортов ДДВ представляют незаурядный интерес для поисково-разведочных работ на нефть и газ, поскольку именно здесь можно ожидать открытия гигантских и сверхгигантских газовых и нефтяных скоплений и тем самым добиться резкого ускорения прироста ресурсов природного газа в УССР" (с. 24).

За прошедшее с 1972 г. время на Северном борту ДДВ установлена довольно широкая нефтегазоносность, открыто более десяти месторождений газа и нефти, в том числе среднее по запасам Юльевское месторождение. И в этом смысле прогноз В.А. Краюшкина подтверждается практикой, однако, к сожалению, "гигантских и сверхгигантских" скоплений не выявлено и проблема не так проста, как формулируется автором. В свете современной, довольно хорошей, изученности Северного борта установлено, что он достаточно интенсивно, хотя и меньше, чем грабен, дислоцирован разрывными нарушениями и мелкими локальными поднятиями, которые и образуют ловушки во всех открытых здесь месторождениях. Крупных же ловушек литологичес-

кого типа с размерами 35—140 км, как указывает В.А. Краюшкин, здесь не выявлено.

Что же касается стратиграфических ловушек, то они здесь могут быть крупных размеров только под одним предтриасовым несогласием, но эта часть разреза, вследствие малых глубин залегания недостаточно благоприятна по условиям сохранения залежей УВ (гидрогеологическая раскрытость). Следует отметить, что борта ДДВ (за исключением узкой приграбенной части) с позиций осадочно-миграционной теории происхождения УВ перспективны преимущественно на вторичные (миграционные) скопления УВ, а этот генетический тип залежей, как будет ниже обосновано на примере всей истории поисков месторождений в ДДВ, вследствие объективных причин, прогнозируется хуже, чем сингенетические скопления, развитые преимущественно в Днепровском грабене. В истории поисков нефти и газа в ДДВ этот тип месторождений в прошлом “преподносил” приятные сюрпризы, следовательно нет основания отрицать их появление и в будущем, в том числе и на бортах ДДВ, особенно Северном. Связывать их следует в первую очередь с образованиями кристаллического фундамента и нижнекаменноугольным комплексом.

В.Д. Коровушкин (1977) на основе анализа размещения крупных месторождений в юго-восточной части ДДВ сделал вывод, что “...первоочередным объектом сверхглубокого бурения следует считать Крестищенскую площадь, где имеются исключительно благоприятные геологические условия для ускоренной оценки высокоперспективных регионально газоносных глубокозалегающих средне- и нижнекаменноугольных отложений” (с. 134). Мы не будем здесь комментировать этот прогноз, о котором уже неоднократно говорилось выше, а в обобщающем виде вернемся к нему ниже. Здесь же отметим только два момента. Первый — это то, что скв. 70, Крестищенская, пробуренная до глубины почти 6 км, залежей в среднем карбоне не встретила. И второй — В.Д. Коровушкин (1977) в своем обобщении и прогнозе исходил из “...единого (глубинного) генетического источника и общих условий формирования...” крупных газовых месторождений на юго-востоке ДДВ.

П.Ф. Шпак, С.В. Ткачишин и М.Г. Манюта (1980) на основе анализа закономерностей размещения месторождений нефти и газа в ДДВ сделали заключение, что “...наиболее крупные из открытых месторождений располагаются в обширных и глубоких Чутово-Распашновской и Лютеньской впадинах фундамента; другие, более мелкие, также приурочены к впадинам фундамента или к их крыльевым частям, и только единичные месторождения тяготеют к выступам поверхности фундамента” (с. 39). И далее выводы авторов: “Такое пространственное размещение месторождений убедительно свидетельствует о высокой перспективности крупных депрессий фундамента, где необходимо концентрировать геофизические исследования для подготовки новых объектов с последующей их оценкой глубоким бурением” (с. 40). В указанных зонах “...отложения нижнего карбона являются главным объектом поисково-разведочных работ на ближайшее десятилетие... Именно с исследованием глубоко погруженных толщ па-

леозоя, центральных депрессий следует связывать основные надежды на открытие новых крупных месторождений нефти и газа в ДДВ” (с. 41).

Из последних открытий крупных месторождений в ДДВ — Яблунское в Ждановской депрессии (открыто в 1977 г.), Андреяшевское в Сребненской (1982 г.). Последнее крупное открытие в ДДВ — Рудовско-Краснозаводское газоконденсатное месторождение — выявлено в 1987 г., расположено в пределах седловины, разделяющей Сребненскую и Ждановскую депрессии. Следует отметить, что депрессии фундамента, в которых сосредоточены мощные толщи девонской соли, как правило, кроме Сребненской, характеризуются развитием в осадочном чехле крупных антиклинальных структур и валов (Солохово-Диканьский, Крестищенский и др.). Такие зоны по основным перспективным горизонтам карбона и перми довольно хорошо изучены, чтобы можно было ожидать открытия там новых крупных месторождений. В этом отношении более спокойно построенные выступы фундамента для дальнейших поисков являются не менее перспективными, чем впадины. Тем более, что, как нами было показано ранее (Геол.-мат. модель... 1985, с. 16), в прошлом в пределах выступов фундамента было открыто не меньшее количество крупных месторождений, хотя и меньшего размера (Котелевское, Березовское, Степовое, Тимофеевское, Новотроицкое, Артюховское, Анастасьевское и др.).

Проблему прогноза в ДДВ крупных месторождений УВ с позиций анализа ее глубинной структуры рассмотрела группа авторов (А.Я. Радзивилл, А.М. Палий, Ю.А. Арсирий и др., 1979). Ими в структуре фундамента выделены “...поперечные асимметричные блоки-ступени. Отчетливо выражены 9 таких блоков, отделенных друг от друга узкими (5-8 км) дугообразными зонами тектоно-магматических поднятий...” (с. 41); “...долгоживущие дугообразные тектоно-магматические поднятия... являются рудными или потенциально рудоносными зонами, а ограниченные ими ступени-блоки фундамента являются ареной накопления соли, угле- и нефтегазовых формаций” (с. 42).

“По структурным особенностям Днепровско-Донецкой субгеосинклинали... наиболее благоприятными для формирования и сохранения крупных и уникальных месторождений являются депрессии, приуроченные к юго-восточным частям асимметричных блоков-ступеней... В северо-западной части грабена... ожидать открытия крупных месторождений маловероятно. В то же время центральные или осевые части депрессий, такие, как Михайло-Коцюбинская, Седневская, Ивановская, Скоренецкая, Носовская, Нежинская, Блистовская, Холмская, необходимо включить в поиски как наиболее перспективные структуры. Здесь вероятно открытие нефтяных и газовых залежей, экранированных потоками и покровами эффузивных образований в девоне” (с. 44).

“Перспективность прибортовых зон не вызывает сомнения у большинства исследователей... И здесь в центре внимания как первоочередные объекты должны находиться депрессии фундамента... Депрессии осевой зоны и юго-восточной части грабена наиболее перспективные на открытие крупных и уникальных месторождений нефти и газа.

На большей территории от Сребненской депрессии на северо-западе до Красноградской на юго-востоке оконтурена широкая отрицательная структура... В этой части ДДВ перспективным на нефть и газ могут быть отнесены толщи от девона до перми” (с. 45).

Как видим, разработка А.Я. Радзивилла с соавторами (1979) перекликается с рассмотренными выше выводами П.Ф. Шпака и др. (1980). Поэтому к ней также относятся и критические замечания в части противопоставления по перспективности на крупные месторождения зон выступов и депрессий фундамента. Кстати, открытое после 1979 г. крупное Рудовско-Краснозаводское месторождение приурочено не к впадине, а выступу фундамента, даже исходя из отраженной на карте (А.Я. Радзивилл и др., 1979, рис. 1) авторской интерпретации строения. И уж, конечно, сейчас уже мало осталось сторонников высокой перспективности территории впадин крайнего северо-запада ДДВ под эффузивными образованиями девона.

6.3. Глубокие горизонты

(прогнозы Ю.А. Арсирия, И.Г. Баранова, А.А. Билыка,

М.И. Бланка, Н.Ф. Брынзы, И.В. Высочанского, В.М. Завьялова,

В.Г. Демьянчука, Б.П. Кабышева, В.А. Краюшкина,

В.И. Мясникова, А.М. Паляя, В.Б. Порфирьева,

Е.И. Солдатенко, А.Ф. Шевченко, П.Ф. Шпака и др.)

Начатые в предшествующем периоде поиски залежей УВ в глубоких (более 4,5 км) горизонтах в 1970-е годы были не только продолжены, но и получили еще большее развитие. Этому, кроме открытия месторождений, способствовали многочисленные прогнозы высокой перспективности этого направления.

Ю.А. Арсирий, М.И. Бланк, В.М. Завьялов, В.И. Мясников, А.М. Паляй (1971, 1973) высоко оценивали перспективность в ДДВ “...зон и участков, где региональные нефтегазоносные комплексы залегают на глубинах более 4000-5000 м” (Арсирий Ю.А. и др., 1973 г., с. 58). При этом “Главными объектами поисковых работ во впадине должны являться глубокозалегающие отложения нижнего карбона, а на юго-востоке — отложения нижней перми и верхнего карбона, высокая продуктивность которых подтверждена исследованиями предыдущих лет. Необходимо также продолжать поиски залежей нефти и газа в девонских отложениях и усилить работы по выявлению ловушек неантиклинального типа и поиска в них скоплений УВ. Первоочередным направлением таких работ могут являться поиски в районе Руденковско-Горобцовской, Юрьевско-Богатойской, Липоводолинской, Перещепино-Близнецовской моноклинальных зон” (Арсирий Ю.А. и др., 1971, с. 40).

“Главный объект” авторов — нижний карбон — хорошо подтвердился последующими работами, если глубокозалегающими считать горизонты глубже 4,5 км, как это учитывается в мировой практике. Хуже обстоит вопрос с названными конкретными объектами, которые, за исключением Липоводолинской площади, расположены в южной прибортовой зоне ДДВ, а выявленные позднее скопления УВ в глубоких горизонтах приурочены к тектонически более спокойным север-

ной прибортовой и осевой зонам (Котелевское, Березовское, Луценковское, Свиридовское, Яблунское, Харьковцевское, Перезовское, Семиреньковское, Волошковское месторождения и др.). Вопрос о перспективности глубоких горизонтов в девонских отложениях остается еще не проверенным (не подтвержденным) бурением, а нижняя пермь-верхний карбон почти нигде в ДДВ не залегают на глубинах более 4,5-5 км.

Ю.А. Арсирий и др. (1973) высказывают свои представления и о перспективности сверхбольших глубин: “...следует форсировать исследование известных значительных месторождений на глубину до 6,0-7,0 км (Шебелинского, Ефремовского, Крестищенского, Рыбальского, Солоховского, Великобубновского и др.)” (с. 58). Вопрос о достоверности этого прогноза следует разделить на две части. В центральной (Сребненско-Солоховской) зоне региона такие прогнозы подтверждаются бурением — глубже и вблизи 6,0 км газовые залежи после 1973 г. были выявлены на Перезовском, Березовском, Свиридовском, Свистуньковском, Комышнянском месторождениях.

В то же время этот вопрос по юго-восточной части ДДВ, в частности в Машевско-Шебелинском районе на антиклинальных структурах с крупными залежами газа в нижней перми-верхнем карбоне, является проблемным и сегодня, так как не имеет однозначного решения. Пробуренные на некоторых структурах (Шебелинская, Крестищенская, Мелиховская) глубокие скважины залежей ниже подхмогенных массивно-пластовых скоплений не выявили. И даже Н.Ф. Балуховский, большой сторонник высокой перспективности северо-западных окраин Донбасса и один из первооткрывателей Шебелинского месторождения, в более поздней своей работе (В.К. Гавриш, Н.Ф. Балуховский, 1968) отрицательно оценил перспективность глубоких горизонтов на Шебелинской структуре после бурения первых двух (№ 200 и 300) глубоких скважин. Об этой части прогнозов Ю.А. Арсирия и др. (1971, 1973) в последующие годы были и другие высказывания, с противоположной оценкой перспективности. Бурением все они и к настоящему времени в необходимой степени не проверены. Подробнее к этому вопросу мы вернемся ниже.

Весьма оригинально решает вопрос о перспективности глубоких горизонтов в юго-восточной части ДДВ В.М. Завьялов (1971): “Основываясь на установленных закономерностях... можно ожидать, что крупные скопления УВ на северо-западных окраинах Донбасса должны быть встречены в отложениях нижнего карбона — регионально нефтегазоносных в ДДВ. Глубина залегания этих отложений составляет 6-7 км и более” (с. 49). Причем, по мнению В.М. Завьялова, эти перспективы не просто высокие, а высокие на нефть: “За рассматриваемой территорией утвердилось представление как об исключительно газоносной области...” (с. 50). Однако, по его представлению, с позиций глубинного происхождения УВ есть “...основание связывать существование источника образования нефтяных УВ с глубокими недрами” (с. 50) по следующей схеме: “При продвижении УВ через слабопроницаемые толщи возможна естественная сепарация, заключающаяся в отделении конденсата и формировании на его основе жидких скопле-

ний УВ. Допустимо предположение, что на глубинах более 5-6 км в юго-восточной части ДДВ, в отложениях нижнего карбона и девона, могут быть встречены газоконденсатные и нефтегазовые залежи, образовавшиеся в интервалах разреза, где по геологическим причинам имела место задержка вертикальной миграции УВ” (с. 50).

Позднее В.М. Завьялов (1972) эту точку зрения изложил в более обширной статье. Никаких данных в части практических результатов открытия месторождений, подтверждающих такой прогноз, за прошедшие почти три десятилетия не появилось. Все открытия в юго-восточной части ДДВ были газовыми скоплениями, причем с весьма низким содержанием конденсата. И это полностью соответствует осадочно-миграционной теории образования месторождений. И на нефть юго-восток ДДВ, по нашему мнению, малоперспективен.

А.А. Билык и Л.А. Трухан (1972) считают, что перспективными в ДДВ на глубинах 4—7 км являются средне-, нижнекаменноугольные и девонские отложения. “Первоочередным объектом поисков... в среднем карбоне на больших глубинах является юго-восточная часть региона... расположенная между Солоховско-Диканьским валом и Шебелинским поднятием... Нижнекаменноугольный комплекс является наиболее перспективным как по площади распространения, так и по условиям накопления и сохранения залежей... Наибольший интерес представляет район между меридианом Талалаевского поднятия на западе и восточным окончанием Солохово-Диканьского вала. Девонские отложения... наиболее перспективна... область между меридианом Ични и Глинско-Розбышевской структурой, где девон полностью может разбуриваться до 7000 м. Малую перспективность имеет район, расположенный западнее Ични... и восточная часть региона (восточнее меридиана Шебелинской структуры), что обусловлено, соответственно, относительной раскрытостью и высокой степенью катагенетических изменений пород на небольших глубинах” (с. 14).

Здесь следует подчеркнуть прошедшую испытание временем более высокую оценку авторами в глубоких горизонтах отложений нижнего карбона, чем девонских, что связывается исследователями не только с большей площадью распространения первых, но и разной оценкой их перспективности. А вот в сравнительной оценке перспективности разных глубин авторы, по нашему мнению, излишне оптимистичны в отношении глубокозалегающих отложений: “Оценивая ресурсы в интервале 4000—7000 м, авторы пришли к выводу, что с глубиной они не уменьшаются. При плотности запасов на единицу площади, равной плотности в тех же отложениях до 4000 м, промышленные ресурсы нефти и газа на этой глубине в регионе должны достигать 70 % ресурсов, сосредоточенных в интервале от 0 до 4000 м. Вероятно, что фактическая плотность запасов и ресурсы на глубинах более 4000 м будут большими, чем до 4000 м” (с. 15).

Действительно, глубже 4 км (в интервале 4—7 км), по нашим оценкам, содержится 60 %, а до 4 км — 40 % начальных ресурсов УВ. Но это не значит, как считают А.А. Билык и Л.А. Трухан (1972), что с глубиной ресурсы УВ в ДДВ не уменьшаются и имеют одинаковую плотность с неглубокими горизонтами. Дело в том, что авторы не со-

всем верно выбрали интервал для отсчета глубоких горизонтов — 4 км. Это еще небольшие глубины, к которым обычно относят глубину 4,5—5 км. Если за границу глубинности принять 5 км, то в неглубоких горизонтах ДДВ сосредоточено 75 % начальных ресурсов УВ, а в глубоких — только 25 %.

Неразведанные же ресурсы (категорий $D+C_3+C_2$) в таком случае распределяется примерно поровну между глубокими и неглубокими горизонтами. Но главная закономерность состоит в другом (Б.П. Кабышев, 1994) — в ДДВ наибольшие ресурсы (начальные) и их плотность сконцентрированы в средней части разреза (в доминирующем комплексе) на глубине примерно 3-5 км, выше и ниже которой они резко уменьшаются. Так что в интервале 5—7 км ресурсы и их плотность существенно ниже, чем в доминирующей зоне, но соизмеримы с таковыми на малых (до 3 км) глубинах.

Прогнозы А.А. Билыка и Л.А. Трухана (1972) в части конкретных локальных объектов состоят в следующем: “Для сверхглубокого параметрического бурения предлагаются такие объекты: 1) на Западно-Староверовском или Западно-Крестищенском поднятии на средний карбон (глубина 7000 м); 2) на Котелевской структуре (глубина 6500 м), а также на Суходоловском и Шебелинском поднятиях (глубины 6500 и 7000 м) на нижнекаменноугольный комплекс. Для изучения девонских отложений рекомендуется заложить сверхглубокие скважины: на Анастасьевском поднятии (глубина 6000 м) и на Новогригорьевской структуре (глубина 7000 м)” (с. 15). Большинство этих предложений до настоящего времени не реализовано, кроме бурения на Котелевской структуре, где прогноз авторов прекрасно подтвердился, и на Западно-Крестищенской, где он, наоборот, не подтвердился. Последний случай (перспективность глубоких горизонтов под крупными массивно-пластовыми залежами на юго-востоке ДДВ) мы комментировали выше.

Е.И. Солдатенко и Н.М. Фесенко (1973) в соответствии со схемой К.К. Лэндиса о зависимости фазового состояния УВ от температуры и давления рассмотрели перспективность больших глубин ДДВ на нефть. Авторы пришли к выводу, что “...вероятность обнаружения залежей нефти на больших глубинах центральной и особенно юго-восточной части ДДВ небольшая, хотя отдельные, первично сформированные и избежавшие переформирования залежи нефти (например, литологически со всех сторон ограниченные), могут быть встречены и здесь. Этот вывод противоположен рассмотренным выше представлениям В.М. Завьялова и за прошедшее время получил полное подтверждение проведенными после 1973 г. поисковыми работами. А “...основные перспективы поисков залежей нефти и конденсата в каменноугольных отложениях, — по мнению авторов, — следует связывать с центральными, северо-западными и прибортовыми частями ДДВ с глубинами до 4800 м, хотя наличие жидкой фазы (конденсата) возможно до глубины 6500 м. Для девонского комплекса отложений в центральных, а при благоприятных условиях и в других районах впадины предел распространения на глубину жидких УВ, по-видимому, увеличивается на 400-500 м” (с. 83). Расположение всех открытых в ДДВ

после 1973 г. месторождений нефти (Бугреватовское, Бережовское, Козиевское, Щуровское, Матлаховское, Нынивское, Перекоповское, Ярошевское, Сев.-Ярошевское, Коржевское, Тростянецкое, Турутинское, Липоводолинское, Ромашовское, Чернетченское) подтверждают прогнозы Е.И. Солдатенко и Н.М. Фесенко (1973).

Н.Ф. Брынза и др. (1974) пришли к выводу, что в юго-восточной части ДДВ “поиски глубокозалегающих залежей нефти и газа следует вести в первую очередь на наиболее крупных структурах с уже установленной промышленной нефтегазоносностью, таких, как Ефремовская и Западно-Крестищенская” (с. 5). Об этом направлении поисков, которые можно отнести к довольно распространенному заблуждению геологической мысли, мы уже говорили. Его же отстаивает и другая группа авторов — Ю.А. Арсирий, Н.Ф. Брынза, И.В. Высочанский, А.М. Палий, В.В. Сердюков (1976): “В Машевско-Ефремовской зоне в связи с большими глубинами залегания среднего карбона поисковое бурение следует проводить в незначительных объемах только на крупных поднятиях с установленной газоносностью в более молодых отложениях (Зап.-Крестищенская, Ефремовская, Мелиховская, Кегичевская и др.), а также на структурах с повышенным залеганием среднего карбона (Светловская, Веселовская)” (с. 3).

Сходная проблема рассмотрена в статье И.Г. Баранова, Е.К. Гончарова, Б.П. Кабышева и А.Ф. Шевченко (1971). Ими сформулирована закономерность размещения залежей УВ на локальных структурах ДДВ: “...если на какой-либо сквозной по наддевонским отложениям антиклинальной структуре хотя бы в одном из продуктивных комплексов — мезозое, нижнепермско-верхнекаменноугольном и среднекаменноугольном — содержатся нефтяные или газовые залежи, то они заведомо содержатся и в нижнекаменноугольных отложениях” (с. 2). В работе названо 15 месторождений с залежами в верхних комплексах, которые авторы считают перспективными и по нижнему карбону в глубоких горизонтах (5-8 км). В последующие годы на Шебелинском месторождении бурением был вскрыт серпуховский ярус, по которому положительный прогноз не подтвердился. На остальных структурах (Спиваковская, Миролюбовская, Волоховская, Машевская, Ефремовская, Зап.-Медведовская, Кобзевская, Семеновская, Кегичевская, Зап.-Крестищенская, Зап.-Староверовская, Мелиховская, Зап.-Сосновская) нижний карбон до сих пор скважинами не оценен. Однако на перспективность большинства из этих крупноамплитудных структур Восточной субобласти ДДВ сегодня, в свете наших, более поздних представлений об условиях формирования месторождений (Геологическая модель... 1985), следует смотреть несколько по-другому.

К этой же статье И.Г. Барановым и др. (1971) на основе подмеченной закономерности о связи мощности визейских отложений с их продуктивностью был сделан положительный прогноз нефтегазоносности этого комплекса отложений на 16 антиклинальных структурах. Здесь проверяемость и подтверждаемость прогноза лучшая: подтверждение положительного прогноза получено на 4-х поднятиях (Харьковцевское, Анастасьевское, Котелевское, Березовское); не подтвердилась положительная оценка на Мечебиловской и Кочубеевской площадях; на

остальных структурах визейский ярус еще не оценен бурением (Семеновская, Петровская, Вост.-Полтавская, Мироновская, Волвенковская, Сев.-Волвенковская, Червоно-Донецкая, Полтавская, Алексеевская).

Как видим, прогноз продуктивности на основе использованного авторами метода хорошо подтвердился на объектах Западной субобласти ДДВ, где, действительно, структуры с залежами в среднем карбоне и выше, а также со значительными мощностями (более 600 м) визейского яруса являются продуктивными по этому комплексу, однако прогноз плохо подтверждается по объектам в Восточной субобласти. Последнее обусловлено неучетом авторами в то время особенностей формирования месторождений УВ в разных частях региона, в частности неучетом отрицательного влияния в восточной части ДДВ высокого катагенеза пород нижнего карбона и связанных с ними жестких термобарических условий, которые обусловили вертикальное перемещение УВ вверх до регионального флюидоупора. Эти особенности и связанные с ними условия перспективности разных комплексов отложений в те годы можно было предвидеть, если бы обращалось внимание на условия формирования месторождений с позиций осадочно-миграционной теории их происхождения.

В.Б. Порфирьев и В.А. Краюшкин (1977) со ссылкой на экспериментальные исследования и закономерности размещения месторождений нефти и газа по миру считают, что “...концепция о переходе нефти в газ и графит (или нефтяной коке) за счет форсированного катагенеза на больших и сверхбольших глубинах, по крайней мере, до 7-7,5 км, является несостоятельной... В свете этого перспективность глубинных недр Украины должна быть гораздо выше на нефть, чем на свободный газ” (с. 108). Неподтверждаемость этого прогноза аргументируется тем, что из 30 открытых в ДДВ за последние почти 20 лет (с 1981 г.) месторождений нефтяным оказалось только одно — Чернетченское, остальные газовые и газоконденсатные... Обусловлено это тем, что поиски УВ в больших объемах проводились в слабоизученных глубоких горизонтах и юго-восточной, приближенной к Донбассу части ДДВ, т. е. в зонах с “форсированным катагенезом”. Раньше геологоразведочные работы в больших объемах проводились в температурно менее жестких частях разреза (на меньших глубинах и в западной половине ДДВ), потому нефтяные месторождения открывались чаще.

П.Ф. Шпак и В.Г. Демьянчук (1980) считают, что “...на больших глубинах возможны новые скопления УВ в турнейских, визейских и серпуховских отложениях во всех тектонических зонах Днепровского грабена... в Котелевско-Белюсовской, Глинско-Розбышевской, Солоховско-Матвеевской, Яблуновско-Кошевойской, Семеновско-Абазовской, Богатойско-Шандриголовой и др. тектонических зонах, а также на Бельской глубинной структуре. Вторым перспективным направлением... является изучение нефтегазоносности каменноугольных отложений в депрессионных зонах ДДВ. В первую очередь... в Сребненской, Ждановской, Шиловской, Ордановской и других перспективных депрессиях” (с. 4). Эти прогнозы довольно хорошо подтвержда-

ются геологоразведочными работами — приросты запасов УВ из глубоких горизонтов в последующее время были получены в значительной степени в названных авторами зонах. Кроме того, в их пределах были открыты новые месторождения (Наташинское, Коломакское, Зап.-Солоховское, Червонолуцкое, Свистуньковское и др.).

Резюмируя прогнозы нефтегазоносности глубоких горизонтов в ДДВ, следует отметить следующее:

- перспективность этого направления в действительности оказалась менее оптимистичной, чем прогнозировалась некоторыми исследователями;

- более достоверными оказались прогнозы сторонников осадочно-миграционной теории образования месторождений, учитывающие снижение перспективности недр с повышением степени катагенеза пород выше определенного предела;

- не подтвердились прогнозы, сделанные с позиций глубинного генезиса УВ и в части высокой перспективности глубоких горизонтов на нефть, особенно в юго-восточной части региона.

6.4. Неантиклинальные ловушки

(прогнозы П.В. Анцупова, Н.Я. Барановской, Г.С. Брайловского, В.А. Витенко, Г.И. Вакарчука, В.А. Гальченко, Е.К. Гончарова, Б.Д. Гончаренко, В.К. Иванова, Б.П. Кабышева, А.Е. Лукина, А.Я. Ларченкова, А.М. Панькива, В.В. Плошко, В.И. Савченко, В.И. Созанского, Е.И. Солдатенко, С.В. Ткачишина и др.)

В 1970-е годы, в связи с существенным исчерпанием неразведанных ресурсов основного в те годы нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса, а также достаточно высокой разведанностью более древних отложений на небольших глубинах в пределах крупных антиклинальных структур, в ДДВ начал ощущаться дефицит в подготовленных к бурению поисковых объектах. Он разрешался главным образом выделением и подготовкой сейсморазведкой малоамплитудных локальных поднятий, а также освоением глубоких горизонтов и неантиклинальных ловушек — стратиграфических, литологических, тектонически экранированных и биогермных.

Исследования этого направления были начаты еще в прошлом десятилетии, однако в широких масштабах они развернулись в этот период. И хотя существенных практических результатов в части открытия месторождений еще не было получено, но эти исследования имели большое значение, так как закладывали методические основы выделения и подготовки нового нетрадиционного типа ловушек, и разрабатывались перспективные направления поисков таких залежей в разных стратиграфических комплексах отложений и зонах ДДВ. Исследования этого направления характеризовались сложным сочетанием творческих находок и неподтвердившихся прогнозов.

К наиболее обширным и детальным разработкам проблемы неантиклинальных ловушек в этот период относятся исследования группы сотрудников УкрГГРИ под руководством А.Е. Лукина, выполненные со специалистами производственных организаций. В работах

А.Е. Лукина (1972, 1974) и коллективных с его участием (Г.И. Вакарчук и др., 1975; А.Е. Лукин, А.Я. Ларченков, 1976) были детально освещены возможные карбонатные резервуары, выделены биогермные фации, выполнен прогноз биогермных ловушек и перспектив их нефтегазоносности. Такие объекты были выделены в отложениях нижней перми, нижнебашкирском, верхне- и нижневизейском подъярусах, турнейском ярусе и девонском комплексе. При этом автор считал, что "...в девоне возникали наиболее благоприятные условия для образования типичных карбонатных рифов (хорошо дифференцированных карбонатных органогенных построек), поскольку масштабы некомпенсированной седиментации тут достигали максимума по сравнению с карбоном и пермью" (А.Е. Лукин, 1972, с. 69).

Выводы прогнозного значения (А.Е. Лукин, 1974): "Следует оптимистически оценивать перспективы нефтегазоносности, связанные с поисками палеозойских КОП (карбонатных органогенных построек. — Б. К.). Первоочередного внимания заслуживают нижнепермские биогермы. Большой интерес представляют также предполагаемые КОП башкирского яруса... Что касается девонских биогермов, то их поиски составляют, по мнению автора, одно из важных направлений в решении проблемы нефтегазоносности девона. Можно надеяться, что поиски залежей УВ, связанные с КОП, приведут к существенному приросту запасов нефти в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области" (с. 78).

Автор отмечал также, что "...некоторые признаки биогермообразования наблюдаются также в карбонатных горизонтах верхнего визе... Возможно развитие биогермных карбонатных фаций в нижневизейских (XIII и XIV горизонты...) и турнейских (XV горизонт) отложениях" (с. 76). Однако к первоочередным объектам поисков эти карбонаты в цитируемой работе не были отнесены.

В статье А.Е. Лукина и А.Я. Ларченкова (1976) акцентируется внимание на несколько другом порядке значимости биогермов в разных частях разреза: "Особый интерес представляют верхнедевонские (нижнефранские, фаменские) рифогенные коллекторы северо-западной части впадины, нижнепермские (славянские) органогенные постройки Сребненской, Зеньковской, Орчиковской депрессий, комбинированные ловушки, связанные с барьерным верхневизейским рифом в зоне Краснорецких сбросов, карбонатные коллекторы нижнебашкирского подъяруса, нижнего визе-турне на крупных локальных структурах и на склонах" (с. 170).

На первом этапе исследований наибольшее внимание, в связи с лучшей изученностью, авторами уделялось биогермам в нижнепермских отложениях, в которых "...зоны окаймления соленосных депрессий в соответствии с известными палеогеоморфологическими закономерностями формирования биогермов следует считать весьма перспективными с точки зрения поисков последних. В частности можно предполагать широкое развитие уплощенных водорослевых банок лежачковского типа на периферии Кошелевской, Монастырищенской, Сребнянской, Орчиковской и других депрессий за пределами развития соли" (Г.И. Вакарчук, А.Е. Лукин и др., 1975, с. 39). "Наиболее благоприят-

ными для локализации нефтегазоносных нижнепермских биогермов (биостромов, рифовых банок) являются юго-западные склоны Талалаевского, Липоводолинского, Рыбальского выступов, северо-западная периклиналь Глинско-Розбышевского вала, Октябрьская флексура, склоны отдельных крупных штоков” (Лукин А.Е., Галицкий И.В., 1974, с. 173).

Прогнозы нефтегазоносности карбонатных резервуаров реализовались в практике геологоразведочных работ не быстро, по-видимому, в первую очередь вследствие неразработанности технологии вскрытия и опробования таких объектов. Тем не менее, сегодня можно заключить, что прогнозы А.Е. Лукина и других исследователей в части высокой оценки карбонатных резервуаров в нижнекаменноугольных отложениях подтверждаются бурением — в них открыты Багатойское, Мачехское, Кампанское и др. месторождения. Еще выше оцениваются их дальнейшие перспективы с позиций современной изученности.

Перспективность же нижнепермских биогермов не подтвердилась последующими работами, и обусловлено это не отсутствием в ДДВ таких ловушек, хотя славянского и никитовского барьерных рифов, окаймляющих весь раннепермский седиментационный бассейн (А.Е. Лукин, 1976, рис. 4) и не оказалось. Причина неперспективности всех типов неантиклинальных ловушек и малоамплитудных поднятий в этом комплексе. В тех же случаях, где нижнепермские биогермы сочетаются с приштоковыми (Чутовское месторождение) или обычными антиклинальными структурами (Леляковское месторождение), они содержат крупные скопления УВ.

В другой работе А.Е. Лукин (1976) вместе с разработкой прогнозной классификации неантиклинальных ловушек ДДВ дал оценку их перспективности. Наиболее древними выделяются зоны стратиграфического выклинивания верхнефаменско-турнейских терригенных образований на поверхности несогласия у выступов докембрийского фундамента. Залежи этого типа пока в ДДВ не выявлены. Автором выделены ловушки в визейских палеорулах, зонах развития песчаных баров, пляжевых песков, береговых валов и линзовидных пачек. Многочисленные баровые тела выделены им в отложениях верхнего визе, среднего и верхнего карбона. Значение таких песчаных тел, осложняющих локальные поднятия, давно подтверждено бурением (комбинированные ловушки), а вне антиклинальных условий прогнозы А.Е. Лукина получили подтверждение позднее — в 1980—1990-е годы с открытием Волошковского, Свиридовского, Мехедовского, Голотовщинского, Рудовско-Краснозаводского, Беспаловского и других месторождений.

По-другому обстоит вопрос с подтверждаемостью перспективности зон стратиграфического выклинивания терригенных отложений под предтриасовой (предпересажской) поверхностью несогласия, “...которая, в отличие от ряда других поверхностей внутрипалеозойских перерывов, характеризуется широким развитием выходов песчаных пород верхнего, а также среднего карбона и надежно экранируется красноцветной пересажской глинистой толщей” (с. 18). По аналогии с крупными Гнединцевским и Глинско-Розбышевским нефтяными место-

рождениями А.Е. Лукин (1977) считал, что “...основные перспективы поисков литологических залежей следует связывать с нижнепермскими красноцветами (средняя и верхняя субформации). В этой, существенно глинистой, толще присутствуют крупные линзовидные песчаные тела (бары, выносы рек), с которыми могут быть связаны газовые залежи и вне локальных структур. По-видимому, крупные скопления газа могут быть приурочены к стратиграфическим ловушкам, связанным с внутрiformационными несогласиями, в частности, с границей между средней и верхней красноцветными субформациями. Большие перспективы поисков нефтяных залежей стратиграфического (структурно-стратиграфического) типа связаны с верхнекаменноугольными красноцветами за пределами соленосных депрессий” (с. 96). Судьба этих прогнозов аналогична многим другим о перспективности неантиклинальных ловушек в нижняя пермь-верхнекаменноугольном продуктивном комплексе.

В 1970-е годы прогнозы нефтегазоносности в неантиклинальных ловушках разрабатывались и другими исследователями. Е.И. Солдатенко и Н.М. Фесенко (1973) перспективы поисков залежей в неантиклинальных стратиграфических и литологических ловушках связывают в первую очередь с территорией грабенной части ДДВ, в меньшей степени — с бортами, в связи с относительно древним (палеозойским) возрастом отложений, которые здесь выклиниваются. При этом “...основные перспективы поисков стратиграфических залежей на крыльях и периклиналях крупных положительных структур... по крайней мере, на первом этапе таких поисков, вероятно, следует связывать с предверхнепермским и преднижнепермским перерывами” (с. 714). Подобные ловушки, по мнению авторов, могут образовываться при полном размыве в сводовых частях складок верхнекаменноугольных отложений. Перспективными для поисков таких залежей авторы называют крылья Журавковского, Краснопартизанского и Чернухинского поднятий. В другой работе Е.И. Солдатенко (1975) дополняет этот список перспективных объектов, включая в него также Антоновскую, Холмскую, Великозагоровскую и Григоровскую структуры. Ко всем им относится замечание о малой благоприятности гидрогеологических условий сохранности залежей в зонах расположения этих структур и отложений. Здесь же Е.И. Солдатенко (1975) высказывается о перспективности внутривизейского и предбашкирского несогласий. В первом из них (предверхневизейском) стратиграфические ловушки “...ожидаются в полосе, окаймляющей северо-западную часть впадины, где имеется частичный размыв визейских отложений. Количество ловушек, образованных предбашкирским размывом, невелико и перспективы обнаружения связанных с ними залежей ограничены”. Выводы эти, если речь идет о неантиклинальных залежах, в целом верные и с позиций сегодняшнего дня, за исключением того, что невысокая перспективность стратиграфических ловушек под предбашкирским несогласием обусловлена, по нашему мнению, не их малым количеством, а тем, что пограничные с этим несогласием отложения в северо-западной части ДДВ перестают быть нефтегазогенерирующими. В этих условиях, как будет показано ниже, неантиклиналь-

ные ловушки всех разновидностей не являются перспективными.

В Прилукском нефтеносном районе “несводовые” литологические и стратиграфические залежи УВ С.Ф. Петухов, Е.И. Солдатенко и Н.М. Фесенко (1974) прогнозировали в широком стратиграфическом интервале каменноугольных отложений:

- “Крылья антиклинальных структур... северное крыло Антоновской и С-3 крыло Журавковского поднятия... (с. 42).

- Борты крупных синклиналей, в первую очередь южный борт Сребненского прогиба, в пределах которого на Сокиринцевской площади пробурены 4 скважины (с. 44)”. От себя добавим, что залежей УВ и даже признаков нефтегазоносности ни в одной из скважин не было установлено, и это, как будет показано ниже, вполне закономерно.

- “Южная прибортовая зона ДДВ. Наибольшие перспективы связываются с районом, примыкающим к Монастырищенскому и Малодевицкому месторождениям...

- Выступы кристаллического фундамента. В районе Гнилицкой площади... залежи нефти и газа могут быть приурочены как к базальным слоям... так и располагаются в самом выступе, в изверженных породах.

- Приштоковые зоны солянокупольных структур. Залежи... могут быть установлены в терригенных девонских отложениях на Ю-3 крыле Прилукского поднятия” (с. 44).

Авторы считают, что “...наибольшие перспективы стратиграфически экранированных... залежей нефти (газа) в верхнекаменноугольных и иногда в отложениях московского яруса следует связывать с крыльями Антоновской, Журавковской, Прилукской, Восточно-Крапивнянской, Хомовской и Омбишской складок, а также с зоной, расположенной между Южно-Дорогинской антиклиналью и Буромским штоком. В меньшей мере... эти перспективы связываются с крыльями Гнединцевской, Леляковской и Чернухинской складок” (с. 41).

За прошедшее двадцатилетие на целом ряде указанных С.Ф. Петуховым и др. (1974) объектов проводилось поисковое бурение, однако положительных результатов не было получено. По нашему мнению, в данном случае имеем дело с неподтверждением прогнозов нефтегазоносности, обусловленных расположением ловушек, особенно в верхнем и среднем карбоне, в малоперспективной зоне, вследствие гидрогеологической раскрытости недр. В отложениях нижнего карбона, где в восточной части рассматриваемой зоны появляются нефтяные залежи, гидрогеологические условия сохранности улучшаются.

В.А. Гальченко (1972-1) оценил перспективы нефтегазоносности неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушек в северо-западной части ДДВ в связи с применением прямых геохимических методов их поисков: “Основные перспективы... связываются с палеозойским комплексом отложений и, прежде всего, с нижнепермскими и верхнекаменноугольными отложениями, перекрытыми несогласно залегающей толщей слабопроницаемых пород верхнепермского возраста” (с. 20). Здесь, как видим, все та же эйфория, которая минула редко какого исследователя прогнозов нефтегазоносности ДДВ.

Далее автор указывает на конкретные, перспективные на основе

приповерхностной геохимии, участки, правда, не привязывая их к стратиграфическому комплексу, и поэтому не совсем понятно, относятся ли они к названным выше отложениям нижней перми-верхнего карбона или нижезалегающим. Он пишет: “Наиболее высокие перспективы для поисков залежей этого (неантиклинального. — Б. К.) типа связываются с северо-западным замыканием Скоренецкого прогиба (участки Чемерской, Слабинской, Черниговской и других зон аномально повышенного накопления тяжелых УВ газов в составе кайнозойских вод). Наличие аномалий... указывает на перспективность... С-В крыла Ивангородско-Парафиевского поднятия; на далеком погружении С-В крыла Леляковско-Переволочнянской зоны (Сокиринцевская площадь); в периферийных частях Журавковской и Чернухинской структур” (с. 20).

После 1972 г. в названных зонах, в отложениях нижней перми-верхнего карбона, никаких новых месторождений не было открыто, хотя бурение с попутной оценкой этого комплекса здесь проводилось в немалых объемах, а образования нижнего карбона проявили свою перспективность в Леляковской и Чернухинской зонах (Белюсовское и Щуровское месторождения). Такая скромная подтверждаемость обусловлена, кроме общей причины, связанной с гносеологией исследования, на которой мы подробнее остановимся ниже, а также с учетом общей низкой перспективности территории крайнего северо-запада ДДВ, обусловленной ее гидрогеологической раскрытостью (содержание азота и других, неуглеводородных водорастворенных, газов составляет более 50-70 %) по всему разрезу, кроме девонского.

В этой зоне В.А. Гальченко (1972-2) назвал значительное количество геохимических аномалий в водах кайнозойских горизонтов — Слабинская, Жеведьская, Черниговская, Ивашковско-Кобылянская, Грибоворуднянская, Парафиевско-Ивангородская, Ичнянская и др. Видимо, такие аномалии могут быть обусловлены не только наличием месторождений УВ в более глубоких горизонтах.

Г.И. Вакарчук, В.А. Гальченко и С.В. Ткачишин (1976) перспективность литолого-стратиграфических ловушек в С-3 части ДДВ связывают с каменноугольными и нижнепермскими отложениями в ряде зон:

- “На Ю-3 склоне Воронежского кристаллического массива, на участке Великие Бубны—Дмитриевка—Курени—Адамовка, наблюдается выклинивание нижнепермских и верхнекаменноугольных отложений...

- В области северного склона Украинского щита выделяется два участка: Пирятин—Галица и Лосиновка—Иржавец. Здесь... наблюдается резкое стратиграфическое срезание перспективных комплексов каменноугольных и нижнепермских отложений (с. 99)...

- На склонах крупных прогибов... отмечаются перепады мощностей каменноугольных и нижнепермских отложений... В последних в этих условиях также наблюдается смена карбонатно-сульфатных отложений галогенными (с. 99)... Благоприятные условия для формирования ловушек неантиклинального типа следует ожидать в периферических частях Сребненского, Ольшанского, Нежинского прогибов и на северном склоне Кошелевско-Плисковского верхнепалеозойского

прогиба (с. 100)...

- Крыльевые и периклинальные части антиклинальных структур... В визейских отложениях... значительный интерес... представляют склоны Парафиевско-Ивангородской, Дмитриевской, Великозагоровской, Прилукской и др. структур... прослеживается... Хомовско-Видельцевская флексура. Здесь отмечается резкий перепад мощностей и фациальное изменение каменноугольных и нижнепермских отложений, что создает благоприятные условия для формирования ловушек неантиклинального типа (с. 101)...

- Карбонатные образования имеют широкое распространение во всем палеозойском разрезе С-З части ДДВ. Однако наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляют карбонатные отложения нижней перми и башкирского яруса... где намечается развитие небольших уплощенных органогенных построек, представленных биогермами, биостромами и банками... Наиболее перспективными участками... в отложениях нижней перми являются северо-восточный склон Сребненского прогиба... и склон Хомовско-Видельцевской флексуры, в пределах которых выделяются первоочередные объекты... Это Северо-Гнединцевское, Восточно-Щуровское и Голотовщинское поднятия, тип ловушек в которых будет аналогичен ловушкам Леляковского месторождения (с. 101)...

- В каменноугольных отложениях органогенные постройки имеют ограниченное распространение. Они приурочены к башкирскому ярусу и установлены в... пределах Адамовского, Максаковского, Борковского и Холмского антиклинальных поднятий. Предполагается их развитие на участке Бахмач—Великие Бубны... Определенный интерес в смысле поисков промышленных залежей УВ представляет мощная толща карбонатных образований нижневизейского подъяруса..." (с. 104).

Оценивая достоверность прогнозов Г.И. Вакарчука и др. (1976), следует отметить их довольно хорошую подтверждаемость и особенно надежды на будущую подтверждаемость в части нижнекаменноугольных отложений на территории восточнее Ичнянской группы структур. Здесь в конце 1970-х и 1980-е годы в отложениях верхневизейского яруса открыт целый ряд газоконденсатных месторождений в неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушках — Луценковское, Мехедовское, Волошковское, Голотовщинское, Рудовско-Краснозаводское и др. Трудно судить о совпадении открытых месторождений с рекомендованными локальными прогнозными участками. Но в целом расхождение их в рекомендовавшихся зонах они подтвердилось. Исключение составляют рекомендации по крайнему северо-западу ДДВ (западнее г. Ични), где вследствие неблагоприятных условий сохранения залежей УВ (гидрогеологической раскрытости недр), несмотря на значительные объемы бурения, не было открыто месторождений нефти или газа ни в каких отложениях. Авторы в те годы этого не учитывали, хотя именно в тот период были выполнены основные гидрогеологические исследования в том районе.

И уж совсем не подтвердились прогнозы цитируемых авторов по нижнепермским отложениям, как карбонатным, так и терригенным. Обусловлено это неучетом ими особенностей формирования залежей

УВ в этом комплексе, о чем мы подробнее остановимся ниже.

В 1970-е годы продолжили эйфорию с высокой оценкой нефтегазоносности отложений нижней перми в неантиклинальных ловушках и ряд других исследователей. А.М. Панькив и В.В. Плошко (1972) в обрамлении Сребненской депрессии прогнозировали стратиграфические ловушки в подошве картамышской, никитовской и славянской свит, вследствие наличия преднижнепермского несогласия, а также в кровле этих свит под предтриасовым несогласием. Авторы считают, что "...нижнепермские отложения в пределах бортовых частей Сребненского прогиба являются первоочередным объектом для поисков залежей аструктурного типа".

С.В. Ткачишин и др. (1974) решение биогермной проблемы в северо-западной части ДДВ видят в двух направлениях — оценке перспективности нижнепермских и девонских отложений. При этом "...первоочередного внимания с целью поисков залежей нефти и газа в биогермных образованиях нижней перми заслуживают периферические части Сребненской впадины, а также склоны Ичнянской группы структур... отдельные биогермные тела вдоль северного склона Краснопартизанского вала и на далеких склонах Великозагоровского поднятия" (с. 128). Следует отметить, что с тех пор в отложениях нижней перми северо-западной части ДДВ, к сожалению, не открыто ни одной залежи, не только в аструктурных, но и в сводовых ловушках, хотя поисковые работы в этом направлении проводились как специально на этот комплекс, так и попутно при разведке нижнекаменноугольных образований.

В коллективной работе (Формирование... 1971) ряда авторов (В.А. Витенко, С.П. Витрик, В.И. Савченко, И.Ф. Клиточенко, В.Г. Демьянчук, А.К. Цыпко и др.), в связи с теоретическим выводом о формировании залежей нефти в зонах выклинивания нижней перми-верхнего карбона в результате латеральной миграции УВ, эти отложения считаются перспективными для поисков залежей в стратиграфических, литологических и тектонически экранированных ловушек в периферийных зонах ДДВ и в частности на склонах Сребненского, Монастырищенского и Малодевицкого крупных прогибов (с. 170).

Высокие перспективы стратиграфических ловушек, связанных с предтриасовым несогласием в северо-западной части ДДВ, обосновывались и в работе В.И. Савченко и др. (1979). На территории грабена они предполагались авторами "...на Щуровском, Северо-Озерянском, Голотовщинском и Южно-Талалаевском участках Сребненского прогиба, а также на Северо-Прилукском, Ольшанском, Ичнянском — Ольшанского прогиба... На юго-западном склоне Воронежского кристаллического массива, на отрезке Великие Бубны—Дмитриевка—Курени—Адамовка... В области северного склона Украинского кристаллического щита... на участках Пирятин—Галица и Лосиновка—Иржавец". Для ловушек, связанных с рифогенными образованиями, по мнению указанных авторов, "...наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляют карбонатные отложения нижней перми, задонско-елецкого горизонта верхнего девона и, возможно, башкирского яруса среднего карбона". По первому направлению в работе

перечисляется целая серия перспективных локальных объектов, на части из которых (Хортицкое, Голотовщинское, Нежинское поднятия), по мнению авторов, ловушки подобны Леляковскому месторождению. Все эти прогнозы практикой геологоразведочных работ, как известно, не подтвердились. В этой связи следует отметить, что недостоверность прогнозов в данном случае связана не только с отсутствием аналогии в рекомендованных объектах с Леляковским и Гнединцевским месторождениями, как во многих других прогнозах этого типа, но и с расположением ряда площадей (Хомовско-Ведильцевская флексура, Лосиновка—Иржавец, Пирятин—Галица) в гидрогеологически раскрытых зонах, неблагоприятных для сохранения залежей нефти и газа в ловушках любого типа.

В.И. Созанский (1977) при решении проблемы нефтегазоносности неантиклинальных, в том числе стратиграфических, ловушек в ДДВ основывается на двух главных положениях: "...теории неорганического происхождения нефти, связывающей формирование залежей с вертикальной миграцией УВ..." и с "...развитием региональных пород — покрывок" (с. 87, 94). Такой подход позволил ему сделать вывод, что "...первоочередным объектом для поисков залежей нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам в ДДВ, являются нижнепермские отложения Прилукского нефтегазоносного района. Наиболее перспективные площади — участки между Гнединцевским и Леляковским месторождением, Чернухинским и Гнединцевским, Леляковским и Прилукским, а также между Гнединцевским месторождением и Журавковским куполом" (с. 96). На обосновании несостоятельности такого прогноза В.И. Созанского, как и подобных других авторов, мы остановимся ниже. Здесь же отметим только, что решение рассматриваемой проблемы может явиться одним из критериев оценки достоверности двух основных современных концепций генезиса нефти и газа — неорганической и осадочно-миграционной.

В цитируемой работе В.И. Созанский (1977) дискутирует с А.Е. Лукиным о наличии рифов в нижнепермских отложениях ДДВ "На окраине Сребненского бассейна не было условий для развития рифов. Поэтому мы не можем согласиться с А.Е. Лукиным о рифогенной природе нижнепермских карбонатов Леляковского месторождения нефти" (с. 89). Здесь уместно заметить, что неподтверждение многочисленных прогнозов залежей УВ в неантиклинальных ловушках нижнепермского комплекса мы связываем не с ошибочным (недостоверным) выделением в них биогермов или неантиклинальных стратиграфических ловушек, а с неблагоприятными условиями для аккумуляции в них УВ и формирования месторождений.

В анализируемой работе В.И. Созанский (1977) сделал еще один неподтвердившийся прогноз: "По нашим представлениям на бортовых частях ДДВ должны быть широко развиты неантиклинальные ловушки. Однако они малоперспективны в отношении нахождения в них нефти и газа. С позиций глубинного происхождения нефти только участки с блоковым строением фундамента представляют практический интерес. Борты впадины в своей большей части характеризуются спокойным залеганием фундамента, в связи с чем трудно рас-

считывать на скопления в них нефти и газа. Небольшие залежи возможны вблизи региональных разломов" (с. 89). Здесь оказалось как раз все наоборот. Вскоре после этого прогноза на Северном борту было открыто Коробочкинское газоконденсатное месторождение (1979 г.), а в 1980—1990-е — еще более десятка месторождений, в т. ч. среднее по запасам Юльевское, которые связаны с локальными поднятиями и блоковыми полуантиклинальными ловушками, ограниченными несогласными сбросами. Таким образом, месторождения на Северном борту выявлены, и он оказался довольно интенсивно нарушенным разломами, а вот неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушек и месторождений в них действительно пока не установлено, и в этом состоит одна из нерешенных проблем Северного борта ДДВ.

Выше уже говорилось о малоперспективности нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса в ДДВ на поиски залежей УВ в неантиклинальных, тектонически экранированных ловушках, обоснованной Б.П. Кабышевым (1970). Для других типов несводовых ловушек такой вывод сделали Г.С. Брайловский, В.А. Голиков и Б.Д. Гончаренко (1974): "...в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях... не характерно формирование залежей нефти и газа в неструктурных условиях" (с. 56) в связи с тем, что формирование залежей в них происходило в результате только вертикальной миграции УВ.

Позднее такая точка зрения была всесторонне обоснована. В 1978 г. А.Ф. Шевченко, Б.П. Кабышев и др. по комплексу геологических признаков с использованием программ распознавания образов и ЭВМ выполнили прогноз нефтегазоносности всех известных к тому времени непоискованных объектов по отложениям нижней перми-верхнего карбона. В 1980 г. с участием Д.И. Чупрынина (Б.П. Кабышев и др., 1980) эта работа повторена с обновлением геологических признаков и других алгоритмов распознавания образов. Среди локальных объектов были малоамплитудные поднятия, прогнозные биогермы и др., причем анализируемые отложения на них несогласно перекрывались пересажскими глинами триаса. По результатам этого прогноза, опубликованного позднее (Б.П. Кабышев и др., 1981), все объекты западной половины ДДВ получили отрицательную оценку нефтегазоносности (Калиновицкая, Северо-Леляковская, Лесовая, Мехедовско-Луценковская, Стягайлловская, Дьячковская, Хортицкая, Северо-Озьянская, Пашковская, Андреяшевская, Тутовая, Бабчинская, Домаленковская, Северо-Софиевская и др.). Авторы сделали вывод, что такие результаты прогноза "...согласуются с представлениями о формировании скоплений УВ в этом комплексе. Указанные объекты малоамплитудные, их отложения, не содержащие собственных источников УВ, в таких условиях бесперспективны" (с. 22). Проведенное после этого на большинстве из этих объектов поисковое бурение (в основном на нижний карбон) подтвердило этот прогноз. Следует отметить, что после Мильковского месторождения, открытого в 1968 г., в Западной субобласти ДДВ не было открыто ни одной залежи в отложениях нижней перми-верхнего карбона, хотя в бурении пребывало большое количество площадей.

Несколько меньшая определенность в выполненном прогнозе была

получена по юго-восточной части ДДВ. Здесь Туровская и Самсоновская структуры по отложениям нижней перми-верхнего карбона получили отрицательную оценку, а Гриньковская, Натальинская и Южно-Староверовская — неопределенную. После 1978 г. в этой части региона месторождения газа в данном комплексе были открыты только на Червоноярской и Котляровской площадях в приштоковых условиях, причем месторождения по размерам мелкие.

Условия формирования залежей в стратиграфических ловушках нижней перми были проанализированы в эти же годы в статье Ю.А. Арсирия, В.А. Витенко и Б.П. Кабышева (1979). Сделан вывод, что в рассматриваемом комплексе Западной субобласти ДДВ "...при отсутствии региональной латеральной миграции УВ в неантиклинальных ловушках не было условий для формирования залежей в таких масштабах, как в каменноугольном продуктивном комплексе" (с. 13). Допускалась возможность открытия здесь под предпересажским несогласием новых залежей, только в четко выраженных по всему верхнему палеозою и мезозою антиклинальных структурах, подобных Погарщинской, Гнединцевской и Леляковской, если таковые будут здесь выявлены. Однако "...с учетом достаточно хорошей изученности верхней части осадочного чехла... это направление (нижнепермско-верхнекаменноугольное), очень привлекательное из-за легкости достижения результатов, является малореальным" (с. 13).

Вопрос о возможности открытия залежей УВ в неантиклинальных ловушках данного комплекса в юго-восточной части ДДВ указанные авторы оставляли открытым. "С одной стороны, эти отложения обладают здесь определенным собственным газогенерирующим потенциалом и в принципе должны содержать залежи в слабовыраженных ловушках (неантиклинальных и малоамплитудных поднятиях), а с другой, почти все уже известные здесь месторождения приурочены к крупноамплитудным структурам и образованы в результате вертикальной миграции УВ" (с. 12).

В рассматриваемые годы отрицательно, хотя и исходя из других соображений, оценил перспективы нефтеносности нижнепермских биогермов в ДДВ и В.К. Иванов (1979), сделавший вывод, что "...раннепермские карбонатные постройки ДДВ не следует считать аналогом цехштейнового барьера Средней Европы" (с. 24), т. е. отрицавший наличие биогермных ловушек как таковых. А отсюда, по его мнению, "...реальные основания для поисков самостоятельных газовых залежей промышленного значения в органогенно-карбонатных нижнепермских отложениях ДДВ отсутствуют. Надо признать правильной установившуюся практику попутного опробования нижнепермских карбонатных горизонтов при бурении на более глубокие залежи в антиклинальных ловушках" (с. 23). Следует отметить, что и целенаправленно на нижнюю пермь бурение проводилось на не малом количестве площадей (Южно-Машевская, Сокиринцевская и др.).

Несмотря на появление опубликованных работ с отрицательной оценкой перспективности антиклинальных ловушек в нижнепермских отложениях, оптимизм среди исследователей ДДВ не убавился. Г.И. Вакарчук и С.В. Ткачишин (1979) в статье с подробным анали-

зом строения толщи делают вывод, что "...в разрезе нижней перми северо-западной части ДДВ широко развиты литологические, стратиграфические, структурно-стратиграфические и структурно-литологические типы ловушек...", с которыми "...связаны уже известные месторождения нефти — Гнединцевское и Леляковское, что подтверждает высокую перспективность и необходимость поисков залежей газа и нефти в неструктурных (зональных) ловушках. Такими объектами являются Северо-Гнединцевская площадь и С-В склоны Парафиевского поднятия, где предусматривается открытие залежей нефти в шельфовых и биогермных известняках славянской и никитовской свит, и склоны Дмитриевского и Великозагоровского поднятий, в пределах которых поиски нефти связываются с выклиниванием песчаных тел". Как и прежде, не обращается внимание на принципиальные различия в строении Гнединцевского, Леляковского месторождений и неструктурных ловушек, а отсюда и недостоверность этого прогноза. Об этом сегодня можно говорить уже вполне определенно, т. к. за последние 20 лет нижнепермские отложения бурением целенаправленно или попутно с оценкой более глубоких горизонтов проходились скважинами на очень большом количестве площадей, в том числе и на многих специально рекомендованных, однако промышленных залежей УВ в неантиклинальных условиях не было выявлено.

Б.П. Кабышевым (1979) в рассматриваемый период было сформулировано основное условие перспективности неантиклинальных ловушек всех разновидностей: "Перспективные для поисков залежей в неантиклинальных ловушках только те продуктивные комплексы, которые одновременно являются и нефтегазопроизводящими и формированием залежей, в которых происходило в результате преимущественно латеральной региональной миграции УВ. Только такой механизм формирования залежей обеспечивает заполнение всех, без исключения, ловушек разного типа (включая слабовыраженные поднятия и неантиклинальные), расположенные в зоне латеральной миграции УВ" (с. 15, 16). Таким не является нижнепермский комплекс в ДДВ.

Группой авторов — П.В. Анцуповым, Б.Д. Гончаренко, В.И. Лукиновым и др. (1978) — была выдвинута идея о наличии в центриклиналиных замыканиях депрессий ДДВ неантиклинальных литологических ловушек, названных торцевыми. Наиболее перспективными депрессиями с такими ловушками названы Сребненская, Ждановская, Пархомовская, Шиловская, где поисковые работы рекомендовались на их северо-западных замыканиях. О достоверности идеи пока судить рано, т. к. депрессии изучены еще слабо. Можно отметить только, что в пределах северо-западной центриклинали Сребненской депрессии открыто Савинковское газоконденсатное месторождение с значительными запасами.

В 1970-е годы получили дальнейшее развитие исследования по прогнозированию залежей УВ в тектонически экранированных ловушках, начатые в конце 1960-х годов Б.П. Кабышевым (1970). Позднее эти исследования с характеристикой таких скоплений в различных регионах мира были систематизированы в монографии В.А. Витенко,

Б.П. Кабышева (1971). В ней для территории ДДВ определены перспективные комплексы на этот тип ловушек — нижний карбон и девон, в меньшей мере средний карбон, а также обоснована бесперспективность таких ловушек в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях, которые в те годы являлись основным объектом прироста запасов УВ в регионе. Позднее тектонически экранированные залежи УВ изучали Н.Я. Барановская и Е.К. Гончаров.

Н.Я. Барановская (1978) среди других вопросов определила и направления поисков тектонически экранированных залежей. Ею сделан вывод, что "...в верхневизейских отложениях проявляются самые благоприятные условия для нефтегазонакопления в ТЭЛ, не только по сравнению с вышележащими комплексами, но и с более ранними стратиграфическими подразделениями каменноугольного возраста" (с. 17). В нижневизейских и турнейских отложениях "...возможности для аккумуляции нефти и газа в ТЭЛ ниже, чем в верхневизейском подъярусе" (с. 17). Ею верхневизейские отложения выделены "...в базисный комплекс при проектировании поисков ТЭЗ в блоках антиклинальных складок и моноклиналей. Ловушки в московском, башкирском и намюрском ярусах предусматривается изучать совместно с верхневизейскими... допускается их самостоятельное опосредствование, если базисный комплекс залегает на больших глубинах либо в нем отсутствуют коллекторы. В нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях... ТЭЗ могли формироваться только в приподнятых блоках, непосредственно под субрегиональной соленосной пермской покрывкой" (с. 17, 18).

Как видим, по сравнению с выводами Б.П. Кабышева и В.А. Витенко (1971) Н.Я. Барановская повышает перспективность отложений среднего карбона и нижней перми-верхнего карбона на тектонически экранированные ловушки, однако подтверждаемость последующим бурением это положение не получило. Выше, в разделе 5.5, был приведен список месторождений с залежами неантиклинального, тектонически экранированного типа. После 1979 г. такие скопления были открыты на 14 месторождениях, в т. ч. в верхневизейских отложениях — на 8-ми, турне-нижневизейских — на 5-ти, серпуховских - на 3-х. При этом наибольшими запасами характеризуются залежи верхневизейского комплекса. Все это свидетельствует о хорошей подтверждаемости прогнозов Н.Я. Барановской (1978) по рассматриваемому типу залежей. Ею же по каждому из продуктивных комплексов определены и наиболее перспективные зоны, которым также в целом соответствуют позднее открытые месторождения.

Е.К. Гончаров (1979) сделал вывод, что залежи в тектонически экранированных ловушках "...в южной прибортовой зоне будут встречаться чаще, по запасам они будут меньше, чем в северной... которая по перспективам нефтегазонасности рассматривается как первоочередной объект для постановки поисковых работ на этот тип ловушек" (с. 6). Здесь следует отметить, что из 14-ти открытых после 1979 г. месторождений с залежами в ТЭЛ практически все находятся в северной прибортовой зоне. Этому способствовала меньшая песчанность

разреза здесь и меньшая активность северной зоны в инверсионные этапы развития ДДВ.

К не подтвержденным последующими работами относится вывод Е.К. Гончарова о том, что по мезозойскому комплексу "...дальнейшие перспективы связываются только с литолого-стратиграфическими ловушками" (с. 10). Подобное заключение дано и по нижнепермско-верхнекаменноугольному комплексу (с. 10).

Достовернее оказались прогнозы этого автора по среднему и нижнему карбону. В первом случае "...весь комплекс в целом рассматривается как самостоятельный объект поисковых работ только в юго-восточной части региона" (с. 11). По нижнему карбону, "...прогнозные запасы которого... занимают первое место в регионе... предполагается здесь будет выявлено около 590 сводовых ловушек. В основном это будут средние и мелкие по размерам приразломные поднятия, осложненные и не осложненные соляным тектогенезом. Возможны более крупные структуры и ловушки неантиклинального типа, среди которых значительную роль будут играть ТЭЛ" (с. 12). В девонском комплексе "...ТЭЛ будут иметь... наиболее широкое распространение в силу авлакогенного характера развития региона. Однако степень достоверности трассирования разрывных нарушений и выявляемых сейсморазведкой локальных поднятий еще очень низка... Поэтому девонские отложения пока не рассматриваются в этой работе как самостоятельный объект для поисков залежей нефти и газа в тектонически экранированных ловушках на ближайшие годы" (с. 12, 13).

Прогнозы Е.К. Гончарова по трем последним комплексам подтверждаются значительно лучше. Перспективность тектонически экранированных ловушек по территории ДДВ предсказывалась им в следующем виде. Он рассматривал "...северную зону краевых нарушений как самую перспективную для поисков в нижнекаменноугольных отложениях значительных по размерам (от мелких до крупных) скоплений УВ в ТЭЛ на моноклинальных участках... Вторым по значимости объектом ... является южная зона краевых нарушений. Центральная часть грабена и Северный борт приблизительно равны по перспективам в них ТЭЛ и ТЭЗ. Однако на Северном борту значительно меньше глубины залегания нижнекаменноугольных отложений и сравнительно просты их структурные планы... Это позволяет отнести его земли к третьему по значимости объекту поисков" (с. 22, 23). Последний район по сравнению с южной прибортовой зоной за последние годы показал свое преимущество. Однако следует отметить, что никто из исследователей не прогнозировал на Северном борту ДДВ широкое развитие несогласных сбросов, которые имеют наиболее благоприятные условия для аккумуляции залежей УВ и с которыми оказались связаны их основные скопления здесь.

Изложенный материал позволяет заключить, что в 1970-е годы были установлены основные типы и разновидности развитых в ДДВ неантиклинальных литологических, стратиграфических и тектонически экранированных ловушек и определены перспективные направления

поисков в них залежей нефти и газа, связанные в основном с нижнекаменноугольными отложениями. Правда, обоснование в эти годы неперспективности таких ловушек в одном из основных продуктивных комплексов региона — нижнепермско-верхнекаменноугольном, как увидим ниже, не остановило со стороны ряда исследователей эйфорию с высокой оценкой таких ловушек на протяжении 1980-х и даже в 1990-х годах.

6.5. Девонские отложения

(прогнозы А.А. Билыка, А.Д. Бритченко, М.И. Бланка, С.А. Варичева, Б.С. Воробьева, Н.И. Галабуды, Б.Д. Гончаренко, Г.Н. Доленко, Б.П. Кабышева, В.А. Краюшкина, В.П. Пенцака, А.Л. Пугача, Р.М. Пистрак, В.Б. Порфирьева, П.Т. Павленко, В.В. Семеновича, С.А. Тхоржевского, Н.Е. Чуприна, П.С. Хохлова, Ф.Ф. Хмеля и др.)

В 1970-е годы, за исключением отдельных исследователей, в значительной мере снизилась эйфория с гиперболизированно высокой оценкой перспективности девонского комплекса отложений, когда он ставился на первое место среди всех остальных. Тем не менее, интерес к изучению этой, весьма своеобразной, толщи не ослабел, а оценка его ресурсов постепенно приближалась к современной.

П.С. Хохлов и Б.Д. Гончаренко (1973) продолжили обоснование высказанной ранее ими и другими авторами перспективности девона в пределах крупных выступов докембрийского фундамента, каковыми авторами считали "...в северной части... Плисковско-Лысогоровский, Талалаевский, Артюховский, Анастасьевский и Зеньковский, в южной — Монастырищенский, Гнединцевский, Свиридовский" (с. 13). Высокая перспективность этих структур обосновывалась тем, что "...в их пределах соленосные образования девона имеют значительно меньшую мощность... находятся в пластовом залегании... Региональная распространенность нефтегазопроявлений в девоне позволяет связывать с указанными погребенными структурами основные перспективы открытия значительных промышленных скоплений нефти и газа в упомянутых выше отложениях, глубины залегания которых (5000—6000 м) при современном состоянии техники доступны для бурения" (с. 13).

"Наибольшего внимания, — считают авторы, — заслуживают северная Лысогоровско-Талалаевско-Зеньковская полоса погребенных горстообразных поднятий... и здесь должно быть сконцентрировано главное внимание при решении проблемы нефтегазоносности девона в ДДВ" (с. 15). И, действительно, бурение здесь было сконцентрировано.

Ф.Ф. Хмель и др. (1973) также считали, что "...большой интерес для обнаружения особо благоприятных условий для скоплений УВ... представляют приподнятые участки по фундаменту и их склоны... Здесь девонские отложения имеют относительно сокращенную мощность (1000 м)" (с. 144). И далее: "...в северо-западной части ДДВ в

этом комплексе могут быть выявлены богатые промышленные залежи УВ... Первоочередными площадями для постановки поисково-разведочного бурения на девонские отложения следует считать Монастырищенскую, Великобубновскую, Талалаевскую, Высокопартизанскую, Григоровскую и Холмскую" (с. 147). Девонские отложения на Монастырищенской, Великобубновской и Краснопартизанской площадях позднее оценивались бурением, хотя и не на полную мощность, однако без существенных положительных результатов в открытии месторождений. К анализу проблемы выступов фундамента мы еще вернемся. Здесь же отметим, что на оцененных бурением выступлениях не подтвердилось наличие соленосного разреза и, следовательно, одного из основных критериев перспективности — регионального флюидоупора, а на Кошелевском выступе вообще не оказалось девонских отложений.

Другие исследователи (Б.С. Воробьев, П.Т. Павленко, И.С. Романович, Б.И. Слышинский, 1971) перспективы девона связывали с солянокупольными структурами (Сагайдакская, Радченковская, Малосорочинская и др.), где были получены многочисленные нефтегазопроявления. Авторы в этот период еще не избавились от завышения значимости этого комплекса отложений: "Поиски залежей в девонских отложениях следует рассматривать на современном этапе как основную и первоочередную задачу..." (с. 17).

Весьма обстоятельные исследования девонских отложений в этот период выполнил А.А. Билык (1973). Сделав вывод, что "...коллекторские свойства подсолевых отложений плохие даже на глубинах, не превышающих 2500-3000 м" (с. 30), он признал необходимым "...выделить поиски нефти и газа в межсолевых и нижней соленосной толще в самостоятельную задачу и максимально расширить работы по их изучению" (с. 35). Второе изменение направлений работ на девон А.А. Билык (1973) связывал с необходимостью "...переориентировать региональные и поисковые работы по девону, сосредоточив их в области распространения нефтяных и газовых месторождений в вышележащих отложениях" (с. 35). Правда, одновременно он считал, что "...поисковые работы на подсолевые отложения должны быть сосредоточены: а) на западе региона в пределах Монастырищенского, Плисковского и Лысогоровского выступов... б) на юге — к востоку от Остапьевско-Белоцерковского выступа" (с. 35). Однако этому направлению автор придавал подчиненное значение.

Статья А.А. Билыка является одной из первых работ с обоснованием изменения приоритета в девонском разрезе с подсолевой на межсолевую толщу. Именно в этих отложениях в 1970-е годы и были открыты первые в девоне месторождения нефти с реальными запасами (Бугреватовское, Козиевское).

Перекликаются со взглядами А.А. Билыка (1973) на основной тип перспективных структур в девоне и представления Б.П. Кабышева (1973) об основном направлении поисков залежей УВ в девоне. На основе предложенного палеотектонического метода прогнозирования структур (Б.П. Кабышев, 1974) им выделялись локальные поднятия (ловушки) в подсолевых девонских отложениях в пределах структур

по карбону — Северо-Дорогинской, Богдановской, Мильковской, Малодевицкой, Прилукской, Погарщинской, Качановской и др. (с. 45). Б.П. Кабышев (1973) считал, что "...разведка антиклинальных структур по подсоловым девонским отложениям в пределах впадин по фундаменту или их склонов (на участках развития солянокупольных поднятий) должны стать... основным направлением поисково-разведочных работ на девон в ДДВ... Первоочередными объектами разведки подсоловых девонских отложений являются Григоровская, Краснопартизанская, Северо-Дорогинская, Богдановская, Журавковская, Тваньская, Груньская и другие площади, где прогнозируются или выделяются по данным сейсморазведки подсоловые поднятия на глубинах до 5-5,5 км (на некоторых до 4-4,5 км). Постановка сверхглубокого бурения (6-7 км) рекомендуется на Мильковской, Прилукской, Малодевицкой, Роменской, Качановской, Погарщинской и Перецепинской солянокупольных структурах, в пределах которых прогнозируются подсоловые поднятия, в плане примерно совпадающие с надсолевыми.

Разведка подсоловых отложений на солянокупольных поднятиях имеет еще и то преимущество, что при этом параллельно будет решаться задача поисков залежей в надсолевой (верхнефаменской), межсолевой (нижнефаменской) и терригенных прослоях нижнесоленосной (верхнефранской) толщ в заведомо оптимальных структурных условиях (сводах антиклинальных структур по этим отложениям)" (с. 27).

Как видим, здесь еще отдавалась дань подсоловому девону, но объекты предлагались такие, которые являются наиболее перспективными и по межсолевому комплексу, который с позиций сегодняшней изученности являются наиболее перспективной толщей в девонском разрезе. Предложения Б.П. Кабышева (1973) об изучении подсоловых отложений вследствие больших глубин их залегания до сих пор не реализованы, хотя эта задача актуальна и сегодня. Ведь, в отличие от выступов фундамента, подсоловой девон во впадинах, где расположено большинство солянокупольных структур, может быть представлен более благоприятным в смысле перспектив нефтегазоносности разрезом. Здесь следует обратить внимание на то, что первые промышленные месторождения нефти в девоне ДДВ (Бугреватовское, Козиевское) и притоки газа (Глинско-Розбышевское) получены на антиклиналях по надсолевым отложениям.

Статья В.П. Пенцака (1973) примечательна тем, что в ней противопоставляется перспективность девона в разных зонах: "Локальные структуры южной и северной прибортовых зон не содержат промышленных скоплений углеводородных флюидов. Область наибольших перспектив приурочена к центральному грабену" (с. 44).

Прогноз этот пока не подтверждается. В северной прибортовой зоне после данного прогноза были открыты первые девонские месторождения нефти (Бугреватовское, Козиевское). По карбону и перми, действительно, наиболее крупные месторождения и большие запасы УВ сосредоточены в осевой зоне ДДВ, хотя количество месторождений больше в прибортовых. Унаследует ли эта закономерность девонским комплексом — проблематично.

Работа А.Л. Пугача, С.А. Тхоржевского и Н.Е. Чуприна (1973) показательна признанием умеренных перспектив нефтегазоносности девона ДДВ, который "...по крайней мере, в ее северо-западной части, характеризуется непостоянством литологического состава и интенсивной дислоцированностью. В связи с этим ловушки для нефти и газа в девоне, по-видимому, не имеют значительных размеров, а залежи, скорее всего, будут относиться к средним и мелким" (с. 49). Со стороны Н.Е. Чуприна это в определенной мере отступление от своих прежних, более оптимистичных, оценок девона, когда он считал его основным продуктивным комплексом в ДДВ.

В отличие от большинства исследователей, скептически относящихся к перспективности эффузивных образований в девоне ДДВ, В.А. Краюшкин и Н.В. Иванов (1974) считают: "Отрицание перспектив промышленной нефтегазоносности эффузивно-осадочного и эффузивного девона здесь без достаточных пока оснований существенно уменьшает нефтегазовый потенциал девона, а, следовательно, и нефтегазовый потенциал Днепровско-Припятского авлакогена" (с. 58). Каких-либо данных в обоснование правильности этой точки зрения за прошедшее время не было получено, хотя эффузивные образования вскрывались немалым количеством скважин.

В 1975 г. исследования по девону были обобщены в монографической сводке большой группы авторов (В.В. Семенович и др., 1975), среди которых практически все известные исследователи этой проблемы (А.Д. Бритченко, М.И. Бланк, И.В. Галицкий, Р.М. Пистрак, П.С. Хохлов и др.).

В работе названы основные перспективные комплексы девона: подсоловой, солевой, межсолевой и вышележащие отложения, правда, не дано дифференциации их степени перспективности; выделены наиболее перспективные зоны и районы. Сделан вывод: "...наиболее перспективными являются Плисковско-Лысогоровско-Талалаевско-Липоводолинская зона погребенных поднятий, Северная краевая зона на участке Великие Бубны—Рыбальцы, северная часть южной краевой зоны в полосе Монастырище—Сагайдак, Игнатовка—Новогригорьевка, западная часть центральной зоны, ограниченная на западе г. Нежином и на востоке Свиридовской террасой, а также расположенные восточнее Глинско-Розбышевское, Солоховско-Диканьское, Радченковско-Малосорочинское валоподобные поднятия" (с. 78).

"Поиски залежей нефти и газа на локальных положительных структурах древнего заложения, приуроченных к поднятым и приподнятым блокам фундамента, в настоящее время представляются одной из первоочередных задач поискового бурения... Наибольший интерес... представляют Лысогоровская, Плисковская, Талалаевская, Анастасьевская, Липоводолинская и Монастырищенская структуры облекания. Эти погребенные структурные формы, как и другие аналогичные поднятия (Свиридовское, Гадячское, Зеньковское, Миргородское), располагаются в средней части впадины... которая характеризуется весьма благоприятными условиями накопления и сохранения скоплений УВ... В пределах указанных структурных форм наиболее высокие перспективы нефтегазоносности связаны с подсоловыми отложениями, а также с внутри-

солевыми терригенными образованиями” (с. 87).

“Оценка нефтегазоносности дисгармоничных и незамкнутых девонских структур” (с. 89). Бурение по этому направлению рекомендовалось авторами на “...Погарщинском... Качановском, Рыбальском, Велико-Бубновском, Леляковском, Опошнянском, Малосорочинском, Зачепиловском, Новогригорьевском месторождениях и продолжить эти работы на Радченковском, Сагайдакском и Солоховском месторождениях” (с. 90).

И последнее направление — “...оценка нефтегазоносности девонских соляных штоков также является одной из конкретных задач поисковых работ на девон... необходимо продолжить бурение одиночных скважин на Исачковском и Ромодановском соляных штоках, а в случае получения положительных результатов провести в дальнейшем подобные работы на Поздняковском, Антоновском и других соляных куполах” (с. 91). Авторами также намечены первоочередные глубокие и сверхглубокие скважины, “...которые помогут успешному решению девонской проблемы... Плисковская глубиной 1900 м, Лысогоровская — 5000 м, Талалаевская — 6000 м, Анастасьевская — 6000 м, Погарщинская — 7000 м, Адамовская — 4700 м, Великозагоровская — 6000 м, Великобубновская — 6500 м, Вост.-Дмитриевская — 6500 м, Южно-Дмитриевская — 7000 м, Бобриковская — 6500 м, Афанасьевская — 6000 м, Новотроицкая — 6000 м, Качановская — 6500 м, Рыбальская — 6500 м, Мринская — 4500 м, Монастырищенская — 1900 м, Прилуцкая — 6500 м, Сев.-Исачковская — 5500 м, Новогригорьевская — 6500 м” (с. 92).

В заключении авторы выражают надежду, что предложенное в работе “...расширение фронта исследований... поможет определить наиболее эффективное направление поисково-разведочных работ и открыть крупные девонские месторождения газа и нефти” (с. 93).

В прошедшее после 1975 г. время бурение на девонский комплекс отложений проводилось по намеченным В.В. Семеновичем и др. (1975) направлениям, хотя большинство предложенных сверхглубоких скважин и не были пробурены. Первые промышленные месторождения нефти в девоне (Бугреватовское и др.) были позднее открыты в северной прибортовой зоне ДДВ, северо-восточнее Рыбальской структуры, ограничивающей перспективную зону по рекомендациям вышеназванных авторов. Из других рекомендовавшихся ими объектов бурение со вскрытием девонских отложений производилось на Лысогоровской, Плисковской, Монастырищенской, Сагайдакской, Нежинской, Погарщинской, Зачепиловской, Исачковской, Ромодановской, Адамовской, Мринской площадях. Получен богатый геологический материал: многочисленные признаки нефтегазоносности вплоть до полупромышленных притоков нефти на Сагайдакской площади и промышленного притока газа на Погарщинской, однако месторождений с рентабельными запасами УВ на этих площадях не было открыто.

Г.Н. Доленко, С.А. Варичев, Н.И. Галабуда и др. (1975), имея в виду девонские отложения, считают, что “...основные перспективы их связываются с подсолоевой частью разреза и внутрисолевыми пачками

терригенных пород... ловушки для УВ в подсолоевом комплексе пород приурочены к сводовым частям и склонам некоторых крупных выступов фундамента... наиболее перспективны — Монастырищенский, Мринский, Гнединцевский, Плисковский, Талалаевский и другие локальные выступы фундамента; зоны сочленения указанных выступов со смежными впадинами (Малодевицкой, Сребненской, Прилуцкой и др.); зоны, примыкающие к глубинным разломам; межкупольные участки (между Парافيةвским и Ичнянским истоками, а также Богдановским, Гнединцевским поднятиями, с одной стороны, и Журавковско-Логовиковской группой структур, с другой, и т.д.)”.

Как видно из приведенного перечня, рекомендованные Г.Н. Доленко и др. (1975) участки и локальные объекты на девон в значительной степени перекликаются с таковыми в работе В.В. Семеновича и др. (1975), как и все сказанное выше о подтверждаемости прогнозов относится и к этой работе.

В.В. Порфирьев, В.А. Краюшкин, И.М. Михайлов, П.Т. Павленко и Н.Н. Чайко (1978) констатировали, что “...в подсолоевом девоне ДДВ пока нигде не обнаружено даже признаков промышленной локальной нефтегазоносности”. На основе этого заключения, а также обильных нефтепроявлений на Сагайдакской площади из терригенно-карбонатных прослоев нижнесоленосной толщи авторы предложили переориентировать направление поисков нефти и газа в девоне. Они считают, что “...основным направлением поисково-разведочных работ на нефть и газ в девоне следует считать поиски и разведку залежей... не в подсолоевой, а, наоборот, только в надсолоевой толще отложений девона, поскольку именно последняя сейчас является регионально промышленным нефтегазоносным комплексом” (с. 36). И далее: “...новым и перспективным направлением поисково-разведочных работ здесь должны быть поиски и разведка залежей нефти и газа в терригенно-соленосных отложениях нижней соленосной толщи девона” (с. 37). При этом в понятие надсолоевой толщи они включают и межсолевые задонско-елецкие слои в местах отсутствия верхней соленосной толщи.

В качестве конкретных перспективных объектов в работе называются Сагайдакская, Великобогачанская, Петрицевская, Братешковская, Северо-Сагайдакская, Зап.-Сагайдакская, Коломийцевская, Тищенковская, Ярьесковская, Решетиловская и др. площади. Большинство из них в последующие годы пребывали в бурении на девонские отложения, однако месторождений с промышленными запасами УВ не было выявлено, включая и Сагайдакскую площадь, которая в некоторых опубликованных работах по девону уже называлась месторождением.

Резюмируя прогнозные исследования 1970-х годов по девонскому направлению, следует констатировать:

- Снижение оптимизма в высокой оценке перспективности подсолоевого разреза, хотя в отдельных исследованиях он еще продолжает доминировать.

- Придание большего значения межсолевой задонско-елецкой и соленосной толщам.

- Наряду с продолжением отстаивания наибольшей перспективности крупных выступов фундамента появляются работы с обоснованием высокой перспективности солянокупольных структур, особенно тех, которые продуктивны по наддевонским отложениям. В конечном счете, именно в этом направлении были открыты первые девонские месторождения (Бугреватовское, Козиевское), правда, прогноза их открытия до ввода площадей в бурение в публикациях не было.

- Рекомендации по поискам УВ на всех других многочисленных локальных объектах, к сожалению, не оправдались открытием месторождений. Правда, есть и такие рекомендации, которые остаются не проверенными бурением и до настоящего времени.

6.6. Докембрийский фундамент (прогнозы В.Б. Порфирьева, В.И. Созанского, В.П. Ключко, В.Б. Соллогуба и др.)

К концу 1960-х годов относится появление первых опубликованных работ с обоснованием перспектив нефтегазоносности в ДДВ пород докембрийского кристаллического фундамента как нового направления поисково-разведочных работ. Инициаторами и активными исследователями этой проблемы были сторонники абиогенного (глубинного) происхождения нефти и газа. Позднее, в основном после открытия в фундаменте первого в ДДВ, Хухринского, нефтяного месторождения (1985 г.), к ним присоединились и органики. Характерной особенностью прогнозов нефтегазоносности фундамента является то, что они всегда делались на основе идейных позиций авторов о происхождении УВ.

В.Б. Порфирьев и В.И. Созанский (1969) считали, что "...выходя из гипотезы неорганического происхождения нефти и вертикальной ее миграции с больших глубин... практическое значение получает проблема нефтегазоносности кровельной части кристаллического фундамента (с. 35, 36)... Встает вопрос о необходимости изучения этого резервного фонда в пределах ДДВ, где уже на данном этапе могут быть намечены участки для первоочередной разведки. Очевидно, таким объектом является район Павлограда—Новомосковска" (с. 39). Здесь, "...на кристаллическом фундаменте залегают нижнекаменноугольные породы с большим количеством нефтепроявлений. Исходя из представлений о глубинной природе нефтяных углеводородов и главной роли вертикальной миграции при формировании их скоплений, участки с нефтепроявлениями в верхней части должны быть перспективными и в породах, которые залегают ниже" (с. 40).

Непосредственно в Павлоград-Новомосковском районе фундамент и до настоящего времени не оценен бурением, однако цитируемая статья положила начало довольно широкому развороту научных исследований по оценке перспективности фундамента в ДДВ, а позднее и специальному проведению поисковых работ.

Позднее В.Б. Порфирьев, В.Б. Соллогуб, В.П. Ключко и А.Ф. Шевченко (1975) составили целую программу поисков нефти и газа в фундаменте ДДВ. Сформулировав основное условие перспективности по-

род фундамента ("...каждая структура — нефтегазоносная в осадочном чехле, является возможнымместищем нефти и газа и в фундаменте") авторы выделили и основное направление поисковых работ: "...наиболее интересными в нефтегазоносном направлении по фундаменту будут являться крупные месторождения нефти и газа в палеозойских отложениях в грабенообразной части впадины, в пределах выделенных нами перспективных зон (с. 191)... Предлагается бурение новых скважин и углубление бурящихся и запроектированных Министерством геологии УССР, которые согласуются с выдвинутыми положениями" (с. 192).

Авторами предложены следующие группы скважин:

- Углубление уже запроектированных 9 скважин на месторождениях с проходкой по фундаменту в 300—1000 м (Талалаевское, Велюковское, Богдановское, Монастырищенское, Малодевицкое, Зачепиловское, Голубовское, Новониколаевское, Кондрашевское (табл. 1, с. 193).

- Заложение новых поисковых скважин глубиной 4500—6000 м с проходкой по фундаменту 500—1300 м (Кибинцевское, Лиманское, Новотроицкое, Гнединцевское, Левенцовское месторождения (табл. 2, с. 193).

- Углубление ряда запроектированных и бурящихся скважин, расположенных в зонах глубинных разломов, с проектными глубинами от 3500 до 4900 м и проходкой по фундаменту по 500—900 м (Мринская, Чемерская, Блистовская, Седневская, Репкинская, Грибоворуднянская, Адамовская, Борковская, Лысогорская, Ольговская, Дружелюбовская, Краснопартизанская площади (табл. 3, с. 193).

- Заложение сверхглубоких (8500—13000 м) скважин на месторождениях с проходкой по фундаменту по 1500-2500 м (Шебелинское, Глинско-Розбышевское, Солоховское, Качановское, Прилукское, Лемяковское, Кременовское, Перещепинское, Малосорочинское (табл. 4, с. 194).

- Заложение 3-х скважин на Украинском и Воронежском массивах (глубиной по 5000 м) в зонах без осадочного чехла и с таковой мощностью 500 м (районы сс. Недригайлов и Желтые воды, г. Верховцево (табл. 5, с. 194).

- "Целесообразно проведение структурно-поискового бурения в пределах бортовых частей ДДВ (на территории, расположенной между Кременчугско-Комаричской и Орехово-Харьковской зонами глубинных разломов), где в результате проведенных работ уже встречено жидкую нефть в трещиноватых амфиболитах (район г. Кобеляки)... Первоначальными нужно считать площади в районе Кобелякской синклинали вблизи гг. Шульговки, Новомосковска и Павлограда, а также с. Петриковки где установлено большое количество нефтепроявлений в породах осадочного чехла и фундамента, а также территорию Северного борта, расположенную между указанными выше зонами глубинных разломов" (с. 194).

Предложенная В.Б. Порфирьевым и др. (1975) программа поисков месторождений нефти и газа в породах фундамента в последующие годы была реализована лишь частично путем вскрытия фундамента в 21-й

из 40-ка предложенных и названных выше скважин. Расположены эти скважины в крайней северо-западной части ДДВ (Мринская, Чемерская, Блистовская, Седневская, Репкинская, Грибоворуднянская, Борковская, Лысогорская, Краснопартизанская площади), в центральной (Великобубновская, Монастырищенская, Зачепиловская, Голубовская, Повоторонская, Левенцовская площади) и юго-восточной (Кондрашевская, Ольговская, Дружелюбовская площади) частях ДДВ.

Положительных результатов в части открытия месторождений или получения существенных признаков нефтегазоносности получено не было, хотя все скважины соответствовали авторским критериям перспективности пород фундамента — многие из них расположены на месторождениях и все в зонах глубинных разломов, в авторской интерпретации — последних. Правда, фундамент, за исключением Репкинской скважины, прошедшей по нему более 800 м, вскрывался на небольшую мощность (обычно по несколько десятков метров) и в большинстве случаев специально не испытывался.

Следует еще отметить, что В.Б. Порфирьев и др. (1975) отмечают, что геологоразведочные работы на фундамент "...надо проводить как в пределах ДДВ, так и в прилегающих к ней участках Украинского щита и Воронежского массива" (с. 192). Однако ни одной скважины в рассмотренной программе не было предложено на Северном борту (склоне Воронежского массива), где позднее, в 1980--1990-е годы, были открыты, в том числе и по рекомендациям цитируемых здесь авторов, месторождения нефти и газа в породах фундамента. По-видимому, на это повлияло требование конденсации глубинного происхождения УВ, согласно которому, перспективность фундамента в основном связана с центральным грабнем ДДВ, в большей степени осложненным глубинными разломами, чем относительно спокойно построенные ее борта.

В другой работе почти тот же авторский коллектив (В.Б. Порфирьев, В.Б. Соллогуб, В.А. Краюшкин и В.П. Ключко, 1977) писали, что изучение пород фундамента на первом этапе "...целесообразно сосредоточить... в зонах глубинных разломов, в первую очередь на известных месторождениях, что может быть обосновано положениями теории неорганического происхождения нефти и ее геологическими критериями" (с. 125). И хотя авторы считают, что бурение на фундамент "...необходимо проводить как в пределах ДДВ, так и в прилегающих к ней участках Украинского щита и Воронежского массива" (с. 126), ими и в этой работе не рекомендовано скважин на перспективной с позиций осадочно-миграционной теории происхождения УВ части бортов ДДВ, т. е. в зонах со значительной мощностью осадочного чехла. Авторами рекомендовано 15 скважин в грабене ДДВ (табл. 11, с. 127) глубиной 1–6 км, одна (Кедрыгайловская) — на Воронежском массиве, две (Желтые воды и Верховцево) — на Украинском щите (глубиной по 5 км) и три сверхглубокие скважины (Харьковцевская, Матвеевская, Шебелинская) глубиной по 15 км в грабене. Кроме того, "...чтобы ускорить изучение проблемы промышленной нефтегазоносности фундамента ДДВ..." авторы предложили "...углубить до фундамента 15 ранее пробуренных и ликвидированных по геологическим причинам скважин... с тем, чтобы

вскрыть верхние 500—1000 м разреза кристаллического фундамента" (с. 128, табл. 13 — Высокопольская, Дружелюбовская, Зайцевская, Лысогорская, Руденковская, Анастасьевская и др. площади).

Надо сказать, что практически ни одна из названных выше конкретных рекомендаций не была реализована. Обусловлено это, во-первых, большими глубинами предложенных скважин и, во-вторых, не особенной верой руководителей геологической службы Украины и геологоразведочных предприятий, от которых зависел ввод площадей в бурение и открытие месторождений в фундаменте рекомендованных мест. В 1970-е годы были начаты поиски скоплений УВ на Северном борту ДДВ, где проблема оценки нефтегазоносности пород фундамента начала получать свое реальное воплощение вплоть до составления в 1989 г. специальной программы. В цитируемой же работе В.Б. Порфирьев и др. (1977) указывают: "Объединение "Укрнефть" уже ведет параметрическое (Воскресеновская площадь) и поисково-разведочное (Прокопенковская и Радянская площади) бурение на Северном борту впадины. Бурят на Северном борту параметрические скважины и предприятия Мингеологии УССР (Чернетчинская площадь и др.)... Необходимо и здесь, на бортах ДДВ, в качестве проектного горизонта всех скважин избрать кристаллический фундамент и включить в проектную глубину проходку по фундаменту порядка 500-1000 м с последующим традиционным испытанием на приток из фундамента в обсаженной скважине" (с. 130).

Из этой цитаты можно заключить, что выход с бурением на фундамент на Северном борту ДДВ, где позднее были открыты залежи УВ, произошел по чисто производственному варианту, при бурении одновременно на осадочный чехол и фундамент. В многочисленных рекомендациях сторонников abiогенного происхождения нефти и газа в 1969—1970-е годы конкретные рекомендации касались преимущественно площадей в грабене ДДВ или в краевых (периферийных) зонах бортов. Цитируемая выше работа В.Б. Порфирьева и др. (1975) является первой, в которой привлекалось внимание разведчиков недр к Харьковской зоне борта, где позднее и были открыты залежи УВ в породах фундамента.

Отсутствие среди многочисленных рекомендаций на фундамент скважин на бортах ДДВ (в перспективных зонах по чехлу) в 1960–1970-е годы объясняется и неоднозначностью выделения критериев перспективности самими сторонниками abiогенного происхождения УВ. Так, В.И. Созанский (1975), активный сторонник и разработчик идеи неорганического происхождения УВ, на основе анализа "...материалов бурения на юго-западном борту ДДВ" (в Кобелякском районе) высказался на этот счет более, чем однозначно: "...в кристаллических породах фундамента бортов впадины вряд ли будут найдены промышленные скопления углеводородов. Проблема нефтегазоносности кристаллических пород фундамента должна решаться в грабенообразной части впадины, в пределах которой расположены все известные месторождения нефти и газа в осадочном чехле" (с. 243).

Последующее развитие событий показало, что именно на Северном

борту в 1980-е годы началось практическое решение проблемы нефтегазоносности пород фундамента в ДДВ, в которое вместе с другими исследователями внес свой вклад и В.И. Созанский. Так, через 2 года после цитируемого выше вывода он писал: "Площадью, заслуживающей постановки глубокого бурения на нефть в породах докембрия, является Журавненская (ссылка на тезисы доклада 1976 г. — Б. К.), расположенная на северо-восточном борту впадины в приразломной зоне..." (В.И. Созанский, 1977, с. 65). Именно рядом с Журавненской площадью, в зоне северного краевого разлома в 1985 г. было открыто первое в породах фундамента Хухринское нефтяное месторождение, которое в 1989 г. расширилось к западу до Журавненской параметрической скважины 442 (Чернетченское месторождение). Этот участок для бурения на фундамент рекомендовался также в работе В.Б. Порфирьева и др. (1982).

6.7. Прогнозы методом экспертных оценок

В 1972 г. в УкрГГРИ была выполнена работа по определению перспектив нефтегазоносности ДДВ одним из методов экспертных оценок — методом Делфи. Учитывая, что эти прогнозы принадлежат большому числу специалистов, рассмотрим их отдельно.

В ответах на вопросы анкеты приняли участие 116 высококвалифицированных геологов и геофизиков из 21 научно-исследовательских и производственных организаций, непосредственно занимавшихся геологией и нефтегазоносностью востока Украины. Выводы делались на основе мнения статистически значимого большинства экспертов с использованием различных статистических показателей (критерий знаков, сравнение долей с биномиальным распределением, сумма рангов, частота высших оценок, обобщенного показателя важности). Обобщение материалов было выполнено Б.П. Кабышевым и опубликовано в специальной статье (1974). За прошедшие 25 лет в ДДВ выполнен очень большой объем глубокого бурения и геофизических работ, и по многим прогнозам можно делать выводы о их подтверждаемости.

Оценка перспектив нефтегазоносности ДДВ производилась раздельно по четырем направлениям: тектоническим зонам, продуктивным комплексам, типу ловушек и глубинам залегания продуктивных горизонтов. Хорошо подтвердился вывод экспертов о том, что "...главные перспективы нефтегазоносности связываются с тектоническими зонами Днепровского грабена (на первом месте — осевая, втором — северная прибортовая и третьем — южная прибортовая" (с. 19). В такой последовательности эти зоны располагаются сегодня по величине разведанных запасов УВ, хотя по количеству месторождений преобладают прибортовые, особенно южная. Подтвердилась и оценка степени перспективности поперечных зон в "...такой последовательности (в порядке уменьшения значимости): средняя, юго-восточная и северо-западная" (с. 19). И это, невзирая на то, что по начальным ресурсам наибольшей плотностью обладает юго-восточная часть ДДВ, но к 1972 г. там уже были открыты все крупные месторождения, в отложениях нижней перми-верхнего карбона. И хотя приросты запасов

газа в этой зоне еще были значительные, эксперты правильно предсказали переориентировку поисков на центральную часть ДДВ.

Южный борт ДДВ статистически значимым количеством экспертов признан бесперспективным, и это пока не проверено бурением. О перспективности Северного борта прогноз был неопределенным, хотя статистически незначимое большинство экспертов (51 против 47) также дали ему отрицательную оценку. Вывод этот был до некоторой степени неожиданным, так как в печати, за исключением двух статей, этой территории давалась положительная оценка, а В.А. Краюшкин (1972) предполагал наличие здесь даже "...гигантских и сверхгигантских..." газовых месторождений. Несмотря на такое экспертное голосование, Б.П. Кабышевым (1974, с. 19) был сделан вывод, "...что на Северном борту целесообразно проведение геологоразведочных работ для оценки перспектив нефтегазоносности. Если не на "сверхгигантские", то на достаточно хорошие месторождения и, главное, на небольших глубинах здесь можно рассчитывать". И этот прогноз подтвердился. Подтверждается, к сожалению, и прогноз о "...бесперспективности крайней северо-западной части ДДВ (Черниговско-Брагинский выступ)". Еще непроверенной остается положительная оценка перспективности Бахмутской и Кальмиус-Торецкой депрессий.

На территории открытого Донбасса, по данным экспертной оценки, перспективы газоносности положительно оценены в северной зоне мелкой складчатости и в зоне Краснорецкого сброса. В последней прогноз подтвержден открытием после 1972 г. двух месторождений — Муратовского и Капитановского, а вот в зоне мелкой складчатости при бурении на нескольких площадях вследствие низких коллекторских свойств пород положительных результатов не получено. Неперспективными эксперты оценили Главный антиклиналь и Южную синклиналь Донбасса; неопределенной осталась оценка зоны Северного антиклинала, Северной синклинали и южной зоны мелкой складчатости Донбасса. О подтверждаемости этих прогнозов судить не представляется возможным, так как поисковых работ на газ в Донбассе почти не проводилось.

Экспертами был сделан прогноз об изменении основных направлений поисков месторождений в период до 2000 г. В год проведения экспертизы (1972 г.) основными продуктивными комплексами (в порядке уменьшения значимости в приросте запасов) были: нижнепермско-верхнекаменноугольный, нижний карбон и средний карбон. Прогноз был такой: "До 1975 г. сохранится современное состояние перспективности комплексов, а к 1980 г. ведущими останутся те же комплексы, но на первое место выйдет нижнекаменноугольный. К 1990 г. основные приросты запасов прогнозируется получать из отложений нижнего карбона (первое место) и девона (второе место), в меньшей степени — из среднекаменноугольных и нижнепермско-верхнекаменноугольных. И только к 2000 г. на первое место по приростам запасов выйдет девонский комплекс пород, затем нижний карбон, средний карбон и нижняя пермь-верхний карбон" (с. 21).

Как ясно сегодня, подтвердились предсказания о выходе на основное направление поисков нижнекаменноугольного продуктивного комп-

лекса и не сбылись, уже в который раз, положительные прогнозы по девону: не вышел он к 1990 г. на второе место по значимости (приростам запасов УВ) и, уже совершенно ясно, — на первое место в 2000 г.

Абсолютное большинство экспертов (95,7 %) оптимистически ответили на вопрос "...будет ли вообще положительно решена девонская проблема?" (с. 21). "По мнению экспертов, первые несколько месторождений нефти и газа в девонских отложениях будут открыты в период 1976—1980 гг..." (с. 21). "По вопросу времени решения девонской проблемы во всей ее полноте, т. е. достижения такого состояния, когда в отложениях этого возраста ежегодно будут открываться новые месторождения или залежи, и девон будет давать приросты запасов... статистически значимое большинство экспертов считает, что до 1980 г. этого не произойдет. Для периода 1981—1985 гг. определенный вывод не получен... Ее положительное решение приурочивается к 1986—1990 гг. и последующим годам. За это высказалось 73,3 % экспертов" (с. 22).

Как указывалось выше, первые месторождения в девоне с промышленными запасами нефти (Бугреватовское, Козиевское) были открыты в 1975—1976 гг. Но это единственная позиция в девонских исследованиях, которая подтвердилась последующими поисковыми работами. Решения девонской проблемы "...во всей ее полноте в 1986—1990 гг.", к сожалению, не произошло.

Анализовавший заключения экспертов Б.П. Кабышев (1974, с. 22) подчеркивал, что "...вывод о сроках решения девонской проблемы совпадает с результатами прогнозирования изменения степени перспективности продуктивных комплексов во времени, согласно которому, девонский комплекс пород только к 1990 г. выйдет на второе место по степени перспективности" (с. 22). Не вышел — и достоверности прогноза не получилось, как не получилось ее при оценке степени перспективности отдельных толщ девонского разреза: "По мнению экспертов, степень перспективности девонских толщ характеризуется такой последовательностью (в порядке уменьшения значимости): подсолевая, межсолевая, внутрисолевые горизонты и надсолевая" (с. 22). В свете современных данных, о чем подробнее будет сказано ниже, наиболее перспективной в девоне является межсолевая толща фаменского яруса. В целом следует заключить, что прогнозы перспективности девона по методу экспертных оценок, как и изложенные выше отдельные исследования, характеризуются завышением оценок и, соответственно, низкой подтверждаемостью их последующим бурением. В этот период в истории прогнозных исследований ДДВ наблюдалось, можно сказать, всеобщее заблуждение геологической мысли, гносеологические аспекты которого мы постараемся проанализировать ниже.

В прогнозировании открытия новых месторождений по типу ловушек на основе экспертных оценок был сделан вывод, что "...антиклинальные структуры (новые погребенные малоамплитудные поднятия и глубокие горизонты на известных структурах) в отложениях карбона и нижней перми сохраняют свое значение как основной тип ловушек до 1985 г." (с. 22, 23). С этого срока (1985) "...следует ожидать решение проблемы поисков залежей в ловушках неантиклинального типа (т. е. когда они будут в широком масштабе вводиться в бурение и давать

приросты запасов)... Естественно, что неантиклинальные ловушки вводились в бурение и в них открывались залежи и раньше (этот процесс уже начался), однако до 1985 г. получение подавляющей части приростов запасов УВ прогнозируется из антиклинальных структур. После этого рубежа роль неантиклинальных ловушек будет значительно большей, вероятно, соизмеримой с ролью антиклинальных" (с. 23).

Эксперты не сделали определенного вывода в вопросе о том "...может ли положение так измениться, что неантиклинальные ловушки в ДДВ станут более значимыми... чем антиклинальные... Эксперты, допускающие в будущем преобладание значимости неантиклинальных ловушек над антиклинальными, полагают, что это произойдет с 1990 г." (с. 23).

Эти прогнозы, в отличие от девонских, довольно хорошо подтвердились. До 1985 г. газовые месторождения в неантиклинальных ловушках были открыты лишь на нескольких месторождениях (Руденковское, Абазовское, Сорочинское, Луценковское, Степное, Волошковское, Камышнянское). Большинство же из 36-ти ныне известных месторождений в неантиклинальных литологических, стратиграфических и тектонически экранированных ловушках были открыты после 1985 г., а с 1990 г. уже половина открываемых месторождений связана с неантиклинальными ловушками.

По глубинам залегания продуктивных комплексов методом экспертных оценок были сделаны следующие прогнозы: "Степень перспективности их (в порядке уменьшения значимости) такова: 4000—5000, 3000—4000, 5000—6000, 6000—7000, 2000—3000 и более 7000 м... Как видим, статистически значимое большинство экспертов считает, что перспективы нефтегазоносности с глубиной в ДДВ сначала возрастают (до 5000 м), а затем уменьшаются" (с. 24). Прогноз в целом оказался верным, разве что уменьшение перспективности начинается не с 5000 м, а несколько ниже — 5500—5700 м.

Изложенный материал показывает, что прогнозы методом экспертных оценок по целому ряду позиций оказались достоверными и хорошо подтвердились последующими работами, а, следовательно, способствовали более эффективному их проведению (оценка перспективности зон ДДВ, глубин залегания перспективных горизонтов, неантиклинальных ловушек). Вместе с тем по двум важным позициям (девонскому комплексу и Северному борту) метод экспертных оценок не сработал. Причем, если в первом случае завышение перспективности девона было в духе опубликованных индивидуальных прогнозов, то неопределенная оценка Северного борта ДДВ не соответствовала большинству публикаций, в которых он прогнозировался высокоперспективным.

6.8. Количественная оценка ресурсов

**(прогнозы Ю.А. Арсирия, Е.К. Гончарова, А.Н. Истомина,
Б.П. Кабышева, В.В. Кравца, И.С. Романовича,
Б.П. Стерлина, Р.Д. Фанисва и др.)**

В рассматриваемый период количественная оценка начальных и прогнозных ресурсов УВ по ДДВ выполнялась в УкрГГРИ дважды — в 1974 и 1979 гг. Первая — под научным руководством Ю.А. Арси-

рия, вторая — Б.П. Кабышева. Результаты последней оценки опубликованы (Ю.А. Арсирий и др., 1981). Кроме указанных подсчетов, принимавшихся за официальные, так как они утверждались и нередко корректировались межведомственными экспертными комиссиями, в этот период выполнялись количественные оценки прогнозных ресурсов и другими исследователями.

Общая оценка начальных извлекаемых ресурсов УВ в 1974 и 1979 гг., как и в предыдущем подсчете (1969 г.), была близка к современной — составляла, соответственно, 5028,8 и 4645,9 млн. т УВ (103,7 и 95,8 % от оценки 1993 г.). Особенностью подсчетов этого периода является то, что и по отдельным продуктивным комплексам оценки в значительной степени приблизились к современным (рис. 3, 4). Так, по нижней перми-верхнему карбону начальные ресурсы в 1974 и 1979 гг. оценивались, соответственно, в 116 и 98 %, а по нижнему карбону — 93,7 и 97,7 % от современных. Характерной особенностью новых оценок было то, что впервые, по крайней мере, у авторов подсчета, была преодолена эйфория относительно очень высокой перспективности девонского комплекса — и его оценки составили 90,1 и даже всего лишь 63 % от современной. Но это, как увидим далее, далеко не всеобщее согласие с таким снижением перспективности девона. В этот период в 1,5-1,2 раза против современной завышались оценки ресурсов среднего карбона.

Второй особенностью подсчетов в 1970-е годы является абсолютное повышение оценок по нижнему карбону (до, соответственно, 46,6 и 49,4 % от общих по региону в первом и втором подсчетах), хотя против 1993 г. они все же были несколько ниже (93,7 и 97,7 %). В этот период впервые оценки начальных ресурсов по нижнему карбону превысили таковые в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе — и нижний карбон вышел на первое место по этому показателю, не говоря уже о текущей перспективности — прогнозные ресурсы в нем составляли 71,5 % от общих по региону. В 1979 г., впервые, оценка ресурсов нижнего карбона выполнена отдельно по верхневизейско-серпуховскому и турнейско-нижневизейскому комплексам, которая показала наибольшую перспективность первого из них.

Все изложенные изменения в количественных оценках ресурсов УВ произошли под влиянием в первую очередь результатов геолого-разведочных работ — открытие новых месторождений в 1970-е годы было связано с нижнекаменноугольными отложениями, но они также отвечали нефтегазогенерационному потенциалу разреза ДДВ, в соответствии с проводившимися в эти годы его геохимическими оценками с позиций осадочно-миграционной теории образования нефти и газа. Исход из этих исследований, основным нефтегазогенерационным комплексом в ДДВ является нижний карбон.

Степень разведанности начальных ресурсов УВ (доля начальных разведанных запасов в начальных ресурсах) в 1979 г. составила 38,3 %, в т. ч. по отдельным комплексам она была следующей: мезозойскому — 100 %, нижней перми-верхнему карбону — 76,4 %, среднему карбону — 28,1 %, верхневизейско-серпуховскому комплексу — 26,2 %, турнейско-нижневизейскому — 9,2 %, девонскому — 1,2 %.

В 1970-е были выполнены и альтернативные количественные оценки ресурсов УВ в ДДВ (А.Н. Истомин, И.С. Романович, В.В. Кравец и др.).

А.Н. Истомин (1973) оценил прогнозные ресурсы только газа в ДДВ и сравнил их с данными УкрГГРИ по состоянию на 1971 г. Он пришел к выводу, что "...принятая во втором варианте (по УкрГГРИ. — Б. К.) оценка прогнозных запасов газа нижнего карбона примерно вдвое завышена, а девонских отложений вдвое занижена" (с. 101). Его оценка прогнозных ресурсов газа в девоне составляет 1361 млрд. м³ против современной по УкрГГРИ (185,6 млрд. м³) или, по состоянию на 1974 г., 171,9 млрд. м³ (выше в 7,3 раза). А.Н. Истомин (1973) считал, что наличие двух соленосных толщ "...обуславливает возможность выявления в девонских отложениях крупных по запасам массивно-пластовых залежей газа типа Шебелинской" (с. 100).

Гиперболизация в оценках ресурсов девона не только с позиций современности, но 1970-х годов очевидна. Она еще усугубляется тем, что А.Н. Истомин не просто считает ресурсы в девоне значительными, но и увеличивает их за счет соответствующего уменьшения (по сравнению с оценкой УкрГГРИ) ресурсов по нижнему карбону, которые по его оценкам составляют 768 млрд. м³ (с. 97), т. е. даже ниже современной (на 1993 г.) оценки уже разведанных начальных запасов. Прогнозные же ресурсы в те годы УкрГГРИ оценивались, по данным самого А.Н. Истомина (1973), в 1500 млрд. м³ (с. 98). Начальные же ресурсы газа этого комплекса в настоящее время нами оцениваются в 2028 млрд. м³ (рис. 3, 4). Оценки по среднему карбону и нижней перми-верхнему карбону у А.Н. Истомина почти такие же, как и по приведенным выше данным УкрГГРИ.

Таким образом, недостоверность (занижение) А.Н. Истоминим ресурсов газа в нижнем карбоне уже апробировано временем, а завышение в девоне также, по нашему мнению, будет со временем установлено. Причиной недостоверной оценки ресурсов газа А.Н. Истоминим (1973) является некорректное использование им принципа аналогии. Действительно, в девонском разрезе ДДВ развито две соленосные толщи, против одной, перекрывающей нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс. Но под каждой из них, особенно нижней, находится принципиально другой разрез отложений с точки зрения нефтегазогенерационных да и коллекторских свойств пород.

Недооценка А.Н. Истоминим ресурсов УВ нижнего карбона, по нашему мнению, объясняется неучетом условий формирования месторождений в этом комплексе ДДВ с его самым мощным, по данным геохимических исследований, газогенерирующим потенциалом.

И.С. Романович (1978) на основе исследований по изучению закономерностей размещения и условий формирования месторождений в ДДВ сделал свою оценку прогнозных ресурсов нефти и газа по девонскому комплексу, а именно: "В соответствии с этой переоценкой, запасы УВ девонского комплекса в 1,7 раза превышают запасы всех надсолевых комплексов" (с. 36), так что прогнозные ресурсы по комплексам составляют: "...девон — 63,5 %, нижний карбон — 24 %, нижняя пермь-верхний карбон — 8,5 %" (с. 36). Гиперболизация перспектив девонских отложений, как видим, еще большая, чем у А.Н. Истомина.

на. В соответствии со своей оценкой, И.С. Романович (1978) обосновал и направления геологоразведочных работ в ДДВ: "...приведенные данные подтверждают необходимость выбора в качестве основного направления дальнейших геологоразведочных работ поиски залежей нефти и газа в отложениях девона (с. 34)... Главным нефтегазоносным комплексом региона является девонский" (с. 36). В 1950-е и в начале 1960-х годов такие представления были, если не господствующими, то в значительной степени доминирующими. В 1970-е годы практика нефтегазопоисковых работ и более детальные и углубленные научные исследования такие позиции отодвинули на второй план. Но, тем не менее, у ряда исследователей они сохранились. Если задаться вопросом, что повлияло на такие выводы И.С. Романовича, то можно допустить, что, как и у А.Н. Истомина, это преувеличение роли региональных покровов и неучет условий формирования месторождений в ДДВ с позиций осадочно-миграционной теории их образования, согласно которой девонский комплекс обладает более низким генерационным потенциалом, чем нижнекаменноугольный.

В 1970 г. оценку прогнозных (категория Д) ресурсов нефти в ДДВ выполнили сотрудники УкрНИИПНД — Р.Д. Фаниев, В.П. Оноприенко и др. (1971, с. 171). По сравнению с оценкой УкрГГРИ на 1969 г. она оказалась в 1,9 раза большей. Если учесть, что начальные ресурсы нефти по подсчетам УкрГГРИ в 1969 г. примерно соответствуют современной оценке, то следует, что данные цитируемых авторов были явно завышены. Это хорошо проявляется при рассмотрении абсолютных величин ресурсов по продуктивным комплексам. По Р.Д. Фаниеву и др. (1971), в отложениях нижней перми-верхнему карбоне оценка прогнозных ресурсов нефти составляет 295 млн. т, в то время как современная оценка начальных ресурсов равна 133 млн. т и почти никаких перспектив открытия новых месторождений нефти в этом комплексе уже не видно. По девону эта оценка больше в 1,5 раза, а по нижнему карбону, наоборот, меньше в 1,5 раза. Как видим, проявляется та же закономерность, что и в ранних подсчетах УкрГГРИ, но еще в более искаженном виде — ресурсы по нижней перми-верхнему карбону и девону завышались, а по нижнему карбону занижались. В части нижнепермских отложений связано это было с давлением практических результатов поисков в ущерб научному прогнозу. В 1960-е годы большие приросты запасов нефти обеспечивались за счет разведки крупных Глинско-Розбышевского, Гнединцевского и Леяковско-го месторождений. Многие геологи рассчитывали на продолжение этого направления, чего, к сожалению, не произошло.

Б.П. Стерлин и др. (1972) количественно оценили прогнозные ресурсы газа в ДДВ до глубины 5 км. Общая их оценка составила 2153,9 млрд. м³, в т. ч. по девону — 377, нижнему карбону — 288, среднему карбону — 110, нижней перми-верхнему карбону — 1338,9, мезозою — 40 млрд. м³. Сравнение этих данных с последней оценкой УкрГГРИ (рис. 3, 4) показывает, что при близких значениях общей величины указанные авторы сильно (примерно в 2,1 раза) завышают ресурсы девонского комплекса, но в 4 раза занижают их по нижнему карбону. Кроме того, необоснованными в 1972 г. уже были прогноз-

ные ресурсы в мезозое. Одним словом, у Б.П. Стерлина с соавторами также проявилось присущее многим исследователям в этот и предыдущий периоды заблуждение, состоящее в завышении перспективности девонского комплекса за счет соответствующего занижения оценок по нижнему карбону.

В.В. Кравец, С.А. Варичев, Н.В. Куцяба (1976) по состоянию на 1974 г. произвели подсчет прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата по всем продуктивным комплексам ДДВ. Авторы сделали вывод, что "...основные перспективы открытия новых залежей газа и нефти, а также конденсата связаны с нижнекаменноугольным комплексом образований. В нем... сосредоточено 48,3 % нефти и 65,5 % газа. В среднекаменноугольном комплексе... приходится 6,2 % прогнозных запасов нефти и 6,6 % газа. Верхнекаменноугольно-нижнепермский комплекс... содержит прогнозных запасов нефти 14 % и газа 22,2 %" (с. 96).

Эта оценка близка к охарактеризованным выше прогнозам УкрГГРИ (Ю.А. Арсирий и др., 1981). Авторы не приводят данных по девонскому комплексу, но из приведенных цифр по другим толщам можно понять, что на него приходится 21,5 % ресурсов нефти и 5,7 % газа, что по УВ в целом даже меньше, чем по оценкам УкрГГРИ.

Таким образом, анализ количественной оценки ресурсов УВ показывает, что она претерпела изменения в соответствии с результатами геологоразведочных работ и, по данным большинства исследователей, величны как начальных, так и особенно прогнозных ресурсов связывались с отложениями нижнекаменноугольного продуктивного комплекса, а в нем — с верхневизейско-серпуховской толщей.

В 1970-е годы в соответствии с увеличением объемов геологоразведочных работ на нефть и газ значительно расширились и научные исследования, в т. ч. и прогнозные. Особенностью их является в большей мере, чем в прежние годы, возможность опоры на уже значительный фактический материал, что способствовало повышению достоверности прогнозов. Последние большей частью выполнялись для стратиграфических комплексов и территориальных зон с установленной промышленной нефтегазоносностью. Это же, независимо от теоретических представлений, оказывало влияние на прогнозные выводы, которые чаще были положительными при оценке перспективности различных объектов. Другими словами, прогнозы нефтегазоносности в этот период в большей мере определялись практическими результатами поисково-разведочных работ, чем теоретическими предпосылками, как это было в прошлом, особенно в ранние этапы исследования ДДВ.

Прогнозные выводы рассматриваемого периода сводятся к следующему:

1. Основные направления поисков новых месторождений большинство исследователей стали связывать с отложениями нижнего карбона в центральной части Днепровского грабена, хотя некоторые продолжали отдавать предпочтение образованиям нижней перми-верхнего карбона или девона.

2. Наблюдался большой спектр и разнотой во взглядах на направления поисков крупных и средних месторождений — в депрессионных зонах фундамента, на Северном борту, глубоких горизонтах крупных газовых месторождений Машевско-Шебелинского района и др.

3. Все прогнозисты высоко оценивали глубокие горизонты в ДДВ, в первую очередь на газ, хотя были и представления с обоснованием перспективности на жидкие УВ даже юго-восточной части впадины.

4. Весьма широкое развитие получили исследования с прогнозированием неантиклинальных литолого-стратиграфических и тектонически экранированных ловушек, а также их нефтегазоносности. Связывались они практически со всеми стратиграфическими подразделениями палеозоя, однако приоритет абсолютное большинство исследователей в этот период отдавали нижнепермско-верхнекаменноугольному продуктивному комплексу, что с позиций современной изученности следует расценивать как крупное заблуждение геологической мысли.

5. Перспективность девонского комплекса в представлениях большинства исследователей, но далеко не у всех, приобрела более умеренную оценку. В качестве основной перспективной толщи в нем, наряду с подсолевой, все чаще выделялась межсолевая задонско-елецкая, а из наиболее перспективных объектов, наряду с выступами докембрийского фундамента, и солянокупольные структуры.

6. В рассматриваемый период было положено начало исследованиям по обоснованию перспектив нефтегазоносности в ДДВ пород докембрийского фундамента, выполнявшихся сторонниками глубинного происхождения нефти и газа.

7. Оценки начальных ресурсов УВ и дальнейших перспектив в ДДВ, выполнявшиеся в УкрГГРИ, впервые по основным продуктивным комплексам приблизились к современным величинам. Однако в ряде таких количественных оценок, выполненных другими исследователями, не была преодолена эйфория с завышением перспективности девонского комплекса отложений в ущерб нижнекаменноугольному.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андупов П.В., Гончаренко Б.Д., Махаринский А.Ю. О перспективах нефтегазоносности девонских и нижнекаменноугольных отложений в пределах погребенных выступов фундамента// Результаты и направления нефтепоисковых работ на террит. УССР (Тр. ВНИГНИ, вып. 193). - М., 1976. - С. 56-62.

2. Андупов П.В., Гончаренко Б.Д., Лукинов В.И., Мясников В.И., Лебедь Н.С. Новый тип неантиклинальных ловушек в ДДВ//Геология нефти и газа. - 1978. - № 1. - С. 34-39.

4. Арсирий Ю.А., Бланк М.И., Завьялов В.М., Мясников В.И., Палий А.М. Резервы повышения эффективности поисково-разведочных работ в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области// Резервы повыш. эффек. геол.-развед. работ на больших глубинах в нефтегаз. провинциях УССР. - Львов, 1971. - С. 39-41.

5. Арсирий Ю.О., Витенко В.О. Направки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ//Персп. пошуків родовищ нафти і газу в ДДЗ. - Львів, 1972. - С. 3-8.

6. Арсирий Ю.А., Бланк М.И., Завьялов В.М., Мясников В.И., Палий А.М. Об эффективности поисков и разведки залежей нефти и газа на больших глубинах ДДВ//Геология нефти и газа. - 1973. - № 5. - С. 55-59.

7. Арсирий Ю.А., Витенко Ю.А., Гончаров Е.К., Кабышев Б.П., Палий А.М. Переоценка прогнозных запасов нефти и газа и определение дальнейших направлений геологоразведочных работ в ДДВ//Повышение экон. эффективности геол.-развед. работ в УССР. - К., 1974. - С. 55-57.

8. Арсирий Ю.А., Брызна Н.Ф., Высочанский И.В., Палий А.М., Сердюков В.В. Основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Ю-В части ДДВ и на северных окраинах Донбасса// Нефтяная и газ. пром-сть. - 1976. - № 4 - С. 1-4.

9. Арсирий Ю.А., Богаец А.Т., Витенко В.А., Лукин А.Е., Палий А.М. и др. Перспективы развития и направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Украинской ССР в X пятилетке в свете решений XXV съезда КПСС//Геологический журнал. - 1977. - № 3. - С. 3-13.

10. Арсирий Ю.А., Витенко В.А., Кабышев Б.П. Закономерности формирования, размещения и направление поисков месторождений нефти и газа в ДДВ//Законом. размещ. и методика поисков и разведки залежей нефти и газа в глубоковод. горизонтах нефтегазон. регионов Украины. - Львов. - 1979. - С. 3-15.

11. Арсирий Ю.А., Кабышев Б.П., Лебедь В.П., Лукин А.Е., Шевченко А.Ф. Перспективы нефтегазоносности Сребненской депрессии в ДДВ//Геол. нефти и газа. - 1980. - № 5. - С. 18-23.

12. Арсирий Ю.А., Билык А.А., Витенко В.А., Гончаров Е.К., Кабышев Б.П., Палий А.М. Новая количественная оценка прогноза нефтегазоносности ДДВ//Нефт. и газ. пром-сть. - 1981. - № 1. - С. 15-17.

13. К методике поисков визейско-серпуховских биогермов в ДДВ// Законом. размещ. и методика поисков и разведки залежей нефти и газа в глубоковод. горизонтах нефтегаз. регионов Украины. - Львов: УкрГГРИ, 1979. - С. 53-57.

13-а. Білик А.О., Трухан Л.А. До питання про перспективи нафтогазоносності ДДЗ на глибинах понад 4000 м//Персп. пошуків родовищ нафти і газу в ДДЗ. - Львів. - 1972. - С. 9-16.

14. Билык А.А. К вопросу о направлении поисков нефти и газа в девонских отложениях ДДВ//Геология и нефтегазон. девонских отлож. ДДВ. - Львов. - 1973. - С. 29-37.

15. Бобошко А.В., Дудко Н.А., Стерлин Б.П., Томашунас Э.В., Ульянов М.Г. Новые данные о геологическом строении и перспективах газоносности палеозойских структур северо-западного погружения Донецкого складчатого сооружения//Развитие газ. пром.-сти ДДВ и сопредельных территорий. - М.: ВНИИЭГазпром, 1980. - С. 12-18.

16. Брайловский Г.С., Голиков В.А., Гончаренко Б.Д.

Нефтегазоносность моноклинальных склонов в ДДВ. - Геол. нефти и газа. - 1974. - № 8 - С. 56-61.

17. **Брынза Н.Ф., Высочанский И.В., Коровушкин В.Д.** Новые данные о геологическом строении и газоносности юго-восточной части Днепровского грабена и основные направления геологоразведочных работ//Новые данные по геологии и нефтегаз. УССР. - Львов: Изд-во Львов. ун-та, 1972. - С. 22-29.

18. **Брынза Н.Ф., Галян Л.Д., Гуневская О.М.** К вопросу о перспективах поисков промышленных залежей УВ на больших глубинах в Ю-В части Днепровского грабена//Нефт. и газ. пром-сть. - 1974. - № 5. - С. 3-5.

19. **Вакарчук Г.И., Лукин А.Н., Мясников В.И., Палий А.М., Ткачишин С.В.** Перспективы нефтегазоносности карбонатных пород нижней перми ДДВ//Геол. нефти и газа. - 1975. - № 2. - С. 35-41.

20. **Вакарчук Г.И., Гальченко В.А., Ткачишин С.В.** Перспективы поисков литолого-стратиграфических залежей нефти и газа в каменноугольных и нижнепермских отложениях северо-западной части ДДВ. - Труды ВНИГНИ. - В. 193. - 1976. - С. 96-105.

21. **Вакарчук Г.И., Ткачишин С.В.** Строение и перспективы нефтегазоносности нижнепермских отложений северо-западной части ДДВ. - Сб. Тектоника и стратиграфия. - К.: Наукова думка, 1979. - Вып. 16. - С. 56-73.

22. **Ванюшин В.А., Кабышев Б.П., Петухов А.В., Шевченко А.Ф.** Оценка перспектив нефтегазоносности локальных структур математическими методами (на примере ДДВ). - М.: ВИЭМС, 1973. - 38 с.

23. **Ванюшин В.А., Кабышев Б.П., Петухов А.В., Шевченко А.Ф.** Использование математических методов и ЭВМ при прогнозировании нефтегазоносности локальных структур ДДВ//Нефтяная и газ. пром-сть. - 1977. - № 3. - С. 9-11.

24. **Ванюшин В.А., Кабышев Б.П., Петухов А.В., Шевченко А.Ф.** Оценка достоверности прогноза нефтегазоносности локальных структур//Геол. нефти и газа. - 1978. - № 6. - С. 25-28.

25. **Витенко В.А., Витрик С.П., Демьянчук В.Г., Клиточенко И.Ф., Савченко В.И., Цыпко А.К.** и др. Формирование и размещение залежей нефти и газа ДДВ. - К.: Техніка, 1971. - 183 с.

26. **Витенко В.А., Кабышев Б.П.** Закономерности строения и формирования тектонически экранированных залежей нефти и газа. - Львов: Изд-во Львов. ун-та. - 1971. - 122 с.

27. **Витенко В.А., Кабышев Б.П.** История развития и нефтегазоносность структур ДДВ. - М.: Недра, 1977. - 192 с.

28. **Воробьев Б.С., Павленко П.Т., Романович И.С., Слышинский Б.И.** Перспективы поисков нефтегазовых залежей в отложениях девона центральной части ДДВ//Резервы повыш. эффект. геол.-развед. работ на больших глубинах в нефтегаз. провинциях УССР (Тезисы докладов). - Львов. - 1971. - С. 16-17.

29. **Воробьев Б.С., Краюшкин В.А.** Основные направления геологоразведочных работ на нефть в ДДВ//Нефтегазовая геол. и геофизика. - 1975. - № 2. - С. 6-9.

30. **Высочанский И.В., Зеленский В.И., Закржевская И.Г., Куприянов Г.М., Скачедуб Е.А.** О перспективах нефтегазоносности открытых палеозойских поднятий северо-западных окраин Донбасса// Развитие газ. пром.-ости в УССР. - М.: Недра, 1972. - С. 67-75.

31. **Высочанский И.В., Галабуда Н.И., Сердюков В.В.** Типы залежей УВ и их размещение в юго-восточной части ДДВ//Законом. образ. и размещ. залежей нефти и газа. - К.: Наукова думка, 1978. - С. 89-99.

32. **Галицкий И.В.** Разведка нижнепермских рифов в депрессиях Ю-В ДДВ. - Геология нефти и газа. - 1977. - № 8. - С. 14-18.

33. **Гальченко В.А.** Распределение УВ газов в верхней части зоны гипергенеза и методика геохимических поисков нефти и газа в С-З части ДДВ//Автореф. диссерт. - М., 1972-1. - 25 с.

33-а. **Гальченко В.А.** Распределение УВ газов в кайнозойских отложениях и их значение для поисков нефтегазовых залежей в С-З части ДДВ//Геохимические методы поисков нефт. и газ. месторождений (Тр-ды ВНИИЯГГ, вып. 12). - М.: Недра, 1972-2. - С. 106-117.

34. **Гончаренко Б.Д., Кулаева Т.П., Келлер М.Б.** Отложения нижнего и среднего карбона ДДВ — важные объекты поисков нефти и газа//Основные перс. направления геол. развед. работ на нефть и газ в Европ. части СССР. (Тр-ды ВНИГНИ, вып. 215). - М., 1979. - С. 118-138.

35. **Доленко Г.Н., Варичев С.А., Галабуда Н.И.** и др. Основные закономерности размещения месторождений нефти и газа в ДДВ//Законом. образ. и размещения пром. местор. нефти и газа. - К.: Наукова думка, 1975. - С. 180-185.

36. **Долуда М.Е., Литвин С.В., Рябых О.Ф., Харченко С.Д., Головкин В.С.** Перспективы газоносности палеозойских отложений ДДВ по литологическим критериям//Развитие газ. пром.-ости УССР. - М.: Недра, 1973. - С. 42-57.

37. **Долуда М.Е., Литвин С.В., Рябых О.Ф.** и др. Плотности прогнозных запасов газа в верхнем палеозое ДДВ. - М.: ВНИИЭГазпром, 1975. - 44 с.

38. **Дудко Н.А., Стерлин Б.П., Томашунас Э.В., Шумилина Т.И.** Основные черты геологического строения и развития ДДВ и направление дальнейших геологоразведочных работ на газ//Развитие газ. пром.-ости УССР. - М.: Недра, 1973. - С. 3-13.

39. **Завьялов В.М.** О перспективах открытия скоплений жидких УВ на больших глубинах в Ю-В части ДДВ//Резервы повыш. эффект. геол.-развед. работ на больших глубинах в нефт.-газовых провинциях УССР. - Львов, 1971. - С. 49-50.

40. **Завьялов В.М.** О перспективах скоплений жидких углеводородов на северо-западной окраине Донбасса//Новые данные по геол. и нефтегазон. УССР. - Львов: Изд-во Льв. ун-та, 1972. - С. 30-35.

41. **Застежко Ю.С., Терещенко В.А.** Перспективы дальнейших поисков залежей нефти и газа в ДДВ по результатам гидрогеологических исследований//Развитие газ. пром.-ости ДДВ и сопредельных территорий. - М.: ВНИИЭГазпром, 1980. - С. 12-18.

42. **Иванов В.К.** Перспективы нефтегазоносности нижнепермских органогенно-карбонатных отложений ДДВ//Геол. и разработка газ. и газоконд. местор. Украины. - М.: ВНИИЭГазпром, 1979. - С. 20-23.

43. **Истомин А.Н.** Некоторые вопросы состояния прогнозных запасов свободного газа в УССР//Геология и разраб. газ. и газоконденсатных местор. УССР. - М.: ВНИИЭГазпром, 1973. - С. 95-102. (Тр., вып. VIII).

44. **Кабышев Б.П.** Об основном направлении поисков залежей в девонских отложениях ДДВ//Геология и нефтегазон. девонских отлож. ДДВ. - Львов, 1973. - С. 23-29.

45. **Кабышев Б.П.** Перспективы нефтегазоносности ДДВ (на основе метода экспертных оценок)//Новые данные по геол. и нефтегазон. УССР. Вып. 9. - Львов, 1974. - С. 18-25.

46. **Кабышев Б.П.** Палеотектонический метод прогнозирования структурных ловушек в подсолевых отложениях (на примере ДДВ)//Бюл. МОИП, отд. геол. - 1974. - № 1. - С. 37-46.

47. **Кабышев Б.П.** Комбинированные ловушки и перспективы их нефтегазоносности в ДДВ//Нефт. и газ. пром-сть. - 1979. - № 1. - С. 13-16.

48. **Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф., Чупрынин Д.И., Ивашкин А.Г.** Прогноз нефтегазоносности локальных структур ДДВ в отложениях нижнего карбона алгоритмическими методами//Геол. журнал. - 1980. - № 3. - С. 12-17.

49. **Кабышев Б.П., Ивашкин А.Г., Серов А.И.** Палеотектоника и перспективы нефтегазоносности малых депрессий ДДВ//Региональная геология УССР и персп. поисков нефти и газа. - Львов, 1980. - С. 14-24.

50. **Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф., Чупрынин Д.И.** и др. Комплексный локальный прогноз нефтегазоносности структур ДДВ//Перспек. открытия местор. нефти и газа в ДДВ. - Львов: 1981. - С. 16-25.

51. **Коровушкин В.Д.** О закономерностях образования и размещения крупнейших газовых месторождений ДДВ//Происход. нефти и газа и законом. образ. и размещ. их залежей. - Львов, 1977. - С. 133-134.

52. **Кравец В.В., Варичев С.А., Куцяба И.В.** Разведанные и прогнозные ресурсы газа и нефти Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции//Повышение эффект. разраб. и ускорение ввода в пром. освоение местор. газа в УССР. - Харьков, 1976. - С. 95-96.

53. **Краюшкин В.А.** Поиски гигантских и сверхгигантских газовых залежей на бортах ДДВ — новое перспективное направление работ по ускорению прироста ресурсов природного газа в УССР//Перспективы обеспечения газ. пром.-ости УССР ресурсами природного газа. - М.: Недра, 1972. - С. 23-24.

54. **Краюшкин В.А., Брегида Н.М.** Некоторые перспективы поисков новых залежей нефти и газа в ДДВ//Геология и разраб. нефт. местор. - М.: Недра, 1974. - С. 9-14.

55. **Краюшкин В.А., Иванов Н.И.** О перспективах промышленной

газоносности вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород в УССР//Повышение эффект. подготовки ресурсов газа и нефти в связи с персп. развит. газ. и нефт. промышленности. - Харьков, 1974. - С. 57-59.

55^а. **Лазарук Я.Г.** К проблеме поисков неантиклинальных залежей УВ в нижнекаменноугольных отложениях ДДВ//Нефтегаз. геол. и геофизика. - 1979. - С. 16-19.

56. **Лукин О.Ю.** Про перспективи нафтогазоносності ДДЗ у зв'язку з пошуками палеозойських біогермів//Персп. пошуків родовищ нафти та газу в ДДЗ. - Львів, 1972. - С. 62-69.

57. **Лукин А.Е., Галицкий И.В.** О биогермах в нижнепермских отложениях ДДВ//Докл. АН СССР. - 1974. - Т. 215. - № 1. - С. 170-173.

58. **Лукин А.Е.** О перспективах поисков нефтеносных биогермов в палеозое ДДВ. - В кн.: Геол. и нефтегазон. запад. обл. Европ. части СССР. - М.: ИГИРГИ, 1974.

59. **Лукин А.Е., Ларченков А.Я.** Зоны развития карбонатных рифогенных коллекторов в палеозое ДДВ и перспективы их нефтегазоносности//Рифогенные образования нефтенос. обл. Русской платформы. - М., 1976. - (Тр. ВНИГНИ, в. 194). - С. 158-170.

60. **Лукин А.Е.** Перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти и газа в ДДВ//Советская геология. - 1976. - № 8. - С. 14-25.

61. **Лукин А.Е.** Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений ДДВ связи с нефтегазоносностью. - М.: Недра, 1977. - 101 с.

61-а. **Лукин А.Е., Палий А.М., Демьянчук В.Г.** и др. Каменноугольные рифовые комплексы северных окраин Донецкого бассейна и перспективы их нефтегазоносности//Сов. геология. - 1979. - № 1. - С. 28-37.

62. **Максимов С.П., Анцупов П.В., Гончаренко Б.Д.** Резервы повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в ДДВ//Геология нефти и газа. - 1977. - № 4. - С. 9-14.

62а. **Максимов С.П., Анцупов П.В., Ботнева Т.А.** и др. Геохимические доказательства органического генезиса нефти и газа//Происхождение и миграция нефти и газа. - К.: Наукова думка, 1978. - С. 83-90.

63. **Палий А.М.** Перспективы развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в Украинской ССР и меры по повышению их эффективности//Повышение экон. эффект. геол.-развед. работ в УССР (тезисы). - К., 1974. - С. 50-57.

64. **Паньків А.М., Плошко В.В.** К вопросу о поисках аструктурных залежей нефти и газа в пермских отложениях бортовых частей Сребненского прогиба северо-западной части ДДВ. - В кн.: Перспективы обеспечения газ. пром.-ости УССР ресурсами природного газа. - М.: Недра, 1972. - С. 46-47.

65. **Пенцак В.П.** Некоторые критерии нефтегазоносности девонских отложений ДДВ//Геология и нефтегазон. девонских отлож. ДДВ. - Львов, 1973. - С. 37-45.

66. **Петухов А.В., Ванюшин В.А., Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф.**

Прогнозы нефтегазоносности нижнекаменноугольных отложений ДДВ методами математической статистики//Геология нефти и газа. - 1972. - № 10. - С. 28-33.

67. Петухов С.Ф., Солдатенко Е.И., Фесенко Н.М. Перспективы поисков несводовых залежей нефти и газа в Прилукском нефтегазодобывающем районе ДДВ//Геол. и разработка нефт. местор. - М.: Недра, 1974. - С. 37-44.

68. Плошко В.В., Панькив А.М. К проблеме выявления стратиграфически экранированных ловушек (на примере Антоновской площади ДДВ). В кн.: Нефтегазоносность Украины. - К.: Наукова думка, 1978. - С. 18-25.

69. Порфир'ев В.Б., Созанський В.І. Нові ресурси нафтової розвідки//Вісник АН УРСР. - 1969. - № 8. - С. 32-40.

70. Порфирьев В.Б., Краюшкин В.А. О перспективах поисков месторождений нефти и газа на бортах ДДВ//Закономерности образ. и размещ. пром. местор. нефти и газа (тезисы). - Львов, 1972. - С. 106-107.

71. Порфирьев В.Б., Соллогуб В.Б., Ключко В.П., Шевченко А.Ф. Проблема поиска нефтяных и газовых залежей в докембрийском фундаменте ДДВ//Проблемы геол. и геохим. эндогенной нефти. - К.: Наукова думка, 1975. - С. 178-196.

72. Порфирьев В.Б., Соллогуб В.Б., Краюшкин В.А., Ключко В.П. Новые перспективные направления и объекты нефтегазописковых работ на Украине//Геол. критерии поисков новых объектов на нефть и газ на террит. Украины. - К.: Наукова думка, 1977. - С. 120-139.

73. Порфирьев В.Б., Краюшкин В.А. Перспективы нефтегазоносности глубинных недр Украины//Происхождение нефти и газа и законом. образ. и размещ. их залежей. - Львов, 1977. - С. 107-108.

74. Порфирьев В.Б., Краюшкин В.А., Михайлов И.М., Павленко П.Т., Чайко Н.Н. Новые направления поиска нефтяных и газовых залежей в девоне ДДВ//Геологический журнал. - 1978. - № 1. - С. 31-37.

75. Пугач А.Л., Тхоржевский С.А., Чуприн Н.Е. Некоторые вопросы методики поисков нефт. и газ. залежей в девонских отлож. ДДВ//Геология и нефтегазон. девонских отлож. ДДВ. - Львов, 1973. - С. 45-49.

76. Радзивилл А.Я., Куделя Ю.А., Палий А.М., Злобенко И.Ф., Арсирий Ю.А., Демьянчук В.Г., Майданович И.А., Токовенко В.С. Тектонические, тектоно-магматические и структурно-геоморфологические критерии поисков крупных нефтяных и газовых месторождений в Днепровско-Донецком грабене (субгеосинклинали). - К., 1979. - Препринт ИГН АНУ. - 79-31. - 52 с.

77. Романович И.С. Исследование закономерностей пространственного размещения залежей нефти и газа в Припятско-Днепровско-Донецкой провинции с целью изучения условий их формирования и разработки новых перспективных направлений поисков/Автореферат диссерт. - М., 1978. - 39 с.

78. Савченко В.И., Арсирий Ю.А., Вакарчук Г.И., Ларченков А.Я.

Полищук М.Б. Основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в палеозойских отложениях ДДВ, намеченные трестом ЧНГР на 1976-1980 гг.//Геологический журнал. - 1977. - № 4. - С. 11-17.

79. Савченко В.И., Вакарчук Г.И., Козак Г.П., Коржик В.И., Полищук М.Б. Перспективы развития геологоразведочных работ на северо-западе ДДВ. - Геология нефти и газа. - 1979. - № 1. - С. 43-45.

80. Семенович В.В., Аверьев В.А., Бланк М.И., Бритченко А.Д., Мясников В.И., Пашова Н.Т., Пистрак Р.М., Ткачишин С.В., Хохлов П.С. и др. Структурно-тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности девонских отложений ДДВ. - М.: Недра, 1975. - 95 с.

81. Созанский В.И. Предварительные результаты поисковых работ на нефть в породах докембрийского кристаллического фундамента ДДВ//Законом. образ. и размещения пром. местор. нефти и газа. - К.: Наукова думка, 1975. - С. 239-243.

82. Созанский В.И. Неантиклинальные ловушки — новый резерв нефтяной разведки//Геол. критерии поисков новых объектов на нефть и газ на террит. Украины. - К.: Наукова думка, 1977. - С. 87-96.

83. Созанский В.И. Стратегия и тактика нефтяной разведки//Геология нефти и газа. - 1977. - № 7. - С. 62-69.

84. Солдатенко Е.И., Фесенко Н.М. О залежах нефти на больших глубинах в ДДВ//Геол. журнал. - 1973. - № 2. - С. 78-83.

85. Солдатенко Е.И., Фесенко Н.М. Про розшуки літологічних і стратиграфічних екраниваних покладів нафти і газу в ДДВ. Доп. АН України, серія Б. - 1973. - № 8. - С. 713-715.

86. Солдатенко Е.И. Поиски несводовых залежей нефти и газа в северо-западной части ДДВ//Геология нефти и газа. - 1975. - № 12. - С. 44-49.

87. Стерлин Б.П., Томашунас Э.В., Цупило Т.С., Шумилина Т.И. Некоторые особенности размещения залежей и прогнозных запасов газа в ДДВ//Развитие газ. пром.-ости в УССР. - М.: Недра, 1972. - С. 3-10.

88. Супрунок К.С. Синклинальные структуры северо-западной части ДДВ и их изучение при поисках нефти и газа//Региональная тектоника Украины и законом. размещ. полезных ископ. - К.: Наукова думка, 1971. - С. 152-155.

89. Фаниев Р.Д., Оноприенко В.П., Краюшкин В.А., Воробьев Б.С. и др. Направления поисково-разведочных работ на нефть в ДДВ//Геология и разраб. нефт. местор. - М.: Недра, 1971. - С. 171-177.

90. Хмель Ф.Ф., Фещенко Н.М., Довбуш Л.А., Жиловский Н.И. Некоторые особенности строения девона северо-запада ДДВ и оценка его нефтегазоносности//Геологический журнал. - 1973. - № 2. - С. 142-147.

91. Хохлов П.С., Гончаренко Б.Д. Об условиях формирования антиклинальных поднятий и связанных с ними залежей нефти и газа в ДДВ//Вопросы геол. строения, нефтегаз. и эффективности поисковых работ на нефть и газ в восточных и южных районах Украины. - М., 1973. - (Тр-ды ВНИГНИ, вып. 137). - С. 3-15.

92. Шевченко А.Ф., Кабышев Б.П. и др. Геолого-математический анализ структурных построений на ЭВМ с целью прогнозирования локальных погребенных структур в условиях ДДВ/Фонды УкрГГРИ. - 1978 г.

93. Шпак П.Ф., Демьянчук В.Г., Жила А.З., Иванишин В.А., Лукин А.Е. и др. Перспективы нефтегазоносности каменноугольных и нижнепермских отложений ДДВ//Геология нефти и газа. - 1971. - № 3. - С. 10-16.

94. Шпак П.Ф., Палий А.М. Развитие геологоразведочных работ и добычи нефти и газа на Украине//Геология нефти и газа. - 1972. - № 5. - С. 33-38.

95. Шпак П.Ф., Палий А.М., Анцупов П.В. Итоги геологоразведочных работ на нефть и газ по Министерству геологии СССР и их направление в десятой пятилетке//Результаты и направление нефтепоисковых работ на террит. УССР. - (Тр. ВНИГНИ, вып. 193). - М., 1976. - С. 4-18.

96. Шпак П.Ф., Демьянчук В.Г. К вопросу о перспективах нефтегазоносности глубоководных комплексов нижнего карбона ДДВ//Геологический журнал. - 1980. - № 3. - С. 1-4.

97. Шпак П.Ф., Ткачишин С.В., Маниота М.Г. О размещении и условиях формирования месторождений нефти и газа в ДДВ//Геология нефти и газа. - 1980. - № 9. - С. 34-41.

7. ПРОГНОЗНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ 1981—1990-е гг.

1980-е годы были третьим и последним десятилетием наиболее интенсивного проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в ДДВ. В этот период в год в среднем бурилось по 101 скважине общим метражом 440 тыс. м, т. е. даже несколько больше, чем в предшествующий период. Однако результативность работ существенно снизилась: прирост запасов в среднем за год составлял 52 млн. т УВ (против 87 т в 1971—1980 гг.), а эффективность бурения уменьшилась почти вдвое и составляла 118 т/м. Соответственно снизилась добыча нефти и газа, а с 1991 г. произошло уже большое снижение всех показателей геологоразведочных работ на них, что было обусловлено совпадением во времени естественного, но постепенного снижения эффективности поисков и разведки УВ в условиях уже высокоразведанного региона с наступившим экономическим кризисом в Украине.

В 1980-е годы в ДДВ было открыто 74 новых месторождения газа и нефти, так что к концу этого периода общее количество их составляло 183 из более чем 200 известных в настоящее время. В среднем в год открывалось 7,4 месторождения, т. е. больше, чем в предшествующий период (5,7). Однако по размерам эти месторождения были меньшими, а поэтому приросты запасов УВ и эффективность работ существенно снизились.

Рассматриваемый период характеризуется своими особенностями и принципиально важными новыми результатами поисково-разведочных работ. Среди новых открытых месторождений преобладали газовые и газоконденсатные, а нефтяные и нефтегазовые составляли лишь небольшую долю (Коржевское, Тростянецкое, Салогубовское, Турутинское, Липоводолинское и др.). Открытием в 1985 г. Хухринского нефтяного месторождения в ДДВ была установлена промышленная нефтегазоносность нового продуктивного комплекса — пород докембрийского фундамента, позднее подтвердившаяся на Юльевском и других месторождениях, хотя разведанные запасы УВ этого комплекса и в настоящее время остаются весьма небольшими. Практически не было новых открытий в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе, если не считать весьма мелкого Котляровского газового месторождения, хотя запасы газа на ранее открытых месторождениях Машевско-Шебелинского района еще продолжали наращиваться. Не было новых открытий и по девонскому комплексу.

Основные открытия новых месторождений в 1980—1990 гг. связаны с нижнекаменноугольными отложениями — всеми тремя их продуктивными комплексами, но в наибольшей степени с верхневизейским. Как самостоятельный объект поисков в Восточной субобласти ДДВ проявил себя среднекаменноугольный комплекс, в котором было открыто ряд, правда, небольших по запасам газа, месторождений — Борисовское, Разумовское, Васильевское, Беспаловское, Шуринское, Маковское. Крупными по запасам (более 30 млн. т УВ) из открытых в этот период месторождений оказались Андреяшевское и Рудовско-Краснозаводское, расположенные в Сребненской депрессии, правда, круп-

ность их на порядок ниже ранее выявленных значительных скоплений.

К принципиально важным результатам следует также отнести массовое открытие месторождений на Северном борту ДДВ, в том числе и среднего по запасам Юльевского, а также подтверждение высокой перспективности депрессионных зон. Кроме Сребненской депрессии, газоконденсатные скопления были открыты и в Ждановской (Червонолукское, Свистульковское).

Объем прогнозных научных исследований в рассматриваемый период оставался значительным, хотя и не увеличился по сравнению с предшествующим этапом. Особенностью их является то, что в связи с небольшим промежутком времени, прошедшем с их разработки, многие прогнозы, особенно сделанные в 1990-е годы, остаются пока не проверенными бурением, поэтому судить об их достоверности еще не представляется возможным. Поэтому в настоящем разделе рассматриваются те прогнозы, которые в определенной степени не анализировались или аналогичные им проверялись бурением в прошлом. Не проверенные бурением прогнозы нефтегазоносности отражены в заключительной главе при характеристике современных направлений нефтегазопоисковых работ с учетом выполненного геосеологического анализа подтверждаемости ранее сделанных прогнозов.

7.1. Продуктивные комплексы и районы

(прогнозы Ю.А. Арсирия, А.А. Билька, А.С. Владимирова,

И.В. Высочанского, Н.И. Галабуды, В.Г. Демьянчука,

Г.Н. Доленко, В.А. Иваншина, Б.П. Кабышева, М.И. Павлюка,

А.М. Палия, В.А. Разницына, В.И. Созанского,

Д.И. Чупрынина, П.Ф. Шпака и др.)

Г.Н. Доленко, И.В. Высочанский, Н.И. Галабуда и др. (1981) оценили перспективы нефтегазоносности всех комплексов ДДВ. Не касаясь здесь девонского, который рассмотрен ниже, приведем прогнозы авторов по остальным из них. По отложениям нижнего карбона практически вся территория ДДВ, кроме крайней северо-западной части, оценивается ими как перенеперспективная и высокоперспективная. Граница малоперспективных земель здесь проводится в 70 км западнее г. Ични. В северо-западной и центральной частях ДДВ авторами выделяется и рекомендуется к бурению "...в зонах основного нефтегазонакопления... ряд перспективных структур... Вост.- Монастырищенская, Ичнянская, Дорогинская, Вост.-Озерянская... Середняковская, Ключниковская, Зап.-Солоховская, Норданская, Петренковская... поднятия Королевичское, Сильченковское, Погребское, Плужниковское, Медвежье, Стряпчинское, Бабчинское... Маргьновское, Берестовское, Ждановское, Ивановское, Стенановское и др." (с. 210). Большинство из этих структур после 1981 г. пребывало в бурении. Месторождения были открыты на Середняковской, Ключниковской, Зап.-Солоховской и Бабчинской. Непродуктивными оказались Вост.-Монастырищенская, Дорогинская, Переволочнянская, Вост.-Озерянская, Погребская, Маргьновская, Берестовская, Журавненская, Плужниковская, Петренков-

ская. Как видим, большинство из непродуктивных поднятий из крайней северо-западной части впадины, похоже, в связи с не совсем оптимальным проведением здесь границы перспективной зоны.

В юго-восточной части ДДВ Г.Н. Доленко и др. (1981) в отложениях нижнего карбона рекомендуют: "...поиски и разведку залежей УВ на локальных структурах северной прибортовой зоны (Сахалинской, Качаловской, Водяновской, Нарыжиянской, Валковской, Новажской, Белоусовско-Панасовской, Любовско-Карайкозовской, Гутской, Каповской, Коробочкинской, Лебяжинской, Василенковской, Гетмановской, Горожанской, Базилеевской, Шевченковской и др.) (с. 210)...

- продолжение поискового бурения на приподнятых структурах западной части Шебелинско-Спиваковской газоносной зоны (Новомечебиловской и Северо-Волвенковской) и, в зависимости от полученных результатов, ввод в бурение новых структур (Волвенковской, Петровской, Лозовеньковской и др.)... Независимым и первоочередным объектом следует рассматривать Берекскую структуру...

- бурение первоочередных параметрических скважин — Близначевской, Лозовской, Екатеринбургской, Сев.-Шебелинской, Змиевской, Светловской и Миролюбовской" (с. 211).

На большинстве из первой группы структур, кроме Водяновской, Василенковской и Гетмановской, были открыты месторождения. А вот с подтверждаемостью прогнозов в зоне открытых палеозойских структур вопрос обстоит хуже. Хотя отложения нижнего карбона здесь были изучены бурением на одной Новомечебиловской структуре, но установление среди водорастворенных преимущественно кислых газов с небольшим количеством углеводородных не вселяет большого оптимизма в перспективности и остальных, названных авторами, поднятий (Петровское, Волвенковское и др.).

"В среднекаменноугольном комплексе высокоперспективные земли не выделяются. Поиски новых залежей... возможны лишь на территории юго-восточной части впадины... Основными направлениями геологоразведочных работ... являются:

- поиски и разведка залежей... на Сахалинской, Карайкозовской, Лобовской, Белоусовско-Панасовской, Валковской, Сомовской, Пегедовской структурах и других Рябухино-Северо-Голубовской газоносной зоны...

- проведение геофизических исследований с целью изучения структурного плана среднего карбона на Мелиховской, Ефремовской, Кегичевской структурах и других и ввод их в поисковое бурение" (с. 211, 212).

Прогнозы по этому направлению подтверждаются бурением в части перспективности Рябухино-Северо-Голубовского района, хотя из названных конкретных структур залежи в среднем карбоне выявлены только на Сахалинской, но открывались они и на других локальных структурах. Однако положительная оценка авторами этого комплекса на месторождениях продуктивных в нижней перми (Мелиховское, Ефремовское, Кегичевское и др.) не подтверждается бурением (Крестищенская, Мелиховская площади) и не поддержана рядом других исследователей.

В нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе Г.Н. Долен-

ко и др. (1981) считают, что "...дальнейшие перспективы выявления газовых и нефтяных залежей связываются с неантиклинальными ловушками. При этом определенная роль отводится отдельным блокам пород, примыкающим к соляным штокам" (с. 212). В работе даются рекомендации по опoisкованию большого количества приштоковых блоков в Машевско-Шебелинском районе и северной прибортовой зоне. И хотя после 1981 г. в данном комплексе было открыто только одно небольшое, Котляровское, газовое месторождение, "приштоковое" направление остается перспективным, так как решение этой проблемы упирается в основном в достоверное картирование стенок штоков ловушек у их границ. По-другому обстоит вопрос с прогнозами перспективности неантиклинальных ловушек в нижней перми, который рассмотрен ниже, в специальном разделе.

Б.П. Кабышев, А.Ф. Шевченко, Д.И. Чупрыным и др. (1981) в продолжение исследований 1970-х годов по комплексу геологических критериев с использованием ЭВМ был выполнен прогноз нефтегазоносности новой группы локальных структур ДДВ до ввода их в поисковое бурение — всего 102 объекта. К настоящему времени из них бурением оценены 32 структуры. Положительный прогноз подтвердился на 14 площадях, где были открыты Волошковское, Южно-Афанасьевское, Житное, Мехедовское, Ярмолинцевское, Липоводолинское (Пеньковский свод), Свиридовское, Скоробогатьковское, Русановское, Коломакское, Загорянское, Перевозовское, Кулябчинское месторождения. Не подтвердился положительный прогноз по данным бурения одиночных скважин на 8 структурах: Берестовской, Горобиевской, Окоповской, Стягайловской, Водяновской, Зиновской, Погребской, Чутской. Отрицательный прогноз подтвердился на 9 площадях — Вел.-Загоровской, Кошелевской, Великодевицкой, Смоляжской, Гурбинцевской, Берестовецкой, Вост.-Колядинской, Луговской, Лосиновской и не подтвердился на Турутинском поднятии. Здесь в верхневизейском комплексе была открыта нефтяная залежь. В целом достоверность прогноза составила 72 %, что несколько ниже, чем было в предшествующем десятилетии. В большинстве случаев это может объясняться неподтверждением не прогноза нефтегазоносности ловушек, а отсутствием самих ловушек, так как среди них в этот период была значительная доля неантиклинальных, тектонически экранированных объектов, которые недостаточно уверенно картируются сейсморазведкой.

По среднему карбону все 18 структур, расположенные в западной субобласти ДДВ, получили отрицательную оценку нефтегазоносности, которая для 12 из них на сегодняшний день подтверждена бурением на Березовской, Берестовской, Липоводолинской, Кулябчинской, Красноколядинской, Зап.-Березовской, Гурбинцевской, Лавирковской, Мехедовской, Луценковской, Стягайловской, Карайкозовской. Все это малоамплитудные поднятия, которые по условиям формирования месторождений в западной субобласти ДДВ закономерно не могут быть продуктивными.

Это же относится и к отрицательному прогнозу продуктивности ловушек в отложениях нижней перми-верхнего карбона, который подтвердился на всех пребывавших в бурении площадях — Калиновиц-

кой, Сев.-Леляковской, Мехедовской, Луценковской, Стягайловской. Ловушки здесь неантиклинальные (биогермные, литолого-стратиграфические) или малоамплитудные поднятия, которые, по нашему мнению, закономерно в этом комплексе не являются продуктивными (Геолого-мат. модель... 1985).

В целом необходимо отметить довольно неплохую подтверждаемость локального прогноза нефтегазоносности, выполнявшегося в Черниговском отделении УкрГГРИ на протяжении много лет. Он способствовал повышению эффективности поисков месторождений за счет ускорения ввода в бурение наиболее перспективных структур и отказа от бурения на неперспективных объектах.

В анализируемый период в ЧО УкрГГРИ (Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев, Д.И. Чупрынин и др., 1981, 1985) с использованием геолого-математических методов (распределение Парето) и подсчитанных прогнозных ресурсов УВ выполнялся прогноз количества и размеров неоткрытых месторождений в ДДВ. Так, на первом этапе (Ю.А. Арсирий и др., 1981) было спрогнозировано, что "...больше половины прогнозных запасов газа ДДВ (57,2 %) сосредоточено в мелких месторождениях, остальные распределяются почти поровну между крупнейшими, с одной стороны, и крупными и средними, с другой" (с. 4). Прогнозировалось, что в ДДВ еще может быть открыто 420 мелких, 15 средних, 4 крупных и 2 крупнейших скопления газа. Под скоплением подразумевалась сумма залежей в пределах одного продуктивного комплекса. При этом "...все еще неоткрытые крупнейшие и почти все крупные скопления газа сосредоточены в нижнекаменноугольных отложениях" (с. 4).

Этот прогноз неплохо подтверждается поисково-разведочным бурением. После 1981 г. в ДДВ было открыто одно крупнейшее (Яблунновское), одно крупное (Рудовско-Кранозаводское), 6 средних и 80 мелких по запасам месторождений. В последующее время авторы несколько раз уточняли этот прогноз, расширив его на весь спектр углеводородов. Последнему варианту (Н.И. Евдошук, Б.П. Кабышев и др., 1998) в ДДВ прогнозируется открытие еще 5 крупных (с запасами более 30 млн. т УВ), 17 средних (30-10 млн. т), 250 мелких (10-1 млн. т) и 750 мельчайших (1-0,3 млн. т) скоплений УВ.

Следует отметить, что охарактеризованный выше прогноз критиковался В.И. Созанским (1990): "Ю.А. Арсирий и др. (1981) отмечают, что уникальные, крупнейшие и крупные месторождения открывают на первой стадии поисковых работ. Подкрепив математическими расчетами свой вывод о том, что ДДВ уже истощена, эти геологи на основании данных математической статистики утверждают, что большая часть прогнозных запасов этого региона будет приурочена к мелким месторождениям. По их мнению, в недрах впадины остались еще неоткрытыми всего два крупнейших и четыре крупных месторождения. Нам представляется, что этот пессимистический вывод преждевременен: он основывается на антиклинальной гипотезе нефтегазонакопления, которая в настоящее время исчерпала свои возможности" (с. 26).

К сожалению, сверхоптимистические выводы В.И. Созанского

(1990) не получили какого-либо подтверждения практикой поисковых работ. Например, он пишет: “Изучаемый нами участок Малодивица-Белюсовка представляет собой единую зону нефтегазонакопления... Этот участок мы рассматриваем как суперместорождение, в котором разведаны лишь антиклинальные поднятия и совершенно не затронуты опосредованные многочисленными тупиковыми зонами, развитые на межкупольных площадях... главным нефтеупором являются глины пересажской свиты” (с. 32). К сожалению, пока на этом “суперместорождении”, в т. ч. в отложениях нижней перми-верхнего карбона, ничего нового и тем более значительного в последнее десятилетие не открыто. В.И. Созанский (1990) со ссылкой на некоторые очень крупные газовые месторождения (Сан-Хуан в США, Дип-Бейсин в Канаде и др.), которые приурочены к синклиналям, рассматривает проблему, которая за рубежом получила название нетрадиционного газа центрально-бассейнового типа, не говоря о том, что это необычный газ. Да, ДДВ действительно перспективна на такой газ, как это обосновывается и нами (Б.П. Кабышев и др., 1998). Но это нетрадиционный газ в плотных коллекторах, требующий для освоения применения специальных методов интенсификации. И для этого газа пока никто по ДДВ не подсчитывал его извлекаемые ресурсы.

Ю.А. Арсирий, А.А. Билык, Б.П. Кабышев и др. (1981²) на основе выполненной количественной оценки прогнозных ресурсов УВ определили основные направления поисков новых месторождений на предстоящие годы. Авторы констатировали переориентацию работ на нижнекаменноугольные отложения и на них “...поисково-разведочные работы в ДДВ... в предстоящие годы также существенно изменятся и будут вестись в трех направлениях: интенсивное освоение новых перспективных территорий, в первую очередь крупных депрессионных зон (Сребненская, Ждановская, Шилковская и др.), а также Северной бортовой и восточной части северной прибортовой зоны; освоение слабоизученных частей разреза нижнего карбона - турнейско-нижневизейских отложений в западной части и серпуховских в восточной; более интенсивное опосредование неантиклинальных ловушек” (с. 17).

Этот прогноз, хотя и обобщенный по форме, хорошо подтверждается бурением. Значительное количество месторождений после 1981 г. было выявлено именно в указанных новых перспективных депрессионных зонах (Волошковское, Ярмолинцевское, Скоробогатьковское, Семиреньковское, Сев.-Яблунское, Червонолукское и др.), на Северном борту (Турутинское, Владимирское, Хухринское, Юльевское, Безлюдовское, Скворцовское и др.), в восточной части северной прибортовой зоны (Шевченковское, Борисовское, Вишневское, Коломакское, Шуринское).

А.М. Палием (1982) в это время также были разработаны обобщенные направления нефтегазопроисковых работ в ДДВ на предстоящий период; они “...связываются в основном с исследованием нижнего карбона... Причем особое значение приобретают нижневизейско-турнейские и серпуховские отложения” (с. 2). В территориальном отношении эти перспективы автором связываются с депрессионными зонами (Сребненской и др.). В отложениях нижней перми-верхнего

карбона “...промышленные открытия следует связывать в основном с приштоковыми участками. Перспективная территория в дальнейшем может быть расширена за счет Бахмутской и Кальмиус-Торезской котловин” (с. 2). “К наиболее интересным районам поисков девонских месторождений принадлежат: северная прибортовая зона впадины на участке Максаки-Дмитриевка... Ахтырский нефтегазоносный район... южный прибортовой район на участке Сагайдак-Затышнянская” (с. 2, 3).

Из приведенных прогнозов А.М. Палия достаточно хорошо подтверждаются рекомендации только по нижнему карбону. В девоне и нижней перми-верхнем карбоне с 1982 г. практически не было новых открытий, хотя бурение в определенном объеме и проводилось.

П.Ф. Шпак (1982, 1983) в рассматриваемый период считал, что в ДДВ “...основные направления поисково-разведочных работ следующие:

- поиски залежей нефти и газа в глубоководных комплексах отложений Приосевой и Северной прибортовой зон ДДВ (4000-6000 м)...
- изучение нефтегазоносности Южной прибортовой и Северной бортовой зон...

- основное внимание необходимо уделить изучению и оценке промышленной газоносности палеозойских депрессий и их склонов (по кристаллическому фундаменту)...

- в качестве главных объектов наращивания запасов УВ следует рассматривать нижнекаменноугольный и девонский основные нефтегазогенерирующие и нефтегазопроисковые комплексы. Высокоперспективная зона нижнекаменноугольных отложений охватывает почти всю территорию грабенной части впадины” (с. 47, 48).

Кроме того, автором указываются более узкие участки на известных валах и зоны между ними в пределах грабенной части ДДВ. “Изучение строения и оценка нефтегазоносности девонских отложений представляет собой самостоятельную задачу, которая должна решаться на Глинско-Матвеевском (Приосевая зона), Ядутовско-Сахалинском (Северная прибортовая зона — межсолевая и подсолевая толщи) и Сагайдакско-Шандровском (Южная прибортовая зона — терригенно-карбонатные толщи) участках впадины” (с. 49, 50).

Прогнозы П.Ф. Шпака (1982, 1983) на отложения нижнего карбона, как и большинства других исследователей, достаточно хорошо подтверждались последующим бурением. А вот девонские прогнозы, как обычно, себя не оправдали, хотя в определенном объеме бурение на них проводилось и после 1982 г.

В.Г. Демьянчуком, Б.П. Кабышевым (1984) и Б.П. Кабышевым (1987) было обосновано ряд новых направлений нефтегазопроисковых работ в ДДВ. Одно из них связано с депрессионными зонами, которые в типичных платформенных (неавлакогенных) регионах не содержат промышленных залежей нефти и газа. “Всего в ДДВ по отложениям наиболее перспективного палеозойского структурного этапа... выделяются 8 депрессий и 25 малых депрессий. Площадь депрессий составляет от 800 до 2800 км², а малых депрессий — 150-330 км². Общая площадь всех депрессионных зон занимает 26 % территории Днепровского гра-

бена” (с. 71). Перспективность этого направления подтверждена открытием месторождений Сребненской и Ждановской депрессиях.

Обосновывалась также перспективность расформированных палеоподнятий (Б.П. Кабышев, 1987): “По данным сейсморазведки расформированные палеоподнятия в ДДВ выделены на Голиковской, Восточно-Савинковской, Червоногорской, Кошевойской, Вост.-Сидорячской площадях, а также в Бобрической, Синевской и Дмитриевской малых депрессиях” (с. 175). В бурении пребывали Вост.-Савинковская и Червоногорская площади, где открыты мелкие (Савинковское и Русановское) газоконденсатные месторождения, что подтверждает перспективность расформированных палеоподнятий.

В.А. Разницын, А.А. Билык, В.А. Иванышин и А.С. Владимиров (1985) по 4-м продуктивным комплексам составили карты перспектив нефтегазонасыщенности и определили направления региональных работ в ДДВ. Авторы считают, что “...в настоящее время главным направлением является верхневизейско-серпуховский комплекс, обеспечивающий основные приросты запасов нефти и газа в ДДВ” (с. 103). По девонским отложениям перспективной авторы считают центральную и (Глинско-Солоховскую) часть ДДВ и расположенные к северу и югу от нее прибортовые зоны; менее перспективной — северо-западную (Кинашевско-Синевскую) часть северной прибортовой зоны, а неизученными — прибортовые зоны юго-восточной части впадины. Это основные районы региональных и поисковых работ на девон. В отличие от многих других исследователей, В.А. Разницын и др. (1985) считают совсем перспективной крайнюю северо-западную (Черниговско-Ичнянскую) часть впадины и Остапьевско-Белоцерковский выступ, а малоперспективной — Ичнянско-Глинскую зону.

По турнейско-нижневизейскому комплексу зоны разной перспективности, в общем, совпадают с таковыми по девону, за исключением тех, по которым авторами увеличена площадь перспективных и высокоперспективных земель в центральной и прибортовых зонах ДДВ и которые на западе распространяются почти до Ичнянской группы структур. По основному верхневизейско-серпуховскому комплексу перспективными и высокоперспективными авторы считают центральную (Ичнянско-Матвеевскую) часть грабена и южную пограничную часть Северного борта; малоперспективной — периферийную часть Северного борта и Северную окраину Донбасса; бесперспективной — весь Южный борт и Черниговско-Ичнянскую часть грабена. Весь юго-восток ДДВ (от Распашновского штока) в рассматриваемой работе относится к неизученной территории для проведения региональных работ.

Средний карбон перспективен и высокоперспективен в средней части Днепровского грабена и в северной прибортовой зоне. Юго-восточная (Распашновско-Бахмутская) часть региона считается авторами неизученной территорией, рекомендуемой для региональных работ. Северо-западная и центральная часть грабена, а также оба борта ДДВ относятся к бесперспективной территории.

В прошедшее с 1985 г. время выполненное В.А. Разницыным с соавторами (1985) районирование перспективности ДДВ не внесло ка-

ких-либо неподтверждений. Следует отметить пессимистичность, в отличие от ряда других исследований, в оценке перспективности Южного борта, периферийной части Северного борта и крайней северо-западной части грабена. Не следует исключать того, что такая оценка окажется достоверной.

В другой работе несколько измененный авторский коллектив (А.С. Владимиров и др., 1987) конкретизировал направления региональных работ в отложениях карбона и дополнил их на девонский комплекс. В турнейско-нижневизейских отложениях “...первоочередным направлением является... участок к югу от Качановского и Краснояярского месторождений, где выявлена целая серия структур неполного контура — Сев.-Зеньковская, Пирковская, Загорянская, Куземинская... Здесь возможно открытие новой зоны нефтегазонакопления” (с. 18). Действительно, на этой территории позднее были открыты газоконденсатные месторождения — на Загорянской (1990 г.) и Пирковской (1996 г.) площадях.

Вторым направлением на турне авторы называют периферийные участки Глинско-Розышевского и Солоховско-Диканьского валов (Покровская, Устимовская, Сулимовская погребенные структуры, Филоновская зона), а также южный борт Ждановской депрессии (Селюховская и др. площади).

По верхневизейско-серпуховским отложениям объектами для параметрического бурения авторы рекомендовали Червонолукскую и Кавердинскую площади, Высокопольский и Змиевской выступы и др. Все прогнозы на нижнекаменноугольный мегакомплекс довольно хорошо подтверждаются бурением. Так, кроме указанных выше, месторождения были открыты на Червонолукской (1990 г.) и Кавердинской (1997 г.) площадях.

“Существенное значение, - указывают А.С. Владимиров и др. (1987), - имеют поиски новых зон нефтегазонакопления в верхнекаменноугольно-нижнепермском комплексе отложений в крупных депрессионных зонах, межгрядовых пространствах и на моноклиналях юго-востока ДДВ. Поскольку пробуренные параметрические скважины (Бирюковская, Натальинская, Ткаченковская) не принесли желаемых результатов в связи со слабой обоснованностью прогнозных поднятий, необходимо более серьезно подходить к выбору объектов для параметрического бурения в указанных отложениях” (с. 19). Представляется, что не в этом причина отрицательных результатов, а в неперспективности неантиклинальных ловушек и малоамплитудных поднятий в нижнепермских отложениях.

По девонскому комплексу перспективными объектами авторы считают, что “...наиболее перспективные безэффузивные разрезы подсолевых и межсоловых девонских отложений располагаются в системе прогибов, вытянутых вдоль северного и южного краевых разломов. Надсоловые образования оцениваются как перспективные в прибортовых и в приосевой зонах ДДВ” (с. 17). Конкретными перспективными объектами авторы называют Гайворонскую, Вост.-Артюховскую, Салоговскую, Анастасьевскую, Южно-Качаловскую, Шевченковскую, Яблуновскую, Андреяшевскую, Бельскую структуры. Большинство этих

прогнозов не реализовано, а те, что внедрены (Гайворонская площадь), не оправдали надежд.

Г.Н. Доленко, В.В. Кравец и М.И. Павлюк (1987) дали свою региональную оценку перспективности ДДВ и рекомендации по направлению нефтегазопроисковых работ.

Авторы считают, что "...наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении являются нижнекаменноугольные отложения... Перспективные площади охватывают территорию от Нежинской впадины на северо-западе до Шебелинской депрессии на юго-востоке... Верхневизейские отложения весьма перспективны в районе от Ичнянской группы структур до Солохово-Диканьского вала" (с. 10). Из названных авторами перспективных структур в этом комплексе месторождения после 1987 г. были открыты на Червонолуцкой, Кавардинской и Коломакской, а вот называемые в статье Васильевское и Скоробогатковское месторождения были выявлены значительно раньше этого срока.

"Турнейско-нижневизейский комплекс отложений перспективен в средней части Днепровского грабена... перспективы... следует связывать с северной прибортовой зоной (район Талалаевки-Коломака), в частности с Бельской структурой... В южной прибортовой зоне перспективным является Новогригорьевско-Перецепинский район" (с. 10). Из конкретных структур названы Коломакская, Опошнянская, Чкаловская, Климовская и Новодиканьская. На всех их турнейско-нижневизейские отложения остались до настоящего времени неизученными, а на крупной, Бельской, структуре в пробуренной скважине они оказались водонасыщенными.

"Заслуживают внимания отложения девонского возраста в северной прибортовой зоне. Перспективы открытия новых месторождений здесь следует связывать с Ядутовско-Кинашевским (Ушнянское поднятие) и Тимофеевско-Бугреватовским (Сидорячское, Качаловское и Серебровское поднятия) участками в пределах глубин 5500--6000 м" (с. 10).

Подтверждаемость прогнозов Г.Н. Доленко и др. (1987) в целом типичная для этого периода — достаточно хорошая по нижнему карбону в центральной части ДДВ и низкая по девону, в котором не было новых открытий.

Н.И. Галабуда, П.М. Лагола и И.В. Высочанский (1988) на основе изучения цикличности строения разреза ДДВ сделали вывод, что "...нижнекаменноугольный породный циклокомплекс является основным резервом для восполнения запасов УВ и концентрации объемов поисково-разведочного бурения на ближайшие годы... Территориально основным районом работ... будет оставаться центральная часть Днепровского грабена (район от г. Ични до г. Матвеевки) и краевые (особенно северная) зоны юго-восточной части ДДВ" (с. 53). Оценка подтверждаемости этого прогноза подобна предыдущему.

На основе количественной оценки прогнозных ресурсов УВ с учетом качественных критериев перспективности группой авторов (Б.П. Кабышев и др., 1986; Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак и др., 1989) разработаны направления нефтегазопроисковых работ в ДДВ на предстоящий период. "Основным направлением является:

- территориально-центральная (Ичнянско-Солоховская) субобласть и Рябухино-Северо-Голубовский район, содержащие 61,5 % прогнозных ресурсов и характеризующиеся их высокой плотностью;

- стратиграфически-верхневизейско-серпуховский и турнейско-нижневизейский продуктивные комплексы, содержащие 67,4 % прогнозных ресурсов...

- по глубине — интервал 4-6 км, где сосредоточено 57,5 % прогнозных ресурсов при наибольшей плотности.

На указанное направление целесообразно запланировать порядка 80 % объемов глубокого бурения и сейсморазведки — и тогда оно способно обеспечить 90 % прироста запасов нефти и газа... В более детальном плане направление... работ на отложения нижнего карбона в Центральной субобласти рекомендуется реализовать как в освоенных традиционных зонах, так и в новых слабоизученных высокоперспективных районах... Последними в порядке снижения значимости являются:

1. Средние по размерам нейтральные структурные элементы седловины, моноклинали: Лысовско-Семиреньковская и Свиридовско-Краснозаводская седловины, Высокопольский выступ и сложные участки, моноклинали юго-западнее Семеновско-Мачехской зоны, Северный борт ДДВ.

2. Депрессии: Сребненская, Ждановская, Шиловская и западная часть Кратенковско-Григоровской (Ордановской)...

3. Малые депрессии: Сев.-Погарщинская, Бобринская и Синевская" (с. 7, 8).

На "...девонский продуктивный комплекс... основными перспективными зонами являются: северная и южная прибортовые части Центральной субобласти (надсолевая, межсолевая, подсолевая толщи), осевая часть Центральной субобласти... (надсолевая толща)...

Нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс... наиболее перспективен Машевско-Шебелинский район... перспективы связываются с обрамлениями соляных штоков (Крестищенского, Медведовского, Красноградского, Чутово-Распашновского, Сосновского, Тарасовского и др.) (с. 9)...

Среднекаменноугольный продуктивный комплекс... наиболее перспективны юго-восточная, крайняя юго-восточная и Северо-Донбасская субобласти... Здесь эти отложения являются самостоятельным объектом поисков газа. Перспективны как антиклинальные структуры... так и ловушки в зонах выклинивания. Поднятия с небольшой амплитудой, нарушенностью сбросами, не содержащие массивно-пластовых залежей в подхемогенных нижнепермских отложениях (Кобзевское, Зап.-Ефремовское) или контролирующие небольшие по размерам залежи газа (Зап.-Сосновское, Зап.-Староверовское и др.), очевидно, более перспективны, чем крупно- и среднеамплитудные со значительными скоплениями УВ в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях" (Б.П. Кабышев и др., 1986, с. 10).

Авторы (Ю.А. Арсирий и др., 1989) также отмечали наибольшую перспективность пород докембрийского фундамента в зонах его контактирования с отложениями нижнего карбона (борта ДДВ, отдель-

ные выступления в грабене).

Говоря о подтверждаемости изложенных прогнозов, следует отметить, что для основного направления поисков (нижний карбон в центральной части ДДВ) она довольно высокая, хотя для полного анализа их достоверности прошло слишком мало времени. Тем не менее, все открытые поля (1986—1989 гг.) месторождения находятся в охарактеризованных выше обобщенных направлениях (зонах и комплексах). Не оправдались, как обычно, надежды на девон, правда, на него в рассматриваемый период задалживались незначительные объемы бурения. Почти не велось бурение также на нижнюю пермь-верхний карбон.

Резюмируя прогнозные исследования по зонам и продуктивным комплексам, выполнявшиеся в 1980-е годы разными авторами, следует отметить их высокую согласованность, хотя исследователи использовали неодинаковые принципы и критерии прогнозирования. Это в первую очередь объясняется ставшей уже высокой разведанностью недр региона глубоким бурением и влиянием на любые прогнозы исследователей практических результатов геологоразведочных работ. Противоречивые прогнозы касаются слабоизученных объектов — Южного борта периферии Северного борта, девонского комплекса, глубоких горизонтов, юго-восточной части ДДВ, Бахмутской и Кальмиус-Торецкой депрессий, над оценкой перспективности которых еще предстоит работать.

Прогнозы нефтегазоносности и предложенные направления поисков, которые разрабатывались в 1990-е годы, еще не апробированы практикой.

7.2. Крупные и средние месторождения (прогнозы Ю.А. Арсирия, А.А. Билыка, Г.И. Вакарчука, Б.Д. Гончаренко, А.Н. Истомина, Б.П. Кабышева, А.Я. Радзивилла, Т.М. Пригариной, П.Ф. Шпака и др.)

В 1980-е годы работ с прогнозом поисков значительных по запасам месторождений в ДДВ по сравнению с предшествующим периодом опубликовано меньше. Это и понятно — уменьшились возможности для таких открытий. Тем не менее, ДДВ остается перспективной в этом отношении — прогнозы с такими рекомендациями содержались в нескольких работах.

В статье П.Ф. Шпака, Ю.А. Арсирия, А.А. Билыка, Б.П. Кабышева и др. (1982) на основе анализа особенностей размещения и формирования крупных и средних месторождений обосновали следующие направления поисков в ДДВ новых скоплений такого ранга:

“...1) в отложениях турнейско-нижневизейского продуктивного комплекса, в пределах известных крупных антиклинальных структур и валлообразных поднятий (Солоховско-Диканьский, Глинско-Розышевский, Котелевско-Березовский валы, Бельская структура);

2) в слабоизученных высокоперспективных зонах, в отложениях всей толщи нижнего карбона (Сребненская, Ждановская депрессии, Свиридовско-Краснозаводская, Лысовско-Семиреньковская седловины и др.);

3) в отложениях верхнесерпуховского подъяруса в средней и юго-восточной частях ДДВ” (с. 9). Во втором направлении подчеркивалось, что “...большого внимания заслуживает Свиридовско-Краснозаводская седловина... В плане поисков залежей нефти на небольших глубинах (до 3500 м) важным направлением является оценка визейских отложений на Северном борту ДДВ” (с. 10).

Позднее примерно тот же авторский коллектив (Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак и др., 1989) уточнил предложенные направления поисков значительных по запасам месторождений, исключив из списка третье направление, а в первое — добавив надсолевые девонские отложения. Теперь эти направления формулировались в следующем виде: “...1) в отложениях турнейско-нижневизейского и надсолевого девонского продуктивных комплексов в крупных антиклинальных структурах и валлообразных поднятиях; 2) в слабоизученных высокоперспективных зонах, в отложениях всего разреза нижнего карбона, в малоамплитудных поднятиях и неантиклинальных ловушках” (с. 190).

Подтверждаемость сделанных прогнозов к настоящему времени характеризуется переменным успехом: с одной стороны, после 1982 г. было открыто 2 крупных и 5 средних по запасам месторождений, что в принципе подтвердило перспективность ДДВ на этот класс месторождений, несмотря на ее уже довольно высокую степень разведанности. Выявленные крупные месторождения расположены в Сребненской депрессии (Андреяшевское) и Свиридовско-Краснозаводской седловине (Рудовско-Краснозаводское), а средние — на Северном борту (Юльевское), Сребненской (Скоробогатьковское) и Ждановской (Комышнянский) депрессиях, в северной прибортовой зоне (Южно-Афанасьевское, Сахалинское). С другой стороны, не оправдались надежды на серпуховский комплекс, в котором после Котелевско-Березовской, Опошнянско-Матвеевской и Гоголевско-Семеновской зон нефтегазонакопления не было больше значительных открытий.

На крупной Бельской структуре турнейский комплекс в сводовой части оказался водоносным. “Однако этот факт, — как указывали авторы (Ю.А. Арсирий и др., 1989), — хотя и снизил перспективность Белинского поднятия, но полностью ее не исключил... так как, во-первых, оно разбито на крупные блоки, и на крыльях и периклиналях турнейские, а также низы визейских отложений могут быть здесь продуктивными и, во-вторых, ниже турнейских отложений вскрыта глинистая толща надсолевого девона (или переходная, как ее еще называют), способная быть хорошим флюидоупором, а под ней прогнозируется развитие значительной мощности (может быть, до 500-800 м) терригенных подсолевых отложений, которые еще не вскрыты бурением и могут быть продуктивными” (с. 191).

В этой же работе предложено или уточнено ряд новых локальных объектов, перспективных на открытие крупных или средних месторождений, преимущественно газовых: “...в турнейских и надсолевых девонских отложениях целесообразно ввести в бурение скважины... в свод Опошнянской структуры до вскрытия девонской соли (проектная глубина — 6000-6200 м)... в приосевой части Харьковцевского поднятия (проектная глубина — 6200-6300 м); для оценки отложений

серпуховского и визейского ярусов на Семиреньковской структуре — поисковой скважины с проектной глубиной 5700 м; в своде Коломинской антиклинальной структуры... скважины глубиной 5800-6000 м; в юго-восточной зоне высокого катагенеза рекомендуется заложение трех сверхглубоких параметрических скважин для оценки возможностей открытия значительных по запасам залежей в среднем и нижнем карбоне” (с. 192). Позднее, в 1990 г., на Семиреньковской и Коломакской структурах были открыты газоконденсатные месторождения, однако по величине запасов они пока находятся в ранге мелких. Разведка их продолжается.

Б.Д. Гончаренко (1982) обосновывает, что “...первостепенное значение для возможностей формирования крупных месторождений имеет мощность обогащенной органическим веществом осадочной толщи и высокая скорость ее накопления. Чем больше мощность и скорость накопления осадочного комплекса, тем выше вероятность встретить в нем значительные концентрации УВ... Перерывы в осадконакоплении и сопряженные с ними эрозионные срезы ухудшают условия fossilization органического вещества, уменьшают генерационную мощность отложений, способствуют охлаждению недр и снижают в итоге возможность образования крупных скоплений УВ. Кроме того, восходящие (инверсионные) движения, обуславливающие перерывы, приводят к переформированию и разрушению ранее образовавшихся залежей” (с. 29, 30).

Перспективными зонами для поисков новых крупных месторождений являются те, где “...условия интенсивной генерации УВ сочетаются с условиями максимального развития стратиграфических перерывов. Очевидно, такую обстановку мы должны встретить прежде всего в крупных депрессионных зонах” (с. 31).

И конечный вывод Б.Д. Гончаренко (1982): “...можно признать юго-восточную часть северной прибортовой зоны в качестве территории наиболее благоприятной для поисков значительных скоплений УВ в отложениях нижнего карбона (основном нефтегазогенерирующем комплексе). Среди объектов можно назвать Панасовскую и Водяновскую структуры, а также Ковяжские и Туровское поднятия” (с. 32).

Вывод Б.Д. Гончаренко (1982) относительно перспективности восточной части северной прибортовой зоны подтверждается бурением, однако только пока на мелкие месторождения. Как указано выше, открытые после 1982 г. в ДДВ 2 крупных и 5 средних месторождений, кроме одного, Сахалинского, расположены в других зонах. Из названных локальных структур в бурении пребывала Водяновская, Ковяжская и Туровская, однако месторождений на них не было открыто.

В существенно другом направлении по сравнению с прогнозами П.Ф. Шпака, Б.П. Кабышева, Б.Д. Гончаренко и некоторых других исследователей видят поиски новых крупных месторождений и размер этих месторождений А.В. Бобошко, А.Н. Истомина и др. (1982).

На основе статистического моделирования (логнормальное распределение) авторы выделили в ДДВ 8 классов месторождений: I-VI — мелкие и средние, VII и VIII — крупные и крупнейшие. Они пришли к выводу, что “...соотношение суммарных запасов месторождений

I-VI и VII-VIII классов в регионе сохраняется и на перспективу... можно ожидать, что половина прогнозных запасов в ВУНГТ (ДДВ. — Б. К.) будет связана с месторождениями VII-VIII классов. Следовательно, статистическое моделирование дает основание для прогноза выявления в пределах ВУНГТ двух месторождений, по запасам сопоставимых с Шебелинским, или трех — сопоставимых с Западно-Крестищенским, или порядка 10 — с Ефремовским месторождениями, или же соответственно их комбинациями.

Остальные прогнозныe запасы газа в ходе перевода в промышленные категории, по-видимому, распределяются по классам примерно равномерно” (с. 20, 21).

Прогноз этот сверхоптимистичный, и подтвержденности после 1982 г., к сожалению, не получил. Открытые с тех пор наиболее крупные — Андреяшевское и Рудовско-Краснозаводские — месторождения не сопоставимы по запасам с Шебелинским, Крестищенским или Ефремовским. Просчет здесь, видимо, как в оценке чисто геологической обоснованности открытия в ДДВ месторождений редкой крупности, так и использованного математического моделирования. Так, например, использованное Ю.А. Арсирием, Б.П. Кабышевым, Д.И. Чупрыниным (1981) моделирование ресурсов УВ в ДДВ на основе усеченного распределения Парето показало, что в то время 57,2 % прогнозных ресурсов сосредоточено в мелких месторождениях, а остальные поровну распределены между крупными и средними, т. е. распределение обратное тому, которое получено А.В. Бобошко, А.Н. Истоминым и др. (1982). При этом крупные месторождения в работе Ю.А. Арсирия и др. (1981) характеризуются запросами в 30—100 млн. т УВ. Прошедшие полтора десятилетия подтверждают именно такую дифференциацию прогнозных ресурсов ДДВ по размерам месторождений.

Наибольшей неподтверждаемостью в прогнозах А.В. Бобошко и др. (1982) характеризуются направления поисков новых крупных месторождений газа в ДДВ. В отношении нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса авторы считают, что “...на современном этапе геологических знаний в этих отложениях весьма малая вероятность выявления значительных по запасам газа месторождений” (с. 21). Вывод подтверждается. Однако нижний карбон, как и в других работах А.Н. Истомина, оценивается невысоко и в плане поисков более крупных месторождений: “Геологические условия локализации скоплений газа в отложениях нижнего карбона обуславливают возможность выявления здесь единичных месторождений IV-V классов, поскольку накопленный в пределах ВУНГТ опыт геологоразведочных работ показывает, что с отложениями среднего и нижнего карбона главным образом связаны месторождения, относимые по размерам запасов к I-III классам” (с. 21). А “...статистически прогнозируемое нами выявление крупных залежей газа можно связывать только с отложениями девона” (с. 22). Более детально перспективные направления этого комплекса рассмотрены ниже при анализе девонских прогнозов в целом.

Не вдаваясь в вопрос о геологической обоснованности тех или дру-

гих направлений поисков значительных по размерам месторождений в ДДВ, что будет сделано в заключительной главе, отметим только, что поисково-разведочные работы, проводившиеся после 1982 г., не свидетельствуют о подтверждаемости прогнозов А.В. Бобошко и др. (1982), хотя изученность девонского комплекса в ДДВ еще низкая для окончательных выводов по этой проблеме.

А.Я. Радзивилл и Ю.А. Куделя (1982) несколько развили свои с соавторами прежние представления (А.Я. Радзивилл и др., 1979) о приуроченности крупных скоплений УВ в ДДВ к депрессиям фундамента, а разделяющие их "...зоны дугообразных поднятий..." относятся авторами к "...потенциально рудоносным и малоперспективным на нефть и газ" (с. 111). Среди перспективных депрессионных зон исследователями выделяются 3 категории: "...1) наиболее крупные осевые депрессии; 2) прибортовые депрессии; 3) разрозненные депрессии северо-западной части" (с. 111).

При этом осевые депрессии и оцениваются в "...качестве основных нефтегазоносных структур субгеосинклинали. Также перспективны для поисков... прибортовые впадины. При этом более высокие перспективы ожидаются для прибортовых впадин юго-западного крыла грабена... Прибортовые депрессии северо-восточного борта отличаются большой изоляцией от приосевых депрессий" (с. 111). Последний вывод противоречит другим представлениям (Б.Д. Гончаренко, 1982; В.А. Витенко, Б.П. Кабышев, 1977) о большей перспективности северной прибортовой зоны по сравнению с южной.

О третьем типе депрессий авторы пишут: "Маловероятно ожидать открытия значительных по размерам месторождений в депрессиях северо-западной части ДДВ" (с. 111). Видимо, к этой части ДДВ авторы не относят Сребненскую депрессию, где после 1982 г. было открыто крупное Андреяшевское газоконденсатное месторождение. Второе месторождение такого же ранга, выявленное в последние годы, — Рудовско-Краснозаводское — расположено на выступе фундамента. И вообще немало месторождений ДДВ приурочены к выступам фундамента, т. е. "дугообразным поднятиям", по А.Я. Радзивиллу и др. (1979, 1982). По нашему мнению, (Н.И. Евдоцук, Б.П. Кабышев и др., 1998) прямой связи нефтегазоносности осадочного чехла в ДДВ, в т. ч. размещения крупных месторождений со строением и гипсометрией поверхности фундамента, не наблюдается.

В статье Г.И. Вакарчука, Б.П. Кабышева, Т.М. Пригаринной и А.Ф. Шевченко (1990), впервые в опубликованной работе (в фондовой — в 1988 г.), был сделан вывод, что открытые в 1987 г. мелкие Рудовское и Краснозаводское газоконденсатные скопления являются единым месторождением в неантиклинальной литологической ловушке: "По результатам зонального прогноза нефтегазоносности горизонта В-22, предполагается наличие единой Рудовско-Краснозаводской залежи, которую должна выявить рекомендуемая скважина. Если Краснозаводское и Рудовское месторождения окажутся единым, то оно, соответственно, будет и значительно более крупным по размерам, чем два ныне известных месторождения" (с. 15). Авторами рекомен-

довалось бурение поисковой и разведочной скважин для доказательств этого прогноза. Последующие геологоразведочные работы подтвердили наличие единого Рудовско-Краснозаводского газоконденсатного месторождения с запасами более 50 млрд. м³ газа.

7.3. Глубокие горизонты

(прогнозы Г.И. Вакарчука, В.Г. Гавриша, И.В. Высочанского, Б.Д. Гончаренко, В.Г. Демьянчука, Б.П. Кабышева, В.В. Колодица, Л.В. Курилюка, В.А. Кривошеи, Г.П. Козака, А.Е. Лукина, Р.М. Новосилецкого, К.К. Филюшкина, П.Ф. Шпака и др.)

В 1980-е годы поиски и разведка залежей газа в глубоких (более 4,5–5 км) горизонтах вышли на приоритетное направление геологоразведочных работ в ДДВ. В 1990 г. была открыта самая глубокая в регионе залежь газа — на Перевозовском месторождении в верхневизейских отложениях (гор. В-25) с глубины 6222–6300 м был получен приток газа с дебитом 56,9 тыс. м³/сут. и конденсата 10 м³/сут. Всего же в ДДВ газоконденсатные залежи на глубинах свыше 5 км открыты на 20 месторождениях, а самые глубокие нефтяные залежи — на Карайкозовском и Суховском месторождениях — находятся на глубинах 5000—5100 м. Почти все глубокие залежи УВ приурочены к нижнекаменноугольным, преимущественно верхневизейским и частично турнейским отложениям. Нижняя часть крупной массивно-пластовой залежи на Яблунковском месторождении находится в девонском комплексе. Территориально все анализируемые скопления расположены в центральной (Сребненско-Солоховской) части Днепровского грабена, больше в осевой и меньше в Южной и Северной прибортовых зонах.

Кроме положительных результатов, на значительном количестве площадей глубокие горизонты не оправдали своих ожиданий. Поэтому проблема прогнозирования перспективности больших глубин не только не утратила своей актуальности, но по сравнению с предыдущими десятилетиями приобрела еще большую значимость — во-первых, доля прогнозных ресурсов УВ на больших глубинах со временем возрастает, а во-вторых, меняется содержание этого понятия: если в 1960-е годы это были глубины более 4 км, то позднее — более 4,5 км, а теперь — более 5 км. Правда, в 1990-е годы, в связи с экономическим кризисом, объемы бурения на этом направлении были резко уменьшены. Все сказанное стимулировало в 1980-е годы научные исследования по прогнозированию нефтегазоносности на больших глубинах, что и проявилось в значительном количестве опубликованных работ на эту тему.

В статье В.Г. Демьянчука, Г.И. Вакарчука, Б.П. Кабышева и Г.П. Козака (1982) обоснован "...рациональный комплекс геологоразведочных работ и рекомендовано бурение на конкретных объектах в северо-западной части ДДВ. В Сребненской депрессии... Свиридовская и Мехедовская площади... ряд параметрических скважин... первоочередными объектами для этого являются Волошковская, Горобиевская, Савинковская, Северо-Лебяковская, Вост.-Тростянецкая и другие выделенные прогнозные ловушки" (с. 9).

“В Ждановской депрессии... первоочередными являются Южно-Погарщинская и Песковская (на северном склоне), Селюховская и Окоповская (на южном), а также Скоробогатьковская скважины” (с. 9). В пределах Свиридовско-Краснозаводской седловины “...наиболее актуальным является бурение Краснозаводской, Зорьковской и Брагинцевской параметрических скважин с проектными глубинами 5300—5500 м” (с. 9). Авторы прогнозировали, что “...установленные по данным параметрического бурения закономерности развития... позволят заметить возможное расположение зон нефтегазонакопления в Сребненской и Ждановской депрессиях. Весьма вероятно также открытие новых месторождений нефти и газа непосредственно параметрическими скважинами, которые проектируются в пределах прогнозных поднятий” (с. 9).

Примерно так и произошло: в последующем прогнозы В.Г. Демьянчука и др. (1982) весьма хорошо подтвердились бурением. На ряде названных локальных объектах после 1982 г. преимущественно в глубоких горизонтах были открыты газоконденсатные месторождения: Волошковское (1983 г.), Скоробогатьковское (1984 г.), Рудовское, Краснозаводское (1987 г.), Свиридовское (1988 г.), Савинковское, Селюховское (нефтяное) и Мехедовское (1989 г.). Непродуктивными оказались Горобиевская, Северо-Леляковская и Окоповская параметрические скважины. В целом коэффициент успешности рекомендаций в названной работе был 0,67. Такой хорошей подтверждаемости прогнозов способствовало то, что они относились к направлениям поисков — нижний карбон в центральной части ДДВ, перспективность глубоких горизонтов в которой, во-первых, в региональном плане была уже доказана, а во-вторых, авторы при оценке перспективности глубоких горизонтов учитывали комплекс критериев перспективности (включая катагенетический и термобарический) с позиций осадочно-миграционной теории генезиса месторождений. С подтверждаемостью перспективности этого направления в других зонах и комплексах вопрос обстоит хуже.

Почти другой авторский коллектив (П.Ф. Шпак, В.Г. Демьянчук, Л.В. Курилюк, К.К. Фелюшкин и др., 1984) сделал вывод, что в проблеме перспективности глубоких горизонтов в ДДВ “...серпуховско-верхневизейский, нижневизейско-турнейский и девонский продуктивные нефтегазонасыщенные комплексы останутся главными объектами поисков на длительную перспективу. Поисковые работы на нижнекаменноугольные образования следует концентрировать в пределах известных Котелевско-Березовского, Солоховско-Матвеевского, Яблуновско-Семиреньковского и Глинско-Розбышевского валов, а также на Софиевско-Ярошевском, Артюховско-Липоводолинском, Луценковско-Краснозаводском, Карайкозовско-Сахалинском, Коломянском и Абазовско-Мачехском перспективных участках... Высокоперспективной в аспекте поисков залежей в девонском нефтегазонасыщенном комплексе... является средняя часть грабена” (с. 55).

Эти прогнозы и рекомендации не детализированы до локальных объектов, но в таком плане они также, кроме девонского комплекса, характеризуются достаточно хорошей подтверждаемостью. Об этом

свидетельствует открытие в рекомендованных зонах ряда месторождений в глубоких горизонтах, которые перечислены выше.

В.В. Колодий, Б.И. Нудык, И.В. Высочанский и др. (1980) рассмотрели вопрос о перспективности больших глубин в юго-восточной и центральной частях ДДВ, где установлено развитие АВПД, или СГПД, как они называют (Балаклеиско-Савинская, Сливаковская, Новомецебиловская, Северо-Волвенковская, Солоховская площади). Авторы установили развитие здесь в водорастворенном состоянии кислых газов (CO_2 , азота) и в связи с этим сделали вывод: “...перспективы нефтегазонасыщенности средне- и нижнекаменноугольных отложений в зонах СГПД оцениваются невысоко, вследствие ограниченности объемов и изолированности резервуаров... Отрицательным моментом в оценке... является наличие глубинной зоны углеводородно (метаново)-углекислых газов. В настоящее время нельзя достаточно уверенно ответить на вопрос, является ли обогащение CO_2 локальным или же это свойство всей юго-восточной части региона. Решение этого вопроса будет иметь большое значение для оценки перспектив нефтегазонасыщенности глубоких недр ДДВ”. Проблема эта не решена и сегодня. Ясно только, что в зоне развития кислых газов месторождений УВ не открыто.

Б.Д. Гончаренко, В.А. Кривошея, В.М. Тесленко-Пономаренко (1986) рассмотрели влияние термобарических условий на перспективность глубоких горизонтов ДДВ и сделали вывод: “...отмечая широкие возможности для обнаружения... новых месторождений, следует, тем не менее, подчеркнуть, что с увеличением глубины поисков... существенно усложняется геологическая обстановка, возрастает число факторов, ограничивающих распространение залежей УВ... Неудивительно то, что во всех нефтегазонасыщенных областях и провинциях с ростом глубин снижаются результативность и эффективность работ” (с. 9).

Авторы считают, что на части территории ДДВ “...предельные для нефтегазонасыщенности условия не будут встречены до кристаллического фундамента, т. е. до глубины 8-9 км. Сюда могут быть отнесены центральная и северная прибортовые зоны на участке от Ичнянской группы структур до предполагаемого Ворсклянского нарушения (т. е. восточного ограничения Солохово-Диканьского вала. — Б. К.)” (с. 9).

“На больших глубинах, особенно в юго-восточной части ДДВ, предпочтения заслуживают малоамплитудные поднятия и ловушки неантиклинального типа... В связи с этим для успешного развития работ на больших глубинах необходим качественно новый уровень их выполнения” (с. 10).

В другой работе Б.Д. Гончаренко (1989) развивает и дополняет прогнозы о перспективности глубоких горизонтов в жестких термобарических условиях; критической для широкой нефтегазонасыщенности он называет зону катагенеза МК₁. Он считает: “...в юго-восточной части ДДВ... перспективы развития работ на большие глубины ограничены... В приосевой части (Орчиловская депрессия) каменноугольные отложения оказались дренированы девонскими соляными штоками... углеводороды мигрировали вверх по разрезу, в результате чего под нижнепермским соленосным экраном сформировались крупные скопления газа. В глубоких недрах, вдали от палеозойских валов, прони-

занных штоками, не исключается возможность существования залежей в ловушках неантиклинального типа, однако необходимость бурения скважин глубиной 6,5-7 км для их поисков делает проблему практически нереальной... В зоне, переходной к Донбассу... сложились экстремальные условия для существования промышленных концентраций УВ. На крупных высокоамплитудных (до 1000 м) поднятиях залежи не сохранились. Наличие скоплений УВ можно предполагать на далеких крыльях и периклиналях поднятий в катагенетически запечатанных и изолированных ловушках на глубине 5,5—6,5 км. Отсутствие... методов выявления таких ловушек сводит к минимуму возможности поисков здесь УВ... Средняя часть впадины, ограниченная Ворсклинским и Ичнянским рубежами, наиболее благоприятна для поисков залежей на больших глубинах” (с. 168, 169).

К близким выводам пришли Р.М. Новосилецкий и О.В. Стефчишин (1986) на основе изучения коллекторских свойств пород и термобарических условий недр: “...нижняя граница нефтегазоносных отложений совпадает с глубинами перехода пород этапа раннего катагенеза в поздний, что соответствует глубинам исчезновения из разреза песчаных пород с максимальной пористостью более 10 %” (с. 25, 27), и добавим, что это соответствует границе стадий катагенеза МК₃-МК₄. И далее авторы указывают: “Выделенная таким образом нижняя граница зоны нефтегазонакопления на северо-западе впадины устанавливается на отметке 2000-3000 м и к юго-востоку постепенно погружается на глубину более 5000 м, между Глинско-Розбышевским и Распашновским месторождениями. Именно в этой части разреза находятся перспективные горизонты. В юго-восточных районах этих месторождений глубина положения нижней границы уменьшается и на самой юго-восточной окраине впадины, в районе Волвенковской площади, приподнимается в отложения верхнего карбона на отметку менее 700 м” (с. 27).

Такой пессимизм в оценке перспективности глубоких и даже неглубоких горизонтов в крайней юго-восточной части ДДВ нередко наталкивался на разную критику оппонентов взглядов Р.М. Новосилецкого. Однако, к сожалению, этот оптимизм в проведенных поисковых работах пока не получил подтверждения и все открытые месторождения в глубоких горизонтах связаны с центральной (Ичнянско-Солоховской) зоной.

Вопрос остается открытым. К нему мы вернемся в заключительной главе. Здесь же только отметим, что его разрешение мы видим в прогнозировании и поисках скоплений нетрадиционного газа центрально-бассейнового типа.

Весьма детально изучил проблему перспективности глубоких горизонтов П.Ф. Шпак (1989): “Верхневизейско-серпуховский и турнейско-нижневизейский комплексы... следует рассматривать в качестве главнейших объектов поисков преимущественно газовых и газоконденсатных залежей на больших глубинах. Наиболее перспективными территориями является приосевая (Сребненско-Полтавская часть ДДВ) и северная прибортовая зона. По девонскому продуктивному комплексу — это прибортовые зоны восточнее меридиана Новотроицкого

поднятия (три нефтегазоносные толщи девона) и западнее (межсолевые отложения). В приосевой зоне перспективными являются подсолевые отложения, экранирующиеся пограничными образованиями девон-карбона (по А.А. Бильку)” (с. 21).

Вместе с тем в другой работе П.Ф. Шпак, Я.В. Федорин (1986) указывают: “...зоны повышенного и высокого катагенеза, в частности юго-восточную, нельзя считать перспективными... здесь емкостно-фильтрационные свойства продуктивных толщ улучшаются за счет развития вторичных коллекторов. Геохимические, литологические, гидрогеологические, термобарические и тектонические критерии нефтегазоносности позволяют положительно оценивать перспективы открытия новых залежей УВ на больших глубинах центральной и юго-восточной зон (ДДВ. — Б. К.)” (с. 48, 49).

Прогноз относительно последней зоны окончательно не проверен, хотя на ряде площадей (Новомечебиловская и др.) получены отрицательные результаты и установлен высокий процент кислых газов в водорастворенном состоянии. В центральной же зоне промышленная газоносность установлена до глубины 6300 м (Перевозовское месторождение).

В коллективной работе группы авторов (П.Ф. Шпак, В.К. Гавриш, А.Е. Лукин, Б.П. Кабышев и др., 1990) отмечается, что в глубоких (5-7 км) горизонтах ДДВ “...основная часть прогнозных ресурсов сосредоточена в отложениях нижнего карбона (70,5 %), включающих серпуховский (8 %), верхневизейский (30,5 %) и турнейско-нижневизейский (32 %) продуктивные комплексы, и девона (24,4 %)” (с. 29).

По территории “...наиболее перспективной является центральная (Сребнянско-Солоховская) часть ДДВ и прибортовые зоны юго-восточнее ее, характеризующиеся наибольшей плотностью прогнозных ресурсов... (30-50 тыс. т/км²), менее перспективной (с плотностью ресурсов 10-20, местами 20-50 тыс. т/км²) является северная прибортовая зона в центральной части ДДВ... Еще меньшей плотностью прогнозных ресурсов УВ (до 10, местами 10-20 тыс. т/км²) характеризуется приосевая часть юго-востока впадины (Машевско-Шебелинский, Спиваковский и Калтмиус-Бахмутский районы)” (с. 29, 30). Разная степень перспективности центральной и юго-восточной частей ДДВ авторами частично объясняется тем, что в первой на больших глубинах залегают отложения основного нижнекаменноугольного продуктивного мегакомплекса, а во второй — образования среднего карбона. Основное же различие состоит в степени катагенеза пород на глубинах 5-7 км.

Подтверждаемость изложенных обобщенных прогнозов довольно хорошая. С 1990 г. в глубоких горизонтах было открыто 6 новых месторождений. Все они расположены либо в Сребненско-Солоховской (Перевозовское, Семиреньковское, Червонолуцкое, Свистуньковское, Голотовщинское), либо в северной прибортовой (Коломакское) зонах, т. е. выделявшихся Л.С. Шпаком и др. (1990) как наиболее перспективные. Залежи связаны с верхневизейскими и в меньшей степени серпуховскими отложениями.

7.4. Неантиклинальные ловушки

(прогнозы Г.И. Вакарчука, В.А. Витенко, И.В. Высочанского, Б.Д. Гончаренко, Г.Н. Доленко, Б.П. Кабышева, В.И. Китька, В.Т. Кривошеева, Г.П. Козака, А.Я. Ларченкова, А.Е. Лукина, В.И. Савченко, В.И. Созанского и др.)

1980—1990-е годы характеризуются резким увеличением открытия залежей УВ, преимущественно газа, в неантиклинальных ловушках и соответственным увеличением объемов бурения и сейсморазведки в этом направлении. Образованы также ловушки литолого-стратиграфическими выклиниваниями коллектора (Волошковское, Рудовско-Краснозаводское, Мехедовско-Голотовщинское, Беспаловское, Екатерининское месторождения), тектоническим экранированием по сбросам (Южно-Афанасьевское, Шумское, Борисовское, Платовское, Островерховское, Шуриновское и др. месторождения), а также сочетанием обоих названных факторов (Червонолуцкое, Комышнянское, Сорочинское, Макарецкое, Разумовское, Кислевское и др.). Открытию месторождений в неантиклинальных ловушках способствовало совершенствование сейсмических методов по прослеживанию зон литологического выклинивания коллекторов и разрывных нарушений, а также методов их прогнозирования.

В открытии названных месторождений проявилось подтверждение ряда ранее обосновывавшихся прогнозов как общеметодологического характера, так и конкретных на локальных объектах. Однако далеко не все прогнозы рассматриваемого направления подтверждались практикой поискового бурения.

Период 1981—1990 гг.

Г.Н. Вакарчук, Г.П. Козак, В.Т. Кривошеев, А.Я. Ларченков и А.Е. Лукин (1981), рассмотрев условия образования ловушек в пределах поперечной Свиридовско-Краснозаводской зоны, сделали вывод, что здесь "...можно предполагать наличие различных по морфологии литолого-стратиграфических, комбинированных и структурных ловушек в каменноугольных и нижнепермских отложениях" (с. 30), в т. ч. и биогермных. "Материалы бурения позволяют также предполагать присутствие валоподобных карбонатных аккумулятивных образований в низах башкирского яруса и верхней части нижнего визе (Тульский горизонт)" (с. 29), а также в нижнепермских отложениях. Для последних составлена карта "зон вероятного развития биогермных образований" (с. 28, рис. 1).

После 1981 г. Свиридовско-Краснозаводская зона очень интенсивно разбурилась. Прогнозы авторов о ее высокой перспективности прекрасно подтвердились в части высокой оценки нижнекаменноугольных отложений, совсем же не подтвердились такие оценки в образованиях нижней перми. В первом комплексе был открыт ряд газоконденсатных месторождений (Свиридовское, Мехедовское, Голотовщинское, Крупное, Рудовско-Краснозаводское), в которых фактор литологического выклинивания коллекторов играет ведущую роль. В

нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе, как и в прежние годы, в неантиклинальных условиях не было получено положительных результатов, хотя отложения этого комплекса проходились большим количеством скважин, в большинстве случаев при бурении на нижележащие толщи.

Г.Н. Доленко, И.В. Высочанский, Н.И. Галабуда и др. (1981) также считали, что в отложениях нижней перми-верхнего карбона "...дальнейшие перспективы выявления новых газовых и нефтяных залежей связываются с неантиклинальными ловушками" (с. 212). Среди 5 основных направлений поисков месторождений в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе авторы, кроме многочисленных приштоковых участков, выделяют "...поиски пластовых сводовых залежей на Выженской, Хортицкой, Сев.-Озерянской, Тростянецкой, Карпилевской складках (с. 214)... для хемогенной толщ и нижней перми... поиски ловушек неантиклинального типа, преимущественно тектонически экранированных... на северном и южном моноклинальном склонах Машевско-Ефремовской газоносной зоны... Поиски ловушек неантиклинального типа в северной и южной краевых частях Полтавской поперечной депрессии" (с. 214).

Направление это не оправдало возлагавшихся на него надежд, хотя все названные выше локальные объекты по нижней перми-верхнему карбону в той или иной степени были изучены бурением. Вообще же после 1981 г. в этом комплексе было открыто только одно мелкое по запасам, Котляровское, газовое месторождение. Региональные зоны выклинивания проходились также другими многочисленными скважинами при бурении на средне- и нижнекаменноугольные отложения.

Отрицательные результаты бурения на отложения нижней перми-верхнего карбона в пределах неантиклинальных ловушек и малоамплитудных поднятий в 1979 г. уже были объяснены Б.П. Кабышевым, Б.Д. Гончаренко и др. В рассматриваемый период изучение особенностей аккумуляции УВ в ловушках разного типа было продолжено. Так, в статье В.А. Витенко, Б.П. Кабышева и А.Ф. Шевченко (1981) было подтверждено: "только комплексы с сингенетичной нефтегазоносностью являются высокоперспективными для поисков залежей в неантиклинальных ловушках... В комплексах, не содержащих собственных источников УВ, перспективы поисков залежей нефти и газа в расформированных палеоподнятиях и других типах неантиклинальных ловушек невысокие, ибо аккумуляция УВ в них в результате вертикальной миграции может выступать лишь как случайное явление. Именно этим следует объяснить тот факт, что в ДДВ до сих пор не открыты месторождения в неантиклинальных ловушках, в отложениях нижней перми-верхнего карбона, несмотря на предпринимавшиеся усилия в этом направлении и наличие значительных запасов в пределах антиклинальных структур" (с. 54).

Эта закономерность присуща всей территории ДДВ, за исключением, возможно, Ефремовско-Бахмутской зоны, где этот комплекс обладает определенным собственным газогенерационным потенциалом.

Позднее Б.П. Кабышев (1984) разработал методику составления карт качественной оценки перспектив нефтегазоносности с учетом типа

ловушек, исходя из изложенного выше принципа различия их в генерирующих и негенерирующих комплексах отложений. Им же были составлены такие карты для территории ДДВ. Перспективность визейских и турнейских отложений слабо дифференцирована (в зависимости от типа ловушек), так как они почти на всей территории региона являются нефте- или газогенерирующими (рис. 3, 4, с. 17). В соответствующих зонах эти комплексы перспективны по всем типам и разновидностям ловушек. По-другому ведут себя два вышележащих комплекса.

В нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях "...неантиклинальные ловушки в Западной субобласти ДДВ, в частности обширные зоны выклинивания терригенных отложений, а также биогермные ловушки малоперспективны для поисков залежей нефти и газа... Дальнейшие перспективы газоносности следует связывать с приштоковыми участками юго-восточной части ДДВ (Машевско-Шебелинский район), так как все крупные антиклинальные структуры здесь уже опойскаваны" (с. 16).

Отложения среднего карбона "...в Восточной субобласти ДДВ... являются высокоперспективными и перспективными в пределах как обычных антиклинальных, так и слабых ловушек... в Западной субобласти — перспективными... в пределах только обычных антиклинальных ловушек...

Перспективными для поисков новых залежей в юго-восточной части ДДВ являются как антиклинальные структуры (Кобзевская, Зап.-Староверовская, Мелиховская, Кегичевская, Зап.-Сосновская и др.), так и ловушки в зонах выклинивания. При этом поднятия с небольшой амплитудой и нарушенностью сбросами, не содержащие массивно-пластовых залежей в подхемогенных нижнепермских отложениях (Кобзевское, Зап.-Ефремовское) или контролирующие небольшие по размерам залежи газа (Зап.-Сосновское, Зап.-Староверовское и др.), представляются более перспективными, чем крупно и среднеамплитудные поднятия со значительными скоплениями УВ в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях. В малоамплитудных поднятиях с менее благоприятными условиями для вертикального перераспределения УВ более вероятно сохранение первичных залежей газа в среднекаменноугольных образованиях" (с. 16, 17).

Представления о дифференциации перспективности антиклинальных и неантиклинальных ловушек в зависимости от генерационных свойств разных комплексов отложений, высказанные нами впервые в 1970-е годы, подтверждаются практикой поисково-разведочных работ. Ни одной залежи в неантиклинальной биогермной ловушке или малоамплитудном поднятии в отложениях среднего карбона и нижней перми-верхнего карбона Западной субобласти ДДВ с тех пор не выявлено, хотя таких прогнозов и бурения (специального и с попутной оценкой) на эти направления было предостаточно. Как увидим ниже, такие прогнозы продолжались и в 1990-е годы. Все это дает основание классифицировать такие идеи и прогнозы как одно из крупных заблуждений геологической мысли исследователей ДДВ.

С отрицательной оценкой перспективности неантиклинальных ло-

вушек в отложениях нижняя пермь-верхнекаменноугольного продуктивного комплекса в этот период выступили также Б.Д. Гончаренко и др. (1984). Эти авторы указывают, что "...в отложениях верхнего карбона-нижней перми вряд ли могут заслуживать внимания малоамплитудные, не нарушенные сбросами или соляными диапирами структуры, на которых из-за отсутствия нужной вертикальной миграции флюидов формирование углеводородных скоплений мало вероятно. По этой же причине нецелесообразны поиски УВ в верхнекаменноугольно-нижнепермских отложениях, в ловушках неантиклинального типа" (с. 16).

Однако и эта работа не остановила эйфории о высокой перспективности слабых ловушек в негенерирующих комплексах ДДВ.

В.И. Китык (1984) в обобщенном виде высказал свои представления о перспективности поисков в ДДВ неантиклинальных ловушек: "Развития ловушек, а отсюда и залежей аструктурного типа в ДДВ можно ожидать... в нижнепермских и девонских отложениях. В нижней перми наличие ловушек неантиклинального типа предполагается в органогенных карбонатных образованиях никитовской и славянской свит... Карбонатные органогенные постройки формировались главным образом в краевых частях этих бассейнов. Они и являются первоочередными объектами для поисков залежей нефти литологического типа. Наиболее благоприятные условия для выявления ловушек аструктурного типа в образованиях карбона имеются в нижнем его отделе, в отложениях серпуховского, визейского и турнейского ярусов, где проходит чистое замещение глинистых осадков песчанистыми и наоборот...

В девонских отложениях ловушки аструктурного типа могут быть связаны как с литологическим замещением осадков, так и с наличием многочисленных вулканических тел" (с. 97).

Подтверждаемость этих прогнозов разная: по каменноугольным комплексам хорошая, по нижней перми-верхнему карбону они не подтвердились, по девону, их можно считать еще непроверенными, так как даже месторождений антиклинального типа в регионе открыто всего несколько.

Как и в прошлом десятилетии, широкий круг вопросов, связанных с выделением, классификацией и оценкой перспективности неантиклинальных ловушек, анализировался в работах А.Е. Лукина. В частности, в Атласе ДДВ (А.Е. Лукин, 1984) представлены его классификация, карты распространения зон литологических, стратиграфических и комбинированных (ЛСК) ловушек в ДДВ, дана оценка перспективности разных объектов.

В терригенных отложениях им выделяются:

- "Зоны предтриасового стратиграфического выклинивания каменноугольных и нижнепермских коллекторов... Данный тип ловушек также установлен вблизи Смоляжского, Чернухинского, Сев.-Дорогинского, Омбишского, Краснопартизанского, Новогригорьевского, Старопокровского поднятий и на северном моноклинальном борту впадины" (с. 158). После 1984 г. в таких ловушках в ДДВ не было открыто ни одного нового месторождения.

- “Зоны развития линзовидных песчаных тел в верхневизейских и серпуховских отложениях...”

- Зоны развития русловых песчаников в нижневизейских и турнейских отложениях” (с. 158).

На прилагаемой карте (с. 156) показаны зоны развития (ЛСК) ловушек прогнозировавшиеся А.Е. Лукиным (1984) преимущественно в центральной (Ичнянско-Солоховской) части Днепровского грабена и в меньшей степени на Северном борту. Именно в первой зоне после 1984 г. были открыты многочисленные месторождения в неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушках (Волошковское, Мехедовско-Голотовщинское, Свиридовское, Рудовско-Краснозаводское) и в комбинированных с литологическими тектоническими экранами (Комышнянское, Сорочинское, Макарецкое, Кисовское, Разумовское и др.). Наибольшими по количеству и наиболее крупными по запасам оказались ЛСК — залежи в верхневизейском продуктивном комплексе, например, в горизонте В-22 (Рудовско-Краснозаводское месторождение).

“Зоны стратиграфического выклинивания терригенных пестроцветных молассоидных образований верхнего фамена (надсолевой верхнедевонский комплекс)... Данные последних лет подтверждают наличие молассоидных пестроцветов вблизи выступов докембрийского фундамента ДДВ” (с. 158). Это направление, как и девонская проблема в целом, после 1984 г. не получила своего подтверждения. Правда, и объемы бурения на девонский комплекс со второй половины 1980-х годов значительно сократился.

“Зоны развития ЛСК-ловушек в карбонатных отложениях... В нижней перми выделяется три типа карбонатных резервуаров... а) приуроченные к периферии нижнепермских соленосных депрессий, связаны с карбонатными горизонтами (S_3 и S_4) славянской свиты... б) приштоковые резервуары на крупных девонско-нижнепермских соляных структурах развивались во время накопления отложений никитовской и славянской свит... в) резервуары, приуроченные к внутренним частям соленосных депрессий, связаны с карбонатными горизонтами никитовской свиты” (с. 158).

Это направление не получило своего развития и после 1984 г. — не было открыто ни одного нового месторождения такого типа. Обусловлено это, во-первых, неперспективностью биогермных ловушек в нижней перми, в нечетких антиклинальных структурах, и, во-вторых, свертыванием поисковых работ в приштоковых зонах Машевско-Шебелинского района. Последние остаются перспективным направлением в ДДВ, но из-за отсутствия эффективных методов картирования приштоковых ловушек сейсморазведкой поисковое бурение в этой зоне было практически законсервировано.

Залежи в карбонатных коллекторах прогнозировались А.Е. Лукиным (1984) также в отложениях нижнего карбона — “...верхневизейский подъярус и серпуховский ярус...”

...Нижневизейский подъярус... Турнейский ярус” (с. 158). В последнем прогнозировались коллектора также рифогенного типа. Все новые, после 1984 г., открытия залежей УВ в карбонатных коллекто-

рах связаны именно с этими комплексами отложений (Кампанское, Селюховское, Мачехское месторождения). Последнее, правда, было открыто в 1983 г. В верхнедевонских отложениях “...рифогенные фации и связанные с ними карбонатные коллекторы установлены в задонско-елецких и семилукско-саргаевских отложениях ДДВ” (с. 158). Залежей УВ этого типа пока не выявлено.

Позднее А.Е. Лукин, В.Т. Кривошеев, А.Я. Ларченков (1987) обосновали выделение в каменноугольных отложениях ДДВ ловушек, связанных с “...узловыми песчаными аккумулятивными телами” (ПАТ), которые могут быть приурочены как к антиклинальным, так и моноклинальным условиям. Изучение генезиса песчаных горизонтов “...позволило выделить ряд прогнозных ПАТ и внутричехольных локальных структур, суммарный фонд которых, по-видимому, превышает фонд антиклинальных поднятий” (с. 43). Рекомендовавшие к бурению конкретные объекты этого типа назывались авторами в других публикациях и фондовых работах. Это направление сейчас разрабатывается и другими исследователями.

В.И. Созанский (1986) со ссылкой на изучение шлифов А.А. Ищенко сделал вывод, что “...нижнепермские образования северо-западной части ДДВ малоперспективны для обнаружения в них ловушек рифогенного типа...” (с. 103). В связи с этим трудно согласиться с мнением А.Е. Лукина о рифогенной природе нижнепермских карбонатных пород на Леляковском месторождении нефти (с. 102). Как указывалось выше, такие прогнозы подтверждаются поисковым бурением с тем только замечанием, что непродуктивность нижнепермских объектов, по нашему мнению, обусловлена не отсутствием в них биогермов, а неперспективностью таких ловушек вследствие условий формирования залежей в этом комплексе.

Далее В.И. Созанский (1986) критически анализирует и вывод В.Б. Порфирьева и В.А. Краюшкина (1975) о возможности “...выявления гигантских и сверхгигантских скоплений нефти, газа и конденсата на бортах ДДВ... Возможность образования скоплений нефти и газа в ловушках неантиклинального типа на бортах ДДВ в принципе не вызывает сомнений, однако размеры этих скоплений вряд ли могут достигать предполагаемых величин... при современном высоком уровне изученности ДДВ трудно рассчитывать, чтобы такие крупные геологические объекты, залегающие на небольших глубинах, остались незамеченными. В настоящее время на бортах ДДВ уже нет белых пятен площадью 200—25 км, соответствующих размерам сверхгигантов. Поэтому нам представляется маловероятным обнаружение месторождений этого типа на бортах ДДВ” (с. 103, 104). Трудно не согласиться с этим выводом. Он подтверждается данными бурения, интенсивно проводившимся здесь в последнее десятилетие.

Далее В.И. Созанский (1986) обосновывает свои новые представления о понятии “ловушка” как о “тупиковой” зоне, способной улавливать нефть и газ, в которой наличие антиклинального перегиба не имеет существенного значения. Здесь он делает вывод: “Все старые нефтепромысловые районы высокоперспективны в отклонении поиска в них скоплений нефти и газа в неантиклинальных формах”

(с. 116). Такое представление является широко распространенным, но неверным. Оно противоречит нашему выводу о неперспективности неантиклинальных ловушек в не генерирующих углероды продуктивных комплексах, где могут быть развиты только вторичные скопления нефти или газа. Недостоверность вывода В.И. Созанского в отношении нижнепермско-верхнекаменноугольного продуктивного комплекса сегодня уже очевидна, если особенно учесть его более ранние прогнозы по этому направлению (В.И. Созанский, 1977) и рекомендованные им скважины в работе 1986 г. — в зоне месторождений Гнединцы, Богданы, Леляки, Мильки (рис. 49, с. 118).

И.В. Высочанский, Л.В. Макридина, В.В. Омельченко, С.А. Тхоржевский (1988) в оптимистичной оценке перспективности неантиклинальных стратиграфических ловушек в ДДВ пошли еще дальше исследователей, обосновывающих перспективность таких объектов под предтриасовым несогласием. Относительно территории Северного борта ДДВ на участке Богодухов-Купянск они считают, что здесь "...стратиграфически экранированные ловушки могут быть связаны с песчаными пластами московского яруса, которые несогласно перекрываются флюидоупорной бат-байосской глинистой толщей средней юры. Зона развития этих ловушек весьма обширна и предполагается в границах выхода среднего карбона. Кроме того, имеются геологические предпосылки для формирования ловушек данного типа в зонах стратиграфических и угловых несогласий на границе нижнего и верхнего серпухова, а также триаса и юры" (с. 34). Проблематичным в этих представлениях является не сама возможность образования ловушек в зонах указанных несогласий, а вопрос о том, могут ли быть продуктивными неантиклинальные стратиграфические ловушки в поднесогласных отложениях с большой видимой продолжительностью перерыва (например, в среднем карбоне под юрой или в образованиях негенерирующего комплекса, например, в триасе под предъюрским несогласием).

В.И. Савченко (1989), касаясь вопроса об открытии новых месторождений в отложениях нижней перми-верхнего карбона ДДВ, пишет, что "...в первую очередь мы связываем эти надежды с опосредованным наиболее перспективных краевых частей раннепермского бассейна" (с. 15). При этом автор в тексте не уточняет, в каких типах ловушек (сводовых или неантиклинальных) прогнозируются эти залежи, отмечая только и показывая на схеме, что триасовая пересажка должна иметь при этом антиклинальное строение. Продуктивные горизонты нижней перми, как следует из рисунка 2, могут иметь, по представлениям этого автора, и моноклинальное залегание, срезанное предтриасовым несогласием, без какой-либо связи с антиклинальной структурой в нижнекаменноугольных образованиях. Однако такой модели не соответствует ни одно из уже известных месторождений в этом комплексе и, как будет показано ниже, он не перспективен для новых открытий в западной части ДДВ.

А.П. Самойлюк, Г.Д. Забелло, В.К. Гавриш и др. (1988) уже на современном этапе внесли свой вклад в эйфорию о высокой перспективности неантиклинальных ловушек в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях. В целом по комплексу авторами выделяет-

ся 3 перспективных направления: "...поиски новых антиклинальных поднятий и изучение приштоковых участков, поиски ловушек неантиклинального типа в зоне выклинивания нижнепермских отложений" (с. 44, 45), каждый из которых они считают перспективным. "Третье направление — поиски ловушек неантиклинального типа: рифогенных, стратиграфически и литологически экранированных в зоне выклинивания нижнепермских отложений. Предпосылкой для этого является наличие месторождений в северо-западной части ДДВ... признаки нефтеносности на Сахновщинской площади (скв. 642).

Кроме того, согласно мнению многих исследователей (А.Е. Лукин и др.), вдоль линии выклинивания нижнепермских хемогенов предполагается развитие рифогенных образований барьерного типа" (с. 47).

И далее: "...получение дополнительных данных на новом этапе позволит выявить резервы и приведет к открытию новых месторождений нефти и газа как в пределах уже известных структур, так и на структурах иного типа — неантиклинальных. Залогом этого является региональная нефтегазоносность нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса отложений и наличие в его разрезе хороших коллекторов и надежных покрышек" (с. 49).

В другой работе А.П. Самойлюк и др. (1990) считают, что в раннепермско-позднекаменноугольное время в ДДВ "...можно ожидать повсеместное формирование ЛСК-ловушек тех же типов и в тех же территориальных пределах, что и в верхневизейско-серпуховское время". Вывод этот не является бесспорным, но, главное, авторы не рассматривают вопрос с окончательным выводом — даже если такие ловушки имеются, могут ли они быть продуктивными? Тем не менее, рекомендуют продолжить изучением рассматриваемого комплекса "...для поисков аналогов Леляковского месторождения".

Комментировать эти прогнозы здесь мы не будем, т. к. неоднократно это делали выше — недостоверность их сегодня очевидна, а гносеологический анализ "нижнепермской неантиклинальной эйфории" сделаем в последних разделах.

В 1980-е годы значительно большое внимание стало уделяться прогнозированию неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушек в основном продуктивном комплексе ДДВ — нижнекаменноугольном. Кроме охарактеризованных выше работ А.Е. Лукина, В.Т. Кривошеева и др., такие исследования выполнялись В.А. Бабадаглы, Я.Г. Лазаруком, Э.Я. Поляк, Г.И. Вакарчуком, В.И. Савченко, Т.М. Пригариной, С.Б. Лариным и др.

Группой исследователей (Я.Г. Лазарук, В.А. Бабадаглы и др., 1979, 1982, 1989) разработана методика прогнозирования литологических ловушек на основе анализа маломощных пачек терригенных пород на уровне продуктивных горизонтов (В-18, В-19, В-20 и др.), объединяющих по 1-3 отдельных резервуара, и с учетом генезиса песчаных тел. В отложениях нижнего карбона северо-западной части ДДВ авторами (Я.Г. Лазарук и др., 1982) выделено 4 типа таких ловушек, связанных с "...выклиниванием песчано-алевролитовых пород нижнего карбона к глинисто-карбонатным толщам девона. Второй, третий и четвертый типы обусловлены замещением песчаных коллекторов глинисто-

алевритовыми в направлении к сводам соляных палеокуполов, конседиментационных штамповых поднятий, постседиментационного уплотнения” (с. 167). Авторами выделено значительное количество таких ловушек (с. 170-181).

Позднее Я.Г. Лазарук и др. (1989) сделали вывод, что “...наиболее вероятными зонами распространения неантиклинальных ловушек УВ в отложениях верхнего визе следует считать борта конседиментационных отрицательных структур второго порядка, где в фазы регрессии вдоль береговой линии бассейна накапливались прибрежные песчаники” (с. 49). Такие ловушки прогнозировались авторами на северном склоне Северо-Погарщинского прогиба. Значительное количество литологических ловушек названные авторы связывали с русловыми и дельтовыми песчаными телами. Вопрос о подтверждаемости конкретных ловушек, выделенных Я.Г. Лазаруком и др., требует специального анализа, но в целом она достаточно хорошая, о чем свидетельствует последующее открытие новых залежей литологического типа в анализированных авторами зонах, в отложениях нижнего карбона.

Еще на более узких интервалах разреза (в пределах единичных резервуаров) основывалось прогнозирование неантиклинальных ловушек в исследованиях В.П. Кабышева и др. (1989) по северной прибортовой зоне ДДВ. Авторами выделено большое количество таких ловушек в интервале разреза В-15—В-19, расположенных “...южнее Плужниковской, Лавирковской, Шумской, Губской, Баранихинской, Липоводолинской, севернее Тимофеевской и Новотроицкой площадей, южнее Синевского штока, на Лесной, Молодецко-Журавненской и Голиковской площадях” (с. 3). О достоверности их выделения судить рано, так как бурение после этого на тех участках не проводилось.

В.А. Бабадаглы (1982) на основе комплексного историко-геологического анализа выполнено прогнозирование барьерных рифов в отложениях нижнего карбона на Северной окраине Донбасса, а значительно раньше тем же В.А. Бабадаглы и др. (1979) — в южной прибортовой зоне ДДВ. Следует отметить, что именно в Южной прибортовой зоне позднее было выявлено наиболее значительное в карбонатных отложениях Мачехское газоконденсатное месторождение.

Г.И. Вакарчук, Л.В. Курилюк и В.И. Савченко (1990) обосновали связь литологических ловушек в визейских отложениях с песчаными косами, вдольбереговыми валами, аллювиальными образованиями, фациями пляжей в Волошковско-Андреяшевской зоне, на южном склоне и центральных замыканиях Сребненской депрессии. Как и предыдущая группа прогнозов, эти отвечают выявленным в последние годы залежам в неантиклинальных литологических ловушках.

Г.И. Вакарчук, В.П. Кабышев, Т.М. Пригарина и А.Ф. Шевченко (1990) на основе попластового зонального прогноза впервые обосновали объединение в основном продуктивном горизонте В-22 тогда еще отдельных локальных ловушек и мелких залежей — Рудовского поднятия и Краснозаводского блока — в единое крупное по запасам месторождение в неантиклинальной литологической ловушке.

О подтверждаемости прогнозов, разработанных в 1990-е годы судить пока преждевременно. Поэтому здесь остановимся только на тех, которые в определенной степени повторяют ранее предлагавшиеся прогнозы и подтверждаемость которых уже известна.

Н.П. Зюзькевич, И.В. Высочанский и др. (1998) среди других “...приоритетных направлений геологоразведочных работ в центральной части ДДВ” называют такие: “В пределах приосевой зоны впадины в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе наиболее важными объектами исследования с целью поисков дизъюнктивно-, литологически и соляноштоково экранированными ловушками считаются следующие... 2) выходы из компенсационных прогибов, где имеются выклинивания пластов-коллекторов... 3) склоны валов и отдельных поднятий, для которых характерным является выклинивание песчаных горизонтов” (с. 166).

Даже если речь идет о Машевско-Шебелинском и Спиваковском районах, где нами не отрицается возможность наличия в отложениях нижней перми-верхнего карбона сингенетичных скопления газа в неантиклинальных ловушках, то и в этом случае к приоритетным данное направление вряд ли заслуживает быть отнесенным.

Бурением перспективность его не доказана, а отрицательных результатов немало. Теоретическое обоснование данного направления на востоке ДДВ находятся на грани возможного, которое не следует отрицать, но оно и не очень уверенно обосновывается. Ведь нефтегазогенерационный потенциал пестроцветно-угленосной формации верхнего карбона-нижней перми существенно ниже, чем отложений нижнего карбона.

Совсем неожиданным явилось обоснование А.Ю. Полутранко (1988) перспективности поисков стратиграфических залежей УВ в дотриасовых отложениях ДДВ: “В прибортовых частях впадины нижнепермские хомогенные отложения размыты в предтриасовый этап ее развития... Отжатые из приосевой части пластовые воды в местах отсутствия нижнепермских хомогенов будут частично фильтроваться через глинистые отложения нижнедроновской подсвиты и двигаться в направлении бортов по песчаным горизонтам моноклинальных склонов прибортовых зон. А водорастворенный газ, который выделяется в свободную фазу, при уменьшении давления будет локализоваться в стратиграфических ловушках дотриасовых образований. Поэтому большинство участков полосы, которая прилегает к границе распространения хомогенных отложений нижней перми, можно считать перспективными для выявления залежей УВ в стратиграфических ловушках верхней части разреза дотриасовых пород” (с. 230, 231).

Такой прогноз, по нашему мнению, не обоснован в научном плане, а в практическом — не подтверждается бурением. Ведь водорастворенные газы, о которых пишет А.Ю. Полутранко (1998), в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях на 50 % и более являются неуглеводородными (азот, CO_2 и др.) и характеризуются низкими давлениями насыщения, как это было уже давно показано В.А. Терещенко. Поэтому выделяться в свободное состояние и образовывать зале-

жи УВ такие газы в этом комплексе, в отличие от нижнекаменноугольного, не смогут. В практическом плане многочисленные подобные рекомендации в прошлом не подтвердились бурением. Все месторождения со стратиграфическими залежами под предтриасовым несогласием связаны только с четко выраженными антиклинальными структурами и были открыты в ранние годы освоения региона (Сагайдакское, Гнединцевское и др.). К настоящему времени все такие структуры в ДДВ уже опробованы, а неантиклинальные стратиграфические ловушки — не перспективны.

А.Ю. Полутранко (1998) высказывает свои представления о перспективности и конкретных локальных объектов: “Оценивая структурные особенности подошвы нижнедроновских глин, можно выделить 8 участков, где локализованы структурные ловушки УВ. Это Коробочкинско-Борисовский, Купянский, Новомечбиловский, Левенцовский, Суходоливско-Разумовский, Братешновский, Зачепиловский. Глубина залегания возможных скоплений УВ незначительная (300—1800 м), что делает их доступными для выявления геохимической съемкой и быстрого подтверждения бурением” (с. 231).

На что надеется автор — неизвестно. Ведь на всех указанных площадях предтриасовый разрез в самых лучших структурных условиях (сводовых и присбросовых участках) пройден и изучен десятками скважин. Выявлено, что никаких залежей УВ в стратиграфических ловушках (действительно, во многих случаях существующих там) на названных выше площадях не установлено.

7.5. Девонские отложения

(прогнозы Ю.А. Арсирия, А.А. Билыка, А.В. Бобошко, Н.И. Галабуды, И.В. Высочанского, Г.И. Вакарчука, Г.Н. Доленко, А.Н. Истомина, Б.П. Кабышева, В.И. Созанского и др.)

Ажиотаж с завышенной оценкой перспектив нефтегазоносности девонского комплекса в 1980-е и последующие годы значительно снизился. Обусловлено это прежде всего неподтверждением прогнозов об очень высоких перспективах, дававшихся этому комплексу многими исследователями в прошлые годы. Тем не менее, бесперспективным его никто не считает и в настоящее время, изучение его в определенной степени продолжалось, однако новых месторождений в рассматриваемый период не было открыто. Правда, на ряде площадей были получены обнадеживающие признаки нефтегазоносности. Хотя и в меньшем объеме, чем прежде, выполнялись новые прогнозные научные и тематические разработки.

Группой исследователей (Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев и др., 1981) была выполнена сравнительная оценка перспективности девонских отложений Припятского прогиба и северо-западной части ДДВ. Сделан вывод, что последняя “...по сравнению с Припятским прогибом характеризуется менее благоприятными условиями для нефтегазообразования и нефтегазонакопления и, следовательно, девонские отложения здесь менее перспективные... В этом объективные причины того, почему до сих пор, несмотря на выполнение значительного объе-

ма работ, здесь пока не открыто промышленных месторождений нефти и газа... Вместе с тем, имеющиеся различия... не свидетельствуют о бесперспективности северо-западной части ДДВ” (с. 11).

Авторы считают, что здесь “...основным перспективным комплексом является межсолевая толща” (с. 12). К менее перспективным отнесены подсолевые отложения. При этом “...зоны с широким распространением эффузивных пород и своды высоко приподнятых выступов кристаллического фундамента оцениваются как бесперспективные” (с. 12). Рекомендовано продолжить параметрическое бурение в комплексе с геофизическими исследованиями для решения следующих задач:

- “...Изучение разреза межсолевых и подсолевых отложений девона в пределах периферийных частей крупных депрессионных структур... Малодевицкая, Борзнянская... Викторовская, Великозагоровская и Буровская площади;

- в пределах склонов выступов кристаллического фундамента (Сев.-Хрещатинская, Пашковская площади);

- в пределах приосевой части ДДВ... Нежинская площадь” (с. 12).

Для поискового бурения первоочередными объектами, кроме находящихся в бурении Кинашевской и Ядутовской площадей, являются: на межсолевые отложения — Червоногорская, Макаровская, Викторовская, Орешнянская, а на подсолевые — Ильинцевская и Максаковская площади (с. 13).

Изложенные рекомендации в последующем были реализованы лишь частично (бурение на Малодевицкой, Борзнянской, Нежинской, Ядутовской и Кинашевской площадях), однако, за исключением получения непромышленных притоков нефти на двух последних, месторождений открыто не было. Окончательной оценки перспективности девону на крайнем северо-западе ДДВ эти работы дать не позволяют, однако и энтузиазма на их продолжение также не придают, особенно в нынешних условиях ограниченного финансирования и очень низких объемов бурения и геофизики вообще.

Г.Н. Доленко, И.В. Высочанский, Н.И. Галабуда и др. (1981) на основе своих представлений о закономерностях размещения залежей УВ в ДДВ выполнили прогноз нефтегазоносности девонского комплекса: “Перспективные земли в девонских подсолевых отложениях... ограничены... по склонам Кошелевского выступа фундамента, а в краевых зонах рифта — восточнее сел Мрин—Городище... Перспективными считаются структуры... Гужевская терраса, Мартыновское, Лемяковское, Гайворонское поднятия и др... Гадячское, Решетиловское, Ольшанское, Решетняковское поднятия... Северо-Лысогорское, Литвяковское, Монастырищенское глубинные поднятия и др.” (с. 206).

“Для межсолевых отложений основными объектами поисково-разведочных работ следует считать: северную зону прибортовых впадин (Ядутовское, Кинашевское поднятия); Монастырищенско-Гмырянскую (Хомовское, Южно-Дорогинское и др); Ичнянскую (Буромское, Рожновское, Парافيةвское и др.); склоны Лысогорско-Липоводолинской зоны продольных выступов... Переволочанско-Андрешевскую зону... Глинско-Розбышевскую... Трудолубовско-Богодуховскую... Солоховс-

ко-Распашновскую... зону.

- При поисках залежей на моноклиналях — Горобцовско-Руденковскую зону в юго-западной краевой части рифта.

- При поисках залежей, связанных с биогермными образованиями, — склоны локальных поднятий... Березнянского, Менского, Ядутовского, Шаповаловского, Куреньского, Колядинского и др.; склоны выступов, образованных эффузивными породами (типа Новотроицкого, Анисовского), северный склон северо-восточной зоны продольных выступов” (с. 208, 209).

После 1981 г. в бурении на девонский комплекс из названных объектов пребывали Гужевская, Леляковская, Гайворонская, Монастырищенская, Сев.-Лысогоровская, Ядутовская, Кинашевская, Горобцовско-Руденковская площади, однако, кроме признаков или даже существенных проявлений нефти или газов, других положительных результатов получено не было.

Перспективы девонских отложений в связи с поисками крупных месторождений рассмотрены А.В. Бобошко, А.Н. Истоминим и др. (1982). “Поисковое бурение целесообразно направить на: 1) установление ловушек под диапирами девонской соли в под- или даже надсолевых отложениях и соленосных толщах; 2) ...между складками по верхним структурным этажам; 3) изучение поднятий облекания породами девона выступов фундамента; 4) выявление погребенных поднятий в девоне... 5) установление неантиклинальных (в т. ч. рифогенных), комбинированных и других нестандартных ловушек. Из перечисленных направлений... развитие первого из них представляется наиболее перспективными” (с. 23, 24).

Понятно, что последнее относится преимущественно к подсолевому девону, так как верхняя соленосная толща в ДДВ имеет сравнительно небольшое распространение. Причем этот девон авторы считают не только высокоперспективным, а и таковым на поиски крупных месторождений. Называют авторы и ряд конкретных локальных объектов для таких поисков в подсолевом девоне посредством бурения скважин через соляные штоки: “...в пределах Поздняковского, Каплинцевского, Дмитриевского, Новосанжарского, Южно-Перещепинского диапиров. Интересны для изучения также Лейковский, Гусенковский, Роменский, Яцино-Логовикowski, Колонтаевский, Карайкозовский и др... а также диапиры Парафиновско-Ивангородской группы” (с. 26).

Кроме участка Лейковского штока, подсолевой девон на остальных, названных выше объектах, остается не изученным бурением. Поэтому достоверно судить о подтверждаемости прогнозов пока не приходится. Однако в свете практических результатов бурения на девон и их обобщения в рассмотренных ниже работах Ю.А. Арсирия, А.А. Билыка и др. (1984, 1989) ожидать высокой подтверждаемости изложенных выше прогнозов, по-видимому, не приходится. Пока еще в ДДВ не выявлено мощных разрезов подсолевого девона в морских и прибрежно-морских фациях с хорошими коллекторскими свойствами пород, которые только и могли бы обеспечить образование и сохранение под соленосной крышкой крупных скоплений газа и нефти.

Наиболее реалистичные оценки перспективности девонского комп-

лекса отложений в 1980-е годы даны в работах А.А. Билыка с соавторами. Так, в Атласе ДДВ (Ю.А. Арсирий, А.А. Билык и др., 1984) сделан вывод, что в части “...подсолевых отложений их вещественный состав и вторичные изменения пород обусловили низкие емкостные и фильтрационные качества толщи в целом” (с. 182).

Имеющийся материал “...позволяет межсолевые отложения считать первоочередным объектом для поисков промышленных скоплений УВ в девоне. По геологическому строению и условиям залегания выгодно отличается северная и южная прибортовые зоны. К перспективным относятся практически все земли Руденковско-Пролетарского и Талалаевско-Рыбальского районов, а также Борковско-Кинашевский участок. Черниговско-Брагинский и Антоновско-Белоцерковский районы по межсолевым отложениям являются бесперспективными или малоперспективными... На погребенных выступах кристаллического фундамента (Плисковско-Лысогоровский и Анастасьевский) доказано полное отсутствие девонских отложений или распространение в их пределах самой нижней части подсолевой толщи, что не подтвердило первоначальный прогноз высоких перспектив этих крупных структур” (П.С. Хохлов и др., 1969).

“Граница перспективных земель по надсолевой толще проходит восточнее линии, соединяющей Зачепиловское, Матяшевское, Яблунское и Глинско-Розбышевское поднятия... Перспективные земли распространены в центральной зоне (Глинско-Солоховский район) и в западной части Руденковско-Пролетарского района” (с. 182).

Свой обзор перспективности девонского комплекса Ю.А. Арсирий и др. (1984) закончили таким выводом: “...несмотря на интенсивное изучение девонских отложений с 1966 г., пока не удалось выяснить закономерности геологического строения и решить проблему их промышленной нефтегазоносности”.

Позднее в другой работе Ю.А. Арсирий, А.А. Билык, Б.П. Кабышев и др. (1989) дали современную оценку перспективности девонского комплекса: “...подсолевые отложения признаны... перспективными на нефть и газ только в области преимущественного развития осадочных фаций, восточнее Новотроицкого поднятия — на севере и Сагайдакского — на юге, а также на Грибоворуднянском участке” (с. 181).

Межсолевые нижнефаменские образования считаются авторами наиболее перспективными из всего девонского разреза. При этом “...наиболее перспективны прибортовые районы восточнее меридиана Новотроицкого поднятия на севере... и Зачепиловского на юге... территория между меридианом Ичнянской группы структур на западе и названными выше... районами, безусловно, менее перспективна... Палеодепрессии крайней северо-западной части впадины (Грибоворуднянская, Видельцевская, Олишевская, Лосиновская) практически бесперспективны из-за развития в большинстве из них эффузивных образований” (с. 182).

По надсолевой толще “...перспективные земли охватывают приосевую часть ДДВ восточнее группы структур Ични, Бугреватовско-Козиевский участок на севере и юго-восточную часть региона восточ-

нее... Зачепиловской структуры” (с. 183).

Судить о подтверждаемости изложенных выше прогнозов, которые представляли новый этап исследования девонского комплекса, пока еще рано, так как после 1989 г. бурение на девон проводилось в очень ограниченных объемах.

В.И. Созанский (1986) в рассматриваемый период с позиций абиогенного происхождения УВ сделал ряд обобщенных прогнозов перспективности девонских отложений в ДДВ: “Учитывая главную роль пород-покрышек в формировании скоплений нефти и газа, девонский подсолевой и межсолевой комплексы высоко оцениваются в отношении их нефтегазоносности” (с. 112). Далее он входит в полемику с сотрудниками ВНИГНИ (С.П. Максимов и др., 1978), которые с позиций органического происхождения УВ весьма умеренно оценили подсолевой девон. В.И. Созанский (1986) пишет: “Это отрицательное заключение о перспективах нефтегазоносности девонских отложений ДДВ, высказанное ведущими учеными, задержало поиск нефти и газа в девонских отложениях. Идеи С.П. Максимова об ограниченных перспективах нефтегазоносности девонских отложений получили развитие в работе известных украинских геологов-нефтяников, сторонников органического происхождения нефти: П.Ф. Шпака, Ю.А. Арсиря, А.А. Билыка, В.А. Витенко и др. (ссылка на работу П.Ф. Шпака и др., 1982. — Б. К.)”.

Следует отметить, что С.П. Максимов и др. (1978) отрицательную оценку девону дали не для всей территории ДДВ, а только крайнему северо-западу: “Используя представления органической теории происхождения нефти и газа, геологи ВНИГНИ еще в 1967 г. сделали вывод о незначительных перспективах крайней северо-западной части впадины и рекомендовали переместить объемы бурения в более восточные районы. За прошедшие 10 лет в северо-западной части ДДВ пробурено более 120 скважин, которые прошли разрез девона и вскрыли фундамент от 50 до 700 м. Однако промышленных скоплений не установлено. Таким образом, результаты бурения полностью подтвердили этот вывод. Также установлена бесперспективность Остапьевско-Белоцерковского выступа и прилегающих к нему с запада районов южной прибортовой зоны” (с. 89).

Прошедшее после 1986 г. время в части подсолевого девона, к сожалению, подтверждает прогнозы С.П. Максимова и др. (1978) и других авторов с подобной оценкой, а не В.И. Созанского (1986), т. к. ни одного месторождения в крайней северо-западной части ДДВ за всю историю их поисков не открыто. А что касается мнения В.И. Созанского о том, что такие представления органиков задержали поиск нефти в девоне, то с ним нельзя согласиться. Ниже мы приведем данные об объемах бурения на девон в ДДВ. Они очень большие. При таких объемах бурения месторождения обычно открываются, если они, конечно, есть в тех местах, где бурили.

Позднее в другой монографии В.И. Созанский (1990) повторил свои сравнительные оценки перспективности в ДДВ подсолевых девонских и каменноугольных отложений. Открытия новых месторождений и приросты запасов УВ в 1990-е годы в еще большей мере свидетельст-

вуют о неподтверждаемости таких представлений. Здесь же он дает и конкретную рекомендацию: “Вслед за В.В. Семеновичем и др., а также А.Н. Истоминым и Н.Ф. Брынзой, рекомендуем поиск нефти на выступах, прослеживающихся под Поздняковским, Роменским и Исачковским соляными диапирами. Глубина проектных скважин на Поздняковском и Роменском куполах составляет 7000 м, на Исачковском — 5400 м” (с. 58). Рекомендация эта к настоящему времени не реализована, за исключением района Исачковского штока, где подсолевой девон изучен с отрицательной оценкой перспективности.

С позиций абиогенного происхождения УВ прогнозирует перспективы нефтегазоносности и Ю.А. Муравейник (1998): “Признание глубинного источника УВ позволяет рассматривать месторождения нефти и газа в палеозойских отложениях ДДВ как сателлиты более крупных месторождений в подсолевых девон-рифейских отложениях. Приоритетными направлениями исследований должны быть рифтовые, сдвиговые и кольцевые тектонические структуры на территории Украины” (с. 85). К сожалению, ни одного примера в ДДВ пока не имеется, где бы под “сателлитовыми” скоплениями УВ в палеозойских отложениях ниже были бы встречены не только крупные, но любые скопления нефти или газа в подсолевом девоне. Зато обратная закономерность — когда под крупными залежами в карбоне находятся стерильные даже на нефтегазопроявления эффузивные девонские отложения — известна (Тимофеевское месторождение).

7.6. Докембрийский фундамент (прогнозы В.Г. Демьянчука, Б.П. Кабышева, В.П. Ключко, В.А. Краюшкина, В.Б. Порфирьева, М.И. Пономаренко, В.И. Созанского, И.И. Чебаненко и др.)

Перспективность пород кристаллического фундамента ДДВ в нефтегазоносном отношении сторонники глубинного происхождения УВ со своих позиций, как отмечалось выше, обосновывали еще в 1960-е и 1970-е годы (В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, В.И. Созанский, И.И. Чебаненко, В.П. Ключко и др.). 1980-е годы характеризуются тем, что в регионе были открыты первые промышленные месторождения нефти (Хухринское в 1985 г., Чернетченское — 1989 г.) и газа (Юльевское, Нарижнянское и др.), в чем, несомненно, имеется заслуга названных выше исследователей. Подтвердились их практические прогнозы как в обобщенном виде, так в ряде случаев и на конкретных локальных объектах.

Неоднозначно следует интерпретировать несколько другой вопрос о подтверждаемости теоретических предпосылок, которыми руководствовались сторонники абиогенного происхождения месторождений при разработке практических рекомендаций. На нем мы остановимся ниже. Здесь же отметим, что 1980—1990-е годы характеризуются также тем, что к проблеме оценки перспективности изверженных и метаморфических пород фундамента подключились и сторонники органического происхождения УВ, руководствуясь при этом своими критериями. Органики никогда не отрицали перспективность из-

верженных пород в нефтегазоносных осадочных бассейнах, но не считали это направление основным при поисках месторождений: таким оно и сегодня не является в ДДВ и других регионах. И, соответственно, они специально и непосредственно им не занимались, однако в 1980-е годы подключились к этой проблеме.

В этот период в ряде случаев неорганики и органики работали совместно, руководствуясь своими теоретическими представлениями, а совместные практические рекомендации производственным организациям предлагали такие, которые обосновывались идеями как глубинного, так и осадочно-миграционного происхождения месторождений. На таких принципах была в 1988 г. составлена и позднее реализована “Комплексная программа изучения перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Северного борта ДДВ на 1989—1995 гг.” (В.Г. Демьянчук и др., 1989). Другой особенностью этой программы была совместная оценка перспективности зон и структур в осадочном чехле и фундаменте Северного борта. Реализация ее обеспечила открытие ряда новых месторождений, в том числе и в кристаллических породах фундамента.

В начале рассматриваемого периода В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, В.П. Ключко, М.И. Пономаренко и др. (1982), проанализировав результаты испытания скважин в породах фундамента ДДВ, сделали вывод: “В Ахтырском нефтегазопромысловом районе... имеются благоприятные условия для изучения нефтегазоносности пород фундамента... есть признаки нефти и газа не только в верхней части коры выветривания, но и в залегающей глубже толще гранитов, гранодиоритов, гнейсов Козиевской, Кудрявской, Тростянецкой, Прокопенковской и Радянской площадей... Можно считать Ахтырский нефтегазопромысловый район опытным полигоном для постановки геологоразведочных работ по проблеме промышленной нефтегазоносности кристаллических пород фундамента с бурением новых и углублением ранее утвержденных скважин” (с. 9).

Авторы рекомендовали бурение целой серии скважин как в пределах грабена ДДВ (Южно-Ахтырская, Зап.-Козиевская, Козиевская, Зап.-Бугреватовская, Сев.-Хижняковская, Хижняковская, Кудрявская), так и на Северном борту (Буймеровская, Будновская, Высоковская, Гутская, Стрелецкая). Среди них была и “...скв. 1001, Хухринская, проектной глубиной 5500 м (проходка по фундаменту 500 м)” (с. 10). Правда, расположена эта скважина в стороне от позднее открытого в фундаменте Хухринского нефтяного месторождения (рис. 3, с. 6) — между Рыбальским и Бугреватовским месторождениями. Однако непосредственно в пределах Хухринского месторождения (рис. 3, с. 6) авторы рекомендовали “...скв. 1001, Буймеровскую, проектной глубиной 4300 м... для оценки перспектив нефтегазоносности кристаллических пород фундамента мощностью 1000 м и отложений карбона и девона” (с. 10). Именно в этом месте, на границе Северного борта и грабена, в 1985 г. было открыто Хухринское месторождение с залежами нефти в визейском ярусе и кристаллических породах фундамента. Так что прогноз сотрудников ИГН и Ахтырского УБР о перспективности фундамента в Ахтырском районе, сделанный в статье В.Б. Порфирьева и

др. (1982), прекрасно подтвердился.

В 1988 г., как указано выше, была составлена “Комплексная программа изучения перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Северного борта ДДВ на 1989—1995 гг.”, опубликованная в двух препринтах (В.Г. Демьянчук, И.И. Чебаненко, В.П. Ключко, Б.П. Кабышев и др., 1989¹; 1989²). Позднее более подробные обоснования отдельных ее положений и первые результаты по ней были опубликованы коллективом авторов в виде специальной монографии (Блоковая тектоника... 1991) и сборника статей (Проблема нефтегазоносности, 1991).

В Программе указывалось (В.Г. Демьянчук и др., 1989-1): “Работы по указанной комплексной Программе будут осуществляться ГлавКГУ “Укргеология” (ПГО Укргеофизика, ЧО УкрНИГРИ и др.), ПО Укрнефть, ПО Укргазпром, их научно-исследовательскими организациями и Академией наук УССР (Институт геологических наук и др.)... Руководитель программы... В.Г. Демьянчук, заместитель руководителя... В.В. Крот. Научные руководители... И.И. Чебаненко... Б.П. Кабышев” (В.Г. Демьянчук и др., 1989-1, с. 3, 4).

Программа предусматривала проведение комплекса буровых, геофизических, научно-исследовательских и тематических работ в 1989—1995 гг. Было обосновано бурение на Северном борту (между краевым разломом и изогипсой залегания поверхности фундамента — 2000 м) 63-х скважин первой и 30-ти — второй очереди (В.Г. Демьянчук и др., 1989-2, с. 16-19).

Зоны и скважины для бурения выбирались с учетом перспективности объектов как с позиций глубинного (расположение разломов, зон разуплотнения, тектоно-магматических структур и др.), так и органического происхождения УВ (зоны благоприятного контактирования фундамента с наиболее генерирующими осадочными комплексами и др.). В частности, Б.П. Кабышевым (1989, 1990) была обоснована методика оценки прогнозных ресурсов УВ в породах фундамента на основе “...принципа соразмерности перспективности фундамента и перекрывающего его осадочного чехла (с. 3)... Полученные на основе выполненной оценки прогнозные ресурсы УВ в кристаллических породах фундамента составляют 8,7 % общих по ДДВ. Половина их приходится на Северный борт ДДВ и прибортовую полосу грабена, которые имеют и наиболее высокую качественную оценку” (с. 5).

Позднее решением экспертной комиссии прогнозные ресурсы УВ в фундаменте были сокращены и оставлены только на Северном борту (по состоянию на 1993 г.) в количестве 55 млн. т УВ извлекаемых (3,8 % от общих по ДДВ). Это, конечно, намного меньше, чем оценивают фундамент сторонники неорганического происхождения нефти и газа, но к настоящему времени подтверждаются бурением, к сожалению, еще меньшие величины, чем подсчитаны органиками. Так, взятые на баланс на 1.01.1998 г. разведанные запасы нефти и газа в породах фундамента составляют всего лишь 3,3 млн. т УВ (извлекаемые).

В 1990-е годы Северный борт, как никакая другая зона в ДДВ, интенсивно разведывался сейсморазведкой и бурением. Этому способствовал, кроме высокой оценки его перспективности, и экономический

кризис в Украине, в результате которого имелась возможность бурить только неглубокие скважины и в небольшом объеме.

Итоги реализации Комплексной программы были подведены в опубликованной монографии (Нефтегазоносный потенциал... 1996). Из предусмотренных Программой 93-х скважин первой и второй очереди была пробурена только часть из них. Было открыто ряд новых месторождений на Северном борту с залежами как в осадочном чехле (преимущественно в верхневизейских отложениях), так и в породах фундамента. В последнем промышленные притоки УВ (в ряде случаев при совместном испытании с осадочным чехлом) получены на 9-ти площадях (локальных объектах). Некоторые из них являются составными частями соседних более крупных месторождений: Журавненская, Скворцовская, Белозерская, Добропольская, Зап.-Скворцовская, Золочевская, Каравановская, Островецкая, Кияновская. Все это свидетельствовало об открытии в ДДВ нового продуктивного комплекса пород, о достаточно высокой подтвержденности прогнозов нефтегазоносности Северного борта и эффективности принятой в Комплексной программе методики совместной оценки осадочного чехла и фундамента, выбора объектов в последнем с учетом критериев перспективности с позиций как абигенного, так и органического происхождения УВ.

В.И. Созанский (1986) с позиций сторонника абигенного происхождения УВ определил принципы оценки перспективности кристаллических пород и высказал свои представления в отношении ДДВ. Этот вопрос мы рассмотрим в заключительных разделах, здесь же отметим, что автор повторил свою рекомендацию (1976, 1977 гг.) о перспективности Журавненской площади, расположенной на Северном борту у самого краевого разлома, рядом с Хухринским месторождением. Рекомендация эта подтвердилась бурением. И в 1989 г. в породах фундамента здесь было открыто нефтяное месторождение, названное Чернетченским. Не исключено, что при доразведке оно объединится в одно месторождение с Хухринским.

В.И. Созанский (1986) также обосновывает "...возможность образования колоссальных скоплений нефтяных УВ в средней части земной коры в проницаемой зоне мощностью до 15 км" (с. 135) над поверхностью Конрада. "Первоочередным объектом для проверки нефтегазоносности глубинных зон кристаллического фундамента являются Голубовское месторождение нефти и газа, расположенные в юго-западной части ДДВ" (с. 137), где автор рекомендует скважину глубиной 12 тыс. м с проходкой по фундаменту до 9 км. Достоверность этого прогноза бурением еще не проверена.

Позднее В.И. Созанский (1990) повторил свои представления о высокой перспективности фундамента на Журавненско-Хухринском участке ДДВ и предложил "...последующие скважины бурить вдоль линии краевых разломов" (с. 63). Здесь же он сделал вывод, что "...юго-западный борт в районе г. Кобеляки, сел Шульговка и Петриковка, городов Новомосковск и Павлоград является первоочередным объектом для постановки разведочного бурения на нефть и газ" (с. 64). Однако это представление бурением пока не проверено, так как поисковые работы на Южном борту только начинаются.

7.7. Количественная оценка ресурсов УВ (прогнозы А.В. Бобошко, Б.Д. Гончаренко, А.Н. Истомина, Б.П. Кабышева, В.А. Краюшкина, Т.М. Пригариной, И.С. Рослого и др.)

Количественная оценка начальных и прогнозных ресурсов УВ в рассматриваемый период в УкрГГРИ выполнялись трижды — в 1984, 1988 и 1993 гг. — под научным руководством Б.П. Кабышева. После утверждения ее экспертными комиссиями (нередко с определенными изменениями) эта оценка приобретала статус официальной. Последняя из них по состоянию изученности региона на 1.01.93 г. по начальным ресурсам принимается нами за современную, с которой сравниваются все предыдущие официальные и неофициальные подсчеты.

Оценка начальных ресурсов УВ 1984 г. (Б.П. Кабышев и др., 1986) была достаточно близкой к современной не только по ДДВ в целом (90,8 %), но и по отдельным продуктивным комплексам (рис. 3, 4), отличаясь от нее чаще (кроме турне-нижневизейских отложений) в меньшую сторону — на 4-16 %. Наибольшая доля не только прогнозных, но и начальных ресурсов прогнозировалась в отложениях нижнего карбона (50,2 %, в т. ч. в верхнем визе-серпухове — 33,9 %), в нижней перми-верхнем карбоне — 36,1 %, девоне — 7,2 %. Существенно другими величинами характеризовалась в 1984 г. неразведанная часть ресурсов (кат. Д+С₃): в нижней перми-верхнем карбоне — 8,3 %, нижнем карбоне — 67,4 % (в т. ч. верхнем визе-серпухове — 42,4 %), девоне — 16,6 % (Б.П. Кабышев и др., 1986). Было констатировано: "Как и при подсчете 1979 г., четко прослеживается... закономерность: являвшийся в прошлом основным по приросту запасов нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс занимает подчиненное место по отношению к образованиям нижнего карбона не только по прогнозным, но и по начальным суммарным ресурсам (36,1 %); по начальным разведанным запасам доля его еще остается преобладающей (61 %), но уменьшается (в 1979 г. составляла 69 %)" (с. 6).

Особенностью количественной оценки ресурсов УВ в 1988 г. (Б.П. Кабышев и др., 1990) было выделение в отдельные подсчетные объекты (и, соответственно, продуктивные комплексы) образований серпуховского яруса и докембрийского фундамента. Начальные ресурсы УВ в этом подсчете были близки к современным оценкам, отличаясь от них чаще в меньшую сторону — на 5-10 % (рис. 3, 4). Наибольшие прогнозные ресурсы (точнее, неразведанные категорий Д+С₃+С₂) были насчитаны в верхневизейском (28,5 %), турнейско-нижневизейском (24,3 %), серпуховском (13,2 %) и девонском (13,7 %) продуктивных комплексах. В остальных они составляли: нижнепермско-верхнекаменноугольном — 8,8 %, среднем карбоне — 6,8 %, фундаменте — 4,7 %.

Структура начальных ресурсов УВ в 1988 г. была такова: "Накопленная добыча составляет 24,2 %, разведанные запасы категорий А+В+С₁ — 24,5 %, ресурсы категорий С₂ — 5,8 %, С₃ — 10,4 %, Д₁ — 22,2 %, Д₂ — 19,9 %. Степень разведанности начальных ресурсов составляет 52 %" (с. 120).

В 1980-е годы прогнозные ресурсы газа в ДДВ оценивались также в УкрНИИГазе А.Н. Истоминим и др. (1985) на основе историко-геологостатистического метода (все комплексы) и девона методом плотностей, но с использованием других, значительно увеличенных по сравнению с оценкой УкрГГРИ, коэффициентов аналогии. Авторы указывают, что по ДДВ и стратиграфическому разрезу "...в целом методы дали высокую сходимость рассчитанных величин. Основные расхождения относятся к оценке прогнозных ресурсов газа нижнего карбона и девона: ресурсы первого, оцененные по историко-геологостатистическому методу, на 36 % ниже, а второго — почти в 5 раз выше величин, полученных по методам сравнительного геологического анализа" (с. 21). Добавим также, что названными авторами ниже оценены и прогнозные ресурсы среднего карбона (на 19 %) и нижней перми-верхнего карбона (на 30 %) (с. 21).

Ранее подобные идеи отстаивались А.Н. Истоминим в другом авторском коллективе (А.В. Бобошко, А.Н. Истомин и др., 1982): "Имеющаяся официальная оценка прогнозных ресурсов газа нижнего карбона (т. е. выполненная УкрГГРИ. — Б. К.)... по-нашему, завышена, а девона — существенно занижена... при согласии с общей цифрой прогнозных запасов ВУНГР в целом запасы девонских образований до глубины 7000—8000 м должны быть оценены цифрами, сопоставимыми с начальными потенциальными ресурсами P_1-C_3 . Поэтому статистически прогнозируемое нами выявление крупных залежей газа можно связывать только с отложениями девона" (с. 22).

На меньшую достоверность приведенных оценок ресурсов УкрНИИГазом по сравнению с УкрГГРИ (сильное завышение по девону за счет всех остальных продуктивных комплексов) мы уже указывали ранее (Б.П. Кабышев и др., 1990) — "...против нее свидетельствуют как результаты геологоразведочных работ в ДДВ по приросту запасов газа в последние годы, так и теоретические представления о нефтегазогенерирующем потенциале отдельных комплексов отложений и закономерностях формирования и размещения в них залежей. Так, в последние годы доминирует прирост разведанных запасов УВ в ДДВ из отложений нижнего карбона (в 1984—1987 гг. он достиг 78 %), в то время как из девонских он составляет только 2,6 %. И вопрос здесь не только в резко различном объеме глубокого бурения, а главным образом в перспективности, так как по этим комплексам сильно отличается также и эффективность прироста запасов на 1 м бурения (в отложениях нижнего карбона — 121 т УВ на 1 м бурения, а в девоне — 33 т/м за 1984—1987 гг.)" (с. 121).

Б.Д. Гончаренко (1982) солидарен с количественной оценкой ресурсов УВ в более поздних подсчетах УкрГГРИ, являвшихся официальными: "На наш взгляд оценка, данная девонским образованиям при подсчете прогнозных запасов на существующей стадии изученности, является оптимальной. Улучшилось положение с распределением объемов буровых и геофизических работ — территории с невысокими перспективами нефтегазоносности перестали служить объектами поиска" (с. 29). Подобного взгляда придерживаются также А.М. Палий, Ю.А. Арсирий, И.И. Барткив и др. (1982): "На эффек-

тивность работ отрицательно сказывалась завышенная прогнозная оценка девонских отложений в северо-западной части ДДВ в связи с широким развитием эффузивных образований и уменьшением мощности перспективного карбонатного разреза" (с. 5).

Еще в большей степени выводы о существенно более низких перспективах девона по сравнению с карбоном подтвердились в 1990-е годы, когда вообще открытия новых месторождений и прирост запасов УВ были связаны с отложениями нижнего и в меньшей степени среднего карбона. Девон же, к сожалению, себя с положительной стороны не проявил. Приведенные заблуждения А.Н. Истомина в оценке ресурсов газа продуктивных комплексов ДДВ не являются эпизодическим явлением, а с учетом сделанных и в прошлом десятилетии недостоверных прогнозов представляют устойчивую систему взглядов, которую можно классифицировать как составную часть крупного заблуждения геологической мысли, состоящей в гиперболизации на протяжении нескольких десятилетий перспектив нефтегазоносности девонского комплекса за счет занижения оценок карбона.

Еще одна количественная оценка прогнозных ресурсов УВ для бортов ДДВ была выполнена в ИГН НАН Украины и опубликована в работе И.И. Чебаненко и др. (1996). Правда, в сноске статьи сказано, что "...подсчет прогнозных запасов ДДВ... выполнен В.А. Краюшкиным и В.П. Листковым" (с. 8). Ресурсы оценены методом сравнительных геологических аналогий в модификациях на осредненную структуру и единицу площади. По первому методу "...прогнозные запасы нефти и газа в недрах Северной краевой глубинной зоны и Северного борта ДДВ будут соответствовать 5863, 8208 и 12898 млн. т нефтяного эквивалента" (с. 7), а методом на единицу площади — "5849, 8189 и 12868 млн. т нефтяного эквивалента" (с. 8). Три величины авторами указываются, исходя из учета разных коэффициентов промышленных открытий: "...среднемировая величина этого коэффициента составляет 0,25. В среднем по Украине он равен 0,35, а на Северном борту ДДВ — 0,55" (с. 7).

Количественная оценка "...перспектив нефтегазоносности Южной краевой и Ядловско-Трахтемировской глубинных разломных зон ДДВ вместе с ее Южным бортом" методом на осредненную структуру, по данным авторов, "...соответствует 2710, 3797 и 5962 млн. т нефтяного эквивалента" (с. 8), а методом на единицу площади, соответственно, — "...2706; 3788 и 5953 млн. т" (с. 8) (с учетом тех же трех значений коэффициента успешности). Эти же цифры прогнозных ресурсов УВ повторены и в более поздней работе В.А. Краюшкина и др. (1998). Напомним, что по оценкам УкрГГРИ неразведанные извлекаемые ресурсы УВ во всей ДДВ до 7 км по состоянию на 1993 г. соответствуют 2155 млн. т УВ, а начальные — 4849 млн. т (рис. 3, 4), и за последнее десятилетие, к сожалению, не появилось каких-либо новых результатов геологоразведочных работ, которые давали бы основание для значительного их увеличения.

Касаясь гносеологических аспектов гиперболизированно завышенной оценки прогнозных ресурсов УВ в ДДВ, содержащейся в работах В.А. Краюшкина с соавторами, следует отметить, что они исходят из

представлений о завышенной качественной оценке перспективности бортов ДДВ. Речь идет о прогнозировании на борту "...гигантских и сверхгигантских газовых залежей" (В.А. Краюшкин, 1977), которые за прошедшие 26 лет довольно интенсивных геологоразведочных работ на Северном борту, к сожалению, не подтвердились, так же, как и наличие таких месторождений в гидрогеологически раскрытых палеозойских комплексах пород. При подсчете В.А. Краюшкиным и др. приняты не обоснованные фактическим материалом параметры, например, средние запасы одного месторождения на бортах в 18,25 млн. т УВ, в то время как все открытые на Северном борту месторождения, кроме Юльевского, имеют запасы всего лишь по несколько единиц млн. т УВ. В несколько раз завышена площадь перспективных земель на бортах. Кроме того, вызывает удивление идеальное совпадение полученных авторами величин ресурсов по двум разным методам, которые отличаются всего лишь на 0,1 %. Таких синхронных результатов оценки неразведанных ресурсов УВ по разным методам в практике подсчетов обычно не наблюдается.

Ю.Г. Лапчинский и С.П. Нестеренко (1984) на основе объемно-генетического метода подсчитали прогнозные ресурсы газа по верхневизейско-серпуховскому и среднекаменноугольному комплексам ДДВ. "Сравнение объемов и плотностей аккумуляции свободных газов, подсчитанных нами, с начальными суммарными ресурсами, определенными Б.П. Кабышевым и др. (1980 г.) методом геологических аналогий, показало... В среднем по обоим нефтегазоносным комплексам карбона ДДВ величины первого подсчета оказались в 2,8 раза больше, чем второго... Полученные с помощью объемно-генетического метода показатели газонакопления являются, очевидно, максимально возможными. Результаты выполненной работы свидетельствуют о значительных резервах для открытия в ДДВ новых газовых и газоконденсатных залежей. Наиболее перспективными по геолого-геохимическим условиям формирования являются районы, расположенные в юго-восточной части ДДВ" (с. 12).

Если учесть, что в объемно-генетическом методе подсчета ресурсов УВ довольно слабым звеном является определение коэффициента аккумуляции генерированных УВ, то выполненный Ю.Г. Лапчинским и др. (1984) подсчет неплохо совпадает с оценкой УкрГГРИ. Нельзя только согласиться, что наиболее перспективной по верхневизейско-серпуховскому комплексу является юго-восточная часть ДДВ. Ведь генерированные этим комплексом УВ вследствие жестких термобарических условий на антиклинальных структурах в значительной степени мигрировали вверх под нижнепермскую соленосную крышку и уже разведаны.

Современная оценка начальных ресурсов УВ, подсчитанных в УкрГГРИ по состоянию на 1993 г. (Б.П. Кабышев и др., 1995), как указывалось выше (табл. 1, рис. 3, 4), составляет 4849 млн. т УВ, в т. ч. нефти — 481,3 млн. т, газа свободного — 4042,8 млрд. м³. Величины неразведанных (кат. Д+С₃+С₂) ресурсов на эту же дату составляли 2154,7 млн. т, в т. ч. нефти — 216,4 млн. т, газа свободного — 1775,4 млрд. м³. По состоянию на 1998 г. неразведанные ресурсы УВ

в ДДВ оцениваются в 2108,4 млн. т, в т. ч. нефти — 214,5 млн. т, газа свободного — 1739,6 млрд. м³, конденсата — 111,6 млн. т.

Эта количественная оценка перспектив нефтегазоносности ДДВ, в отличие от рассмотренных выше альтернативных подсчетов, характеризуется высокой подтверждаемостью практикой поисково-разведочных работ. Ранее (Б.П. Кабышев и др., 1990) мы указывали: "О достоверности подсчитанных УкрГГРИ ресурсов УВ в ДДВ свидетельствует также высокая степень перевода прогнозных ресурсов в разведанные категории. Так, за 1984—1987 гг. в запасы категорий С₁ переведено 9,4 % неразведанных ресурсов, или в среднем 2,35 % за 1 год. Это довольно высокий процент перевода ресурсов... (по отношению к категории Д он составляет 3,5 %); такая мобильность их, которая сохраняется и по отдельным комплексам, говорит о высокой достоверности и реальности прогнозных ресурсов в ДДВ" (с. 122).

В 1988-1992 гг. коэффициент перевода ресурсов в разведанные запасы составлял 1,7 % в год, в 1993—1995 гг. он снизился до 0,8 %, в т. ч. за 1996 г. — до 0,2 %. Однако последнее не связано с ресурсной базой региона, а обусловлено резким снижением объемов поисково-разведочного бурения вследствие экономического кризиса.

Основные выводы из прогнозных исследований в 1980-е следующие:

1. Наибольшее число прогнозов, которые в целом характеризовались высокой согласованностью у разных авторов и хорошей подтверждаемостью бурением, относились к трем продуктивным комплексам нижнего карбона в центральной (Сребненско-Солоховской) части Днепровского грабена. Это объясняется в первую очередь влиянием на прогнозы практических результатов геологоразведочных работ. Противоречивые прогнозы и низкая подтверждаемость характерны для слабоизученных и менее перспективных районов и стратиграфических комплексов.

2. Открытие новых крупных и средних по запасам месторождений прогнозировалось в верхневизейско-серпуховском и турнейско-нижневизейском комплексах в центральной части ДДВ и северной при-бортовой зоне на востоке. Правда, некоторые исследователи наибольшие надежды на открытие таких месторождений продолжали связывать только с девонским комплексом пород.

3. Оценка перспективности глубоких горизонтов в 1980-е годы приобрела приоритетное значение. Исследователи единодушно высокую перспективность на такие месторождения прогнозировали в центральной (Сребненско-Солоховской) части ДДВ, преимущественно в нижнекаменноугольном продуктивном мегакомплексе, что хорошо подтверждается последующим бурением. Перспективность глубоких горизонтов на других направлениях (зонах и комплексах) прогнозировалась неодинаково, а оптимистичные прогнозы пока не получили подтверждения.

4. Прогнозирование неантиклинальных ловушек и их нефтегазоносности приобрело широкие масштабы. Установлена довольно хорошая подтверждаемость таких прогнозов по отложениям нижнего карбона, среднего — в Восточной субобласти, и полная неподтверждаемость перспективности таких объектов в образованиях нижнеперм-

ко-верхнекаменноугольного комплекса. В девоне такие ловушки оказались не проверенными бурением.

5. По девонскому продуктивному комплексу в 1980-е годы произошла переоценка перспективности отдельных его толщ — большинство исследователей предпочтением стали отдавать межсолевой фаменской части разреза, а не подсолевой. Произошло это под влиянием главным образом результатов геологоразведочных работ (открытие первых промышленных месторождений нефти в Бугреватовско-Ахтырском районе, нефтегазопроявлений в других местах) и изучения нефтегазогенерационных свойств пород. В то же время некоторые сторонники абиогенного генезиса УВ продолжали отдавать предпочтение в перспективности подсолевой толще. Кроме того, для девона в целом существенно уменьшилась эйфория с завышением его перспективности, хотя отдельными исследователями она все еще не была преодолена.

6. Резко увеличилось прогнозные исследования по оценке перспективности пород кристаллического фундамента, в котором в рассматриваемый период было открыто ряд месторождений газа и нефти на Северном борту, который и стал новым продуктивным комплексом в регионе. Этому способствовала принятая методика совместного изучения перспективности осадочного чехла и фундамента, а также оценка перспективности последнего с позиций как глубинного, так и органического происхождения УВ.

7. Количественные оценки начальных ресурсов УВ, выполнявшиеся в УкрГГРИ в 1984 и 1988 гг., были близки к современной (1993 г.) как в целом по разрезу, так и по отдельным продуктивным комплексам, и характеризовались высокой подтверждаемостью — переводом в разведанные запасы. Вместе с тем были выполнены и некоторые другие подсчеты ресурсов УВ, которые не подтверждаются бурением: гиперболизировано завышенные оценки ресурсов девонского комплекса в ущерб нижнекаменноугольному, а также ресурсы Северного борта, измеряемые миллиардами тонн УВ.

ЛИТЕРАТУРА

1981-1990 гг.

1. Арсірій Ю.О., Кабишев Б.П., Лебідь В.П., Чупринін Д.І. і др. Математичне моделювання нових промислових скупчень вуглеводнів у ДДВ//Доп. АН УРСР. - 1981¹. - С. 3-5.

2. Арсірій Ю.А., Билык А.А., Витенко В.А., Гончаров Е.К. и др. Новая количественная оценка прогноза нефтегазоносности ДДВ//Нефтяная и газовая промышленность. - 1981-2. - № 1. - С. 15-17.

3. Арсірій Ю.А., Билык А.А., Вакарчук Г.И., Кабышев Б.П. и др. Сравнительная характеристика геологического строения и нефтегазоносности девонских отложений ДДВ и Припятского прогиба//Геологический журнал. - 1981-3. - № 3. - С. 1-13.

4. Арсірій Ю.А., Билык А.А. и др. Перспективы нефтегазоносности девонского комплекса пород//Атлас геол. строения и нефтегазоносности

ДДВ. - Мингео УССР. - К., 1984. - С. 182.

5. Арсірій Ю.А., Кабышев Б.П., Шпак П.Ф. и др. Перспективы нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ//Геология и нефтегазоносность ДДВ. Нефтегазоносность. - К.: Наукова думка, 1989. - С. 177-192.

6. Бабадаглы В.А. Неантиклинальные ловушки в карбонатных формациях//Методы поисков неантиклинальных залежей УВ на Украине. - М.: Недра, 1982. - С. 208-225.

7. Бобошко А.В., Дудко Н.А., Истомина А.Н., Распопова М.Г. Геологическое моделирование как основа поисков нефтегазовых месторождений в Украинской ССР//Перспективы расширения ресурсов нефти и газа в УССР. - К.: Наукова думка, 1982. - С. 19-28.

8. Вакарчук Г.И., Козак Г.П., Кривошеев В.Т. и др. Перспективы нефтегазоносности Свиридовско-Краснозаводского поперечного вала//Перспективы открытия м-ний нефти и газа в ДДВ. - Львов, 1981. - С. 26-32.

9. Вакарчук Г.И., Кабышев Б.П., Пригарина Т.М., Шевченко А.Ф. Перспективы нефтегазоносности ловушек неантиклинального типа в северо-западной части ДДВ//Геологический журнал. - 1990. - № 4. - С. 11-19.

10. Вакарчук Г.И., Курилюк Л.В., Савченко В.И. Прогнозирование и рациональная методика опоскования ловушек Волошковского типа в ДДВ//Геол.-геофизические критерии открытия новых месторождений нефти и газа. - Львов: УкрГГРИ, 1990. - С. 9-19.

11. Витенко В.А., Витрик С.П., Савченко В.И. и др.//Формирование и размещение залежей нефти и газа в ДДВ. - К.: Техніка, 1971. - 183 с.

12. Витенко В.А., Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф. Палеотектонические условия формирования залежей нефти и газа в ДДВ//Тектонические условия нефтегазоносности древних платформ. - М., 1981. - (Тр: ВНИГНИ, в. 231) - С. 47-55.

13. Витенко В.А., Гончаренко Б.Д., Кабышев Б.П. и др. Геолого-математическая модель формирования и размещения залежей нефти и газа в ДДВ. - М.: Недра, 1985. - 126 с.

14. Владимиров А.С., Разницын В.А., Ермаков И.М. О направлениях региональных работ на нефть и газ в ДДВ//Нефт. и газ. пром-сть. - 1987. - № 4. - С. 16-19.

15. Высочанский И.В., Макридина Л.В., Омельченко В.В., Тхоржевский С.А. Северный борт — район перспективный для поисков ловушек неантиклинального типа//Науч.-технич. совещание "Состояние и персп. разраб. и внедрения методик поисков и разведки неантикл. ловушек". - Харьков. - 1988. - С. 33-35.

16. Витенко В.А., Гончаренко Б.Д., Кабышев Б.П., Чупрынина Д.И., Шевченко Е.Ф. и др. Геолого-математическая модель формирования и размещения залежей нефти и газа в ДДВ. - М.: Недра, 1985. - 126 с.

17. Галабуда Н.И., Лагола П.М., Высочанский И.В. Нефтегазоносные циклокомплексы нижнего карбона ДДВ. - Львов, 1988. - Препринт АН УССР. - № 88-5. - 55 с.

18. Гончаренко Б.Д. Предпосылки поисков месторождений газа в ДДВ. - Препринт АН УССР//Перспективы расширения ресурсов нефти и газа в УССР. - К.: Наукова думка, 1982. - С. 29-35.

19. Гончаренко Б.Д., Келлер М.Б., Махаринская А.Ю. Региональные перерывы и нефтегазоносность//Геология нефти и газа. - 1984. - № 4. - С. 11-17.

20. Гончаренко Б.Д., Кривошея В.А., Тесленко-Пономаренко В.М. Предпосылки поисков залежей нефти и газа на больших глубинах в ДДВ//Нефтяная и газовая промышленность. - 1986. - № 2. - С. 7-10.

21. Гончаренко Б.Д. Особенности нефтегазоносности на больших глубинах (на примере ДДВ)//Прогноз месторождений нефти и газа. - М.: ВНИГНИ, 1989. - С. 162-170.

22. Демьянчук В.Г., Вакарчук Г.И., Кабышев Б.П., Козак Г.П. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов палеозоя северо-западной части ДДВ//Геологический журнал. - 1981. - № 2. - С. 2-9.

23. Демьянчук В.Г., Кабышев Б.П. Новые перспективные направления нефтегазопоисковых работ на Украине//Геологический журнал. - 1984. - № 2. - С. 67-78.

24. Демьянчук В.Г., Крот В.В., Чебаненко И.И., Клочко В.П., Кабышев Б.П., Дворянин Е.С., Мясников В.И., Павленко П.Т., Почтаренко В.И., Окрепкий Р.Н., Курилюк Л.В., Вакарчук Г.И., Матвеев И.М. Поиски углеводородов в кристаллических породах фундамента на Северном борту ДДВ (материалы Комплексной программы на 1989—1995 гг.). - К.: ИГН АН УССР (Препринт 89-11), 1989-1. - 51 с.

25. Демьянчук В.Г., Крот В.В., Чебаненко И.И., Клочко В.П., Кабышев Б.П., Дворянин Е.С., Мясников В.И., Павленко П.Т., Почтаренко В.И., Окрепкий Р.Н., Курилюк Л.В., Вакарчук Г.И., Матвеев И.М., Колосовская В.А. Объекты и объемы поисков нефти и газа в кристаллических породах фундамента на Северном борту ДДВ. - К.: ИГН АН УССР (Препринт 89-12), 1989-2. - 47 с.

26. Доленко Г.Н., Варичев С.А., Высочанский И.В., Галабуда Н.И. и др.//Тектоника и нефтегазоносность ДДВ. - К.: Наукова думка, 1981. - 227 с.

27. Доленко Г.Н., Высочанский Н.В., Галабуда Н.И. и др. Оценка перспектив нефтегазоносности отдельных структурно-тектонических и литолого-фациальных комплексов и направление дальнейших геологоразведочных работ на нефть и газ//Тектоника и нефтегазоносность ДДВ. - К.: Наукова думка, 1981. - С. 206-215.

28. Доленко Г.Н., Кравец В.В., Павлюк М.И. Новые объекты поисков УВ в нефтегазоносных провинциях Украины//Нефтяная и газовая промышленность. - 1987. - № 4. - С. 9-12.

29. Истомин А.Н., Коровушкин В.Д., Денисюк Л.Я. Опыт оценки прогнозных ресурсов газа с помощью ИГСМ//Нефтяная и газовая промышленность. - 1985. - № 1. - С. 19-22.

30. Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф., Чупрынин Д.И. и др. Тектонические и палеотектонические критерии размещения и поисков скоплений углеводородов в ДДВ. - Фонды УкрГГРИ. - 1980 г.

31. Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф., Чупрынин Д.И. и др. Комплек-

сний локальный прогноз нефтегазоносности структур ДДВ//Перспективы открытия местор. нефти и газа в ДДВ. - Львов. - 1981. - С. 16-25.

32. Кабышев Б.П. Палеотектонические методы исследования и прогнозирования нефтегазоносности (на примере ДДВ и других регионов). Автореферат докторской диссертации. - Л., 1981. - 55 с.

33. Кабышев Б.П. Методика зонального прогноза нефтегазоносности и перспективность продуктивных комплексов ДДВ//Геологический журнал. - 1984. - № 4. - С. 11-18.

34. Кабышев Б.П., Билык А.А., Гончаров Е.К. и др. Количественная оценка прогнозных ресурсов и направление нефтегазопоисковых работ на перспективу в ДДВ//Прогнозирование месторождений нефти и газа на территории УССР. - Львов, 1986. - С. 5-11.

35. Кабышев Б.П. Палеотектонические исследования и нефтегазоносность в авлакогенных областях. - Л.: Недра, 1987. - 190 с.

36. Кабышев Б.П. Принцип оценки перспектив нефтегазоносности пород кристаллического фундамента с позиций осадочно-миграционной теории происхождения УВ//Теорет. прикладные и экспериментальные модели нефтегазообразования и их использ. в прогнозе нефтегазон. (тезисы докладов). - Л.: ВНИГРИ, 1989. - С. 151-153.

37. Кабышев Б.П., Гончаров Е.К., И.С. Рослый и др. Зональный прогноз нефтегазоносности верхневизейских отложений в северной прибортовой зоне ДДВ//Геол. журнал. - 1989. - № 3. - С. 3-12.

38. Кабышев Б.П., Пригарина Т.М., Рослый И.С. и др. Переоценка прогнозных ресурсов углеводородов в ДДВ//Геологический журнал. - 1990. - № 6. - С. 116-123.

39. Китык В.И. Некоторые поисковые и разведочные проблемы нефтегазодобывающих районов Украины//Перспективы расширения ресурсов нефти и газа в УССР. - К.: Наукова думка, 1982. - С. 94-100.

40. Колодий В.В., Худык М.И., Высочанский И.В., Корниленко Л.И., Недзельский Д.Е. Гидрогеохимические и геотермобарические условия в глубокопогруженных горизонтах карбона юго-восточной части ДДВ//Геология нефти и газа. - 1980. - № 2. - С. 41-48.

41. Лазарук Я.Г., Кельбас Б.И., Бабадаглы В.А. и др. Нижний карбон северо-западной части ДДВ//Методы поисков неантиклинальных залежей УВ на Украине. - М.: Недра, 1982. - С. 125-181.

42. Лазарук Я.Г., Поляк Р.Я., Кельбас Б.И. и др. Геолого-геофизический прогноз неантиклинальных ловушек УВ Волошковско-Русановской зоны ДДВ//Перспективы развития геол.-развед. работ и прогноз открытия новых местор. нефти и газа в УССР. - Львов: УкрНИГРИ, 1989. - С. 45-52.

43. Лапчинский Ю.Г., Нестеренко С.П. Масштабы газообразования и газонакопления в ДДВ//Нефтяная и газ. пром-сть. - 1984. - № 3. - С. 9-12.

44. Лукин А.Е. Перспективы нефтегазоносных зон выклинивания коллекторов в палеозойских отложениях//Атлас геол. строения и нефтегазоносности ДДВ. - Мингео УССР. - К., 1984. - С. 158.

45. Лукин А.Е., Кривошея В.Т., Ларченков А.Я. Нефтегазоносные структуры, связанные с узловыми песчаными телами//Сов. геология. - 1987. - № 10. - С. 39-45.

46. Максимов С.П., Гончаренко Б.Д., Дикенштейн Г.Х. Режим тектонического развития и нефтегазоносность//Геология нефти и газа. - 1987. - № 12. - С. 29-35.
47. Новосилецкий Р.М., Стефчишин О.В. Перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов ДДВ//Прогнозирование месторождений нефти и газа на территории УССР. - Львов, 1986. - С. 20-27.
48. Новосилецкий Р.М., Илькив А.Г. О глубинах распространения залежей углеводородов в ДДВ//Нефтяная и газовая промышленность. - 1988. - № 2. - С. 11-13.
49. Новосилецкий Р.М., Приходько Е.М. Перспективы нефтегазоносности отложений среднего карбона юго-восточной части ДДВ//Нефтяная и газовая промышленность. - 1991. - № 3. - С. 5-8.
50. Палий А.М. Перспективы поисков новых месторождений нефти и газа в УССР//Геология нефти и газа. - 1982. - № 2. - С. 1-3.
51. Палий А.М., Арсирый Ю.А., Барткив И.И., Буров В.С., Витенко В.А., Демьянчук В.Г. Наиболее перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Украинской ССР//Перспективы расширения ресурсов нефти и газа в УССР. - К.: Наукова думка, 1982. - С. 3-11.
52. Порфирьев В.Б., Краюшкин В.П., Клочко В.П. и др. Новое направление геологоразведочных работ в Ахтырском нефтегазопромысловом районе ДДВ//Геологический журнал. - 1982. - № 4. - С. 1-11.
53. Радзивилл А.Я., Куделя Ю.А. Региональные тектонические и тектоно-магматические признаки нефтегазоносности и их значение в комплексе поисковых критериев на месторождениях Днепровско-Донецкой субгеосинклинали и других регионов Украины//Перспективы расширения ресурсов нефти и газа в УССР. - К.: Наукова думка, 1982. - С. 107-113.
54. Разницын В.А., Билык А.А., Иванишин В.А., Владимиров А.С. О направлении региональных и поисковых работ на нефть и газ в ДДВ//Геологический журнал. - 1985. - № 5. - С. 103-115.
55. Савченко В.И. Об актуальности поисков нефтегазоконденсатных месторождений в верхнекаменноугольных отложениях ДДВ//Перспек. развития геол.-развед. работ и прогноз. открытия новых месторождений нефти и газа в УССР. - Львов. - 1989. - С. 12-18.
56. Самойлюк А.П., Забелло Г.Д., Гавриш В.К. и др. Оптимальные направления геофизических исследований на нефть и газ в ДДВ//Препринт ИГН 8835. - К., 1988. - 53 с.
57. Самойлюк А.П., Гавриш В.К., Смекалина Л.В. Геодинамическая модель ДДВ и окраин Донбасса. - К., 1990. - Препринт ИГН АНУ, 90-34. - 52 с.
58. Созанский В.И. Локализация нефтяных углеводородов в структуре продуктивных горизонтов ДДВ. - К.: Наукова думка, 1986. - 155 с.
59. Созанский В.И. Теория и практика поиска залежей нефти и газа с позиций их абиогенного синтеза. - К.: Наукова думка, 1990. - 81 с.
60. Ткачишин С.В. Исследование отложений нижней перми ДДВ//Нефть и газ. пром.-ость. - 1982. - № 4. - С. 30-31.
61. Чебаненко І.І., Клочко В.П., Кабишев Б.П., Крот В.В. Нафто-

газоносність кристалічного фундаменту ДДЗ//Вісник АН УкрРСР. - 1990. - № 7. - С. 23-27.

62. Шпак П.Ф., Арсирый Ю.А., Билык А.А., Витенко В.А. и др. Закономерности размещения, перспективы и направления поисков крупных и средних нефтяных и газовых месторождений в ДДВ//Геологический журнал. - 1982. - № 1. - С. 1-13.

63. Шпак П.Ф. О нефтегеологическом районировании и перспективах нефтегазоносности//Геологический журнал. - 1983. - № 4. - С. 1-14.

64. Шпак П.Ф. Нефтегазоносные провинции Украины. - Препринт ИГН 83-14. - К., 1983. - 54 с.

65. Шпак П.Ф., Демьянчук В.Г., Курилюк Л.В. и др. Нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов осадочных пород ДДВ. - К.: Препринт ИГН 84-13, 1984. - 58 с.

66. Шпак П.Ф., Федорин Я.В. Магматогенные факторы зональности катагенеза ОВ и нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов ДДВ//Нефтегазообразование на больших глубинах. V Всесоюзный семинар. - М., 1986. - С. 47-49.

67. Шпак П.Ф. Проблема нефтегазоносности глубокопогруженных комплексов осадочных образований. - К.: Препринт 89 ИГН АН УССР, 1989. - 45 с.

68. Шпак П.Ф., Гавриш В.К., Лукин А.Е., Кабышев Б.П. и др. Проблемы поисков залежей нефти и газа на больших глубинах. - Препринт ИГН 90-17. - К., 1990. - 48 с.

1991-1998 гг.

1. Арсирый Ю.А., Цыпко А.К. Влияние режима седиментации на формирование неантиклинальных ловушек палеозоя ДДВ//Методы поисков и прогнозирование нетрадиционных ловушек нефти и газа на территории Украины. - Львов. - 1991. - С. 5-10.

2. Чебаненко И.И. и др. Блоковая тектоника кристаллического фундамента Днепровско-Донецкого авлакогена. - К.: Наукова думка, 1991. - 152 с.

3. Гошовский С.В. Головні напрями геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні//Геологія і геохімія горючих копалин. - 1996. - № 3-4 (96-97). - С. 3-8.

4. Евдощук Н.И., Кабышев Б.П., Пригарина Т.М. и др. Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в ДДВ. - К.: Наукова думка, 1998. - 203 с.

5. Зарицкий О.П., Зіненко І.І. Вплив геодинамічної активності на геобаричні умови флюїдальної системи і газоносність глибоких горизонтів ДДЗ//Питання розвитку газової промисловості України. - Харків, 1998. - С. 93-98.

6. Иванова Е.З., Кривошес В.Т., Макогон В.В. и др. Новые перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Северной прибортовой зоне//Нафта і газ України. - Т. 1. - Полтава, 1998. - с. 166-168.

7. Істомін О.М. Про розвиток підготовки ресурсної бази газокон-

денсатовидобутку ГКУ "Укргазпром" власними силами//Нафтогаз і газ. пром-сть. - 1992. - № 4. - С. 5-7.

8. **Истомин А.Н., Купило Т.С., Коломиец Я.И.** Прогноз перспектив нефтегазоносности карбонатно-галогенных отложений нижней перми в условиях склонов по периметру локальных прогибов приосевой части юго-востока ДДВ//Тектогенез і нафтогазоносність надр України. - Львів. - 1992. - С. 56-57.

9. **Истомин А.Н., Брынза Н.Ф.** Научное обоснование проведения сейсморазведочных исследований в районах Кегичевского и Ефремовского газоконденсатных месторождений для выявления новых нефтегазовых ловушек на юго-востоке ДДВ//Питання розвитку газової промисловості України. - Харків, 1998. - С. 20-30.

10. **Истомин А.Н., Брынза Н.Ф., Евдошук Н.И.** Научное обоснование перспектив нефтегазоносности поднадвиговых и надвиговых структур северного, северо-западного и южного обрамления Донецкого складчатого сооружения//Питання розвитку газової промисловості України. - Харків, 1998. - С. 77-93.

11. **Истомин О.М., Брынза М.Ф., Евдошук М.И.** Особенности геологической постройки Північного Донбасу з позиції мобілізму та перспективи нафтогазоносности//Нафтова і газова промисловість. - 1998. - № 4. - С. 10-13.

12. **Зиненко И.И., Зарицкий А.П.** Глубинные зоны газонакопления ДДВ//Нафтова і газова промисловість. - 1992. - № 1. - С. 12-15.

13. **Кабышев Б.П.** Количественная оценка перспектив нефтегазоносности пород кристаллического фундамента//Геология нефти и газа. - 1991. - № 3. - С. 2-5.

14. **Кабышев Б.П., Курилюк Л.В., Крот В.В., Мясников В.И.** Направления нефтегазопроисловых работ в ДДВ//Геология нефти и газа. - 1992. - № 5. - С. 14-18.

15. **Кабышев Б.П.** Основная закономерность размещения нефти и газа в ДДВ//Доп. АН України. - 1994. - № 12. - С. 97-101.

16. **Кабышев Б.П., Пригарина Т.М., Авдеев Г.С.** та ін. Прогнозна оцінка ресурсів ВВ у ДДЗ//Нафтова і газ України. - Т. 1. - Львів, 1995. - С. 22-24.

17. **Кабышев Б.П.** Роль перерывов и несогласий в формировании и размещении скоплений нефти и газа в ДДВ//Геологичний журнал. - 1996. - № 3-4. - С. 17-23.

18. **Кабышев Б.П., Пригарина Т.М., Кривошея В.А.** и др. Перспективность ДДВ на нетрадиционный газ центральнобассейнового типа//Нафтова і газ України. - Т. 2. - Полтава, 1998. - С. 178.

19. **Краюшкин В.А., Листков В.П., Марухняк Н.И.** и др. Разработка научного обоснования поисков нефти и газа в осадочной толще и фундаменте Южного борта ДДВ. - К.: Препринт ИГН, 1998. - 58 с.

20. **Крот В.В., Дворянин Е.С., Жихарев А.П.** и др. Перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в ДДВ//Геологический журнал. - 1994. - № 4-6. - С. 7-15.

21. **Курилюк Л.В.** Східний нафтогазоносний регіон (Дніпровсько-Донецька западина, північно-західні райони Донбасу)//Мінеральні ресурси України. - 1994. - № 1. - С. 6-7.

22. **Лагутин А.А., Лизанец А.В., Харченко С.Д., Батрашук А.В.** Перспективы разведки глубокозалегающих горизонтов ДДВ//Вопросы развития газ. промышленности Украины. Сб. науч. тр. — М.: ТОО "Салмус", 1993. - С. 22-33.

23. **Муравейник Ю.А.** Нефтегазовый потенциал недр Украины с позиции эндогенного взрывного генезиса углеводородов//Нафтова і газ України. - Т. 1. - Полтава, 1998. - С. 84-85.

24. **Довжок Є.М., Клочко В.П., Чебаненко І.І., Шпак П.Ф., Курилюк Л.В., Кабышев Б.П., Зюзькевич М.П., Окрепкий Р.М.** та ін. Нафтогазоносний потенціал Північного борту ДДЗ. - К.: УНГІ, 1996. - 240 с.

25. **Полутранко О.Ю.** Пошук стратиграфічних покладів вуглеводнів у дотріасових відкладах ДДЗ//Нафтова і газ України. - Т. 1. - Полтава, 1998. - С. 230-231.

26. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента ДДВ/Под ред. **И.И. Чебаненко, В.П. Клочко, В.В. Крота.** - К.: Наукова думка, 1991 - 136 с.

27. **Радзивилл А.Я., Иванова А.В., Яцеленко В.С., Горбенко В.С.** Перспективы поисков углеводородов в зонах разуплотнения угленосных толщ ДДВ и Донбасса//Геология и геохимия горючих ископаемых. - 1991. - Вып. 76. - С. 13-19.

28. **Старостин Ю.С.** Проблемы поисков месторождений углеводородов в центральной зоне юго-восточной части ДДВ//Питання розвитку газової промисловості України. - Харків, 1998. - С. 31-34.

29. **Фиалко А.И., Олексюк В.И., Дубицкая Л.В.** О возможности применения геотермических методов для прогнозирования локализации УВ//Нефтяная и газовая промышленность. - 1991. - № 3. - С. 3-5.

30. **Чебаненко И.И., Клочко В.П., Кабышев Б.П., Дворянин Е.С.** и др. Объекты и объемы поисков в породах фундамента на Северном борту//Блоковая тектоника фундамента Днепровско-Донецкого авлакогена. - К.: Наукова думка, 1991. - С. 130-141.

31. **Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Клочко В.П., Листков В.П.** Нефтегазовый потенциал нетрадиционных геологических объектов Украины//Геологичний журнал. - 1996. - № 3-4. - С. 7-11.

32. **Шпак П.Ф., Кабышев Б.П., Хныкин В.И.** и др. Нефтегазоносные регионы и ресурсы углеводородов Украины//Геологический журнал. - 1992. - № 5. - С. 53-64.

8. ГНОСЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ В ПРОГНОЗАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

8.1. Успехи и заблуждения в прогнозах нефтегазоносности

Рассмотренная история и подтверждаемость прогнозов нефтегазоносности на протяжении полуторастолетней истории геологических исследований территории ДДВ содержит богатый материал для анализа гносеологических аспектов этой проблемы. Здесь мы попытаемся ответить на вопрос, почему одни прогнозы подтверждались последующими поисково-разведочными работами, т. е. были достоверными, а другие — нет.

Среди последних особый интерес представляет анализ тех, которые выдвигались и обосновывались большим количеством авторитетных исследователей, прогнозы которых по другим проблемам были достоверными, а исследования в целом весьма плодотворными. Совершенно очевидно, кроме высокой квалификации, эрудиции и способностей исследователя, были и методологические, науковедческие, психологические и др. гносеологические аспекты, которые, может быть, даже помимо осознанного желания автора влияли на конечные выводы и рекомендации прогнозного характера.

Для решения поставленной задачи целесообразно в проанализированной истории прогнозов выделить наиболее характерные из них, которые сегодня можно считать полностью или в значительной степени проверенными практикой поисково-разведочных работ и о которых можно сказать, что они подтвердились (т. е. оказались достоверными) или не подтвердились (оказалось недостоверными). В первой группе прогнозов по влиянию на дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли Украины можно выделить более весомые (выдающиеся) и менее весомые (значительные) прогнозы, оказавшие благоприятное влияние на повышение эффективности поисков и разведки месторождений нефти и газа. Также и среди неподтвердившихся (по крайней мере, не подтверждающихся на сегодняшний день) прогнозов можно выделить более существенные (крупные заблуждения геологической мысли) и менее существенные. Критерием разделения этих двух групп прогнозов в большей степени выступает количество заблуждавшихся прогнозистов, большее в первой группе прогнозов.

При гносеологическом анализе неподтвердившихся прогнозов мы совершенно не будем касаться влияния на это способностей, квалификации и эрудиции прогнозистов, исходя из того, что все они именно таковыми и являются, так как в абсолютном большинстве случаев эти же специалисты в других направлениях и проблемах разработали достоверные прогнозы, и исследования их в целом были плодотворными и эффективными. Причина же разработки недостоверных прогнозов кроется в другом, и она будет анализироваться. Конкретный и показательный пример такого случая приведен выше, в разделе 1, и связан с прогнозом нефтегазоносности в ДДВ и Западной Сибири Н.С. Шатского.

К выдающимся успешным прогнозам в истории геологических исследований нефтегазоносности ДДВ можно отнести следующие:

1. Прогноз Н.С. Шатским соляных куполов и связанных с ними месторождений нефти.
2. Прогноз крупной и региональной нефтегазоносности каменноугольного комплекса отложений, в первую очередь его нижнего отдела.

К другим (значительным) успешным прогнозам нефтегазоносности можно отнести:

1. Отдача уже на первом этапе поисков предпочтения по перспективности пологим структурам перед соляными штоками.
2. Высокая перспективность центральной (Сребненско-Полтавской) части ДДВ.
3. Перспективность глубоких горизонтов.
4. Высокая перспективность неантиклинальных литологических, стратиграфических и тектонически экранированных ловушек в отложениях нижнего карбона.
5. Высокая перспективность Северного борта ДДВ.
6. Перспективность ДДВ на выявление крупных и средних месторождений.
7. Перспективность карбонатных резервуаров в отложениях нижнего карбона.
8. Перспективность пород фундамента.

К крупным заблуждениям геологической мысли исследователей ДДВ можно отнести следующие:

1. Прогноз со середины XIX столетия и до 1930-х годов на территории Северной Украины (нынешняя ДДВ) крупного угленосного бассейна складчатого (геосинклинального) типа (“проблема Большого Донбасса”).
2. Завышение перспектив нефтегазоносности девонского комплекса отложений (в ущерб нижнему карбону).
3. Прогнозы нефтегазоносности нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса:
 - а) Недооценка его перспективности в ранних исследованиях.
 - б) Высокая оценка перспективности неантиклинальных литолого-стратиграфических, тектонически экранированных и биогермских ловушек в этом комплексе в более поздних исследованиях.

К другим неподтвердившимся (менее существенным) прогнозам относятся:

1. Недостоверность прогноза фазового состояния УВ в ранних исследованиях (высокой нефтеносности в ущерб газоносности).
2. Завышение перспективности крайней северо-западной (Черниговско-Ичнянской) части ДДВ.
3. Завышение перспективности крайней юго-восточной части ДДВ.

Ниже рассмотрено, какие гносеологические факторы обуславливали или способствовали разработке перечисленных выше успешных и недостоверных прогнозов нефтегазоносности, в частности, как влияли на это существовавшие представления о геологическом строении региона позиции прогнозистов на происхождение нефти и газа; отдача

предпочтения определенным критериям нефтегазоносности или их комплексу (соблюдение принципа необходимости и достаточности); метод сравнительных геологических аналогий ДДВ с другими, лучше изученными, регионами; влияние практических результатов поисково-разведочных работ, а также признаков нефтегазоносности.

8.2. Выдающиеся и другие успешные прогнозы нефтегазоносности

Как указывалось выше, первым выдающимся успешным прогнозом нефтегазоносности в ДДВ явилось обоснование Н.С. Шатским (1931) развития здесь соляных куполов и связанных с ними месторождений нефти. Гносеологические аспекты этого прогноза подробно изложены в разделе 1.5, поэтому здесь мы лишь резюмируем основные выводы. Выдающимся этот прогноз следует классифицировать по нескольким причинам. Во-первых, он был первым после длительного (на протяжении столетия) заблуждения геологической мысли исследователей данного региона, которые предполагали распространение сюда складчатого (геосинклинального) Донецкого угленосного бассейна, а не наличие промышленной нефтеносности. Во-вторых, правильно диагностировал происхождение экзотических пород в районе г. Ромны (гипсоносные мергели) и с. Исачки (диабазы) как брекчию соляных штоков, пассивно вынесенную с глубины на поверхность земли, в то время как на протяжении столетия до этого обсуждалось несколько других гипотез происхождения этих пород, которые оказались недостоверными. И, в-третьих, прогноз Н.С. Шатского подтвердился как в региональном плане, так и локальном — были открыты Днепровско-Донецкая нефтегазоносная область и непосредственно Роменское нефтяное месторождение.

Современник событий 1930-х годов, харьковский геолог Г.Ф. Турлей (1936, с. 10), так оценил значение прогноза Н.С. Шатского: “Открытие здесь (в Ромнах. — *Б. К.*) каменной соли явилось блестящим подтверждением геологических прогнозов и крупнейшим достижением советской геологии, в корне изменившем существовавшее до этого мнение о геологическом строении Северо-Украинского бассейна”. Так же высоко следует оценивать его и нам с дистанции прошедшего времени.

Из изложенного следует, что гносеологическими аспектами (предпосылками), обеспечившими разработку Н.С. Шатским достоверного прогноза нефтегазоносности ДДВ, было правильное представление на геологическое строение региона — как платформенного солянокупольного осадочно-породного, а не угленосного геосинклинального бассейна, и использование метода сравнительных геологических аналогий — с соляными куполами, с которыми, как и в других регионах, должны быть связаны нефтяные месторождения. Влияние других факторов на достоверность прогноза, например, идей о происхождении нефти, наглядно не проявляется, хотя приверженность Н.С. Шатского к органической теории генезиса УВ в более поздних публикациях однозначно подтверждается.

8.2.1. Высокая перспективность нижнекаменноугольных отложений

Вторым выдающимся достижением в прогнозных исследованиях нефтегазоносности в ДДВ, после предсказания развития здесь соляных куполов и связанных с ними месторождений нефти, следует считать прогноз приуроченности наибольшей продуктивности к каменноугольным отложениям, в первую очередь нижнекарбоневой толще. Сделан он был в самые ранние годы исследования, задолго до открытия первых месторождений в этой толще.

Нижнекаменноугольный мегакомплекс по начальным ресурсам УВ (51,4 %) и дальнейшим перспективам (неразведанным ресурсам) (67,8 %) является основным в регионе. Только начальные разведанные запасы в нем по состоянию на 1998 г. (38 %) пока еще уступают нижнепермско-верхнекаменноугольному комплексу (56,4 %) (рис. 3, 4). Проследим, как развивалась геологическая мысль в прогнозировании такого современного состояния этого объекта поисково-разведочных работ.

До 1937 г. (получения первого промышленного притока нефти в ДДВ из брекчии Роменского соляного штока) вопрос об основных перспективных на нефть стратиграфических комплексах пород и, следовательно, направлениях поисков месторождений в опубликованных работах не обсуждался. Проблема эта стала перед геологами сразу после открытия Роменского месторождения.

Идея о связи основных источников нефти и, соответственно, наибольших перспектив в ДДВ с каменноугольными образованиями впервые была высказана почти одновременно (по крайней мере, в одном году) на нефтяной конференции 1938 г., материалы которой были опубликованы в 1939 г., Д.Н. Соболевым, Н.С. Шатским и В.А. Сельским. В выступлении на конференции Д.Н. Соболев (1939) сказал, что после установления в Северо-Украинском бассейне факта наличия девона “...другое, еще более крупное, достижение заключается в том, что в Роменском куполе открыт карбон”. Значение этого он видел в “...связи нефтяных месторождений с угольными” (с. 301) — в духе популярной в 1930-е годы идеи И.М. Губкина о переходе “угольных фаций в нефтяные”.

В другой работе этого периода Д.Н. Соболев (1938) в противоположность распространенным в те годы идеям А.Д. Архангельского и П.И. Степанова считал, что “...нет основания ожидать наличия в глубинах Северо-Украинского бассейна геосинклинального карбона типа герцинского ядра кряжа” (Донецкого. — *Б. К.*) (с. 20). Уже один этот вывод ставил проблему нефтеносности территории ДДВ совершенно в другую плоскость по сравнению с бытовавшими тогда идеями о геосинклинальном карбоне.

Наиболее кардинально приоритетность карбона в смысле перспектив нефтегазоносности ДДВ обосновал на нефтяной конференции Н.С. Шатский (1939). На поставленный им же вопрос — “...откуда нефть в ДДВ?” — он, отвергнув мезозой и высказав сомнение о девоне, сделал вывод, что “...каменноугольные толщи по сравнительному ана-

лизу являются прекрасным коллектором первичной нефти” (с. 295), поэтому “...необходимо в первую очередь ставить изучение карбона” (с. 296). Поистине пророческими оказались прогнозы Н.С. Шатского и Д.Н. Соболева. Здесь необходимо подчеркнуть, что разработаны они были с учетом генетического фактора об осадочно-миграционном происхождении нефти, что еще четче видно из более полных цитат их работ (раздел 2).

В.А. Сельский (1939) на нефтяной конференции вывод об основном источнике нефти в карбоне назвал “...блестящей идеей, которая изложена здесь Н.С. Шатским” (с. 303), а К.А. Бойко (1939) “...считает необходимым скорее разрешить вопрос о генетической связи нефтяных месторождений с отложениями каменноугольного времени и о переходе угольных фаций Донбасса в нефтяные фации ДДВ” (с. 15).

Резко критиковал на нефтяной конференции 1938 г. представление об основном источнике нефти ДДВ в каменноугольном комплексе В.Б. Порфирьев (1939), отводя эту роль гипотетическим для региона и в настоящее время силурийским образованиям. В более поздней работе (В.Б. Порфирьев, 1941) он еще настойчивее критиковал это представление, считая, что органическое вещество каменноугольного комплекса изменялось по угольному пути, и обосновывал вывод о том, что “...благоприятные палеогеографические условия мы можем предполагать только для силурийского времени” (с. 34).

Комментарии о подтверждаемости каждой из двух названных идей 50-ти летней практикой интенсивного проведения геологоразведочных работ в регионе, в объеме более 14 млн. метров поисково-разведочного бурения, по-видимому, излишни. Здесь важно только подчеркнуть, что проблема выяснения основных источников нефти в ДДВ не только теоретическая, но имеет и очень большое практическое значение, так как в большинстве случаев (хотя и не всегда) основные нефтегазопроизводящие толщи одновременно являются и наиболее перспективными, содержащими наибольшее количество скоплений УВ и наибольшие их запасы. Эту мысль подчеркивал и В.Б. Порфирьев: “Составление ясного представления о возрасте генерирующих нефть фаций или отложений... настоятельно необходимо. В настоящее время мы идем совершенно “вслепую”, не имея перспективы для развешивания фронта разведочных работ” (с. 149). Отсюда очевиден и логический вывод о том, что для В.Б. Порфирьева силурийский комплекс в ДДВ в то время был не только источником нефти, но и основной перспективной толщей поисков ее, хотя прямо об этом он и не писал. Но с другой стороны, такая позиция не отрицает для ее автора признания перспективности отложений выше генерирующей толщи, в которых залежи формируются за счет вертикальной миграции УВ.

Вся последующая история поисков нефти и газа в ДДВ свидетельствует о том, что идеи Н.С. Шатского и Д.Н. Соболева о карбоне, как об основном источнике нефти и наиболее перспективном комплексе, в правильном направлении ориентировали практику для “...развешивания фронта разведочных работ” и, следовательно, в наибольшей мере по сравнению с альтернативными представлениями способствовали их эффективному проведению.

В 1940-е годы выдающийся прогноз о наибольших перспективах нефтегазоносности каменноугольного комплекса отложений получил развитие в работах В.В. Вебера, З.А. Мишуниной и других исследователей, хотя еще долгие годы не мог стать господствующей идеей. Последнее обусловлено длительным заблуждением геологической мысли большинства исследователей ДДВ, отдававших предпочтение в перспективности девонскому комплексу отложений.

В 1940-е годы перспективы нефтегазоносности карбона детализируются в направлении оценки роли отдельных его составных частей с отдачей приоритетности нижнекаменноугольной толще. Исследования В.В. Вебера (1941), развивавшие представления Н.С. Шатского и Д.Н. Соболева, уже в большей мере опирались на полевые и лабораторные данные. З.А. Мишунина (1941) подтверждает обоснование, как она пишет, впервые сделанного В.В. Вебером вывода о связи нефтеобразования в ДДВ с “...карбонатной фацией каменноугольных отложений (а это уже нижний карбон. — Б. К.)”. Сама же З.А. Мишунина (1941) считала, что “...единственными возможными первично-нефтеносными горизонтами как для всей ДДВ, так и для западного погружения Донецких складок, в частности, является карбонатная фация низов карбона и девонские отложения” (с. 26).

Позднее В.В. Вебер (1945, 1949), который, кстати, всегда был ортодоксальным сторонником сингенетичности нефтегазоносности, выделял в ДДВ 2 цикла нефтеобразования — “...древнего... быть может, именно девонского” и более молодого, каменноугольного, — “...в карбонатно-глинистой свите нижнего карбона и венчающей карбонатной пачке” (В.В. Вебер, 1945, с. 62). “Вопрос о верхней стратиграфической границе первично-нефтеносного раздела” В.В. Вебер оставлял “пока” открытым, считая, что признаки нефтеносности в среднем и верхнем карбоне “...скорее можно рассматривать как вторичные... связанные переходами с коренными нефтепроявлениями нижележащих горизонтов карбона” (с. 63). Нетрудно увидеть, как эти представления довольно хорошо перекликаются с современными (Геол.- мат. модель... 1985). Соответственно с охарактеризованными источниками УВ, В.В. Вебер связывал и перспективы нефтегазоносности отдельных стратиграфических комплексов и зон.

Д.Н. Соболев (1949) в эти годы также детализировал свои прежние представления о комплексах “первичной нефтеносности”, выделяя среди них “...девонский, ниже-среднекарбонный, средне-верхнекарбонный и нижнепермский” (с. 164). Эта детализация сингенетично продуктивных толщ характеризуется худшей подтверждаемостью по сравнению с таковой В.В. Вебера, но она не игнорировала перспективность нижней перми, где позднее были открыты крупные месторождения газа и нефти, хотя и не сингенетичного, а миграционного происхождения.

В эти годы приоритет карбону отдавали также А.З. Широков (1946), отнесший ДДВ к поясу каменноугольной нефтеносности (с. 25), и Г.Е. Рябухин (1946), считавший, что здесь “...главные нефтеносные горизонты... по возрасту должны быть древнее угленосных” (с. 96), т. е. древнее среднего карбона. Однако подобные представления в

1940-е годы не были доминирующими по сравнению с идеями, отдававшими приоритетность более древнему, в основном девонскому, комплексу. Последнее отстаивали в этот период С.К. Комоцкий (1948), далее В.Б. Порфирьев (1946), более чем решительно высказался по данной проблеме И.С. Шарапов (Отчет Комиссии... 1949) — "...карбон и мезозой не имеют значения для промышленных скоплений нефти" в ДДВ (с. 77). Последнее было сказано всего лишь за год до открытия первого (в очень большом списке), Радченковского, месторождения в нижнем карбоне.

Общий баланс взглядов в большой дискуссии "карбон или девон", по-видимому, характеризует решение Комиссии Миннефтепрома и Мингео СССР, отражавшее коллективное мнение известных специалистов того времени — в ДДВ "...регионально-перспективными могут быть не только девонские, но и каменноугольные отложения" (Отчет Комиссии... 1949, с. 63). В нем два слова — "не только" — прекрасно передают соотношение в популярности двух основных идей — выдающегося прогноза нефтегазоносности в карбоне и крупного заблуждения геологической мысли в оценке девона.

В 1950-е годы прогнозы с отдачей приоритетности девонскому направлению поисков проходили... на фоне открытия реальных месторождений в каменноугольных отложениях. В лучшем случае выделялось два основных объекта поиска — девон и карбон (В.Я. Клименко, 1954, 1957), А.М. Куцыба (1954), а З.А. Мишунина (1955) сделала в этом отношении даже шаг назад - "...не исключая возможности нефтеобразования в нижнем карбоне, все же необходимо признать меньшую его вероятность по сравнению с девоном" (с. 315). И только Н.Ф. Балуховский (1954, с. 725) резко критиковал идею приоритетности девонского комплекса по перспективности, а А.А. Билык с соавторами (1959) выстроили в следующий ряд основные перспективные направления поисков месторождений (в порядке снижения значительности) — нижняя пермь-карбон-девон. Для 1956 г. (даты оглашения доклада) это был наиболее достоверный прогноз на ближайшее будущее, учитывая, что еще впереди были открытия крупных газовых месторождений в Машевско-Шебелинском районе, а также Гнединцевского и Леляковского нефтяных в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе.

Недооценка нижнего карбона и нижней перми-верхнего карбона и переоценка девона, господствовавшие в умах геологов в рассматриваемый период, в цифровом виде проявилась в первой количественной оценке прогнозных ресурсов нефти и газа в ДДВ (1959 г.), в которой по сравнению с современными ресурсами двух верхних комплексов были занижены в 2 раза, а девонского — завышены в 4,7 раза (табл. 1, рис. 3, 4).

В 1960-е годы наступило определенное равновесие в отстаивании прогнозистами приоритетности перспективности девонского комплекса, с одной стороны, и нижнего карбона, а также нижней перми-верхнего карбона, с другой. Последний объект в ряде работ этого периода ставился на первое место в связи с открытием и разведкой в нем крупных месторождений газа и нефти (А.П. Агишев и др., 1967;

И.Ф. Клиточенко, 1962, 1966 и др.).

В 1970-е годы нижнекаменноугольный комплекс по оценкам начальных ресурсов УВ текущей и будущей перспективности вышел на первое место (П.Ф. Шпак, А.М. Палий, 1971; Б.С. Воробьев и др., 1975; Ю.А. Арсирий, В.А. Витенко, 1972; В.Б. Порфирьев и др., 1977; Н.Д. Дудко и др., 1973; Ю.А. Арсирий и др., 1977; В.И. Савченко и др., 1977; С.П. Максимов и др., 1977; Ю.А. Арсирий, В.А. Витенко, Б.П. Кабышев, 1979; Ю.С. Застежко, В.А. Терещенко, 1980). А, по прогнозу методом экспертных оценок (Б.П. Кабышев, 1974), большинство исследователей прогнозировали его приоритетность и к 1980 и 1990 гг., а к 2000 г. на первое место выводили девонские образования. Однако сегодня уже ясно, что этого не произойдет и после 2000 г. — нижнекаменноугольный комплекс по открытию новых месторождений и приростам запасов УВ будет основным в регионе.

В 1980-е и последующие годы наибольшую перспективность и максимальные начальные ресурсы УВ в ДДВ прогнозировать в нижнем карбоне уже не было необходимости. Это стало реальной действительностью — 80-90 % открываемых новых месторождений и такую же долю приростов запасов УВ в регионе стали получать из отложений нижнего карбона (Ю.А. Арсирий, А.А. Билык, Б.П. Кабышев, 1981-2; А.М. Палий, 1982; П.Ф. Шпак, 1982, 1983; В.А. Разницын и др., 1985; Г.Н. Доленко и др. 1987; Н.И. Галабуда и др., 1988; Б.П. Кабышев и др., 1986). В этот период в нижнекарбоновой толще было выделено 3 самостоятельных продуктивных комплекса (серпуховский, верхневизейский, турне-нижневизейский) со своими особенностями размещения залежей УВ и перспективами. Правда, в отдельных, более узких направлениях прогноза, например, открытий крупных месторождений, рецидивы с отдачей предпочтения девонскому, а не нижнекаменноугольному комплексу, имели место и в последнее двадцатилетие, но они уже не определяли стратегии выбора основных направлений поисков новых месторождений, однако анализ их важен в гносеологическом плане.

Переходя к вопросу о гносеологических аспектах разработки выдающегося по достоверности прогноза нефтегазоносности — о высокой перспективности нижнекаменноугольного мегакомплекса, следует в первую очередь подчеркнуть различие таких аспектов в ранний период (до 1950 г. — открытия первых месторождений в коренных породах) и в более поздний. В 1930—1940-е годы на прогнозные выводы исследователей решающее влияние, по нашему мнению, оказали позиции авторов на происхождение нефти и газа и формирование их залежей. В обоснованиях Д.Н. Соболевым, Н.С. Шатским, В.В. Вебером, З.А. Мишуниной самого высокого нефтегенерационного потенциала и, соответственно, наибольшей перспективности каменноугольных (в 1938—1939 гг. без расчленения), а в 1940-х годах — нижнекаменноугольных отложений четко прослеживается опора на осадочно-миграционную теорию, связывающую образование нефти с обогащенными органикой породами в некоторую усредненную стадию катагенеза.

Хотя в те годы еще не было теории о главных фазах (зонах) нефте-

и газообразования, уже существовали идеи о связи нефти с определенными (средними) значениями углеродного коэффициента Д. Уайта, представления И.М. Губкина о переходе угольных фаций в нефтяные, в сторону большей мористости разреза и др. Именно этими и подобными идеями руководствовались названные выше исследователи для обоснования своих выводов о приоритетности в перспективах карбона, в первую очередь его нижнего отдела.

Так, Д.Н. Соболев (1939), отмечая "...связи нефтяных месторождений с угольными", обосновывал концентрическое расположение от центра Донбасса до центра ДДВ в связи с катагенезом углеводородсодержащих полезных ископаемых, начиная от антрацитовых углей, через "...курные, газовые до битуминозных пород и нефти в роменском карбоне" (с. 301). Он также критиковал представления Н.И. Безбородько (1934, 1936) о "линии вулканизма" в осевой зоне ДДВ, не считая их положительным фактором для нефтеносности.

Н.С. Шатский (1939) связал "...изменение углеродного отношения в Аппалачском бассейне, Восточно-Европейской платформе, Донбассе" и, исходя из этого, сделал вывод, что "...появление нефти в породах Роменского купола неслучайно" (с. 295), он связал ее с "...каменноугольными слоями Северо-Украинской мульды", которые "...изменены диагенезом в Роменском районе неизмеримо меньше, чем в Донецком бассейне" (с. 296).

В.В. Вебер (1949) в своих прогнозах применил к Донбассу и ДДВ идеи И.М. Губкина о "...смене угольной фации на нефтяную в сторону морского влияния" (с. 170), а также теорию углеродного коэффициента и на этом основании выделил, не отрицая девонского, "...каменноугольный цикл нефтеобразования", связывая его с "...карбонатно-глинистой свитой нижнего карбона" (с. 62).

Все такие представления о генетической связи нефти с отложениями карбона резко критиковал В.Б. Порфирьев (1939, 1941), причем делал это с позиций сторонника более глубинного (силурийского) источника нефти в ДДВ. Хотя в те годы В.Б. Порфирьев еще не был приверженцем неорганического происхождения УВ, но разрабатывал более глубинный вариант их образования в отложениях силура из гомогенных масс органического вещества при более высоких, чем уровень среднего катагенеза, палеотемпературах.

Изложенный материал позволяет сделать вывод, что залогом разработки выдающегося в истории исследования ДДВ прогноза нефтегазонаосности, отводившего приоритетность по перспективности на нефть нижекаменноугольному мегакомплексу отложений, была опора на осадочно-миграционную теорию происхождения нефти и газа. Поэтому в Днепровско-Донецкой нефтегазонаосной области, как может быть ни в какой другой, проявился триумф идей об органическом происхождении месторождений нефти и газа. Особенностью этого триумфа является не только то, что практикой подтвердился теоретический прогноз об основном перспективном объекте, но и то, что не подтвердился разработанный в те же годы с позиций более глубинного (близкого к глубинному, абиогенному) источника УВ альтернативный прогноз нефтегазонаосности. И если верен философский принцип, что прак-

тика — критерий истины, то на примере прогноза основного нефтегазонаосного объекта ДДВ осадочно-миграционная теория происхождения нефти и газа показала свою достоверность и преимущество в прогнозировании нефтеносности перед другими теориями.

Однако это не значит, что во всех случаях прогнозы нефтегазонаосности органиков были достовернее таковых неоргаников. Диалектика прогнозных исследований имела более сложный характер.

Выше приводился пример (раздел 3), когда прогноз нефтегазонаосности отдельных зон ДДВ, выполненный в 1946 г. при составлении первых карт перспектив нефтегазонаосности этого региона, лучше подтвердился у сторонника глубинного источника нефти В.Б. Порфирьева, чем у будущего органика Г.Е. Рябухина. Как влияли идейные позиции исследователей на достоверность их прогнозов на уровне менее масштабных объектов, чем ДДВ в целом, мы рассмотрим ниже.

В 1970-е и последующие годы прогнозы с обоснованием приоритетности нижекаменноугольного мегакомплекса в перспективах нефтегазонаосности стали господствующими или даже общепринятыми. В последние два десятилетия эти прогнозы ежегодно, по несколько раз, подтверждались открытием новых месторождений. Происходит это уже на других уровнях прогнозирования — как территориальных (районы, зоны, локальные объекты), так и стратиграфических (разные ярусы нижнего карбона).

В основе высокой достоверности (подтверждаемости) более поздних прогнозов о высокой перспективности нижнего карбона находятся уже другие гносеологические корни — это в основном положительные практические результаты поисково-разведочного бурения. В условиях, когда нижний карбон обеспечивает открытие большинства новых месторождений и дает наибольшую часть приростов запасов УВ, дискуссии на тему, какой комплекс прогнозируется наиболее перспективным, практически прекратились. Сторонники любых представлений о происхождении УВ отдают предпочтение нижнему карбону. И это происходит под влиянием практических результатов поисков. Дискуссии перешли на менее масштабные объекты исследования: оценку перспективности отдельных зон и районов ДДВ, разных частей разреза нижекаменноугольной толщи вплоть до отдельных резервуаров, типов ловушек и других объектов.

8.2.2. Другие успешные прогнозы

Перспективность обычных, не прорванных солью структур

После открытия в 1937 г. Роменского месторождения нефти в брекчии открытого соляного штока дальнейшие перспективы в ДДВ большинством исследователей связывались с этим типом структур. Однако уже в 1938 г. на нефтяной конференции Н.С. Шатский (1939) заявил, что купола типа Роменского — "...это самая капризная и трудная для разведки форма залегания нефти" и призвал — не забрасывая совершенно "соляную проблему", приступить к поискам нефти в пределах простых складок. Предложение это не сразу нашло поддержку

и понимание. Готовились и были введены в бурение Исачковский и Дмитриевский штоки.

Идею Н.С. Шатского вскоре, после возобновления геологоразведочных работ в послевоенный период, поддержали В.Б. Порфирьев (1946, с. 11) и В.А. Сельский (1949, с. 32). О перспективности как соляных, так и несоляных структур, но с более крупными запасами нефти в последних, писал И.Т. Шамека (1949, с. 248). В пользу приоритетности обычных антиклинальных структур в этом году высказывался и А.А. Бакиров (Отчет Комиссии... 1949, с. 91).

Предложение прогнозистов о большей перспективности обычных антиклинальных структур по сравнению с открытыми соляными штоками в послевоенный период сразу начало реализовываться — и уже в 1950 г. блестяще подтвердилось в открытии Шебелинского и Радченковского месторождений. В дельнейшем сомнения в правильности выбора приоритетного типа структур для бурения, вероятно, периодически возникали, о чем свидетельствует подчеркивание большей перспективности спокойных структур в работах В.Р. Литвинова (1959, с. 392), Г.Н. Доленко, В.И. Китыка (1959, с. 195) и др. Однако в целом эта проблема уже в 1950-е годы была решена. И вся последующая история поисков нефти и газа в ДДВ подтвердила правильность прогноза о наиболее перспективном типе структур, сделанного еще в конце 1930-х годов. В ловушках у открытых соляных штоков было открыто всего несколько мелких месторождений (Решетняковское, Куличихинское и др.).

Гносеологическим аспектом данного успешного прогноза является эффективный учет принципа сравнительных геологических аналогий, в соответствии с которым, в различных регионах мира открытые соляные штоки почти всегда менее перспективны, чем закрытые и несоляные структуры.

Высокая перспективность центральной части ДДВ

Весьма интересен в гносеологическом плане вопрос о том, как прогнозировалась нефтегазоносность в основной по перспективности центральной (срединной) части Днепровского грабена — наиболее богатой по начальным ресурсам УВ Ичнянско-Ефремовской зоне и Ичнянско-Полтавской, ставшей основной по приростам запасов с конца 1970-х годов, после освоения ресурсов нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса в Машевско-Шебелинском районе. Двойственное понимание территории центральной зоны обусловлено также неодинаковым прогнозом их нефтегазоносности в разных публикациях.

Плотность начальных ресурсов УВ (и, соответственно, начальная перспективность) примерно одинаковая во всей Ичнянско-Ефремовской зоне (в пределах 200-250 тыс. т/км²), однако наибольшие плотности неразведанных ресурсов УВ в настоящее время остались только в Ичнянско-Полтавской части этой зоны (30-150 тыс. т/км²).

Первыми на наибольшую перспективность центральной части ДДВ указали И.Т. Шамека (1939-а) и Д.Н. Соболев (1939). Правда, первый включал в нее и крайний северо-запад — "...Черниговскую, Сумскую,

Полтавскую и Харьковскую области", а второй — отдавал приоритетность "...Роменско-Харьковской зоне". Разные представления об оценке центральной зоны проявились уже на первых картах перспектив нефтеносности ДДВ. Так, В.Б. Порфирьев (1946) считал Ичнянско-Полтавскую часть грабена более перспективной ("площадь достоверной нефтеносности"), чем всю периферию впадины, включая и Машевско-Шебелинский район ("площади возможной нефтеносности"). Г.Е. Рябухин (1946) перспективы центральной части грабена не отличал от крайних северо-западной и юго-восточной. Не совсем достоверно он оценивал и перспективность продольных зон, отдавая предпочтение прибортовым по сравнению с осевой, а среди прибортовых, как и по современным данным, северную оценивал выше южной.

В.Г. Бондарчук (1949), как и большинство его предшественников, считал "окраины ДДВ" менее перспективными, чем "центральную часть" (с. 53). В.Я. Клименко (1957) отдавал предпочтение по перспективности центральной части впадины, Черниговско-Брагинский район оценивал как возможно нефтеносный, а о Приднбасской части региона не высказывал своего мнения. В продольной зональности он на первое место ставил прибортовые "...зоны ступенчатых сбросов и антиклиналь-флексур", а наиболее погруженную осевую часть грабена, где к настоящему времени выявлены наиболее крупные месторождения, — на второе (с. 97, 99).

И.Ф. Клиточенко (1957) не различал по перспективности прибортовые и осевую продольные зоны ДДВ. А.А. Билык и др. (1959) в дифференциации перспективности "главных тектонических зон ДДВ" на первое место ставил северо-западные окраины Донбасса (включавшие и Машевско-Шебелинский район), а на второе — "...центральную часть ДДВ". В дальнейшем наибольшие приросты запасов УВ так и были получены — до середины 1970-х годов — из первой, а после этого срока — со второй, спрогнозированной авторами, зоны.

В 1960-е годы районирование ДДВ по степени перспективности выполнялось в нескольких исследованиях. Г.Н. Доленко и др. (1968) центральную часть грабена по девонскому комплексу отнесли к высокоперспективной территории (между гг. Нежином и Полтавой); турнейско-нижневизейскому (Солоховско-Полтавская зона), верхневизейско-серпуховскому (Ичнянско-Полтавская зона), среднекаменноугольно-нижнепермскому (Ичнянско-Погарщинская и Полтавско-Артемовская зоны) — к перспективным землям. За исключением девона, который авторами оценен выше турне-нижневизейских отложений, прогнозы эти довольно хорошо подтверждались последующим бурением.

П.С. Хохлов, Б.Д. Гончаренко и др. (1969) также наибольшие перспективы связывали с центральной частью ДДВ, несколько видоизменяя границы перспективности по разным комплексам. Так, по девону эта наиболее перспективная часть ДДВ расположена восточнее г. Ични; по нижнему-среднему карбону — высокоперспективна территория Ичня-Полтава, перспективная — восточнее ее; по нижней перми-верхнему карбону — высокоперспективна зона Полтава-Шебелинка, которая окружена перспективной (на север, запад и юг от нее) и мало-перспективной (восточнее ее). В продольной зональности авторы по

перспективности отдавали предпочтение осевой и северной прибортовой зонам перед южной прибортовой.

В 1970-е годы по мере освоения ресурсов газа в крупных погребенных структурах Машевско-Шебелинского района все большее значение в дальнейших направлениях геологоразведочных работ стала приобретать центральная часть ДДВ, с которой в ранние годы и началось развитие нефтегазовой отрасли на Востоке Украины. С этой зоной большинство исследователей вновь стали связывать основные дальнейшие перспективы. Теперь, правда, в сравнительном плане оценивались перспективы более узких зон и районов этой территории.

П.Ф. Шпак и А.М. Палий (1971) наибольшие перспективы нефтегазоносности в этот период видели "...в центральной и северной прибортовой частях ДДВ" (с. 37), хотя в другой работе А.М. Палий (1974) рядом ставит два основных направления: нижний карбон и девон "центральной и северо-западной части впадины" и нижнюю пермь-верхний карбон в юго-восточной (с. 50). П.Ф. Шпак, В.А. Иванишин, А.Е. Лукин и др. (1971) по нижнему карбону зону высоких перспектив выделяли в центральной части ДДВ без дифференциации осевой и прибортовых подзон. Так же примерно определяли основную перспективную территорию и Б.П. Стерлин с соавторами (1972). Все эти, хотя и обобщенные прогнозы, характеризуются высокой подтверждаемостью, как и выполненная в 1973 г. методом Делфи коллективная оценка перспективности (Б.П. Кабышев, 1974). В последней эксперты на первое место по перспективности среди поперечных зон ДДВ поставили центральную (за ней — юго-восточную и северо-западную), а среди продольных — осевую (за ней северную прибортовую и южную). Примерно так и распределялись приросты запасов газа, нефти и конденсата в ДДВ после 1973 г. Так же прогнозировались наиболее перспективные зоны в ДДВ и на основе количественных оценок прогнозных ресурсов УВ (Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев и др., 1971, 1981-2; Б.П. Кабышев и др. 1986).

В 1980-е годы практически во всех прогнозных исследованиях отдавалось предпочтение центральной (Сребненско-Полтавской) части ДДВ (Г.Н. Доленко и др., 1981, 1987; Ю.А. Арсирий и др., 1981-2, 1989; П.Ф. Шпак, 1982, 1983; Б.П. Кабышев и др., 1986; Н.И. Галабуда и др., 1988). Из продольных зон наиболее перспективной оценивалась осевая, а затем северная и южная прибортовые. Правда, П.Ф. Шпак (1982, 1983) осевую и северную прибортовую зоны определял в одном наиболее высоком ранге перспективности, а за ними южную прибортовую и Северный борт.

Приведенный аннотированный обзор прогнозов перспективности центральной части ДДВ свидетельствует о весьма высокой достоверности абсолютного большинства из них: наибольшей перспективности в отложениях нижнего карбона Ичнянско-Полтавского сегмента грабена, в среднем-верхнем карбоне и нижней перми Полтавско-Шебелинского, а из продольных зон — осевой, затем северной и южной прибортовых.

Единодушные в оценках и высокая подтверждаемость прогнозов, по нашему мнению, обусловлены наиболее полным учетом эмпиричес-

кого комплекса необходимых и достаточных критериев нефтегазоносности и в меньшей степени влиянием теоретических позиций на генезис УВ, хотя без последнего полностью и не обошлось. И в этой части следует отметить, что среди авторов подтверждающихся прогнозов больше органиков (П.С. Хохлов, Б.Д. Гончаренко, А.А. Билык, П.Ф. Шпак, Б.П. Кабышев и др.), чем сторонников глубинного источника УВ (Г.Н. Доленко, Б.В. Порфирьев). Для последнего, правда, геологический фактор, положенный в основу высокой оценки центральной части ДДВ, — наличие нижнепалеозойских отложений, с которыми В.Б. Порфирьев связывал источники нефти, не подтвердился, но конечный вывод о высокой перспективности этой территории оказался верным. Следовательно, теория глубинного генезиса УВ здесь ни при чем. Для концепции же осадочно-миграционного генезиса УВ названная оценка перспектив отдельных зон находится в полном соответствии с теоретическим кредо.

Имевшиеся отдельные неподтверждения прогнозов в отношении продольных зон ДДВ обусловлены чрезмерным доверием к нефтегазопроявлениям и положительным практическим результатам поисков (Г.Е. Рябухин, 1946) и повышением важности прибортовых "антиклиналь-флексур", как факторов интенсификации миграции УВ из более погруженной осевой зоны в прибортовые (В.Я. Клименко, 1957).

Перспективность глубоких горизонтов

В ДДВ на глубинах более 5000 м к настоящему времени открыто 25 месторождений с промышленными залежами УВ, преимущественно газоконденсатными, в нижнекаменноугольных отложениях. Значительное количество их приурочено также к интервалу 4,5-5 км, с которого в мировой практике выделяется эта градация месторождений. Самая глубокая залежь газа выявлена на Перевозовском месторождении, на глубине 6223 м в отложениях верхнего визе, а нефти — на Карайкозовском и Суховском, на глубинах 5000-5100 м, соответственно, в серпуховском и турнейском ярусах.

Этой проблеме практическая и научная геология уделяли большое внимание. Достаточно сказать, что в бывшем СССР ДДВ была одной из нескольких регионов, а по палеозойским отложениям единственным высокоизученным по глубоким горизонтам с установленной значительной промышленной нефтегазоносностью.

В научном плане проблема оценки перспективности глубоких горизонтов в ДДВ впервые начала рассматриваться в работах Н.Ф. Балуховского (1965, 1967), причем с пессимистического прогноза. Тогда в небольшой статье (Н.Ф. Балуховский и др., 1965) без текстовых разъяснений на геологическом профиле в пределах Солоховской структуры, на глубине 3 км была выделена зона "...форсированного катагенеза". Эта статья получила резко критическую оценку среди геологов. Однако вскоре Н.Ф. Балуховский поставил все на свои места. В специальной монографии (Н.Ф. Балуховский, 1967), посвященной закономерностям изменения катагенетических свойств пород, которые в основном и накладывают ограничения на перспективность глубо-

копогруженных отложений, он четко изложил свои позиции на перспективность разных глубин и зон ДДВ.

Н.Ф. Балуховский (1967) считал, что центральная часть ДДВ (“Лохвицко-Сребненская синклиналь”) - это “...в основном диагенетическая провинция, в пределах которой зоны катагенеза нет, либо последняя залегает на глубинах свыше 6,5-7 км... Проведение сверхглубокого бурения здесь может значительно увеличить запасы природного газа” (с. 148). В то же время на северо-западной окраине Донбасса “...зона форсированного катагенеза приурочена к среднему карбону... В нижнем карбоне могут быть встречены спонтанные суфлярные... залежи природного газа с незначительным дебитом” (с. 147). Зону открытых палеозойских структур Н.Ф. Балуховский оценил отрицательно, а в Полтавско-Шебелинском сегменте грабена считал “...преимущественно развиты газовые месторождения с пермским экраном. В нижнем карбоне могут встречаться маломощные притоки газа” (с. 147).

Изложенные прогнозы Н.Ф. Балуховского о перспективности глубоких горизонтов ДДВ на сегодняшний день не опровергнуты бурением, а, наоборот, можно сказать, довольно хорошо подтверждаются. В его работах впервые было показано отрицательное влияние высокого катагенеза пород на нефтегазоносность глубоких горизонтов и давалась более реалистическая оценка этого направления поисков. Поэтому совершенно несправедливо в геологической среде за Н.Ф. Балуховским закрепилось представление, как за исследователем, который тормозил изучение глубоководнопогруженных отложений в ДДВ. По отношению к современным открытиям ошибочным оказался его прогноз только на небольшом пограничном участке между “Лохвицко—Сребненском” и “Полтавско—Шебелинском” сегментами, где расположена Солоховская структура.

В плане практической реализации проблема глубоких горизонтов в ДДВ впервые была поставлена в середине 1960-х годов по инициативе Министра геологии УССР (тех лет) П.Ф. Шпака, когда в ЧО УкрГГРИ было выполнено специальное исследование, позднее опубликованное коллективом авторов (И.Г. Баранов и др., 1969). В этой статье был сделан вывод, что “...в палеозойских отложениях ДДВ вполне возможно присутствие продуктивных горизонтов на глубинах свыше 5000 м”. Правда, на таких глубинах авторы, как в те годы и В.М. Завьялов (1968), рассчитывали на распространение девонских отложений, с которыми и связывали перспективы глубоководнопогруженных горизонтов.

В дальнейшем, в 1970-е годы, происходило весьма интенсивное наращивание глубинности поисково-разведочного бурения, увеличение его объемов и, соответственно, научных исследований прогнозного направления. В последних четко проявлялось влияние позиций авторов о происхождении нефти и газа. Если сторонники глубинного генезиса УВ практически не ограничивали (во всяком случае, не указывали на это) перспективность какими-либо цифрами глубин, то органики, учитывавшие отрицательное влияние на коллектора и покрышки высокого катагенеза пород, в своих оценках были менее оптимистичны.

Первое направление развивалось в работах В.М. Завьялова (1971, 1972), который на северо-западной окраине Донбасса (т. е. в зоне высокого катагенеза пород) перспективными считает отложения нижнего карбона на глубинах 6-7 км и более, причем перспективными на

нефтяные и нефтегазовые залежи (с. 49, 50).

С позиций осадочно-миграционной теории генезиса УВ С.П. Максимов, П.В. Андупов и Б.Д. Гончаренко (1977) пришли к выводу, что в юго-восточной части ДДВ “...маловероятно встретить большие промышленные скопления УВ в средне- и нижнекаменноугольных отложениях” (с. 12) на крупных антиклинальных структурах (Шебелинская, Зап.-Крестищенская, Ефремовская) и что в этих условиях более перспективными являются малоамплитудные поднятия и неантиклинальные ловушки. Обосновывалось это более интенсивным разрушением скоплений УВ в условиях высокого катагенеза пород и АВПД на крупных и приштоковых структурах. К такому же выводу пришли В.А. Витенко и Б.П. Кабышев (1977, с. 181). Не без влияния идей об органическом генезисе УВ Е.И. Солдатенко и Н.М. Фесенко (1973) заключили, что “...вероятность обнаружения залежей нефти на больших глубинах центральной и особенно юго-восточной части ДДВ небольшая” (с. 83).

Весьма реально с позиций изученности сегодняшнего дня оценивали перспективы ДДВ А.А. Билык и Л.А. Трухан (1972), которые считали на глубинах 4—7 км “...первоочередными объектами поисков” по среднему карбону — юго-восточную часть, нижнему — район Тала-лаевка-Диканька, девону — район Ичня—Глинско—Розбышевское.

В остальных исследованиях рассматриваемого периода, хотя и без акцента на генетический фактор, прогнозы дифференцировались примерно так же, как и в вышеохарактеризованных работах. Более-менее единодушные высокие оценки (по крайней мере, до глубины 7 км) давались центральной (Сребненско-Полтавской) части ДДВ. А вот по вопросу о перспективности глубоких горизонтов на крупных структурах Машевско-Шебелинского района, особенно на известных газовых месторождениях под нижнепермским региональным флюидоупором, развернулась большая дискуссия. Ю.А. Арсирий, М.И. Бланк и др. (1973) считали, что “...следует форсировать исследования известных значительных месторождений на глубину до 6-7 км (Шебелинского, Ефремовского, Крестищенского...)” (с. 58). Эта же позиция отстаивалась в работах Н.Ф. Брынзы и др. (1974), Ю.А. Арсирия и др. (1976). Однозначного решения эта проблема не имеет и сегодня, однако пробуренные глубокие скважины на ряде таких структур (Шебелинская, Зап.-Крестищенская, Мелиховская) залежей ниже подхемогенных массивно-пластового типа не выявили.

В 1980-е годы вместе с увеличением объемов бурения на оценку глубоких горизонтов продолжались и более интенсивные научные исследования по обобщению материалов и прогнозированию таких залежей. При этом менялось понятие “залежи в глубоких горизонтах”, к которому ранее относились таковые на глубинах до 4 км (И.Г. Баранов и др., 1969), теперь — до 5 км, а к сверхглубоким — 6-7 км и более. Как и в прежние годы, при общей положительной оценке перспективности ДДВ в целом значительно дифференцировались представления по юго-восточной ее части — зоне высокого катагенеза пород.

Усиленно исследовал рассматриваемую проблему П.Ф. Шпак. Так, в работе П.Ф. Шпака и В.Г. Демьянчука (1980) обосновывалась перспективность глубоких горизонтов турнейских, визейских и серпуховских отложений “...во всех тектонических зонах Днепровского грабе-

на... также депрессионных зонах” (с. 4). Позднее П.Ф. Шпак и др. (1984) к этим комплексам добавили девонский “...в средней части грабена”. В 1989 г. перспективные зоны П.Ф. Шпаком были детализированы: “...наиболее перспективными территориями являются приосевая (Сребненско-Полтавская часть ДДВ) и северная прибортовая зоны. По девонскому продуктивному комплексу — это прибортовые зоны восточнее меридиана Новотроицкого поднятия” (с. 21).

В наиболее детальном виде перспективность глубоких горизонтов ДДВ с учетом количественной оценки прогнозных ресурсов рассмотрены в брошюре П.Ф. Шпака с соавторами (1990). Во всех названных работах П.Ф. Шпака среди высокоперспективных называются и более узкие зоны нефтегазонакопления вплоть до отдельных локальных структур. С учетом этого можно заключить, что подтверждаемость этих прогнозов довольно хорошая, так как все открытые в 1980—1990-е годы залежи в глубоких горизонтах расположены в рекомендовавшихся зонах нефтегазонакопления. Исключение составляет крайний юго-восток региона, который в одной из работ П.Ф. Шпака и Я.В. Федорина (1986) также оценивался “положительно”.

В статье В.Г. Демьянчука, Г.И. Вакарчука, Б.П. Кабышева и Г.П. Козака (1982) даны рекомендации на глубокое бурение в пределах конкретных локальных объектов в Сребненской, Ждановской депрессиях и Свиридовско-Краснозаводской седловине. Эти прогнозы впоследствии достаточно хорошо подтвердились открытием ряда газоконденсатных месторождений — Скоробогатьковского (1984), Рудовского, Краснозаводского (1987), Свиридовского (1988), Мехедовского (1989).

Б.Д. Гончаренко и др. (1986) подчеркнули не только перспективность глубокопогруженных горизонтов, но и “...снижение результативности и эффективности работ” с ростом глубин. Авторы считают, что в центральной (Ичнянско-Ворсклянской) части ДДВ предельные для нефтегазонакопления условия распространяются до глубин 8-9 км. В тоже время на юго-востоке, в зоне жестких термобарических условий, “...перспективы развития работ на большие глубины ограничены” (Б.Д. Гончаренко, 1989). Критической для промышленной нефтегазонакопления на этой территории авторы называют зону катагенеза МК₁. Ими также подтверждается прежний вывод о большей перспективности в этой зоне слабых ловушек по сравнению с крупноамплитудными антиклинальными структурами.

В.В. Колодий, Б.И. Нудык, И.В. Высочанский и др. (1989) также “невысоко” оценили перспективы нефтегазонакопления средне- и нижнекаменноугольных отложений юго-востока ДДВ “в зонах СГПД” вследствие наличия здесь “...глубинной зоны углеводородно (метаново)-углекислых газов”. Близкие к этим, а также представлениям Б.Д. Гончаренко, взгляды развиваются в работе Р.М. Новосилецкого и О.В. Стефчишина (1986), в которой “...нижняя граница нефтегазонакопления” в ДДВ связывается с “...глубинами перехода пород этапа раннего катагенеза в поздний” (т. е. граница между стадиями МК₃-МК₁). По оценкам названных авторов, в центральной части ДДВ эта граница “...погружается на глубину более 5000 м”, а в крайней юго-восточной резко поднимается (в районе Волвенковской структуры на отмет-

ку менее 700 м).

Сделанный аннотированный обзор прогнозов перспективности глубоких горизонтов в ДДВ не оставляет сомнения в том, что в своих выводах по этой проблеме большинство авторов руководствовались теоретическими представлениями о генезисе УВ. При этом достаточно четко прослеживается, что практикой поисково-разведочных работ лучше подтверждаются прогнозы с позиций осадочно-миграционной теории образования месторождений, учитывающие снижение перспективности недр с повышением степени катагенеза пород выше определенного предела. Поэтому основным геосеологическим фактором успешности прогнозов о перспективности больших глубин следует считать позицию авторов в вопросе генезиса УВ, хотя значительное положительное влияние оказывали и практические результаты поисково-разведочных работ.

Перспективность неантиклинальных ловушек в нижнем карбоне

Одним из перспективных направлений, которое давно прогнозировалось, а в последние годы хорошо подтверждается практикой, являются поиски залежей УВ в неантиклинальных литолого-стратиграфических и тектонически экранированных ловушках в отложениях нижнего карбона. Важно проследить, какие геосеологические факторы способствовали высокой достоверности такого прогноза.

Залежи в неантиклинальных литологических ловушках известны на 7-ми месторождениях. Первые из них были открыты еще в конце 1970-х годов (Абазовское, Луценковское, Белоусовское), а остальные — в 1980-е: Волошковское (1983), Мехедовско-Голотовщинское (1989), Свиридовское (1988), Рудовско-Краснозаводское (1987). Последнее является крупным по запасам.

В неантиклинальных, тектонически экранированных ловушках залежи открыты на 14-ти месторождениях. Первые из них выявлены в конце 1970-х годов (Шумское, Озерянское), остальные — в 1980-е (Южно-Афанасьевское, Ярмолинцевское, Русановское, Побыванское, Краснозаярское, Борисовское, Огульцевское) и 1990-е (Пирковское, Суховское, Мусиенковское, Островерховское, Платовское). Кроме того, на 14-ти месторождениях залежи в моноклинальных условиях ограничиваются комбинированными экранами: литологическими и тектоническими (Селюховское, Северо-Яблунское, Червонолуцкое, Комышнянское, Зап.-Кошевойское, Сорочинское, Родниковое, Макарецкое, Кисовское, Южно-Граковское, Максальское, Руденковское, Разумовское).

Начало целенаправленных исследований по рассматриваемой проблеме относится к 1960-м годам. Прогнозы такого типа содержатся в работах Ю.А. Арсирия, (1963), Ю.А. Арсирия, М.В. Худыка (1965), И.Г. Баранова, Ю.А. Арсирия (1964). Правда, в них приоритет в перспективности отдавался литологическим и стратиграфическим ловушкам в отложениях нижней перми-верхнего карбона под предпересажским несогласием, но обосновывалась также перспективность тако-

вых и в пределах каменноугольных образований, особенно в нижневизейских и турнейских. С маломощными, литологически выклинивающимися и тектонически экранированными пластами еще до открытия первых таких месторождений связывали значительные перспективы В.А. Аверьев, З.М. Захарян и Н.Т. Пашова (1967).

П.Ф. Шпак, Р.И. Андреева и др. (1969) считали перспективными зоны выклинивания во всем разрезе палеозоя ДДВ, в частности зоны перехода терригенных отложений Донецкого типа в карбонатные платформенные образования. Б.П. Кабышев и др. (1965) обосновывали перспективность на литологические ловушки и залежи зон высоких градиентов мощности каменноугольных отложений, где происходит более резкое изменение и литологического состава пород.

Особенностью исследований в 1970-е годы было широкое использование при прогнозировании литологических ловушек генетического подхода в их образовании. Это проявилось в исследованиях А.Е. Лукина (1976), который в визейских отложениях выделял литологические ловушки палеоруслового, барового типа в зонах развития пляжевых песков, береговых валов и др.

Многочисленные баровые тела, выделенные им в верхневизейских отложениях, в пределах локальных поднятий давно подтверждены бурением, а на моноклинальных участках подтверждаются открытием месторождений в 1980—1990-е годы — Волошковского, Свиридовского, Мехедовского, Рудовско-Краснозаводского и др.

С.Ф. Петухов, Е.И. Солдатенко, Н.М. Фесенко (1974) “несводовые” литологические и стратиграфические залежи прогнозировали в широком стратиграфическом интервале каменноугольных отложений, в т. ч. и нижнем отделе. Территориально перспективные участки авторами выделялись на крыльях поднятий в крайней северо-западной части ДДВ, южной прибортовой зоне, южном борту. При этом значительное количество рекомендовавшихся локальных объектов находится на крайнем северо-западе региона, где малоблагоприятные гидрогеологические условия сохранности УВ. По этой причине достоверность прогнозов низкая.

Г.И. Вакарчук и др. (1976) неантиклинальные литолого-стратиграфические ловушки в отложениях нижнего карбона в северо-западной части ДДВ выделяли в периферийных частях Сребненской, Ольшанской, Нежинской и Кошелевско-Плисковской депрессий; в визейских отложениях на склонах поднятий в Ичнянской зоне структур, в пределах Хомовско-Ведильцевской структур и др. Хорошей достоверностью характеризуются прогнозы на участках восточнее г. Ични и не подтвердились таковые на объектах крайнего северо-запада ДДВ. П.В. Анцупов и др. (1978) прогнозировали развитие торцевых ловушек в центриклинальных частях депрессий (Сребненской и др.).

К концу 1970-х годов относится начало работ В.А. Бабадаглы, Я.Г. Лазарука и др. по прогнозу неантиклинальных литологических ловушек на основе более детальных (на уровне продуктивных горизонтов) седиментологических исследований нижнекаменноугольных отложений ДДВ (Я.Г. Лазарук, 1979). Не касаясь конкретных локальных объектов, эффективность выделения которых требует специаль-

ного анализа, следует отметить, что в обобщенном виде эти прогнозы, как и по торцевым ловушкам, характеризуются достаточно хорошей подтверждаемостью последующими поисковыми работами, так как именно в прогнозных комплексах и зонах открывались новые месторождения литологического типа.

Перспективность неантиклинальных, тектонически экранированных ловушек в этот период обосновывалась в работах Б.П. Кабышева (1970), В.А. Витенко, Б.П. Кабышева (1971), Н.Я. Барановской (1978), Е.К. Гончарова (1979). В первой из них сделан вывод, что на такие залежи “...первоочередным объектом поисков являются нижнекаменноугольные отложения” (34). Н.Я. Барановская (1978) к самым благоприятным относил образования верхнего визе. А вот Е.К. Гончаров (1979) перспективным на ТЭЗ считал почти весь стратиграфический разрез ДДВ, включая даже мезозойские отложения, что в дальнейшем не подтвердилось.

В этот период Б.П. Кабышевым (1979) было сформулировано основное условие перспективности неантиклинальных ловушек всех разновидностей, состоящее в том, что они закономерно могут содержать залежи нефти или газа только в отложениях нефтегазогенерирующих продуктивных комплексов.

В 1980—1990-е годы исследования по прогнозированию неантиклинальных литологических ловушек в отложениях нижнего карбона превратились в одно из основных направлений обоснования новых поисковых объектов. Продолжил свои разработки в этом направлении А.Е. Лукин (1984) с соавторами (В.Т. Кривошеевым и др. (1987), которыми прогнозировались зоны развития линзовидных песчаных тел в верхневизейских и серпуховских отложениях, русловых песчаников в нижневизейских и турнейских образованиях, а позднее — ловушек, связанных с узловыми песчаными телами. Совместно с Г.И. Вакарчуком и др. (1981) эти же авторы прогнозировали ряд литологических ловушек в пределах Свиридовско-Краснозаводской седловины.

Данное направление и прогнозы в целом характеризуются достаточно хорошей подтверждаемостью, так как именно такого типа месторождения и были открыты в последние полтора-два десятилетия (Голотовщинское, Волошковское, Сорочинское, Кисовское и др.) и, особенно, следует подчеркнуть, — Рудовско-Краснозаводское. Последнее как крупное по размерам и единое в ловушке неантиклинального литологического типа в горизонте В-22 было обосновано в работе Г.И. Вакарчука, Б.П. Кабышева и др. (1990).

Существенно расширили свои исследования в этот период Я.Г. Лазарука, В.А. Бабадаглы и др. (1982, 1989). Особенностью их был переход на более узкие стратиграфические интервалы анализируемого разреза, в основном в верхневизейских и серпуховских отложениях — на уровне продуктивных горизонтов. Как и прогнозы предыдущих авторов, они характеризуются хорошей подтверждаемостью при обобщенном анализе этого вопроса. Вопрос о достоверности выделения конкретных локальных ловушек требует специального рассмотрения.

Переходя к вопросу о гносеологических факторах, оказавших влияние на достоверность прогноза нефтегазоносности неантиклинальных ловушек в отложениях нижнего карбона, следует в первую очередь отметить уменьшение их количества по сравнению, например, с нижнепермско-верхнекаменноугольным комплексом. Обусловлено это тем, что нижний карбон является нефтегазогенерирующим комплексом на большей части территории ДДВ. Поэтому условия генерации УВ в нем не накладывает ограничений на продуктивность всех типов ловушек, в том числе и неантиклинальных. Отсюда и подтверждается достоверность прогнозов нефтегазоносности последних зависит преимущественно от достоверности прогнозирования самих этих ловушек. И представления прогнозиста о происхождении УВ при этом уже не оказывают влияния на достоверность выводов.

На различие в условиях аккумуляции УВ (и, соответственно, нефтегазоносности) неантиклинальных ловушек в пределах генерирующих и негенерирующих продуктивных комплексов нами и Б.Д. Гончаренко впервые было указано в середине 1970-х годов. Позднее В.А. Витенко, Б.П. Кабышевым и А.Ф. Шевченко (1981) было обосновано, что неантиклинальные ловушки всех типов (а также малоамплитудные поднятия) закономерно могут быть продуктивными только в нефтегазогенерирующих отложениях. Затем Б.П. Кабышевым (1984) была разработана методика составления карт качественной оценки перспектив нефтегазоносности с учетом типа ловушек и впервые составлены такие карты для территории ДДВ. В соответствии с этими построениями в отложениях верхневизейско-серпуховского комплекса почти вся территория ДДВ, за исключением крайних периферийных зон, является высокоперспективной по всем типам ловушек, включая неантиклинальные. Это в отличие от среднего карбона и нижней перми-верхнего карбона, где такая территория резко уменьшается и находится в юго-восточной части региона.

Хорошей подтверждаемости прогнозов нефтегазоносности неантиклинальных ловушек в отложениях нижнего карбона способствовала и опора их на седиментологические исследования для литологических и биогермных ловушек и палеотектонические — для тектонически экранированных ловушек, а для всех них — использование сравнительных геологических аналогий с другими регионами; опора на положительные практические результаты бурения и учет комплекса необходимых и достаточных для нефтегазоносности ловушек условий. Последнее не всегда выдерживалось, в частности, при рекомендациях к вводу в бурение неантиклинальных ловушек в нижнем карбоне, в крайней северо-западной части ДДВ, в зонах с неблагоприятными гидрогеологическими условиями сохранности УВ.

Перспективность Северного борта

Одной из критичных зон, которая в истории исследований характеризовалась неоднозначными прогнозами, является Северный борт ДДВ. В 1979 г. здесь были открыты первые Коробочкинское и Ртищевское газоконденсатные месторождения, а со середины 1980-х годов

борт стал весьма интенсивно разведываться бурением и сейсморазведкой. В результате к настоящему времени здесь уже открыто 15 месторождений газа и нефти с залежами преимущественно в нижнем карбоне и частично в кристаллических породах фундамента.

На первых картах перспектив нефтеносности ДДВ В.Б. Порфирьевым (1946) Северный борт оценивался как площадь “...возможной перспективности” (в отличие от “достоверной” для центральной части грабена), а Г.Е. Рябухиным (1946) — как перспективный в южной части и возможно перспективный в северной периферийной. В своем отчете Г.Е. Рябухин критиковал В.Б. Порфирьева за низкую оценку поднятой части Северного борта, где им (Г.Е. Рябухиным) на Путивльской площади предлагалось бурение скважины. В материалах работы Комиссии Миннефтепрома и Мингео СССР (Отчет Комиссии... 1949) зафиксировано представление А.А. Бакирова о том, что “...на бортах ДДВ. безусловно, имеют место скопления нефти в пологих структурных условиях... в количествах более значительных” (с. 9). Можно даже предполагать, что А.А. Бакиров отдавал предпочтение бортам по сравнению с грабенной частью региона.

В 1950-е годы бурение на Северном борту проводилось в пределах Смеловской, Городищенской и др. площадей, которое не привело к открытию месторождений. Однако это не уменьшило интереса исследователей к нему: борт в этот период и в дальнейшем продолжал получать неоднозначную оценку перспективности.

В.Я. Клименко (1957) отрицательно оценивал перспективность бортов ДДВ: “...в крыльевых частях впадины мы не можем рассчитывать на наличие промышленных залежей нефти и газа в связи с отсутствием условий для их сохранения” (с. 99). А.А. Билык же с соавторами (1959), наоборот, положительно оценивали перспективность бортов ДДВ, которые относили к “объектам первой очереди”. Правда, с позиций сегодняшнего дня авторы явно необоснованно отдавали предпочтение Южному борту перед Северным (с. 159, 160).

И.Ф. Клиточенко (1959) отмечал, что перспективность склонов Воронежского и Украинского кристаллических массивов “...ни у кого не вызывает сомнений” (с. 9). А в другой работе В.В. Глушко, И.Ф. Клиточенко и С.П. Максимов (1958) прогнозировали, что “...перспективными являются те части этих склонов, которые непосредственно примыкают к Днепровскому грабену и которые имеют мощность осадочного чехла больше 1000 м” (с. 26). Следует отметить, что граница перспективности на Северном борту и сегодня не установлена — все открытые месторождения расположены в южной приграбенной части борта, а вопрос о перспективности северной остается открытым.

Полностью отрицательно в ранний период оценили перспективность бортов ДДВ Г.Н. Доленко и В.Н. Китык (1959) в связи с отсутствием здесь “...соляных структур...” и “...непроницаемой крышки из соленосных пород” (с. 194). Довод, как понятно, более чем необоснованный, так как наличие указанных объектов не является обязательным условием нефтегазоносности региона, но к нему авторов явно подталкивали идейные позиции о глубинном происхождении УВ, которые заставляли их преувеличивать роль соленосных флюидоупоров.

И.Ю. Лапкин и Б.П. Стерлин (1957) периферийную часть Северного борта отнесли к "...категории бесперспективных земель...", а в южной приграбенной считали "...могут быть встречены залежи нефти и газа стратиграфического типа, а также залежи, приуроченные к возможным небольшим антиклинальным перегибам осадков палеозоя. Наиболее интересным представляется участок между Роменской соляной структурой и Смеловской опорной скважиной, где на расстоянии 25 км происходит выклинивание нефтеносного девона, известно в брекчии Роменского купола. Здесь на выклинивании нефтеносных пластов девона могут оказаться богатые залежи литологического типа и залежи, запечатанные стратиграфическими несогласиями" (с. 150). Как видим, и эти авторы не избежали "девонского феномена", хотя вопрос о перспективности этого комплекса отложений в зонах их выклинивания не снят с повестки дня и сегодня, правда, не на борту, где нет этих отложений, а в прибортовых зонах грабена.

Что касается Южного борта ДДВ, то названные выше исследователи считали, что имеющиеся данные "...не позволяют оценивать рассматриваемую часть Украинского кристаллического массива как перспективную территорию на нефть и газ" (с. 151).

В 1960-е годы территория Северного борта также имела неоднозначную оценку перспективности. Положительно и весьма оптимистично с позиций современности, с выделением зон разной перспективности (высокой в южной части и низкой — в северной), оценивал перспективы его Ю.А. Арсирий (1963), И.Г. Баранов и Ю.А. Арсирий (1964). Теперь уже перспективным считал этот борт и В.Я. Клименко (1962), а также И.Ф. Клиточенко и др. (1966), Н.Ф. Балуховский (1967), Г.Н. Доленко и др. (1968). Почти все авторы основные надежды на борту связывали только с неантиклинальными литологическими и стратиграфическими ловушками, полагая его слабодислоцированным в тектоническом отношении. Отрицательно оценивали перспективы нефтегазоносности Северного борта ДДВ в этот период В.Б. Порфирьев и В.И. Созанский (1969), аргументируя это отсутствием здесь глубоких разломов, а также со ссылкой на неблагоприятность гидрогеологических критериев — А.Ф. Романюк и др. (1965), а также П.С. Холлов с соавторами (1969), в последнем случае кроме Преддонецкой ступени, которую авторы считали перспективной.

В 1970-е годы продолжилась неоднозначная оценка перспективности Северного борта ДДВ. С одной стороны, В.Б. Порфирьев с соавторами (1977) "...поиски залежей нефти и газа в региональных заливообразных поясах стратиграфического выклинивания, а также тектонического и гидродинамического экранирования" на этой территории выделяют в новые перспективные направления поисковых работ в ДДВ (с. 125). А В.А. Краюшкин (1972) даже сделал вывод, что "...именно тут можно ожидать открытие гигантских и сверхгигантских газовых и нефтяных скоплений". С другой же стороны, В.И. Созанский (1977) "...с позиции глубинного происхождения нефти" делает вывод о том, что "...борта впадины в своей большей части характеризуются спокойным залеганием фундамента, в связи с чем трудно рассчитывать на скопления в них нефти и газа. Небольшие залежи возможны вбли-

зи региональных разломов" (с. 89).

Наиболее наглядно разноречивостью в представлениях о перспективности Северного борта проявился при решении этой задачи методом экспертных оценок, когда статистически незначимое большинство экспертов (51 против 47) дали ему отрицательную оценку, а в целом оценка оказалась неопределенной (Б.П. Кабышев, 1974, с. 19). Однако, несмотря на такое экспертное голосование, Б.П. Кабышев (1974) сделал вывод, "...что, если не на сверхгигантских, то на достаточно хорошие месторождения и, главное, на небольших глубинах здесь можно рассчитывать" (с. 19). Последний прогноз хорошо подтверждается бурением, а коллективный прогноз более половины экспертов в данном случае оказался не на высоте.

Р.Д. Фаниев и др. (1971), В.А. Краюшкин, Н.М. Брегида (1974) считали перспективными на Северном борту "...отложения юры, триаса, верхней и нижней перми, карбона и девона в зоне активного водообмена" (с. 176), а "...внешняя граница перспективности на нефть и газ" проводилась авторами по стратоизогипсе поверхности фундамента — 500 м. Позднее такие представления были подтверждены В.Б. Порфирьевым и В.А. Краюшкиным (1975) с подчеркиванием перспективности "...зоны активного водообмена, где как раз и могут находиться гигантские и сверхгигантские месторождения нефти и свободного газа, как Боливар-Прибрежное" (с. 216). Здесь же авторы высоко оценили Харьковскую зону борта, что, в отличие от других прогнозов, позднее прекрасно подтвердилось открытием целой серии месторождений.

В 1980-е годы отрицательных оценок перспективности уже никто Северному борту не давал. Была только критическая оценка В.И. Созанским (1986) прогнозов В.Б. Порфирьева и В.А. Краюшкина (1975) о возможности открытия здесь гигантских и сверхгигантских месторождений нефти и газа. Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев и др. (1981-2) относили в эти годы Северный борт к числу наиболее перспективных, но слабоизученных территорий ДДВ, а В.А. Разницын с соавторами (1985) к рангу высокоперспективных и перспективных относили южную погруженную часть борта и к малоперспективной — северную периферийную.

С середины 1980-х годов начались интенсивные поиски месторождений нефти и газа на борту, этап анализа и подтверждаемости многочисленных, сделанных ранее прогнозов.

С позиций современности из изложенных прогнозов нефтегазоносности достоверными следует считать те, которые оценивали перспективным Северный борт в целом и дифференциацию его на более перспективную южную и мало- или совсем бесперспективную — северную — части. Достоверная граница между ними не известна и в настоящее время. При такой оценке основным геологическим фактором достоверного прогноза следует признать комплексный учет всех необходимых и достаточных критериев нефтегазоносности. Причем это независимо от теоретических позиций авторов на происхождение УВ, так как среди них были как органики, так и неорганики, а также не определявшие своих позиций на этот счет исследователи

(Ю.А. Арсирий, 1964; В.В. Глушко и др., 1959; Г.Е. Рябухин, 1946; А.А. Билык и др., 1959; Н.Ф. Балуховский, 1967; Г.Н. Доленко и др., 1968; Ю.А. Арсирий и др., 1981-2).

Здесь необходимо указать на одно косвенное влияние высокоинформативного критерия на разработку недостоверного прогноза. рядом исследователей (В.Я. Клименко, 1957; П.С. Хохлов и др., 1969; А.Ф. Романюк и др., 1965) Северный борт был оценен бесперспективным на основе неблагоприятных по их интерпретации условий сохранности УВ — гидрогеологической раскрытости недр. Этот критерий для оценки борта действительно очень важный, но авторы просто не имели фактических материалов по этим показателям и безосновательно посчитали их не благоприятными для всей территории Северного борта, в том числе и в южной пригребенной зоне. Этим и обусловлен их отрицательный прогноз перспективности, хотя для северной периферийной части борта все может оказаться так, как они прогнозировали.

Существенное влияние на достоверность прогноза нефтегазонасности борта оказали и теоретические позиции авторов. Правда, непосредственно ссылались на генетический фактор при своих прогнозах чаще только неорганики. Так вот, такие их прогнозы подтверждаются далеко не все, и в этом можно видеть влияние теоретических позиций о происхождении УВ. Именно этим можно объяснить: недостоверность отрицательной оценки перспективности Северного борта В.Б. Порфирьевым и В.И. Созанским (1969), В.И. Созанским (1977), перспективность периферийной зоны активного водообмена даже на поиски гигантских и сверхгигантских месторождений (В.А. Краюшкин, Н.М. Брегида, 1971; В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, 1975); неперспективность борта из-за отсутствия соляных структур и соляных экранов (Г.Н. Доленко, В.И. Китык, 1959); лишь “возможную” нефтеносность борта из-за отсутствия здесь нижнепалеозойских отложений (В.Б. Порфирьев, 1946). Хорошо подтвердился у неоргаников только прогноз о высокой перспективности Харьковской зоны (В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, 1975), правда, не на гигантские месторождения.

В этом отношении прогнозы органиков подтвердились лучше, хотя связь здесь с теоретическими позициями авторов на происхождение УВ не такая прямая, как в первом случае, так как они не подчеркивали этот аспект. Но поскольку по своим убеждениям, известным по другим работам, такие авторы стоят на позициях органического происхождения УВ, можно считать, что последние повлияли и на их выводы о перспективности Северного борта ДДВ (Г.Е. Рябухин, 1946; А.А. Билык и др., 1959; В.В. Глушко, С.П. Максимов и др., 1959; Н.Ф. Балуховский, 1967; Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев и др., 1981-2; В.А. Разницын и др., 1985). И даже неподтвердившиеся прогнозы органиков обусловлены не теоретическими позициями авторов, а некорректным использованием одного из критериев сохранности УВ (П.С. Хохлов и др., 1969; А.Ф. Романюта и др., 1965).

В заключение следует отметить, что пример с оценкой перспективности Северного борта не показал преимуществ прогноза по методу экспертных оценок, что может свидетельствовать о том, что в науке

коллективное мнение — это еще не гарантия достоверности во всех случаях.

Перспективность карбонатных резервуаров в отложениях нижнего карбона

Оценка нефтегазонасности карбонатных отложений — одно из перспективных направлений поисков новых месторождений в ДДВ. Хотя последняя не относится к регионам с большой ролью карбонатов в стратиграфическом разрезе, но они развиты во всех трех стратиграфических комплексах палеозоя (девон, карбон, пермь). Учитывая, что особенности выделения в них продуктивных горизонтов и получения притоков УВ более сложные, чем из терригенных резервуаров, эти образования по сравнению с ними являются хуже изученными. Поэтому даже в зонах с хорошей разведанностью терригенных отложений карбонаты таят в себе возможности новых открытий.

Особое значение в изучении карбонатов имеет прогнозирование наличия и распространения их в биогермных фациях, которые по своим емкостно-фильтрационным свойствам представляют наибольший интерес в нефтегазонасном отношении. Кроме того, биогермные ловушки легче прогнозируются и выделяются, чем другие типы резервуаров в карбонатных отложениях.

В ДДВ наибольшие успехи в прогнозировании нефтегазонасности карбонатов получены в нижнекаменноугольных отложениях, хотя немало прогнозов было в отношении таковых в образованиях нижней перми и девона. В рассматриваемом комплексе карбонатные отложения с биогермными телами развиты преимущественно в нижневизейских и турнейских отложениях. Наиболее значительным месторождением с газоконденсатными залежами в турнейских биогермах является Мачехское с запасами газа около 5 млрд. м³. Промышленные залежи УВ в карбонатах выявлены также на Селуховском, Кампанском, Лычковском и Муратовском месторождениях, в последнем — в серпуховском ярусе. Впервые к карбонатным образованиям в ДДВ привлеклось внимание в работе В.А. Витенко, В.И. Савченко и др. (1971) с замечанием, что наибольший интерес в нефтегазонасном отношении представляют карбонатные отложения нижней перми, девона и башкирского яруса.

Наиболее значительные прогнозные исследования по рассматриваемой проблеме выполнены А.Е. Лукиным, Г.И. Вакарчуком, В.Т. Кривошеевым, В.А. Бабадаглы и некоторыми другими авторами. А.Е. Лукин (1972) прогнозировал, что склоны крупных локальных структур и соляных штоков (Поздняковский, Исачковский и др.) в прибортовых и осевой зонах ДДВ “...представляют определенный интерес с точки зрения поисков нижневизейских и турнейских биогермов” (с. 68). Позднее (А.Е. Лукин, 1974) он отмечал также наличие “...признаков биогермообразования” в карбонатных горизонтах верхнего визе и прогнозировал, что “...склоны крупных локальных структур (Малосорочинско-Радченковского, Глинского, Солоховско-Диканьского, Липово-Долинского выступа, Талалаевского поднятия и др.), а

также отдельных штоков (Поздняковский, Исачковский и др.) представляют определенный интерес с точки зрения поисков нижневизейских и турнейских биогермов” (с. 77). Именно к южной прибортовой зоне (недалеко от названных здесь структур) и приурочены открытые в карбонатных коллекторах Селюховское и Мачехское месторождения.

А.Е. Лукин и А.Я. Ларченков (1976) с отметкой “представляющих особый интерес” среди других карбонатных толщ выделяли “...комбинированные ловушки, связанные с барьерным верхневизейским рифом в зоне Краснорецких сбросов, карбонатные коллекторы нижнего визе-турне на крупных локальных структурах и на склонах” (с. 170). А в коллективной работе (А.Е. Лукин и др., 1979) на северной окраине Донбасса было выделено “...несколько зон развития рифогенных карбонатных коллекторов в башкирском, серпуховском и визейском ярусах” и “весьма высоко” оценены связанные с ними перспективы нефтегазоносности. В 1977 г. в этом районе было открыто Муратовское газовое месторождение с залежью в серпуховском ярусе.

В эти же годы Г.И. Вакарчук, В.А. Гальченко и С.В. Ткачишин (1976), говоря о северо-западной части ДДВ, отмечали широкое распространение карбонатных образований во всем палеозойском разрезе, однако считали, что “...наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности... представляют карбонатные отложения нижней перми и башкирского яруса (с. 101)... Определенный интерес в смысле поиска промышленных залежей УВ представляет лагунная толща карбонатных образований нижневизейского подъяруса” (с. 104).

На основе комплексного историко-геологического анализа В.А. Бабадаглы (1982) выполнено прогнозирование барьерных рифов на северной окраине Донбасса в отложениях нижнего карбона, а еще раньше тем же В.А. Бабадаглы и др. (1979) — биогермов в южной прибортовой зоне ДДВ. В последней в 1983 г. было открыто Мачехское газоконденсатное месторождение.

Г.И. Вакарчук, Г.П. Козак, В.Т. Кривошеев, А.Я. Ларченков и А.Е. Лукин (1981) в пределах Свиридовско-Краснозаводской зоны среди других перспективных объектов прогнозировали “присутствие валоподобных карбонатных аккумулятивных образований в... верхней части нижнего визе (тульский горизонт)” (с. 29). Позднее А.Е. Лукин (1984) прогнозировал открытие залежей в карбонатных коллекторах ДДВ в широком спектре отложений нижнего карбона - серпуховском, верхневизейском, нижневизейском и турнейском ярусах, в последнем также коллекторов рифогенного типа (с. 158).

Хотя оценка перспективности карбонатных образований нижнего карбона находится в ДДВ в начальной стадии, можно сделать вывод, что приведенные выше прогнозы, в отличие от нижнепермских карбонатов, характеризуются достаточно хорошей подтверждаемостью. Этому способствовала в первую очередь их разработка с учетом седиментологических исследований и выделение их с учетом принципа сравнительных геологических аналогий с другими регионами зон развития отдельных объектов с биогермными образованиями, характеризующимися наилучшими коллекторскими свойствами.

В данном случае не проявляется прямого влияния на прогнозы позиции авторов на генезис УВ, так как на перспективность всех типов и разновидностей ловушек в нижнекаменноугольном комплексе оба альтернативных механизма образования УВ не накладывают ограничений.

Перспективность пород фундамента

Проблема промышленной нефтегазоносности пород докембрийского кристаллического фундамента в ДДВ, как нового перспективного направления поисковых работ, впервые была поставлена в план практической реализации в конце 1960-х годов сторонниками глубинного (абиогенного) происхождения нефти и газа (В.Б. Порфирьев, В.И. Созанский, 1969). Первое Хухринское нефтяное месторождение в фундаменте было открыто в 1985 г., позднее выявлены Чернетчинское нефтяное, Юльевское, Нарижнянское и др. газовые, а всего установлено порядка 10-ти площадей с промышленными притоками УВ из кристаллических пород. Все они расположены на Северном борту ДДВ, а притоки УВ получены преимущественно из верхней выветрелой и трещиноватой части фундамента, везде перекрытой верхневизейскими отложениями. Кроме того, на Юльевском месторождении приток газа получен из трещиноватых пород внутри фундамента ниже его поверхности на 300 м. Разведанные запасы газа и нефти по оперативным подсчетам оцениваются в несколько млн. т УВ, а утвержденных в ГКЗ пока нет.

В работе В.Б. Порфирьева и др. (1975) было сформулировано основное условие перспективности пород фундамента — “...каждая структура, нефтеносная в осадочном чехле, является возможным вместилищем нефти и газа и в фундаменте” (с. 191), а также выделено основное направление поисковых работ — это “...крупные месторождения нефти и газа в палеозойских отложениях в грабенообразной части впадины в пределах выделенных нами перспективных зон” (с. 191). В этой работе авторами была предложена целая программа поисков нефти и газа в породах фундамента ДДВ, позднее детализированная (В.Б. Порфирьев и др., 1977). В последующие годы эта программа была реализована лишь частично путем вскрытия фундамента в 21 из 40 предложенных скважин. Положительных результатов, в смысле открытия месторождений в фундаменте, получено не было, правда, вскрывался он на небольшую глубину и в большинстве случаев не испытывался.

Следует отметить, что в названных первых прогнозах по фундаменту, хотя поисковые работы рекомендовалось проводить как в пределах грабена ДДВ, так и на ее бортах, однако конкретные скважины предлагались только по первому направлению. Обусловлено это было, по-видимому, концепцией формирования таких месторождений за счет глубинных источников УВ, согласно которой перспективы связывались больше с нарушенным глубинными разломами центральным грабеном. А в “...породах фундамента бортов впадины, — как писал и позднее В.И. Созанский (1975), — вряд ли будут найдены промышленные скопления углеводородов” (с. 243). Выход же с поисковым

бурением на Северный борт для оценки нефтегазоносности осадочно-го чехла, как указывали и В.Б. Порфирьев с соавторами (1977, с. 130), был осуществлен производственными предприятиями самостоятельно. Правда, позднее В.И. Созанский (1977) рекомендовал к бурению на нефть в фундаменте Журавненскую площадь, расположенную в зоне Северного краевого разлома, но уже на борту, рядом с Хухринской структурой, на которой в 1985 г. была открыта первая нефтяная залежь в фундаменте. В 1989 г. приток нефти из фундамента был получен и в Журавненской скв. 442 (Чернетченское месторождение). Этот участок для бурения на фундамент рекомендовался также в работе В.Б. Порфирьева и др. (1982).

В 1980-е годы объемы геологоразведочных работ и научных исследований на оценку нефтегазоносности пород фундамента значительно увеличились. В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, В.П. Ключко и др. (1982) разработали ряд конкретных рекомендаций для Ахтырского нефтегазопромыслового района, который рассматривали как полигон для изучения данной проблемы. Среди них, как указано выше, был и прогноз Хухринского месторождения.

В 1988 г. по инициативе ИГН НАН Украины, в первую очередь сторонников глубинного происхождения УВ — И.И. Чебаненко и В.П. Ключко — коллективом авторов была составлена «Комплексная программа изучения перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Северного борга ДДВ на 1989—1995 гг.» (В.Г. Демьянчук и др., 1989).

Ее особенностью была оценка фундамента в комплексе с перекрывающим его осадочным чехлом и то, что она разработана и выполнялась сторонниками как глубинного, так и органического происхождения нефти и газа. При этом совместные практические рекомендации находились в рамках обоснованности обеих теоретических концепций. В частности, Б.П. Кабышевым (1989, 1990) была обоснована методика оценки прогнозных ресурсов УВ в породах фундамента на основе «...принципа соразмерности перспективности фундамента и перекрывающего его осадочного чехла» (с. 3). В реализации Комплексной программы принимал участие большой коллектив научных и производственных организаций Академии наук, Госкомгеологии и национальной акционерной компании «Нефтегаз Украины» (В.Г. Демьянчук и др., 1989).

Итоги реализации Комплексной программы (Нефтегазоносный потенциал... 1996) показали достаточно хорошую подтверждаемость прогнозов по Северному борту, в первую очередь по осадочному чехлу, но и по фундаменту также, хотя и в меньшей степени. Доказана промышленная нефтегазоносность последнего на 10 площадях, правда, разведанные в нем и принятые на баланс запасы УВ весьма небольшие.

Переходя к гносеологическим аспектам, способствовавшим подтверждаемости прогнозов о перспективности пород фундамента ДДВ, следует в первую очередь назвать концепцию глубинного происхождения УВ. Именно ее сторонники впервые обосновали эту проблему и на протяжении многих лет отстаивали ее и пропагандировали практические рекомендации по поискам нефти и газа в фундаменте.

И хотя о крупном успехе говорить еще рано, однако подтверждаемость прогнозов неплохая и есть предпосылки, что новый продуктивный комплекс в ДДВ себя еще проявит.

Но вывод о достаточно хорошей подтверждаемости практических рекомендаций по прогнозу нефтегазоносности фундамента, предложенных сторонниками глубинного происхождения нефти и газа, не означает одновременно и достоверности самой теоретической концепции генезиса УВ, на которой основывались прогнозы и, соответственно, глубинного источника открытых в фундаменте залежей нефти и газа. В данном случае наблюдается опосредственная связь теоретического обоснования и практического результата. В истории прогнозных исследований такие примеры известны, некоторые из них приводились выше в этой работе (прогноз И.М. Губкиным высокой перспективности Западной Сибири, В.Б. Порфирьевым в 1946 г. — наибольшей перспективности центральной части ДДВ и др.).

О том, что открытые на Северном борту ДДВ скопления нефти и газа в фундаменте не являются доказательством концепции глубинного происхождения УВ, свидетельствует ряд доводов. Во-первых, не наблюдается сколько-нибудь широко распространенной связи скоплений УВ в осадочном чехле и фундаменте на одноименных площадях (структурах), на которой В.Б. Порфирьев (В.Б. Порфирьев и др., 1975) основывали прогноз месторождений. Среди известных месторождений нефти и газа во всем мире такая синхронность встречается весьма редко. И это настолько очевидно, что даже другой активный сторонник абиогенной гипотезы В.И., Созанский (1977), критически отнесся к этому принципу В.Б. Порфирьева, считая, что он «...повторяет методу поисков нефти на заре развития нефтяной промышленности... когда поисковые скважины закладывались у поверхностных выходов нефти и газа с целью выявления их промышленных скоплений в более глубоких горизонтах осадочного чехла» (с. 63).

Сам В.И. Созанский (1977) считает, что перспективными для поисков нефти в трещиноватых породах фундамента являются площади, «...на которых встречена нефть в базальных песчаниках, залегающих непосредственно на выступах фундамента... а также выступы... непосредственно перекрытые глинистыми образованиями осадочного чехла» (с. 65).

Если бы месторождения в осадочном чехле на локальных структурах формировались за счет вертикальной миграции УВ из глубинных (подосадочных) источников их, то принцип В.Б. Порфирьева, безусловно, имел бы эмпирическую и статистическую подтверждаемость на известных месторождениях. А так среди многих тысяч месторождений мира он соблюдается весьма редко. Более того, часто наблюдаются весьма показательные обратные примеры. Так, в ДДВ под миллионными скоплениями нефти и (или) газа в осадочном чехле (Тимофеевское, Новотроицкое месторождения и др.) ниже развиты стерильные на нефтегазопроявления изверженные породы (эффузивы девонского возраста). Закономерность же, по нашему мнению (Б.П. Кабышев, 1990), состоит в другом: трещиноватые и выветрелые зоны фундамента продуктивны и перспективны там, где они непосредственно контактиру-

ют с нефтегазогенерирующими и аккумулярующими осадочными продуктивными комплексами. Поэтому неслучайно залежи УВ в фундаменте ДДВ выявлены именно на Северном борту, где он перекрывается основной в регионе верхневизейской генерирующей и наибольшей аккумулярующей УВ толщей. В то же время не открыто таких залежей в грабене ДДВ, несмотря на то, что там фундамент вскрывался в три раза большим числом скважин, чем на борту, но перекрывается на большей части территории значительно менее перспективными подсолевыми девонскими отложениями. Кроме того, сами разработчики концепции глубинного генезиса УВ в своих более ранних работах основной перспективной на нефть в фундаменте территорией считали центральный грабен ДДВ, так как там широко развиты глубинные разломы (В.Б. Порфирьев, В.И. Созанский, 1969, с. 32, 33; В.И. Созанский, 1975).

Изложенные эмпирические закономерности невольно наталкивают на вывод, что открытие скоплений нефти и газа в породах фундамента на Северном борту ДДВ в теоретическом плане больше подтверждает осадочно-миграционную теорию образования месторождений, чем концепцию глубинного их происхождения, хотя открыты они были благодаря рекомендациям и настойчивым усилиям сторонников последней. Такова диалектика развития прогнозных исследований нефтегазоносности и их практической реализации.

О том, что открытие месторождений нефти и газа в породах фундамента на Северном борту не дало доказательств их глубинного происхождения недавно признавал и один из активных современных сторонников этой концепции И.И. Чебаненко (1996).

Из других гносеологических факторов, способствовавших достоверности прогнозов перспективности фундамента в ДДВ, были практические результаты поисков — открытие в 1985 г. первого в регионе Хухринского нефтяного месторождения очень активизировало поисково-разведочные работы в породах фундамента.

Прогноз крупных и средних месторождений

Проблема поисков крупных и средних месторождений, как прогнозная задача в ДДВ, впервые была поставлена в начале 1960-х годов, когда уже были открыты самые крупные в регионе газовые (Шебелинское) и нефтяные (Гнединцевское, Лебяковское) месторождения. Тем не менее, еще впереди были другие значительные открытия, а их прогноз и последующие поиски имели важное практическое значение.

Первые исследователи этого направления перспективы открытия крупных месторождений газа связывали с нижнепермско-верхнекамменноугольным комплексом в юго-восточной части ДДВ (В.А. Гордиевич, И.В. Санаров, 1962), либо в этом комплексе и других частях разреза (В.А. Витенко и др., 1961; Ю.А. Арсирий и др., 1962; И.Г. Баранов, Ю.А. Арсирий, 1964). Среди других таких объектов назывался традиционно оценивавшийся оптимистично и девонский комплекс (В.А. Витенко и др. (1961), И.Г. Баранов и др. (1963) или девонский и нижнекамменноугольный (Ю.А. Арсирий и др., 1962), Б.С. Воро-

бьев (1966) перспективы поисков крупных и средних месторождений связывал "...с отложениями нижнего карбона, межсолевого и особенно подсолевого девона"; считал также, что "...существуют очень благоприятные условия" для этого и в "...отложениях триаса, перми, карбона и надсолевого девона". И.С. Романович (1966) же такие перспективы видел в центральной части грабена, "...в отложениях подсолевого девона... и в терригенной толще нижней перми и карбона".

На хорошую подтверждаемость прогноза значительных по запасам месторождений в отложениях нижней перми-верхнего карбона и нижнекамменноугольных повлияли в первую очередь положительные практические результаты поисков в начальный период поисково-разведочных работ в условиях еще низкой разведанности региона (Шебелинское месторождение — 1950 г., Глинско-Розбышевское — 1958 г., Гнединцевское — 1959 г.). Позднее этот же гносеологический фактор действовал в противоположном направлении. Вопрос о таком аспекте для девонского комплекса многоплановый и рассмотрен ниже для скоплений всех градаций крупности.

В 1970-е и последующие годы, по мере освоения начальных ресурсов УВ и уменьшения перспективности открытия новых значительных по размерам месторождений, количество таких прогнозов не уменьшилось. Правда, ранг крупности прогнозируемых месторождений со временем снижался. Были, однако, и исключения из этой закономерности. Так, В.А. Краюшкин (1972) с подчеркиванием позиций абиогенного источника УВ сделал вывод о возможности открытия на бортах ДДВ "...гигантских и сверхгигантских газовых и нефтяных скоплений" УВ. К депрессионным зонам по поверхности фундамента приурочивали основные перспективы поисков крупных месторождений в регионе П.Ф. Шпак и др. (1980), А.Я. Радзивилл и др. (1979). Причем, если первая группа авторов связывала их с нижнекамменноугольными отложениями, то вторая — с широким стратиграфическим интервалом разреза от девона до перми.

С конца 1970-х годов реальные надежды на крупные месторождения оставались преимущественно за нижним карбоном, так как нижняя пермь-верхний карбон были в значительной степени уже разведаны, а девонский комплекс и сегодня остается в этом отношении проблематичным.

В 1980-е годы уменьшилось количество опубликованных работ по рассматриваемому вопросу, видимо, в связи со снижением перспективности новых открытий такого масштаба. Наиболее детально такие прогнозы и направления поисков с позиций осадочно-миграционной теории образования месторождений представлены в работе П.Ф. Шпака, Ю.А. Арсирия, А.А. Вилька, Б.П. Кабышева и др. (1982), позднее уточненные (Ю.А. Арсирий и др., 1989). Авторы связывали их с турнейско-нижневизейскими и надсолевыми девонскими отложениями на крупных антиклинальных структурах, а также со всем разрезом нижнего карбона в пределах малоамплитудных поднятий и неантиклинальных ловушек в центральной (Сребненско-Полтавской) части ДДВ. Подчеркивалось значение Свиридовско-Краснозаводской седловины и Северного борта ДДВ. При этом под крупными скоплениями

авторы, как и в другой работе (Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев и др. 1981), подразумевали таковые с запасами 30—100 млн. т УВ.

Подтверждаемость этих прогнозов характеризуется переменным успехом. Во-первых, все открытые после 1982 г. месторождения (2 крупных и 5 средних) находятся в пределах прогнозировавшихся направлений, как по разрезу, так и территории (Андрейшевское, Рудовско-Краснозаводское, Юльевское, Скоробогатьковское, Комышнянское, Южно-Афанасьевское, Сахалинское). Кроме того, подтвердилось (Г.И. Вакарчук, Б.П. Кабышев и др., 1990) объединение ранее двух мелких месторождений (Рудовского и Краснозаводского) в одно крупное, в пределах значительной по размерам неантиклинальной литологической ловушки. С другой стороны, не оправдались пока надежды на серпуховский ярус и крупную Бельскую структуру. В целом подтверждаемость этих прогнозов значительно лучше, чем сделанные некоторыми другими исследователями прогнозы такого типа. Этому способствовал учет комплекса необходимых и достаточных критериев для формирования крупных месторождений с позиций осадочно-миграционной теории их образования.

Б.Д. Гончаренко (1982) также с позиций органического происхождения УВ благоприятные условия для аккумуляции крупных скоплений прогнозировал встретить в отложениях нижнего карбона "...в крупных депрессионных зонах" и "...юго-восточной части северной прибортовой зоны ДДВ". Приведенный выше список открытых после 1982 г. значительных по размерам месторождений показывает, что часть из них находится в рамках этого прогноза, хотя перспективы некоторых рекомендовавшихся конкретных структур и не подтвердились (Водяновская, Туровская, Ковязская).

Принципиально другие направления поисков и масштаб крупности месторождений прогнозировали в эти же годы А.В. Бобошко, А.Н. Истомина и др. (1982). Прогноз этот сверхоптимистичный, приятный, но, к сожалению, далек от реальности. Во всяком случае, за прошедшее время не получено данных о возможности открытия в ДДВ новых месторождений, по запасам сопоставимых с Шебелинским, Крестинским или Ефремовским. На основе геолого-статистического моделирования авторы пришли к выводу, что в крупных и крупнейших месторождениях ДДВ сосредоточена половина прогнозных ресурсов УВ, а вторая половина — в мелких и средних месторождениях. Альтернативное распределение прогнозировали в те годы Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев и Д.И. Чупрынин (1981) на основе моделирования по принципу Парето: 57,2 % прогнозных ресурсов в мелких месторождениях, остальная часть — в крупных и средних.

Самая значительная неподтверждаемость прогнозов А.В. Бобошко и др. (1982) относится к перспективным направлениям поисков крупных месторождений — "...выявление крупных залежей газа можно связывать только с отложениями девона" (с. 22). Приведенный выше перечень 7-ми открытых после 1982 г. месторождений показывает, что все они связаны с образованиями нижнего карбона.

Гносеологическим фактором низкой достоверности прогнозов названных авторов, в первую очередь завышение оценок девонского комп-

лекса за счет нижнего карбона, является, по нашему мнению, неучет принципа необходимых и достаточных критериев для формирования крупных месторождений. Авторы, как это практиковалось и в других работах А.Н. Истомина (1973), гиперболизировали роль региональных соленосных покровов в образовании месторождений. Они считают, например, что, если в разрезе девона есть две соленосные толщи, то этого достаточно, чтобы прогнозные ресурсы газа в нем оценить в два раза больше, чем в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе, где имеется один такой флюидоупор. А то, что под каждым из трех соленосных экранов развиты принципиально различные с точки зрения генерационных свойств пород толщи отложений, авторы игнорируют, хотя пишут, что руководствуются осадочно-миграционной теорией образования месторождений.

С позиций концепции абиогенного генезиса месторождений разработал свои сверхоптимистичные прогнозы о крупных месторождениях ДДВ в этот период В.И. Созанский (1990). Он, в частности, критикует упоминавшиеся выше представления Ю.А. Арсирия и др. (1981), считая, что "...этот пессимистический вывод преждевременен" (с. 26). Ну а в качестве примера своего оптимистичного прогноза приводит участок "Малодевича—Белоусовка", который, по его взглядам, "...представляет единую зону нефтегазонакопления... суперместорождение" (с. 32), к тому же находящееся в отложениях нижней перми-верхнего карбона под триасовой глинистой покровной. Результаты поисково-разведочных работ не только после 1990 г., но и с более раннего периода, когда В.И. Созанский уже выступал с подобными прогнозами, оставляют мало неоднозначностей для суждения о том, что в данном случае является оптимизмом, что пессимизмом, а что реализмом в прогнозах нефтегазонаосности. А вместе с тем этот пример добавляет лишний штрих в позиции прогнозиста о генезисе УВ, как гносеологическом факторе, влияющем на достоверность прогнозов нефтегазонаосности.

Резюмируя сказанное, можно заключить, что на достоверность прогнозов крупности месторождений в ДДВ оказали влияние несколько гносеологических факторов: позиции авторов в вопросе о генезисе УВ, корректность использования принципов сравнительных геологических аналогий, необходимых и достаточных критериев нефтегазонаосности, опора на положительные практические результаты поисков. При этом руководство концепцией об абиогенном генезисе УВ не способствовало разработке достоверных прогнозов о крупности месторождений, что проявилось в надеждах на открытие "...гигантских и сверхгигантских месторождений" в гидрогеологически раскрытых зонах на бортах ДДВ (В.А. Краюшкин), а также "суперместорождений" в неантиклинальных условиях, в образованиях нижнепермско-верхнекаменноугольного продуктивного комплекса (В.И. Созанский). В то же время прогнозы, опирающиеся на осадочно-миграционную теорию происхождения УВ, лучше подтверждаются последующими поисково-разведочными работами (А.Ф. Шпак, Б.П. Кабышев, Ю.А. Арсирий, А.А. Билык, Б.Д. Гончаренко и др.).

Это не значит, что теоретические представления авторов на генезис УВ во всех случаях гарантировали успех в прогнозах. Геологическая

мысль исследователей развивалась более сложно. Были и у неоргаников успешные прогнозы, например, Харьковской зоны, на значительные, хотя и не гигантские, месторождения (В.А. Краюшкин, 1972) и, наоборот, недостоверные прогнозы крупности месторождений у органиков (А.Н. Истомин). Но такие прогнозы непосредственно не вытекают из теоретических концепций о генезисе УВ и поэтому не могут быть использованы для оценки достоверности последних.

Хорошей подтверждаемости перспективности нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса ДДВ в начале 1960-х годов (В.А. Гордиевич, В.А. Витенко, И.Ф. Клиточенко, Ю.А. Арсприй, И.Г. Баранов и др.) способствовала опора на положительные результаты поисков (открытие Шебелинского месторождения). Этот гносеологический фактор обычно имеет ограниченный временной интервал успешного влияния на достоверность прогнозов, при превышении которого он уже оказывает обратное воздействие. Так и произошло в 1970-е и последующие годы с многочисленными оптимистичными прогнозами на поиски новых месторождений в отложениях нижней перми-верхнего карбона.

8.3. Крупные заблуждения геологической мысли в прогнозах нефтегазоносности

Первым крупным заблуждением геологической мысли исследователей территории ДДВ явилось длительное (по меньшей мере с середины XIX столетия) господство представлений о развитии на севере Украины каменноугольного бассейна складчатого (геосинклинального) типа, позднее получивших название проблемы Большого Донбасса. Подробно эти идеи рассмотрены в разделе 1. Именно в этих недостоверных представлениях о геологическом строении региона мы видим гносеологические корни довольно длительной задержки с прогнозом нефтегазоносности здесь.

На протяжении XIX—начала XX столетия, когда в сходных геологических условиях древней Северо-Американской платформы уже велись поиски, разведка и добыча нефти, а по соседству, в Волго-Уральской области, активно обсуждалась проблема нефтеносности и предпринимались неоднократные попытки поисков нефти, на территории нынешней ДДВ до 1931 г. никто не прогнозировал открытие таких месторождений, во всяком случае нам не удалось найти ни одной опубликованной работы на эту тему. Объяснить это можно господством недостоверных геологических идей — продолжением к западу погребенного под мало-мощной толщей юры и мела складчатого Донбасса.

8.3.1. Завышение перспективности девонского комплекса

Вторым крупным и длительным заблуждением геологической мысли исследователей ДДВ является чрезмерно высокая оценка перспектив нефтегазоносности девонского комплекса отложений, причем не просто высокая в абсолютном отношении, а завышенная за счет недооценки перспективности на первом этапе исследований образова-

ний карбона и нижней перми, а позднее — только нижнего карбона.

Прежде чем приступить к систематизации прогнозов по девону, приведем данные о современной оценке перспективности этого комплекса, на фоне которых наглядно будет видна подтверждаемость сделанных в разные годы прогнозов. По последней оценке УкрГГРИ (1993), величина начальных извлекаемых ресурсов УВ в отложениях девона составляет 299 млн. т (всего 6,2 % от общих по ДДВ), начальных разведанных запасов УВ — 6 млн. т (0,2 %), а неразведанных ресурсов — 293 млн. т УВ (13,6 %). В современной перспективности этот комплекс среди остальных направлений поисков занимает четвертое место после 3-х нижнекарбонных, а вот в начальный период поисков месторождений, к которому относится и пик его гиперболизированных оценок, девон по перспективности, кроме названных выше, опережал также нижнепермско-верхнекаменноугольный и среднекаменноугольный комплексы. Тогда, правда, абсолютные оценки всех комплексов были другие.

История представлений с гиперболизацией оценки перспективности девона начинается с предвоенного периода. Правда, на нефтяной конференции 1938 г., когда впервые перед исследователями встала проблема определения основных наиболее перспективных направлений поисков нефти в ДДВ, подавляющими были идеи, отдававшие первенство в источниках и перспективности каменноугольному комплексу, в первую очередь нижнему отделу этой системы. Однако вскоре, буквально за несколько лет, геологическая мысль большинства геологов начала склоняться в сторону девонской проблемы, которой в 1940-е годы отдавалось предпочтение.

Это изменение особенно наглядно проявилось на примере представлений одного из первооткрывателей роменской нефти И.Т. Шабеки, который в 1938 г. нефтематеринскими породами в ДДВ считал "...отложения каменноугольного и, возможно, девонского периода" (с. 28), а в 1941 г. во втором издании той же брошюры таким источником он определил только девонские и, возможно, силурийские образования (с. 34). Позднее И.Т. Шабека (1949) подтвердил свои представления о девонском источнике нефти в ДДВ, в связи с чем "...подсолевые складки представляют громадный интерес с точки зрения поиска и разведки промышленной нефти" (с. 247).

Главный геолог треста "Укрнефтепромразведка" Г.А. Шаповалов в 1949 г. (Отчет Комиссии... 1949) считал прогнозные девонские скопления УВ "...единственными залежами, представляющими наибольший практический интерес" (с. 86).

В 1950-е годы, несмотря на открытие первых промышленных месторождений нефти и газа в отложениях карбона и нижней перми, приверженность многих геологов к девону уменьшилась не намного. Правда, теперь уже никто не называл его единственным перспективным комплексом, а вместе с карбонатом и пермью, однако и в этом ряду многие ставили девонский комплекс на первое место. Так, З.А. Мишунина (1955), заслуги которой в обосновании перспективности и приоритетности отложений нижнего карбона, как мы отмечали выше, не сомненны, уже в 1955 г. считала: "...не исключая возможности

нефтеобразования в нижнем карбоне, все же необходимо признать меньшую его вероятность по сравнению с девоном” (с. 315).

В.Я. Клименко и А.М. Куцыба (1954) прогнозировали открытие в ДДВ большой нефти “...как в осадках подсолевого и надсолевого девона, так и в каменноугольных... образованиях” (с. 514). П.В. Полев (1959) считал, что “...основную газоносность и нефтеносность в ДДВ необходимо связывать с девонскими отложениями” (с. 32). И.Г. Баранов, И.Ф. Клиточенко, А.А. Мартынов и др. (1959) полагали, что с точки зрения нефтематеринских пород “...наиболее перспективными являются девонские осадки” (с. 147). А.А. Мартынов, Н.А. Самборский и С.Е. Черпак (1959) в своих прогнозах пошли еще дальше, считая, что учет основных критериев нефтегазоносности “...ставит проблему девонской нефти на первое место и должен послужить поворотным моментом в развитии поисково-разведочных работ на нефть и газ на территории Украины” (с. 164). И даже наиболее реально оценивавшие в рассматриваемый период разные направления поисков новых месторождений А.А. Билык с соавторами (1959) считали, что “...громадный интерес в отношении нефтегазоносности представляют подсолевые отложения девона” (с. 154).

Господствовавшие представления о завышенных перспективах девонского комплекса нашли отражение и в количественной оценке ресурсов УВ при первом подсчете прогнозных ресурсов в 1959 г. (И.Г. Баранов и др., 1961), в котором начальные извлекаемые ресурсы УВ до глубины 5 км были завышены в 4,7 раза, а до 7 км — в 5,7 раза против их современной оценки.

В 1950-е годы редко кто отваживался не соглашаться или критиковать идею о “...большой девонской нефти в ДДВ”. Тем не менее, такие исследователи были. И среди них — Н.Ф. Балуховский (1954), который, касаясь вопроса о приоритетности девона в перспективах нефтегазоносности, еще в 1949—1950 гг. указывал “...на ложность этой концепции” (с. 725).

В 1960-е годы ситуация несколько изменилась. Положительные практические результаты поисков месторождений, в основном в отложениях нижнего карбона и нижней перми-верхнего карбона, конечно, не могли не оказать влияния на дальнейшие прогнозы. Однако они не остановили продолжения заблуждения геологической мысли в вопросе о завышении перспективности девонского комплекса. Можно сказать, что в это десятилетие наступило определенное равновесие между представлениями, связывающими наибольшие перспективы с девонским и нижнекаменноугольным комплексами.

Тем не менее, значительное количество исследователей продолжали связывать основные перспективы и, особенно, открытие крупных месторождений только с девонскими отложениями, а в них на первое место ставилась подсолевая толща. Так, А.С. Муромцев и В.М. Завьялов (1960) с подсолевым девоном связывали “...наиболее значительные в рассматриваемом регионе месторождения нефти и газа” (с. 10). О том же писали В.А. Витенко и др. (1961, с. 204). В.И. Созанский (1964) в северо-западной части ДДВ уже после открытия крупных Гнединцевского и Леляковского месторождений в нижней перми и

ряда скоплений в нижнем карбоне к “высокоперспективным породам” относил “...девонские подсолевые и межсолевые отложения, а также нижнепалеозойские (?) образования”, в “...категорию перспективных... каменноугольные и верхнедевонские образования” (с. 15).

И.Г. Баранов, В.Р. Литвинов и др. (1968) в северо-западной части ДДВ, в ряду нескольких направлений поисков новых месторождений на первое место поставили девонское (“...самый наибольший интерес... представляют девонские отложения... подсолевая толща... вторым по перспективности объектом являются ниже-среднекаменноугольные отложения” (с. 93, 95). Г.С. Брайловский и А.М. Синичка (1968) для средней части ДДВ прогнозировали, что именно в девоне “...должны содержаться основные залежи” (с. 220). А В.М. Завьялов и С.Е. Черпак (1967) считали, что “...на востоке Украины девонские отложения являются главным резервом для развития добычи нефти и газа в последующем пятилетии” (с. 8).

В ряде работ этого периода, где рассматривались только девонские отложения, приоритетность отдавалась подсолевому комплексу (А.Я. Ларченков и др., 1966; Н.Е. Чуприн и др., 1965; Б.П. Кабышев, 1970) и конкретно в пределах крупных выступов фундамента (П.С. Хохлов и др., 1967). Высказывались надежды, что “...открытие большой девонской нефти и газа — дело ближайшего будущего” (Н.Е. Чуприн и др. 1970, с. 7). При количественной оценке в 1964 г. (Ю.А. Арсирий и др., 1965) начальные ресурсы УВ в девонском комплексе были оценены в 9,5 раз выше современной величины и выше оценки нижнего карбона того же периода, хотя и ниже нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса.

В 1970-е годы эйфория с завышенной оценкой перспективности девона в ДДВ значительно снизилась. Уже мало кто из прогнозистов (но такие все равно были) ставил его на первое место среди других направлений поисков. Появились работы с обоснованием более умеренных перспектив этого комплекса, начался пересмотр перспективности его отдельных толщ с отдачей приоритетности межсолевой. Признание меньшей перспективности девона, чем это представлялось раньше, содержится в работах Ю.А. Арсирия, В.А. Витенко, А.Е. Лукина и др. (1977), А.Ф. Пугача, С.А. Тхоржевского и Н.Е. Чуприна (1973). Однако большинство исследователей продолжали весьма высоко оценивать этот комплекс, хотя и не связывая с ним уже главное направление поисковых работ.

Особенно большие надежды продолжали возлагаться на крупные выступы фундамента (Кошелевский, Лысогоровский, Плисковский и др.), с которыми связывались сначала крупные сводовые залежи нефти и газа, а после того, как было установлено, что на сводах нет вообще девона или он представлен неблагоприятным разрезом (эффузивы, плотные терригенные образования), основные перспективы связывались с их склонами (П.А. Анцупов и др., 1976; П.С. Хохлов и др., 1973; Г.Н. Доленко и др.; 1975; и др.). П.С. Хохлов с соавторами (1973) с девонскими отложениями в пределах выступов связывали “...основные перспективы открытия значительных промышленных скоплений нефти и газа” (с. 13), а Ф.Ф. Хмель (1973) в северо-запад-

ной части ДДВ — “...богатые промышленные залежи УВ” (с. 147). В.А. Краюшкин и Н.В. Иванов (1974) отстаивали перспективность эффузивных образований, широко развитых в девонском разрезе.

Другая группа исследователей, в альтернативу выступам фундамента, наибольшие перспективы в девоне приурочивали к солянокупольным структурам, расположенным, как правило, во впадинах фундамента или на их склонах (Б.С. Воробьев и др., 1971; Б.П. Кабышев, 1974; В.Б. Порфирьев и др., 1978). Предпосылкой для высокой оценки этого направления послужило получение полупромышленных притоков нефти из внутрисолевых терригенных прослоев (ранее считалось подсолевыми) на Сагайдакской площади. В конечном счете это направление реализовалось открытием в 1975 г. сравнительно небольших Бугреватовского и Козиевского нефтяных месторождений в задонско-елецком (в данном случае надсолевым) комплексе, хотя прогнозы были более далеко идущими — “...поиски залежей в девонских отложениях следует рассматривать на современном этапе как основную и первоочередную задачу” (Б.С. Воробьев и др., 1971, с. 17).

Комплексная оценка перспектив нефтегазоносности девона в этот период была изложена в коллективной работе большой группы известных специалистов этого направления под редакцией В.В. Семеновича (1975). Ими по существу была разработана обширная программа работ на девон (“расширение фронта исследований”). Авторы выражали надежду, что ее реализация “...поможет открыть... крупные девонские месторождения газа и нефти” (с. 93). В определенной степени эта программа была реализована, однако результаты оказались скромнее ожидавшихся — названные выше Бугреватовское и Козиевское месторождения. Завышение перспективности девона большинством исследователей ДДВ в 1970-е годы наглядно проявилось в прогнозе методом экспертной оценки (метод Делфи), в которой приняли участие почти все известные специалисты по геологии этого региона (Б.П. Кабышев, 1974). Большинство экспертов был сделан прогноз, что девонская проблема будет решена в 1986—1990 гг., а к 2000 г. это направление выйдет на первое место по приростам запасов УВ. Теперь уже ясно, что этого не произойдет.

Наиболее реальная, по нашему мнению, оценка перспективности девонского комплекса отложений в ДДВ в рассматриваемый период была дана в работе А.А. Билька и в количественных оценках начальных ресурсов УВ, выполнявшихся в УкрГГРИ в 1974 и 1979 гг. (Ю.А. Арсирий и др., 1981), в которых подсчитанные прогнозные ресурсы в девоне впервые оценивались близкими к современным (рис. 3, 4). Однако в это же десятилетие были и альтернативные подсчеты прогнозных ресурсов УВ, в которых оценки по девону были гиперболизированно завышенными: газа — против современной оценки УкрГГРИ в 7,3 раза (А.Н. Истомин, 1973), газа и нефти — в 1,7 раза выше всех наддевонских комплексов (И.С. Романович, 1978), газа — выше современной оценки в 2,1 раза (Б.П. Стерлин и др., 1972).

На основе выполненной количественной оценки И.С. Романович (1978) сделал вывод, что “...главным нефтегазоносным комплексом региона является девонский” (с. 36), который по его представлениям

должен быть выбран “...в качестве основного направления геолого-разведочных работ на нефть и газ” (с. 34). А.Н. Истомин (1973) по материалам своих прогнозов рекомендовал “...концентрацию геолого-поисковых работ с целью скорейшей промышленной оценки газоносности девонских отложений, которые после 1985 г. могут стать основным объектом добычи газа в пределах Восточно-Украинской нефтегазоносной территории” (с. 101). Не стал таким девон, хотя объемы бурения на его изучение были задолжены немалые.

В 1980—1990-е гг. прогнозы перспектив нефтегазоносности девонского комплекса в большинстве исследований, хотя и не всех, приближались или соответствовали современным оценкам. Уже никто не считал это направление наиболее перспективным в ДДВ. Круг вопросов в публикациях с девонскими прогнозами обычно стал включать обоснование перспективности отдельных частей разреза девона, зон и районов, а также типов ловушек (П.Ф. Шпак (1982, 1983); В.А. Разницын и др. (1985); Г.Н. Доленко и др. (1981, 1987); Б.П. Кабышев и др. (1986); Ю.А. Арсирий и др. (1981, 1984, 1989)). Наиболее перспективными для дальнейших поисков рассматриваются межсолевые задонско-елецкие отложения в прибортовых зонах центральной части ДДВ. Отсутствие открытий новых месторождений в девоне, т. е. практика поисков, приблизило прогнозы исследователей к реальной действительности. Количественная оценка ресурсов УВ в девоне, дававшаяся в эти годы УкрГГРИ (Б.П. Кабышев и др. (1986, 1990)), примерно соответствовала их последней современной оценке (рис. 3, 4).

Тем не менее, несмотря на нерадужную реальность, в ряде работ, преимущественно сторонников глубинного происхождения УВ, сохранилось гиперболизированно завышенное значение девонского комплекса в общей оценке перспектив ДДВ. По представлениям В.И. Созанского (1986) “девонский подсолевой и межсолевой комплексы высоко оцениваются в отношении их нефтегазоносности” (с. 112). А Ю.А. Муравейник (1998) рассматривает все открытые в палеозое ДДВ скопления УВ “...как сателлиты более крупных месторождений в девон-рифейских отложениях” (с. 85).

Продолжили эйфорию с завершенной оценкой девона А.Н. Истомин, А.В. Бобошко и др. (1982). Эти авторы оценили ресурсы газа в девоне “...цифрами, сопоставимыми с начальными потенциальными ресурсами нижней перми-верхнего карбона” (с. 22), т. е. в 9,2 раза выше современной оценки их по УкрГГРИ, правда, уже не в 2 раза выше нижнепермско-верхнекаменноугольных, как это было в 1970-е годы. Из выполненной оценки авторов следует и их вывод о том, что “...прогнозируемое нами выявление крупных залежей газа можно связывать только с отложениями девона” (с. 22).

Рассмотренный аннотированный обзор прогнозов нефтегазоносности девонского комплекса отложений наглядно иллюстрирует крупное, длительное, в отдельные периоды почти всеобщее, заблуждение геологической мысли исследователей ДДВ в оценке этого комплекса. Ведь абсолютное большинство прогнозов, начиная с самых ранних, в 1930-е годы, и кончая последним десятилетием, уже в определенной степени проверены бурением и не подтвердились. Почему? Безусловно, есть объек-

тивные причины, связанные с геологическим строением девонского комплекса, которое оказалось не похожим на сравниваемые другие регионы или другие комплексы в самой ДДВ и которое не могло быть учтено прогнозистами до бурения скважин. Однако, наверняка, влияли и гносеологические факторы, которые уводили геологическую мысль исследователей от реальной оценки объекта изучения.

Заблуждение геологической мысли с переоценкой перспективности девона продолжалось весьма длительное время (конец 1930-х—начало 1960-х, а в ряде случаев — и до 1980-х годов), по нашему мнению, потому что на это оказывало влияние несколько гносеологических факторов, частично сменявших друг друга во времени, но неизменно подталкивавших исследователей к неверному прогнозу. Самым первым таким фактором, толчком, который заставил геологическую мысль связать промышленную нефтеносность в ДДВ с девоном, было фаунистическое доказательство девонского возраста соли и пород в брекчии Роменского штока, из которой была получена первая нефть в регионе. Этот факт был установлен к началу работы нефтяной конференции 1938 г. и весьма активно на ней обсуждался.

И хотя уже в то время обсуждались и другие варианты источника нефти в ДДВ (в карбоне, силуре), но связь ее с девоном для многих геологов в конце 1930-х—начале 1940-х годов была наиболее убедительной. Реальность такой точки зрения подчеркивалась получением первого промышленного притока нефти в 1937 г. из брекчии соляного штока, в составе которой были и девонские известняки. Возможно, что в данном случае это и на самом деле так и есть, ибо и сегодня нет убедительных доказательств, с каким источником связана нефть в Роменском штоке. Ведь признаки нефти здесь были установлены также в каменноугольных и даже сеноманских отложениях. Но связь нефти с девонской брекчией довела, а отсюда вытекала и высокая перспективность этого комплекса в коренном залегании. Однако вскоре, после отрицательных результатов поисков нефти на других открытых соляных штоках (Исачковский, Дмитриевский), да и оказавшейся невысокой продуктивности самого Роменского месторождения, влияние этой причины стало снижаться. Однако на смену ей приходили другие гносеологические факторы.

На факт наличия девонских отложений в разрезе ДДВ наложились широкое распространение среди геологов, а также в обычной негеологической печати идей о большой девонской нефти в Волго-Уральской области. Сама эта нефтегазоносная провинция была открыта лишь на 8 лет раньше Днепровско-Донецкой области. Залежи нефти там были выявлены в нижнепермских рифах и терригенных отложениях карбона, однако дебиты скважин и запасы были сравнительно небольшие. И.М. Губкин и его сторонники обосновывали открытие крупных месторождений в девоне. Были противники этой идеи. Вокруг девонской нефти Волго-Уральской области шла активная полемика и не только на геологических совещаниях, но и в специальных изданиях (А.А. Трофимук, 1957). И вот в 1944 г. из девона ударил мощный нефтяной фонтан на Туймазинском месторождении. Это открытие обсуждала вся страна. Последующие открытия, особенно в Татарии,

закрепили за девоном позицию высокоперспективного комплекса Волго-Уральской области. О большом общественном резонансе этих событий свидетельствует и такой факт, как написание писателем Германом Нечаевым романа под названием “Девон”.

Все эти события не могли не вызывать оптимизма (относительно высокой перспективности девонских отложений) и у геологов, изучавших в те годы ДДВ. Так, например, И.Ю. Лапкин и Б.П. Стерлин (1957) писали: “Терригенные и карбонатные осадки девона, содержащиеся на восточной части Русской платформы крупные залежи нефти, являются перспективными и в пределах ДДВ” (с. 158). Надо сказать, что в 1930—1950-е годы были основания для проведения аналогии в геологическом строении Волго-Уральской области и ДДВ: оба региона относятся к единой Восточно-Европейской платформе, сложены одинаковым комплексом отложений — девоном, карбоном, пермью и мезокайнозойем (тогда это было уже известно). Логичен был и вывод о высокой перспективности девона и в ДДВ. Однако принцип аналогии, в отличие от использования его Н.С. Шатским с соляными куполами (см. раздел 1), в данном случае не сработал. В противоположность от территории Татарии ДДВ оказалась не обычной платформенной структурой, а особой — рифтогенной (авлакогенной). Учение же о таких структурах и сам термин “авлакоген” были введены в геологическую науку позднее — в 1960-х годах Н.С. Шатским (1964).

В Днепровско-Донецком авлакогене мощность осадочного чехла изменяется от 5-7 до 20 км, а девонский комплекс в нем залегает в самом низу, в жестких термобарических условиях, т. е. с точки зрения формирования и сохранения залежей УВ в существенно других условиях, чем в Волго-Уральской области. Но в те годы это не было известно, и нефтяные фонтаны из девона Поволжья продолжительный период вселяли оптимизм и надежду в сторонников высокой перспективности данного комплекса и в ДДВ.

В более поздние годы (1950—1960-е) влияние Волго-Уральского гносеологического фактора ослабло, но его место заняли три других, которые так же толкали геологическую мысль к завышению оценки перспективности девона в ущерб другим вышележащим комплексам. Это открытие нефти в девоне соседнего Припятского прогиба, идеи глубинного (неорганического) происхождения УВ и несоблюдение при прогнозных выводах комплексности исследований.

Был, правда, и еще один частный гносеологический фактор, не оказавший большого влияния. Это выделение С.К. Комоцким (1948) “Днепровско-Донецкого нефтеугольного бассейна”, в котором основные перспективы открытия угля он связал с карбоном, а нефти — с девоном. На такой расклад, по нашему мнению, сказалось то, что С.К. Комоцкому, в отличие от других сторонников идеи Большого Донбасса и угленосности территории ДДВ, было ясно, что настоящий уголь и большая нефть нигде в мире не встречаются на одной территории и в одном и том же стратиграфическом комплексе. Поэтому исследователю пришлось нефть поместить в девон, так как каменноугольный комплекс был занят углем.

Существенным фактором, который на протяжении многих лет сти-

мулировал высокую оценку перспективности девонских отложений в ДДВ, было открытие в середине 1960-х годов месторождений нефти в этом комплексе, в Припятском прогибе (первое Речицкое месторождение было выявлено здесь в 1963 г.). Принцип геологических аналогий всегда широко использовался в геологии. Не остался он в стороне и в этом случае. Сходство в геологическом строении и нефтегазоносности двух соседних регионов, являющихся составными частями единой нефтегазоносной провинции, конечно, имеется, но, как будет показано ниже, в самом важном для нефтегазоносности аспекте оно оказалось не настолько значительным, чтобы способствовать правильной оценке девона в ДДВ.

Теперь о влиянии идей о глубинном происхождении УВ и принципа комплексности исследований (необходимости и достаточности разных условий) при оценке перспектив нефтегазоносности, которое проявилось через гиперболизацию роли региональных соленосных покровов в аккумуляции скоплений нефти и газа в девоне в ущерб другим геологическим критериям.

Наиболее наглядно с акцентом на позиции глубинного (абиогенного) источника УВ обосновывали высокую перспективность девонского, в первую очередь подсолевого, комплекса в ДДВ Г.Н. Доленко и В.И. Китык (1959), В.И. Созанский (1964, 1986, 1990), Ю.А. Муравейник (1998). Эти и ряд других исследователей с позиций глубинного (ниже осадочного чехла) источника УВ считали, что девонский комплекс, и особенно его подсолевая часть, являясь первым коллекторским объектом на путях вертикальной миграции УВ, должны аккумулировать в себе и наиболее значительные их запасы.

Так, В.И. Созанский (1964) писал, что в ДДВ "...на участках, где в разрезе девонских отложений развиты соленосные толщи, следует ожидать богатые залежи нефти и газа в подсолевых породах. Перспективы надсолевого комплекса, включающего верхнедевонские терригенные, каменноугольные и пермские отложения, на таких участках не значительны. В зонах выклинивания и замещения девонских соленосных толщ перспективным может оказаться весь осадочный разрез — от нижнепалеозойских до пермских включительно" (с. 13).

Позднее В.Б. Порфирьев и В.И. Созанский (1968) частично изменили представление и перспективы нефтегазоносности девонских отложений, связав с каменноугольными и вышележащими: "Исходя из представлений о неорганической природе нефтяных флюидов и основной роли вертикальной миграции при формировании залежей, мы считаем, что площади с установленной нефтегазоносностью в верхних горизонтах являются наиболее перспективными и по глубокозалегающим горизонтам. Поэтому для решения проблемы нефтегазоносности девонских отложений ДДВ мы предлагаем постановку глубокого разведочного бурения на структурах, на которых обнаружены залежи нефти и газа в каменноугольных отложениях, пермских отложениях... Проблему промышленной нефтегазоносности ДДВ следует решить в ее северо-западной части... Чернухинско-Прилуцкой зоне месторождений" (с. 598).

Еще позднее В.И. Созанский (1990), несмотря на неподтверждае-

мость таких прогнозов, продолжил их теоретическое обоснование: "В зависимости от взглядов на природу нефти исследователи по-разному определяют перспективы нефтегазоносности девонских отложений... С позиций неорганического происхождения УВ девонские образования ДДВ высокоперспективны на нефть и газ, поскольку соленосные толщи являются идеальными экранами для залежей" (с. 52). Это, безусловно, верно, если бы было что экранировать.

Сходные представления о перспективности отдельных зон ДДВ в зависимости от распространения "девонских соленосных пород" развивали Г.Н. Доленко и В.И. Китык (1959). Они считали, что в тех "...частях впадины, где девонские галогенные отложения отсутствуют... навряд ли могли сохраниться сколько-нибудь значительные месторождения нефти и газа" (с. 194). В.Б. Порфирьев и В.И. Созанский (1969) акцентировали внимание на перспективности эффузивных толщ в девонском разрезе, в частности "...в северо-западной части ДДВ, поскольку на всей ее территории они буквально пронизаны вулканогенными образованиями" (с. 34). Хотя и без ссылок на генетический фактор, такими же идеями руководствовались А.С. Муромцев и В.М. Завьялов (1960), Г.Н. Доленко и др. (1975), когда связывали с подсолевым девонем в ДДВ "...наиболее значительные залежи..." и "...главный резерв развития добычи". Логика в этих представлениях есть, все это, действительно, так и могло быть, если бы основной источник УВ в ДДВ находился ниже осадочного чехла. А поскольку этого нет (так как нет наибольшей нефтегазоносности в подсолевом девоне), региональная соленосная покрывка не могла быть универсальным или главным критерием перспективности разреза, как ее считали названные выше сторонники глубинного происхождения УВ.

Таким же малодостоверным оказался и прогноз нефтегазоносности девона при оценке его с позиций органического происхождения УВ, когда некорректно использовались критерии перспективности. Так, И.Г. Баранов и др. (1959), игнорируя разработки В.В. Вебера, Д.Н. Соболева, Н.С. Шатского и др. о нефтепроизводящих свойствах карбона, основной источник УВ в ДДВ и наибольшие перспективы связывали с девонским комплексом только потому, что оценивали "нефтематеринские свиты по их главному признаку — большой скорости осадконакопления" (с. 147). Но в теории осадочно-миграционного происхождения УВ основными критериями для выделения таких свит являются не скорость осадконакопления, а тип и количество содержащегося в породах ОВ, битумоидов и определенная (но не максимальная) степень катагенеза их.

Завышали значение региональных соленосных флюидоупоров не только неорганики, но и ряд геологов при прогнозных исследованиях без увязки их с проблемой происхождения нефти и газа. В этом случае сказался другой гносеологический фактор — игнорирование комплексности исследований или конкретного принципа "необходимости и достаточности" учета разных критериев в прогнозах нефтегазоносности. Наиболее четко эта причина переоценки перспективности девона проявилась в работах А.Н. Истомина (1973); А.В. Бобошко, А.Н. Истомин и др. (1982); А.И. Истомин и др. (1985). Указанные

авторы параллелизуют перспективы газоносности нижнепермско-верхнекаменноугольного и девонского комплексов по наличию региональных соленосных покрышек: “Принимая во внимание возможную геологическую аналогию между нижнепермско-верхнекаменноугольным и девонским комплексами, близкие по размерам площади их распространения... можно оценить прогнозные запасы свободного газа девонских отложений примерно вдвое (т. к. две соленосные толщи) больше, чем оцениваются потенциальные ресурсы нижнепермско-верхнекаменноугольных отложений (одна солевая толща)” (с. 100).

Наличие региональных соленосных флюидоупоров, действительно, важный и необходимый критерий образования месторождений нефти и газа, особенно крупных, но далеко недостаточный для этого. И абсолютизация его в данном и других подобных случаях как раз и привела авторов к недостоверному прогнозу. Ведь наличием региональных соленосных флюидоупоров в девонском и нижнепермско-верхнекаменноугольном продуктивных комплексах геологическая аналогия между ними начинается и заканчивается. Под нижнепермским флюидоупором находится многокилометровая толща всего карбона, являющегося основным генерирующим комплексом в регионе, который обеспечил ресурсы и нижнепермско-верхнекаменноугольных отложений. Под соленосными экранами девона находятся сравнительно маломощные на большей части территории (по несколько сотен метров, редко больше) толщи подсолевого и межсолевого девона, к тому же не везде морских отложений и в значительной степени зараженные негенерирующими эффузивными образованиями, т. е. сравниваемые комплексы имеют разный нефтегазогенерационный потенциал. Кроме того, образовавшиеся в девонском комплексе в этот же период залежи УВ за счет проявления крупного предкаменноугольного перерыва имели больше возможностей для разрушения, чем скопления в нижней перми-верхнем карбоне.

Позднее А.В. Бобошко, А.Н. Истомина и др. (1982) с этим же критерием (региональной покрышкой) соединили поиски в ДДВ крупных месторождений газа “...по запасам сопоставимым с Шебелинским” (с. 20), которые “...можно связывать только с отложениями девона” (с. 22). При этом поиски “...под диапирами девонской соли в под- или даже межсолевых отложениях и соленосных толщах” (с. 23) представляются авторам “...наиболее перспективным...” (с. 24) направлением. И хотя конкретные рекомендации авторов на подштоковые залежи еще не реализованы, изученность девона в других местах не оставляет надежд на успешность таких прогнозов. Это не значит, что девонские отложения в ДДВ, в том числе и подсолевые, не перспективны, включая и незначительные по запасам месторождения. Этот вопрос мы рассмотрим в заключительном разделе. Однако то, что это не основное направление поисков с точки зрения оценки начальных ресурсов УВ — очевидно.

В теоретическом плане универсальное значение региональных покрышек с позиций глубинного происхождения УВ обосновывалось в работах В.И. Созанского (1986) (“...главную роль в формировании залежей нефтяных углеводородов ДДВ играют именно непроницаемые

покрышки” — с. 116), В.М. Завьялова (1973) и некоторых других исследователей. Анализ подтверждаемости прогнозов показывает, что только комплексный учет всех необходимых и достаточных критериев нефтегазоносности ведет к достоверным выводам. Непроницаемые экраны, как критерий перспективности, проявляют свои свойства при условии благоприятности других критериев, т. е. когда есть что экранировать.

Таким образом, длительному заблуждению геологической мысли исследователей ДДВ в завышении оценки перспективности девонского комплекса способствовали следующие гносеологические факторы: использование принципа аналогии в условиях залегания девонских скоплений нефти в ДДВ с Волго-Уральской областью и Припятским прогибом, теории глубинного происхождения УВ и игнорирование принципа необходимости и достаточности в критериях нефтегазоносности. Во времени эти факторы частично сменяли друг друга, а частично совпадали, но совместно обуславливали недостоверность прогнозов о чрезмерно высокой перспективности девонского комплекса.

Теперь обратимся к вопросу, чем объяснить сравнительно невысокую перспективность девона в ДДВ, какие геологические условия в нем не благоприятны или менее благоприятны по сравнению хотя бы со смежным нижнекаменноугольным комплексом? И второй вопрос — действительно ли все это так? Или, может, будущие геологоразведочные работы в корне изменят это положение, и прежние прогнозы станут на свое место?

Итак, причины сравнительно невысокой перспективности девона. Начнем с анализа изученности его глубоким бурением, ибо нередко отрицательные результаты поисков в девоне объясняются слабой изученностью, не соответствующей сложности его строения. В действительности разведанность девонского комплекса глубоким бурением не такая уж низкая, как это представляется из многих опубликованных работ. По состоянию на 1.01.1993 г. этот комплекс в той или иной мере вскрыт бурением в 1516 скважинах (из около 4 тыс. общего их числа в ДДВ). Общий метраж этих скважин по девонскому разрезу составляет 1 млн. 330 тыс. м или 8,7 % от общего (14,017 млн. м). Следует отметить, что В.А. Пупов (1998) называет существенно другую цифру изученности поисковым, разведочным и параметрическим бурением девона — 725,5 тыс. м, но это без проходки по девонской соли, в т. ч. в пределах соляных штоков. Правильнее учитывать общую проходку, потому что по солям бурили в надежде открытия залежей внутри них или под ними. Правда, и с этой оговоркой нам представляется, что полученная В.А. Пуповым величина несколько занижена.

Если учесть, что метраж бурения по почти непродуктивной мезозойской части разреза составляет 44,8 %, а по наиболее перспективному нижнему карбону — 16,1 %, то 8,7 % проходки скважинами по девону — это весьма значительная величина. Или несколько другой показатель: разведанность бурением территории ДДВ в метрах на 1 км² до 7 км по девону (13,6) не сильно уступает таковой по нижней перми-верхнему карбону (23,3), среднему карбону (25,4) и выше, чем

в верхневизейско-серпуховском (10,5) и турнейско-нижневизейском (3,7) комплексах.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что изученность девонского комплекса глубоким бурением не такая уж и низкая. А поэтому и неподтверждение многочисленных высоких прогнозов нефтегазоносности в нем и весьма скромные результаты по открытию месторождений объяснять слабой изученностью его бурением будет неверно. При соответствующей прогнозам перспективности девона даже случайное (по равномерной сетке) размещение указанного выше числа пробуренных скважин привело бы к открытию большего количества месторождений, чем их в действительности выявлено.

В работе Ю.А. Арсирия, А.А. Билыка, Б.П. Кабышева и др. (1981-3) названы геологические факторы, обуславливающие более низкую перспективность девонских отложений в северо-западной части ДДВ (Черниговско-Брагинский и Монастырищенско-Софиевский районы) по сравнению с Припятским прогибом: “1) высокая насыщенность девонского разреза ДДВ эффузивными образованиями... 2) значительно меньшее развитие... карбонатных пород... 3) только зональное развитие в ДДВ верхней соленосной толщи, которая в Припятском прогибе является... контролирующей практически все залежи в межсолевых отложениях... 7) нефтегазопроизводящий потенциал девонских отложений в северо-западной части ДДВ ниже, чем в Припятском прогибе, в основном из-за меньшего объема отложений морского генезиса... 8) гидрогеологические условия сохранения залежей УВ... в приближенной к Брагинско-Лоевской седловине зоне малоблагоприятны для этого... 9) пониженные по сравнению с Припятским прогибом коллекторские свойства пород” (с. 11).

И далее вывод авторов цитируемой статьи: “...различия... в целом таковы, что северо-западная часть ДДВ по сравнению с Припятским прогибом характеризуется менее благоприятными условиями для нефтегазообразования и нефтегазонакопления и, следовательно, девонские отложения здесь менее перспективны... В этом объективные причины того, почему до сих пор, несмотря на выполнение значительного объема работ, здесь пока не открыто промышленных месторождений нефти и газа” (с. 11) Вместе с тем авторы считают, что имеющиеся данные “...не свидетельствуют о бесперспективности северо-западной части ДДВ” (с. 11).

В прибортовых зонах центральной части названные негативные отличия девонского разреза ДДВ от Припятского прогиба несколько сглаживаются (снижается эффузивность, улучшаются гидрогеологические условия), но в целом положительный баланс за Припятским прогибом сохраняется.

Приведенные данные объясняют, почему не сработал принцип аналогии в оценке перспективности девона Припятского прогиба и северо-западной части ДДВ, где он наиболее изучен. Именно существенные различия между ними обуславливали некорректность применения этого принципа. Следует отметить, что эти различия имеют преимущественно зональное распространение, и их было трудно или невозможно предвидеть до бурения скважин. Например, первые сведе-

ния об эффузивности девонского разреза в северо-западной части ДДВ появились в результате бурения в 1951—1953 гг. Черниговской опорной скважины, а данные о широком распространении эффузивов — только в 1960—1970-е годы. Тем не менее, принцип аналогии как фактор достоверного прогноза нефтегазоносности в данном случае не сработал. И это также один из гносеологических выводов настоящего исследования.

Приведенные выше геологические критерии объясняют и обуславливают более низкую перспективность девонского комплекса ДДВ по сравнению с прогнозами 1940—1970-х годов. Конечно, ортодоксальный сторонник высокой перспективности девона может заметить, что все названные геологические факторы (эффузивность разреза, низкая карбонатность, сравнительно с нижним карбоном невысокий генерационный потенциал, небольшая площадь распространения верхней соленосной покрывки, низкие коллекторские свойства пород, малые размеры ловушек) относятся только к изученным бурением зонам и не могут считаться региональной закономерностью для всей остальной, значительно большей, неизученной территории. И это будет верно, так как изменчивость разреза девона по территории ДДВ сравнительно со всеми другими продуктивными комплексами самая большая. Вполне может быть, что в неизученных зонах девон не будет обладать теми отрицательными признаками, которые перечислены выше. Поэтому они не характеризуют перспективы девона в региональном плане.

Между тем такой всеобъемлющий (региональный) фактор сравнительной оценки перспективности девона со смежными стратиграфическими толщами имеется. Это положение девонского комплекса относительно главных зон нефте- и газогенерации и сохранения (консервации) промышленных скоплений нефти и газа, связанное с главной закономерностью размещения основной части УВ в разрезе осадочного чехла нефтегазоносного бассейна. Б.П. Кабышевым (1994) на материале ДДВ, а ранее И.И. Нестеровым и др. (1975), для ряда других регионов показано, что основные запасы УВ (в ДДВ до 90 %) размещаются в доминирующей зоне — в определенной, разной по возрасту части разреза, но занимающей оптимальное положение в средней части осадочного чехла. Эта зона наиболее благоприятна с точки зрения генерации УВ (это ГЗН или начало ГЗГ), сохранения залежей (нет гипергенеза) и консервации (не находится в жестких термобарических условиях, способствующих разрушению образовавшихся скоплений УВ). В доминирующей зоне наблюдается региональная продуктивность всех типов и разновидностей ловушек. Выше и ниже ее проявляется лишь локальная нефтегазоносность разреза — залежи встречаются только в отдельных определенных типах ловушек, хотя нередко они могут быть и крупными по запасам. И все же богатство недр региона определяется доминирующей зоной.

В ДДВ (Б.П. Кабышев, 1994, рис. 2) доминирующая по запасам УВ зона на большей части территории находится в отложениях нижнего карбона, частично среднего и нижней перми-верхнего карбона, где сосредоточено 90 % запасов УВ. Девонский комплекс в оптимальных условиях генерации, аккумуляции и сохранности УВ находится толь-

ко на территории крайнего северо-запада ДДВ (район Чернигов—Ичня), т.е. как раз там, где, как указано выше, установлены неблагоприятные зональные условия нефтегазоносности (распространение эффузивов и др.). Получается, что на всей территории ДДВ девон по сравнению с другими комплексами нигде не залегает в самых благоприятных для промышленной нефтегазоносности условиях. Остается надежда встретить благоприятные зональные условия на еще неизученной бурением территории, связанные с возможным наличием второго (глубинного) мегаэтажа газоносности со своим доминирующим комплексом, обусловленным особой ролью регионального галогенного флюидоупора. Перспективность этого направления мы рассмотрим в заключительном разделе.

Теперь же еще раз обратим внимание на вывод, что по объективным геологическим критериям в региональном и зональном планах девонский комплекс на всей территории ДДВ находится в худших условиях по сравнению с другими комплексами, т.е. не в доминирующей по запасам зоне. Именно по этой причине не сработала (явилась необоснованной) аналогия перспективности девона ДДВ с таковой Припятского прогиба и Волго-Уральской области. В Припятском прогибе только девон и находится в доминирующей оптимальной зоне (карбон залегает выше и не вошел в ГЗН), а в Волго-Уральской области он в таких условиях распространен на значительной территории, например, в Татарии с ее уникальным Ромашкинским месторождением, хотя в других районах в доминирующей зоне залегает каменноугольный комплекс.

И последний вопрос. Учитывая изложенные не совсем благоприятные с точки зрения перспектив нефтегазоносности условия залегания и строения девонского комплекса в ДДВ, могли ли исследователи раннего периода сделать более правильные прогнозы о его продуктивности или объективные обстоятельства не позволяли им этого? Ответ на него, по нашему мнению, не может быть однозначным: частично — не могли, а частично — могли. До 1951—1953 гг. (бурения Черниговской опорной скважины) не было данных о развитии в северо-западной части ДДВ эффузивных образований, а даже позднее — и других, перечисленных выше неблагоприятных для нефтегазоносности условий. Еще не существовало учения о рифтогенах (авлакогенах) на платформах с их очень большими мощностями и глубинами залегания осадочного чехла. Не было и данных бурения о таких мощностях и, следовательно, основания ожидать, что девон на большей части ДДВ залегает на очень больших глубинах и в зоне апокатагенеза.

И, тем не менее, уже в начальный период поисков нефти в ДДВ существовало учение об углеродном коэффициенте — связи нефти с отложениями средней стадии катагенеза и отсутствие ее в слабо и сильно преобразованных породах. Ряд исследователей, как показано выше, эти наиболее благоприятные условия отнесли к образованиям карбона, в первую очередь нижнего отдела, и сделали выдающийся прогноз. Другие же — не разделяли представлений об осадочно-миграционном происхождении нефти и связи последнего со средней степенью катагенеза вмещающих отложений или, если разделяли, то не

учли, что девон залегает ниже карбона (в более жестких термобарических условиях) и условия для него будут хуже, чем для карбона. Следовательно, не было основания отдавать девону предпочтение в перспективности перед карбоном и можно было избежать крупного и длительного заблуждения геологической мысли и, соответственно, уменьшить затраты на излишнюю его разведку в малоперспективных зонах. Как видим, и в девонской проблеме, как и нижнекаменноугольной, практика поисков и разведки нефти и газа подтвердила достоверность позиций теории осадочно-миграционного, а не глубинного происхождения УВ.

В целом же на крупное и длительное заблуждение геологической мысли исследователей ДДВ, связанное с завышением перспективности девонского комплекса, повлияли следующие гносеологические факторы:

- необоснованное использование принципа геологических аналогий с другими регионами;
- влияние теоретических позиций о глубинных источниках нефти в ДДВ;
- неучет комплекса необходимых и достаточных критериев нефтегазоносности, отдача предпочтения одному из них (соленосному флюидоупору). Ведь другим исследователям те же информационные источники о геологическом строении региона позволили сделать правильный прогноз об основном направлении поисков нефти и газа в ДДВ. В этом и состоит актуальность использования гносеологического подхода при прогнозах перспектив нефтегазоносности.

8.3.2. Нижнепермско-верхнекаменноугольная проблема

а) Недооценка перспективности комплекса на раннем этапе исследования

Нижнепермско-верхнекаменноугольный продуктивный комплекс по начальным ресурсам УВ в ДДВ (35,1 %) занимает второе место после нижнекаменноугольного, а по начальным разведанным запасам (56,5 %) лидирует и в настоящее время. В нем открыто 26 месторождений, в том числе самые крупные в ДДВ как газовые (Шебелинское, Зап.-Крестищенское, Ефремовское), так и нефтяные (Погарщинское, Гнединцевское, Леляковское). На трех последних залежи находятся в структурно-стратиграфических ловушках под предтриасовым (предпересажским) несогласием.

Из рассмотренной истории прогнозов нефтегазоносности (разделы 1-4) видно, что высокую продуктивность этих отложений, тем более приуроченность к ним самых крупных газовых и нефтяных скопленных под региональным соленосно-глинистым флюидоупором, до открытия первых месторождений этого типа никто из исследователей не прогнозировал. С.И. Евсеев (1941) в перечне полезных ископаемых пермских отложений Большого Донбасса не называет нефти и газа. В.В. Вебер (1941), связывавший наибольшую нефтеносность ДДВ с нижним карбоном, не отрицал и "...битуминозность донецкой пер-

ми”, а позднее (В.В. Вебер, 1945) признаки нефтеносности в пестроцветной свите верхнего карбона рассматривал как “...вторичные... связанные тесными переходами с коренными нефтепроявлениями ниже лежащих горизонтов карбона” и не придавал им существенного значения, будучи ортодоксальным сторонником сингенетичности промышленных скоплений УВ вмещающим отложениям.

Д.Н. Соболев (1949) в перечне горизонтов “первичного” нефтеобразования называет и пермь, но также не придает ей существенного значения и не указывает на нее при детальном рассмотрении перспективности разных стратиграфических комплексов по территории ДДВ. А.З. Широков (1946) “пояса пермской нефтеносности” на территории европейской части бывшего СССР выделял в Волго-Уральской области и Прикаспии, которые лишь небольшим участком заходили в район г. Луганска и севернее р. Сев.-Донец.

З.А. Мишунина (1955) отрицательно оценивала нефтегенерационные свойства пермских отложений, а газовую залежь Шебелинского месторождения правильно считала “...вторичной, образовавшейся в результате формирования криптодиapiroвой структуры”. Это, по ее мнению, создавало благоприятные условия для формирования таких залежей на небольших глубинах, которые “...могут быть технически легко освоены”. Последнее мнение оказалось пророческим: действительно, очень быстро были разведаны и выработаны крупные ресурсы нефти и газа в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе. Высокую газоносность З.А. Мишунина (1955) связывала с районом Шебелинского месторождения и Краснооскольского купола. Но все это было уже после открытия Шебелинского месторождения.

Также высоко в 1950-е годы оценивали перспективы подхемогенных отложений в связи с широким распространением нижнепермской соленосной крыши Н.Ю. Лапкин, Б.П. Стерлин и Д.Я. Токарский (1956), а А.А. Билык, Л.С. Палец и С.Е. Черпак (1959) первыми спрогнозировали, что “...нижнепермские осадки брахиантиклинальных складок северо-западной окраины Донбасса, экранированные пластами каменной соли, должны содержать самые крупные залежи газа и поэтому являются первоочередными...” для изучения. Авторы также исходили из вторичной (миграционной) природы скоплений газа в этом комплексе. Однако такая точка зрения в те годы еще не была общепринятой. Например, В.П. Козлов (1962) считал газ Шебелинского месторождения сингенетичным вмещающим породам нижней перми-верхнего карбона.

Н.Ф. Балуховский (1959) в те годы осевую (Красноград-Артемовскую) зону на северо-западной окраине Донбасса оценивал как “возможно перспективную”, отдав предпочтение северной прибортовой зоне (Валки-Кременная) и северной окраине Донбасса. Ниже современных в 1,5 раза (1123 против 1689 млн. т УВ) оценивались начальные ресурсы УВ нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса при первой количественной оценке их в УкрГГРИ, хотя проводилась она в 1959 г., после открытия Шебелинского и Глинско-Розбышевского месторождений с крупными запасами УВ в этих отложениях.

Изложенное свидетельствует, что научный прогноз крупной нефте-

газоносности подхемогенной толщи нижней перми-верхнего карбона не оказался на высоте — и открытие первых месторождений в ней происходило преимущественно по производственному сценарию. Об этом свидетельствует и непосредственная история открытия первых в этом комплексе Шебелинского (1950), Глинско-Розбышевского (1958) и Гнединцевского (1959) месторождений, в которых выявление залежей, к тому же крупных, в отложениях нижней перми оказалось для геологов неожиданным. Скважины-первооткрывательницы здесь ориентировались на другие комплексы.

Об истории открытия Шебелинского месторождения И.С. Романович (1967) пишет следующее: “В ноябре 1949 г. на Шебелинской структуре была заложена первая глубокая поисковая скв. 1. Согласно проекту скв. 1, на глубине 3000 м предусматривалось вскрытие верхней части отложений девона. Перспективными с точки зрения нефтегазоносности рассматривались отложения карбона и девона. Однако 3 мая 1950 г. при вскрытии данной скважиной нижеангидритового горизонта нижней перми на глубине 1624 м был получен газовый фонтан. С этого времени Шебелинская площадь переходит в промышленную разведку” (с. 7). А.П. Агишев и др. (1961) также указывали, что перспективы Шебелинской структуры в начале связывались с девонскими и нижнекаменноугольными отложениями.

Глинско-Розбышевское месторождение (нефтяная залежь в нижней перми-верхнем карбоне) была открыта скв. 5 в 1958 г. До этого, в послевоенный период с 1944 г., на этой площади были пробурены скважины 1, 2, 3 и 4. Как писал главный геолог треста “Укрнефтепромразведка” Г.А. Шаповалов (1947), “...предполагалось, углубив скважины до 2000 м, вскрыть весь разрез каменноугольных отложений и, кроме того, около 200 м девона (с. 6)... Отмеченные в скв. 1 нефтепроявления (на глубинах 2198 и 1600—1750 м, газа — 2035, 2104, 2155 и 2172 м. — Б. К.) в отложениях юрского и каменноугольного возраста дают основание рассчитывать на обнаружение промышленных скоплений нефти и газа не только в девоне и подстилающих его горизонтах, но и в более молодых отложениях. Это сильно расширяет перспективы нефтегазоносности ДДВ” (с. 7).

В 1957 г. на Глинско-Розбышевской площади была забурена скв. 5, как сказано в акте о заложении, “...с целью изучения геологического строения сводовой части поднятия, а также выявления нефтегазоносных залежей в мезозойских, пермских и каменноугольных отложениях” с проектной глубиной 3000 м. На глубине 1863 м в отложениях нижней перми-верхнего карбона этой скважиной была открыта нефтяная залежь.

На Гнединцевском нефтяном месторождении скв. 1 — первооткрывательница, забуренная в 1959 г., как сказано в акте о заложении, “...в сводовой части структуры на вскрытие турнейских и девонских отложений”. Правда, в графе “задачи и цели разведки” указывается, как тогда часто практиковалось, почти весь возможно перспективный разрез: “...выяснение промышленной газонефтеносности пермо-триасовых, каменноугольных и девонских отложений”. Проектная глубина скважины — 3500 м. Однако в процессе бурения с глубины 1730 м

были установлены нефтепроявления, по которым вместе с БКЗ и нефтенасыщенными образцами пород, отобранными боковым грунтоном, были выделены нефтяные пласты в интервале 1731—1792 м в отложениях нижней перми-верхнего карбона. При их испытании был получен фонтан нефти. Характерно, что бурение скв. 1 в указанном продуктивном интервале велось без отбора керна. После открытия нефтяной залежи бурение скв. 1 при глубине 2074 м было остановлено и газовые залежи в визейских отложениях на Гнединцевском месторождении были открыты значительно позднее.

Охарактеризованную историю прогноза и открытия Гнединцевского месторождения подтверждает и непосредственный участник тех событий В.И. Созанский (1986): "...на Гнединцевской площади была пробурена скважина для выяснения возможной нефтегазоносности визейских образований. Промышленная нефтеносность была установлена значительно выше предусмотренной геолого-техническим нарядом и связана с комплексом нижнепермско-верхнекаменноугольных отложений" (с. 31).

Рассмотренная история открытия трех первых месторождений газа и нефти в отложениях нижней перми-верхнего карбона в свете существовавших до этого прогнозов свидетельствует о том, что их появление на карте ДДВ и для геологов было приятной неожиданностью: структуры вводились в бурение в надежде на выявление залежей в более глубоких горизонтах — нижнем карбоне или даже девоне, с которыми в те годы большинство исследователей связывали основные перспективы.

Изложенные данные свидетельствуют о том, что геологической мыслью этот комплекс отложений в ранних исследованиях был явно недооценен: до открытия первых месторождений никто не ожидал в нем значительной нефтегазоносности и тем более открытия самых крупных в регионе месторождений. В 1960-е годы ситуация кардинально изменилась: большинство исследователей при определении основных направлений поисковых работ на первое место стали ставить нижнепермско-верхнекаменноугольный продуктивный комплекс (А.П. Агишев и др., 1967; И.Ф. Клиторченко, 1966 и др.), исключая тех, как показано выше, кто и в этот период наибольшие перспективы продолжал связывать с девонем. Была поставлена в прогнозном плане и новая проблема — поиски газовых месторождений в погребенных структурах осевой зоны юго-востока ДДВ (А.П. Агишев и др., 1961; Г.А. Летуновский и др., 1963; Р.И. Андреева и др., 1962, 1965 и др.). Правда, некоторые исследователи наибольшие перспективы рассматриваемого комплекса видели не в осевой (Машевско-Шебелинской) зоне, а в северной прибортовой (В.А. Витенко и др., 1961) или даже в "Преддонецком прогибе" на северной окраине Донбасса (А.П. Агишев и др., 1960).

В 1960-е годы проявилась уже и противоположная тенденция в оценке перспективности нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса — на волне крупных открытий при подсчетах прогнозных ресурсов УВ в 1964 и 1969 гг. (Ю.А. Арсирий и др., 1965, 1971) начальные ресурсы стали завышать в ущерб в первую очередь нижнекарбо-

новым отложениям (рис. 3, 4). Так, в оба эти подсчета начальные ресурсы УВ по нижней перми-верхнему карбону оценивались, соответственно, в 51,5 и 41,3 % от общих по ДДВ или 140 и 127 % от их современной величины. Этим было положено начало довольно длительному периоду завышения перспективности данного комплекса, в основном связанным с необоснованно высокой оценкой неантиклинальных зон выклинивания и биогермов.

В 1970-е годы ситуация с прогнозами нефтегазоносности нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса снова изменилась. Если в начале этого десятилетия с ним еще связывали наибольшие перспективы на предстоящие годы (П.Ф. Шпак, А.М. Палий, 1971; Р.Д. Фаниев и др., 1971; Н.Ф. Брынза и др., 1972), то позднее в связи с исчерпанием фонда неопискованных крупных структур и перспектив новых открытий наибольшие надежды прогнозисты стали возлагать на нижний карбон, который постепенно выходил на основное направление поисков, а нижняя пермь-верхний карбон следовали за ним (А.М. Палий, 1974; П.Ф. Шпак и др., 1976; Б.С. Воробьев и др., 1975; В.Б. Порфирьев и др., 1977; Ю.А. Арсирий, В.А. Витенко, Б.П. Кабышев, 1979). Вскоре это подтвердилось результатами работ.

Количественная оценка начальных ресурсов УВ по рассматриваемому комплексу в подсчетах 1974 и 1979 гг. снизилась до современных величин (рис. 3). Все эти изменения в прогнозах соответствовали реальным перспективам комплекса, но происходили в основном под влиянием практических результатов геологоразведочных работ. То же относится и к периоду 1980—1990-х годов, когда значимость данного комплекса еще более снизилась. Исключение составляют прогнозы нефтегазоносности неантиклинальных зон выклинивания и биогермных ловушек в этих отложениях, которые развивались другим путем. Это рассмотрено в следующем разделе.

Переходя к анализу гносеологических аспектов, которые не позволили спрогнозировать высокую нефтегазоносность нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса в ДДВ, следует отметить специфические условия этой проблемы по сравнению с двумя другими, рассмотренными выше (нижним карбоном и девонем). Особенности прогноза нефтегазоносности в рассматриваемых отложениях, по нашему мнению, связаны с вторичной (миграционной) природой залежей нефти и газа в нем, в отличие от сингенетичной в нижнем карбоне. Такой тип скопления УВ не прогнозировали ни сторонники осадочно-миграционной, ни глубинной концепции образования месторождений в ДДВ. И только глубокое бурение, спроектированное на другие комплексы, открыло крупные залежи в нижней перми-верхнем карбоне.

Органики, и это верно и с позиций сегодняшнего дня, не видя существенного генерационного, особенно для нефти, потенциала в нижнепермско-верхнекаменноугольных образованиях, и стоя на позиции преимущественной сингенетичности залежей УВ вмещающим отложениям вообще (например, В.В. Вебер), т. е. не учитывая значение вертикальной миграции УВ, не могли связывать с ними и значительной перспективности. Сторонник глубинного органического происхождения УВ в ДДВ В.Б. Порфирьев (до 1950-х годов неоргаников на

Украине не было), хотя и придавал большое значение вертикальной миграции в формировании месторождений, но, по-видимому, не рассчитывал, что вторичные скопления могут сформироваться так далеко от основного, силурийского, по его мнению, источника УВ — в нижнепермских отложениях. Поэтому он в своих работах того периода ничего не писал о перспективности рассматриваемого комплекса. Отсутствие данных о широком развитии в ДДВ нижнепермской соленосной толщи не позволило и А.З. Широкову (1946) провести аналогию в перспективности этого комплекса с Предуральским прогибом, от которого “пояс пермской нефтеносности” исследователь протянул только до Северной окраины Донбасса и Бахмутской котловины. И только глубокое бурение открыло крупные месторождения. Получается, что вторичные (миграционные) скопления нефти и газа прогнозировать значительно труднее, чем сингенетичные. Это, кстати, подтверждается и на примере мезозойских залежей ДДВ, которые до открытия никто не предполагал, а после выявления в мезозое уже последнего месторождения целый ряд прогнозистов еще много лет надеялись на новые открытия.

б) Завышение перспективности неантиклинальных ловушек

Если в начальный период исследования ДДВ (1930—1950-е годы), до открытия Шебелинского газового месторождения, существенные перспективы нефтегазосности в отложениях нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса никем не прогнозировались, то позднее, как показано в разделах 4—7, они значительно завышались, особенно в отношении высокой оценки перспективности зон выклинивания, биогермов и тектонически экранированных ловушек. Начало этому положил Н.Ф. Балуховский (1959), считавший, что “...заслуживает внимания изучение зоны выклинивания галогенных пород, которая может содержать стратиграфические залежи газа” (с. 132), и выделивший в юго-восточной части ДДВ две таких зоны.

В 1960-е годы вместе с обоснованием высокой перспективности отложений нижней перми-верхнего карбона в антиклинальных структурах, в т. ч. погребенных, разворачиваются прогнозные исследования с обоснованием высоких оценок и неантиклинальных зон выклинивания. Для бортов ДДВ впервые такие исследования выполнил Ю.А. Арсирий (1963, 1964) с соавторами (1963, 1965). Перспективными в пределах стратиграфических и литологических ловушек авторы считали разные комплексы палеозоя, однако подчеркивали (Ю.А. Арсирий, М.В. Худык, 1965), что “...объектом первоочередной важности... являются зоны выклинивания отложений нижней перми и верхнего карбона” (с. 161). В пределах грабена ДДВ И.Г. Баранов и Ю.А. Арсирий (1964) перспективными, вместе с нижневизейскими, турнейскими и девонскими отложениями, считали “...зоны выклинивания отложений нижней перми и верхнего карбона при перекрытии их глинами пересаженной свиты” (с. 64).

Сходные представления для северо-западной части региона развивали К.С. Супрунюк (1966, 1967), И.Ф. Клиточенко и др. (1966),

Н.Я. Барановская, И.Н. Головацкий и др. (1969). Последние считали, что “...зоны несогласного перекрытия верхнекаменноугольных и нижнепермских отложений верхнепермскими представляются весьма перспективными для поисков стратиграфически экранированных залежей”, в т. ч. и “...на моноклинальных склонах” (с. 8, 9). Для центральной части ДДВ сходные идеи развивали В.А. Аверьев, З.М. Захарян и Н.Т. Пашова (1967), Р.И. Андреева и др. (1969), П.Ф. Шпак, Р.И. Андреева, Ю.А. Арсирий и др. (1969), Б.П. Кабышев (1969) прогнозировал стратиграфические залежи в верхнем карбоне под предниконовским несогласием.

На 1970-е годы приходится пик активности исследователей в разработке прогнозов о высокой перспективности отложений нижней перми-верхнего карбона в стратиграфических, литологических и биогермных ловушках. Несомненно, что к этому подталкивали прекрасные практические результаты в приросте запасов газа и нефти и открытии новых месторождений газа в этом комплексе в пределах крупных погребенных антиклинальных структур и в приштоковых блоковых ловушках. В это десятилетие на приштоковых участках были открыты Распашновское, Червоноярское, Медведовское, Вост.-Медведовское и Чутовское газовые месторождения; продолжалась разведка с приростами запасов Ефремовского, Зап.-Крестищенского и Мелиховского крупных месторождений. Все это вселяло оптимизм (как позднее оказалось — необоснованный) в то, что и неантиклинальные зоны выклинивания в рассматриваемом комплексе будут также продуктивными. Эйфория с переоценкой перспективности объектов развивалась, несмотря на появление на отдельных участках отрицательных результатов поисков в зонах выклинивания (Кустово-Андреевская моноклинал, склоны Солоховско-Диканьского вала и др.).

Значительное количество таких работ было опубликовано в 1970-е годы. В.А. Гальченко (1972-1) на участках выделенных им в приповерхностных зонах геохимических аномалий “...основные перспективы...” связывал с “...нижнепермскими и верхнекаменноугольными отложениями... в пределах неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушек” (с. 20). А.М. Панькив и В.В. Плоско (1972) считали, что “...нижнепермские отложения в пределах бортовых частей Сребненского прогиба являются первоочередным объектом поисков залежей аструктурного типа”. В этой же зоне по С.В. Ткачишину (1974) “...первоочередного внимания заслуживают и биогермы в отложениях нижней перми” (с. 5).

В ряде работ А.Е. Лукина (1974, 1977), а потом А.Е. Лукина с соавторами (1974, 1976; Г.И. Вакарчук и др., 1975) анализировались и высоко оценивались перспективы нефтегазосности неантиклинальных ловушек в широком стратиграфическом интервале разреза палеозоя ДДВ, в т. ч. большие надежды возлагались и на рассматриваемый комплекс: “...первоочередного внимания заслуживают нижнепермские биогермы” (1974, с. 78); “...основные перспективы поисков литологических залежей следует связывать с нижнепермскими красноцветами” (1977, с. 96).

В.И. Созанский (1977) считал, что в ДДВ “...первоочередным объек-

том для поисков залежей нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам в ДДВ, являются пермские отложения Прилуцкого нефтегазоносного района” (с. 96). Перспективность рассматриваемого направления прогнозировали также С.В. Литвин и др. (1973), В.И. Савченко и др. (1977), И.В. Высочанский и др. (1978) и др.

В эти годы появились первые, хотя и единичные, работы с констатацией неперспективности или малоперспективности нижнепермских и верхнекаменноугольных отложений в пределах неантиклинальных зон выклинивания, тектонического экранирования, биогермных образований и даже малоамплитудных поднятий. Для тектонически экранированных ловушек это было сделано Б.П. Кабышевым (1969, 1970), а для других типов несводовых ловушек — Г.С. Брайловским, В.А. Голиковым, Б.Д. Гончаренко (1974), Ю.А. Арсирием, В.А. Витенко, Б.П. Кабышевым (1979). Наличие биогермов в разрезе нижней перми ДДВ оспаривал В.К. Иванов (1979). Б.П. Кабышев (1979) сформировал основное условие перспективности неантиклинальных ловушек всех разновидностей — в них перспективны “...только те продуктивные комплексы, которые одновременно являются и нефтегазопродуцирующими, и формирование залежей в которых происходило в результате преимущественно латеральной миграции УВ” (с. 15).

В 1980-е годы, несмотря на резкое снижение результативности поисково-разведочных работ по нижнепермско-верхнекаменноугольному направлению (открытое только одно мелкое, Котляревское, месторождение и получены приросты запасов газа на ряде ранее выявленных месторождений), эйфория с обоснованием высокой оценки ловушек в зонах выклинивания и биогермах не остановились, хотя ни одного такого месторождения в предыдущие годы и не было открыто. Происходила она, несмотря на появление новых работ, уже с более детальным обоснованием неперспективности этого направления поисков. Так, В.А. Витенко, Б.П. Кабышевым и др. (1981) было подтверждено, что “...только комплексы с сингенетической нефтегазоносностью являются высокоперспективными для поисков залежей в неантиклинальных ловушках” (с. 54). Нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс к таким не относился.

Исходя из указанной предпосылки, позднее Б.П. Кабышевым (1984) была разработана методика составления карт качественной оценки перспектив нефтегазоносности с учетом типа ловушек и составлены такие карты для основных продуктивных комплексов ДДВ. Был сделан вывод, что по нижнепермско-верхнекаменноугольному комплексу на большей части территории ДДВ “...обширные зоны выклинивания терригенных отложений, а также биогермные ловушки малоперспективны для поисков залежей нефти и газа” (с. 16). С отрицательной оценкой перспективности этого направления выступил также Б.Д. Гончаренко с соавторами (1984). Критически отнесся к выделению биогермов в нижнепермском разрезе В.И. Созанский (1986). Однако все эти работы, как и отрицательные практические результаты поисков, не остановили заблуждения геологической мысли и прогнозов о высокой перспективности рассматриваемого направления.

Г.Н. Доленко и др. (1981) дальнейшие перспективы отложений

нижней перми-верхнего карбона в регионе связывали с “...неантиклинальными ловушками...” и “...определенную роль...” отводили “...отдельным блокам пород, примыкающим к соляным штокам” (с. 212). По В.И. Китыку, (1984) “...в нижней перми... карбонатные органогенные постройки... являются первоочередными объектами поисков залежей нефти литологического типа” (с. 97). А.Е. Лукин (1984) среди перспективных объектов выделял “...зоны предтриасового выклинивания каменноугольных и пермских коллекторов” в северо-западной части ДДВ и “...на северном моноклинальном борту впадины”, а также “...зоны развития ЛСК-ловушек... связаны с карбонатными горизонтами славянской свиты” (с. 158). В пределах Свиридовско-Краснозаводской зоны различные по морфологии литологические и стратиграфические ловушки в разрезе палеозоя, и в том числе нижней перми, выделяли Г.И. Вакарчук и др. (1981), а в юго-восточной части ДДВ — А.С. Владимиров и др. (1987) (“...в крупных депрессионных зонах, межрядовых пространствах и на моноклиналях”, с. 19).

Шпак П.Ф. и др. (1986), исходя из верной предпосылки о формировании месторождений нижней перми и верхнего карбона в результате “...миграции УВ с нижележащих нефтегазопродуцирующих толщ девона и нижнего карбона” (с. 38), тем не менее, считают: “...в качестве самостоятельной должна решаться задача строения и оценки нефтегазоносности... нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса в районе Свиридовско-Краснозаводской седловины” (с. 45).

И.В. Высочанский с соавторами (1988) считали, что моноклинальными перспективными объектами на Северном борту ДДВ являются “...стратиграфически экранированные ловушки... связанные с песчаными пластами московского яруса, которые несогласно перекрываются флюидоупорной бат-байосской глинистой толщей”. В.И. Савченко (1989) дальнейшие перспективы новых открытий в нижней перми-верхнем карбоне связывал “...с опосредованным наиболее перспективных краевых частей раннепермского бассейна” (с. 15), а А.П. Саймолюк и др. (1988) среди других объектов — с “...поисками ловушек неантиклинального типа в зоне выклинивания нижнепермских отложений” (с. 45). Последние авторы с большим оптимизмом ожидали, что это направление “...приведет к открытию новых месторождений нефти и газа... на структурах иного типа — неантиклинальных. Залогом этого является региональная нефтегазоносность нижнепермско-верхнекаменноугольных отложений и наличие в их разрезе хороших коллекторов и надежных покрышек” (с. 49). Последние два критерия, конечно, есть, но этого недостаточно — нет здесь самих углеводородов.

И даже в 1990-е годы “нижнепермское заблуждение геологической мысли”, хотя и уменьшилось, но полностью не прекратилось. Так, Н.П. Зюзькевич, И.В. Высочанский и др. (1998) среди приоритетных направлений геологоразведочных работ в центральной части ДДВ называют “...в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе... выходы из компенсационных прогибов, где имеются выклинивания пластов-коллекторов... склоны валов... для которых характерным является выклинивание песчаных горизонтов” (с. 166). А.А.Ю. Полутран-

ко (1988) считает, что в прибортовых частях ДДВ "...границы распространения хемогенных отложений нижней перми можно считать перспективными для выявления залежей УВ" (с. 231).

Приведенный аннотированный обзор прогнозов перспективности отложений нижней перми-верхнего карбона в пределах неантиклинальных стратиграфических, литологических и биогермных ловушек (более 40-ка опубликованных работ) показывает, что очень большая эйфория с высокой оценкой этого направления поисков месторождений существовала среди исследователей ДДВ. Обоснование перспективности этого направления сопровождалось, а со стороны ряда авторов и продолжает сопровождаться самыми оптимистичными оценками — "первостепенный объект поисков"; "особый интерес", "большая вероятность открытия" и т.п. И, тем не менее, эти оптимистические прогнозы, к большому сожалению, не подтвердились. Сейчас об этом можно говорить уже вполне определенно, так как перспективность этого направления не подтвердилась ни на одной площади ДДВ. А выделялись литолого-стратиграфические или биогермные ловушки в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе и пребывали в бурении с ловушками в этих отложениях немалое количество площадей — Кустово-Андреевская, Сокиринцевская, Хортицкая, Пашковская, Северо-Леляковская, Диканьская, Южно-Машевская, Каменская, Бирюковская, Ткаченковская, Комаровская, Октябрьская, Червонодо-нецкая, Балаклеяская, Каленниковская и др.

К этому следует добавить и несколько десятков площадей с малоамплитудными поднятиями и соленосными покрывками по нижней перми, нефтегазоносность которых изучалась попутно при бурении на нижний карбон. Однако нигде на таких площадях не было открыто месторождений и даже не получено существенных признаков нефтегазоносности. Это в отличие от нижнекаменноугольных отложений, в которых в последнее десятилетие все чаще стали открываться залежи УВ в неантиклинальных литологических ловушках. Такое состояние с историей прогнозов и открытия залежей в отложениях нижней перми-верхнего карбона не связано с их разведанностью и изученностью, а является отражением избирательной нефтегазоносности разных типов ловушек в разных условиях (Б.П. Кабышев, 1981, 1984). А сами многочисленные прогнозы этого направления следует признать недостоверными. Ю.А. Арсирий и А.К. Цыпко (1991) также признали "...избирательную приуроченность промышленных скоплений УВ к определенным типам ловушек и частям палеозойского разреза в ДДВ" (с. 5).

Все это позволяет сделать вывод, что историю с прогнозом перспектив нефтегазоносности отложений нижней перми-верхнего карбона в зонах стратиграфического и литологического выклинивания можно оценить как третье крупное и длительное заблуждение геологической мысли причастных к проблеме прогноза исследователей ДДВ, после проблемы Большого Донбасса и девонской проблемы.

Представляет интерес гносеологический анализ этого заблуждения, так как желанием делать только оптимистичные прогнозы, что психологически всегда проще, в данном случае не обойтись, хотя и этот фактор также оказал свое влияние. По нашему мнению, основ-

ной причиной ошибочного прогноза явился неучет генетического фактора — условий образования УВ и формирования их залежей. Характерно, что ни один из указанных выше авторов, делавших прогнозы о перспективности отложений нижней перми-верхнего карбона, не высказывался о том, как он представляет себе условия образования этих скоплений, за счет каких источников УВ они могли образоваться?

Анализ условий формирования стратиграфических залежей нефти в отложениях нижнепермско-верхнекаменноугольного продуктивного комплекса ДДВ с современных позиций осадочно-миграционной теории их образования позволяет дать однозначный ответ на этот вопрос (Геолого-мат. модель... 1985). В северо-западной части ДДВ, в отложениях красноцветной формации этого возраста содержание рассеянного ОВ в среднем составляет 0,2-0,3 %, количество хлороформенного экстракта из ОВ равно в среднем 5 %, наиболее характерные значения коэффициента $b_{ув}$ — 2—2,3, что соответствует 0,004—0,005 % УВ на породу. Степень катагенеза пород по витриниту соответствует стадии ПК-МК₁. Эти показатели характеризуют терригенные отложения нижней перми-верхнего карбона как не нефтематеринские. Хемогенная толща нижней перми еще менее соответствует этой цели. Следовательно, нет в данном комплексе собственных источников углеводородов и, следовательно, не было региональной (зональной) латеральной миграции их, в результате которой только и могли бы формироваться залежи во всех типах и разновидностях ловушек, расположенных в моноклинальных условиях на путях такой миграции.

Залежи нефти и газа на известных здесь месторождениях в северо-западной части ДДВ (Гнединцевское, Погарщинское, Леляковское, Мильковское, Качановское и др.) образовались за счет вертикальной миграции УВ из нижнекаменноугольных отложений в постмезозойское время, скорее всего в предмеловой и предпалеогеновый перерывы (Геолого-мат. модель... 1985). Такое вертикальное перераспределение УВ, естественно, могло происходить только в пределах таких локальных объектов, где были для этого благоприятные условия — на средне- и крупноамплитудных антиклинальных структурах, нарушенных сбросами, активно формировавшихся в мезо-кайнозойское время, как это наблюдается на Погарщинском и других подобных месторождениях.

Несколько другие, но не принципиально отличные условия образования месторождений газа в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях, наблюдаются в Восточной субобласти ДДВ, где залежи приурочены к крупноамплитудным нарушенным сбросами структурам и приштоковым ловушкам. Здесь основные скопления газа формировались за счет вертикальной миграции УВ из разреза верхнего, среднего и нижнего карбона и аккумуляции их под нижнепермской региональной соленосной покрывкой.

Охарактеризованная модель формирования месторождений нефти и газа в ДДВ и значение перерывов и несогласий в этом процессе позволяют сформировать основное условие продуктивности слабых ловушек (неантиклинальных всех разновидностей и малоамплитудных поднятий): они закономерно могут содержать залежи нефти и

газа только в генерирующих комплексах отложений.

Продуктивность таких ловушек, развитых в стратиграфических комплексах, не обладающих собственным нефтегазогенерирующим потенциалом, представляется случайным явлением, которое не может иметь широкого распространения. Можно представить себе ситуацию, когда неантиклинальная стратиграфическая или литологическая ловушка в верхнем негенерирующем комплексе могла соединиться посредством разрывного нарушения с залежью в нижнем комплексе. Таким образом создались бы условия для перетока УВ вверх и формирования залежи в верхней ловушке. Но такие условия могут возникать весьма редко и, в отличие от осложнения единой системой сбросов всего или почти всего разреза в пределах крупноамплитудной (особенно солянокупольной) структуры, должны рассматриваться как случайное явление. Поэтому слабые ловушки в негенерирующих комплексах закономерно не могут быть продуктивными.

Сформулированное основное условие перспективности неантиклинальных ловушек не получило к настоящему времени достаточного освещения в опубликованных работах и не всегда учитывается в прогнозных исследованиях и практике геологоразведочных работ. Наглядным примером последнего является охарактеризованная выше история с прогнозом нефтегазоносности нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса. Именно неучетом генетических условий образования УВ и формирования залежей с позиций современных представлений осадочно-миграционной теории и объясняется, по нашему мнению, крупное и длительное заблуждение геологической мысли в оценке данного комплекса.

В других нефтегазоносных регионах, несмотря на неосвещенность в научных изданиях условий продуктивности слабых ловушек, ошибки в прогнозе, по-видимому, не были столь частыми в связи с тем, что во многих нефтегазоносных бассейнах не было такого значительного, как в ДДВ, переформирования залежей за счет вертикальной миграции УВ. В регионах платформенного типа основные продуктивные комплексы, как правило, являются нефте- или газогенерирующими и, следовательно, залежи в них первичные (синегенетичные). Этим и объясняется широкое распространение в платформенных условиях месторождений с залежами в неантиклинальных литологических, стратиграфических и других разновидностях слабых ловушек. И, наоборот, в бассейнах геосинклинального типа, где широко развита вертикальная миграция и вторичные скопления в негенерирующих комплексах, залежи в нетрадиционных ловушках встречаются значительно реже. Здесь в принципе большинство скоплений или даже все могут находиться во вторичном залегании. ДДВ — нефтегазоносный бассейн авлакогенного типа, характеризующийся промежуточной по интенсивности тектонической активностью между платформенными и геосинклинальными областями. Соответственно этому здесь наблюдаются и свои закономерности распространения залежей по разрезу: в нижних продуктивных комплексах — сходные с платформенными условиями, в верхних — с геосинклинальными.

Таким образом, гносеологическим фактором неадекватности прог-

нозов с высокой оценкой нефтегазоносности отложений нижней перми-верхнего карбона в пределах неантиклинальных ловушек и малоамплитудных поднятий является неучет условий формирования залежей УВ с позиций осадочно-миграционной теории их происхождения. Об этом свидетельствует то, что, во-первых, такие прогнозы часто делали неорганики, не признающие этой теории (Г.Н. Доленко, В.И. Созанский и др.); во-вторых, абсолютное же большинство исследователей, среди которых были и органики, при разработке таких прогнозов не связывали их с анализом условий формирования залежей, по-видимому, не задумываясь над этим вопросом, или в условиях острых дискуссий и крайнего противостояния концепций глубинного и органического происхождения УВ, не веря ни в одну из них и, соответственно, не используя в своих прогнозах, и, в-третьих, первыми указали на низкую перспективность отложений нижней перми-верхнего карбона в слабых ловушках сторонники осадочно-миграционной теории происхождения УВ именно на основе увязки этих двух вопросов между собой (Б.П. Кабышев, 1979, 1981; Б.Д. Гончаренко и др., 1984).

Исключением из этой закономерности являются прогнозирование Н.Ф. Балуховским (1959) перспективности зон выклинивания коллекторов под нижнепермской соленосной крышкой в юго-восточной части ДДВ, исходя из генерации УВ “в осевых зонах впадины” и латеральной миграции их к прибортовым. Но относилось это к раннему периоду исследований и только к юго-восточной части региона, где отложения нижнепермско-верхнекаменноугольного продуктивного комплекса, в отличие от северо-западной, обладают некоторым собственным газогенерационным потенциалом. Перспективность неантиклинальных ловушек здесь полностью отрицать не следует и сегодня, хотя вероятность этого низкая. И все же пример с прогнозом Н.Ф. Балуховского является исключением из закономерности, вероятно, в связи с тем, что он переоценил генерационные возможности нижней перми-верхнего карбона, а также дальность латеральной миграции УВ.

В основном же недостоверные прогнозы в рассматриваемом вопросе обусловлены игнорированием представлений о формировании месторождений нефти и газа в соответствии с осадочно-миграционной теорией их образования, правда, в большинстве случаев, кроме неоргаников, игнорированием неосознанным. В этом основной гносеологический корень длительного заблуждения геологической мысли с завышением оценки перспективности отложений нижней перми-верхнего карбона в слабых ловушках.

Как правило, при прогнозах перспективности неантиклинальных ловушек в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях исследователи не затрагивали и тем более не связывали этот вопрос с источником УВ в этом комплексе, по-видимому, не задумываясь над этим вопросом. Во всяком случае, так автор может сказать о себе. Например, даже когда нами впервые (Б.П. Кабышев, 1969, 1970) был сделан вывод о малоперспективности отложений нижней перми-верхнего карбона на поиски неантиклинальных, тектонически экранированных залежей УВ, то такой прогноз аргументировался только высо-

кой песчанистостью разреза, что, безусловно, влияет на перспективность таких ловушек, но не является основным фактором. Или, к примеру, И.Ф. Клиточенко и др. (1966) уже в те годы правильно считали залежи в нижней перми-верхнем карбоне вторичными образованиями, сформировавшимися за счет вертикальной миграции УВ из нижележащих отложений, но не рассматривали вопрос, как при такой миграции УВ могли попасть в неантиклинальные литологические или стратиграфические ловушки в этом комплексе.

Есть, правда, и примеры с объяснением формирования неантиклинальных литологических и стратиграфических залежей в негенерирующем комплексе отложений. Так, В.И. Савченко (1989) учитывает, что отложения нижней перми-верхнего карбона не имеют своего источника УВ и залежи в них "...скорее всего формировались за счет генерационного потенциала нижнекаменноугольного и девонского нефтегенерирующих комплексов" (с. 12). Тем не менее, он делает вывод о "высоком развитии процессов внутрипластовой миграции" в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе, которая осуществлялась "по схеме ступенчатой миграции" (с. 13). Однако такой вывод, по нашему мнению, не обоснован (Б.П. Кабышев, 1996). Основным доводом отсутствия региональной латеральной миграции УВ в отложениях нижней перми-верхнего карбона является преимущественно азотный, а не углеводородный состав водорастворенных газов. Содержание углеводородов до высоких (70-90 %) значений здесь повышается только на контурах нефтегазоносности месторождений и до 100 % в подошвенных водах под газоводяными контактами (В.А. Терещенко, 1964). Латерально мигрирующие УВ прежде чем образовать промышленные скопления газа в свободном состоянии, должны были сначала создать высокий региональный фон газонасыщенности пластовых вод углеводородными газами, чего в данном комплексе, в отличие от нижекарбонных, не наблюдается.

Влияние позиции авторов на генезис УВ, на достоверность высокой оценки перспективности неантиклинальных ловушек в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях наглядно проявилось в прогнозах неоргаников. Наглядно потому, что в этом случае сами авторы подчеркивают обоснование их с позиций глубинного происхождения УВ. Так, в дополнение к приведенному выше выводу В.И. Созанского (1977) об этом комплексе в Прилуцком районе как "...первоочередном объекте..." для "...поисков залежей в неантиклинальных ловушках ДДВ" можно привести и его последующие заблуждения.

Подобные представления В.И. Созанский отстаивал и в 1986 г. и на конкретном объекте (Варвинской площади) — в 1990 г.: "К наиболее перспективным участкам в межкупольных зонах относится Варвинская площадь, расположенная между известными в ДДВ нефтяными месторождениями — Лебяковским и Гнединцевским (33)... Варвинская площадь была введена в разведку по рекомендации Института геологических наук АН УССР (В.И. Созанского. — *Б. К.*) (с. 41)... Ожидалось, что на Варвинской площади будут открыты залежи: основная — в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе и ме-

нее значительные — в нижнекаменноугольных породах" (с. 33). Ожидания не оправдались. Однако вопрос не в неподтверждении конкретной локальной рекомендации, которое может быть у геологов любой квалификации и независимо от представлений на происхождение нефти и газа. Вопрос в том, что после 1986 г. (начала В.И. Созанским дискуссии в защиту приоритетности нижнепермского и девонского комплексов в противовес нижекаменноугольному) в ДДВ не было открыто в прогнозируемых им направлениях ни одного нового месторождения. Все открытия этого периода (55 месторождений) и основные приросты запасов были получены в отложениях карбона, преимущественно нижнего. Дискуссия о достоверности теоретических позиций авторов прогнозов в данном конкретном случае излишняя, так как вывод очевиден.

Высказывалось в печати и другое объяснение избирательной приуроченности неантиклинальных залежей УВ в ДДВ к нижнекаменноугольным отложениям и отсутствие их в нижней перми-верхнем карбоне. Ю.А. Арсирый и А.К. Цыпко (1991) связывают перспективность таких отложений с "...геодинамическим режимом, наиболее приближенным к условиям флишoidalного бассейна. И именно поэтому в мелкоритмичном разрезе верхнего визе на моноклиналиях оказались самые благоприятные условия для массового формирования промышленных скоплений УВ в литологических ловушках" (с. 9). Не отрицая влияния этого фактора, следует все же признать, что не он является основным, наложившим ограничение на перспективность неантиклинальных ловушек в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе. Ведь в нем не содержат залежей не только литологические ловушки, но в моноκлиналиях условиях также стратиграфические и биогермные, для которых отсутствие "мелкоритмичности" не помеха для образования залежей. С другой стороны, иные "мелкоритмичные" интервалы разреза в ДДВ, например, триас, также не перспективны на неантиклинальные литологические залежи.

Таким образом, основной причиной низкой перспективности ловушек в зонах выклинивания и биогермах отложений нижней перми-верхнего карбона является генетический фактор — отсутствие собственного нефтегазогенерационного потенциала и региональной латеральной миграции УВ в этом комплексе. Соответственно, это же является и основной причиной (гносеологическим фактором) неподтверждаемости прогнозов о высокой перспективности таких ловушек в рассматриваемом комплексе. Определенное влияние оказали и высокие положительные результаты, особенно в 1960—1970-е годы, в открытии месторождений в пределах крупноамплитудных структур и приштоковых ловушек, которые без критического анализа в аналогии условий переносились на неантиклинальные ловушки.

Рассмотренный вопрос лишний раз подчеркивает большое практическое значение осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа, возможности которой, к сожалению, не всегда учитывались в прогнозных исследованиях, как, например, и в рассматриваемом случае. Более полный учет этой теоретической концепции способствовал бы сокращению отрицательных результатов бурения и затрат на

геофизические работы, связанные с поисками неантиклинальных залежей в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях. Правда, в данном случае лишние затраты средств по сравнению с реализацией недостоверных прогнозов по девону или другим направлениям были сравнительно небольшими по сравнению с количеством практических рекомендаций с недостоверными прогнозами. Видимо, полное отсутствие положительных результатов в пределах десятков малоамплитудных поднятий и, хотя и сравнительно небольшого количества неантиклинальных ловушек, были сдерживающим фактором в увеличении объемов бурения специально на нижнюю пермь-верхний карбон.

8.3.3. Другие неподтверждающиеся прогнозы

а) Прогноз фазового состояния УВ в ранних исследованиях

Одной из распространенных, хотя и не всеобщих, недостоверностей в прогнозах нефтегазосности в ДДВ являются представления о фазовом состоянии УВ в юго-восточной части ДДВ и окраинах Донбасса. Большинство ранних исследователей ожидали открытие здесь месторождений нефти, а не газа или, говоря о нефтеносности, могли подразумевать и газосность, не акцентируя на этом внимание.

В.В. Вебером (1941) в качестве "...перспективных для поисков нефти площадей были выделены зоны северной и северо-западных окраин Донецкого бассейна" (с. 121). Перспективность этой территории на УВ полностью подтвердилась последующими работами, особенно если учесть, что под северо-западной окраиной Донбасса тогда понималась и значительная часть юго-востока ДДВ (Машевско-Шебелинского района). Однако подтвердился этот прогноз в основном на газ, а не на нефть (В.В. Вебер и З.А. Мишунина, О.А. Калинина и др., 1940). В те годы прогнозировали также открытие нефтяных месторождений на конкретных локальных структурах названного района: Петровской, Красноскольской, Корульской, Шандриголовской, Поповской, Славянской и др. О перспективности окраин Донбасса на нефть, ничего не говоря о газе, указывает В.В. Вебер (1945, 1949) и в более поздних своих работах.

Д.Н. Соболев (1945, 1949) в своих, в целом достоверных на УВ прогнозах для отдельных стратиграфических комплексов и районов ДДВ, всюду употреблял термин "нефтеносность", возможно, подразумевая под этим и газосность, исходя из того, что газ в те годы еще не имел большого практического значения.

З.А. Мишунина (1955), составившая карту перспектив "нефтеносности" ДДВ, к высокоперспективным отнесла всю центральную и юго-восточную части региона. С современных позиций градации перспективности на этой карте весьма хорошо отражают таковую на газ, а не нефть. Но в этом случае мы, по-видимому, имеем дело не с ошибкой прогноза, а просто с не обращением внимания на эту разницу в терминах, так как здесь же она характеризует газ Шебелинского месторождения как "чисто нефтяной", а не угольный, и в тексте монографии

прогнозирует высокую газосность северо-западной окраины Донбасса.

Далеким от реальности оказался прогноз фазового состояния УВ в ДДВ, сделанный В.Я. Клименко (1957), который в верхней части разреза (юра, триас, пермь, средний карбон) предполагал распространение газовых залежей, а в нижней (низах перми, средний-нижний карбон, девон) — нефтяных. Действительное распространение скоплений нефти и газа в разрезе, если судить о нем обобщенно, без детализации по территории и структурам, оказалось почти обратным прогнозирувавшемуся этим исследователем.

И, по-видимому, только Н.Ф. Балуховский (1959) в 1950-е годы первым сделал верный прогноз о преимущественной газосности, а не нефтеносности юго-восточной части ДДВ и окраин Донбасса. Позднее (1967) он юго-восточную (Полтавско-Шебелинскую) часть ДДВ рассматривал как преимущественно газосную, а северо-западную как нефтегазосную.

Завышение доли нефти в общем объеме УВ в ранних исследованиях нашло отражение и в количественных оценках начальных ресурсов, выполненных в УкрГГРИ в 1959 и 1964 гг. (рис. 3, 4). Если в современной оценке начальных ресурсов УВ доля нефти составляет 12,8 %, то при указанных двух подсчетах эти величины составляли, соответственно, 32 и 30 %. И второе. Если оценки суммарных ресурсов УВ в 1959 и 1964 гг. были близки к современным (точнее, выше на только 10 и 26 %), то ресурсы нефти — выше в 2,8 и 3 раза.

В 1960-е и последующие годы были установлены основные закономерности размещения УВ по фазовому состоянию в ДДВ: в северо-западной части развиты нефтяные, центральной — нефтегазоконденсатные, юго-восточной — газоконденсатные и газовые залежи; повышение газосности с глубиной в любой зоне. В абсолютном большинстве прогнозы в этот период стали уже достаточно достоверными. Однако были в последние два десятилетия и несколько аномальных выводов, которые к достоверным не отнесешь.

Один из них содержится в работе Р.Д. Фаниева и др. (1971), в которой авторами была выполнена количественная оценка ресурсов нефти в ДДВ. По сравнению с подсчетом УкрГГРИ 1969 г. она была в 1,9 раза большей, в основном за счет нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса. Как показано выше (раздел 6—8), это явно завышенные величины. На основе такой оценки авторы сделали вывод, что в ДДВ "...запасы нефти превышают запасы газа (с. 174)... основным направлением... работ... должны быть поиски и разведка нефтяных залежей в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях" (с. 172). Прогноз этот явно опоздал, так как после 1971 г. в этом комплексе не было открыто ни одного нового месторождения нефти и нет надежды на выявление их и в будущем.

Не находят подтверждения надежды В.А. Витенко и Б.П. Кабышева (1971) на выявление нефтяных залежей в юго-восточной части региона: "...возможность открытия в более глубоких горизонтах юго-восточной части ДДВ и нефтяных месторождений полностью не исключается" (с. 106).

В.М. Завьялов (1971, 1972) с позиций абиогенных источников УВ

прогнозировал, что "...на глубинах более 5-6 км в юго-восточной части ДДВ в отложениях нижнего карбона и девона могут быть встречены газоконденсатные и нефтегазовые залежи, образовавшиеся в интервале разреза, где по геологическим причинам имела место задержка вертикальной миграции УВ" (1971, с. 50).

На недостоверность прогнозов фазового состояния УВ повлияло несколько гносеологических факторов. В ранних (до 1950—1960-х годов) исследованиях, до открытия крупных месторождений газа в юго-восточной части ДДВ, к ошибочным прогнозам о высокой нефтеносности этой территории исследователей (В.В. Вебера, Д.Н. Соболева, З.А. Мишунину) подталкивало наличие многочисленных признаков нефти и газа (в мелких скважинах, поверхностных, угольных шахтах и скважинах) и недостоверные данные о геологическом строении района (никто не предполагал очень большой, до 15-20 км, мощности осадочного чехла здесь, преимущественно палеозойского разреза). Не следует исключать и влияние чисто субъективной, не геологической причины — газ в те годы не имел большого народнохозяйственного значения и поэтому прогнозированию и поискам его не уделялось должного внимания. Кроме того, в те годы не было разработано учения об условиях формирования газовых месторождений. Например, в очень известной монографии И.М. Губкина "Учение о нефти" нет даже раздела, касающегося газовых месторождений и их формирования.

Признаки нефти в преимущественно газоносной зоне юго-востока ДДВ многими исследователями-органиками рассматривались как показатель генерации УВ в соответствующих отложениях и, следовательно, их перспективности на нефть. Сегодня мы рассматриваем их в большей степени как следы разрушения таких скоплений и, следовательно, невысокой перспективности этой зоны на нефть.

Уникально большие мощности осадочного чехла и глубины залегания пород обуславливали жесткие термобарические условия, способствовавшие деструкции жидких УВ и повышению газоносности недр. Однако в те годы такие условия на платформах не были известны и поэтому не могли учитываться прогнозистами независимо от их представлений на генезис УВ.

С позиций сегодняшнего дня на высокую газоносность юго-востока ДДВ оказал влияние и литолого-фациальный состав каменноугольных отложений с преимущественно гумусовым (газогенерирующим) органическим веществом, что также выпало из поля зрения прогнозистов-органиков.

В тоже время сторонник глубинного (древнее девона) источника нефти в ДДВ В.Б. Порфирьев (1939, 1946) очень активно обосновывал способность отложений карбона генерировать нефть, так как, по его представлениям, развитие органического вещества в этой толще проходило по угольному пути. И это обоснование для окраин Донбасса в части, относящейся только к нефти, прекрасно подтвердилось. Однако, отрицая нефтеносность каменноугольных отложений, В.Б. Порфирьев ушел от вопроса о генерации газа ими и, соответственно, о перспективах газоносности этой угленосной толщи. Поэтому он и не предвидел высокой газоносности юго-востока ДДВ и окраин Донбасса, что нашло отраже-

ние на его карте перспектив, где эта территория классифицируется как "...площадь возможной нефтеносности" (В.Б. Порфирьев, 1946).

Сказанное убеждает, что прогнозу фазового состояния УВ в ранний период исследований не способствовали теоретические позиции ни осадочно-миграционного, ни глубинного происхождения УВ. Сторонникам первой теории правильному прогнозу фазового состояния УВ мешало отсутствие достоверных данных о геологическом строении региона (наличие сверхбольших мощностей осадочного чехла), второй — ее недостоверность как теоретической концепции.

Неучет нетипично больших мощностей и глубин залегания пород осадочного чехла вместе с завышением значимости практических результатов поисков, выразившееся в открытие в самых верхних горизонтах газовых залежей в отложениях триасы и юры (Сагайдакское, Радченковское, Солоховское месторождения), обуславливали недостоверность прогноза фазового состояния УВ также в работе В.Я. Клименко (1957) (вверху — газовые залежи, внизу — нефтяные).

И уже в более поздний период Н.Ф. Балуховский (1959, 1967) с позиций генетической связи нефтегазоносности недр со степенью катагенеза пород, лучше изученной к тому времени, впервые сделал достоверный вывод о преимущественной газоносности юго-восточной части ДДВ и окраин Донбасса. Таким образом, осадочно-миграционная теория генезиса УВ в вопросе прогноза фазового состояния УВ в ДДВ себя реабилитировала. Это в отличие от теории абиогенного (глубинного) синтеза их, в соответствии с которой разработанные позднее (В.М. Завьяловым, 1971, 1972) представления о перспективности юго-востока впадины на нефть не подтверждаются практикой поисковых работ последнего почти тридцатилетия.

И, наконец, неподтверждаемость прогноза Р.Д. Фаниева и др. (1971) о более высокой нефтеносности ДДВ в целом обусловлена некорректным использованием принципа сравнительных геологических аналогий. Для обоснования довода, что в ДДВ "...запасы нефти превосходят запасы газа" (с. 174), авторы приводят данные о наличии нефти на глубинах 5-6,5 км на Апшеронском полуострове, в Галф-Косте, Калифорнийском бассейне, предгорьях Карпат, а также то, что "...мировые запасы нефти в несколько раз больше аналогичных запасов газа" (с. 173). Необоснованность сравнения в том, что все примеры с глубинами залегания нефтяных залежей на 5—6,5 км относятся к кайнозойским или, в лучшем случае, мезозойским отложениям, а прогноз делается на палеозой в ДДВ. Степень катагенеза пород, ответственная за фазовое состояние УВ в бассейнах разного возраста на одних и тех же глубинах, принципиально разная — в палеозойских значительно большая (МК_{1,5}-АК на глубинах 5-6,5 км), чем в мезо- и кайнозойских. При таком катагенезе существенных запасов нефти нет не только в ДДВ, но и других палеозойских бассейнах мира.

Что же касается того, что на земном шаре в целом запасы нефти превосходят таковые газы, то это, во-первых, отражало степень разведанности недр и соответствовало началу 1970-х годов, а, во-вторых, если даже такое соотношение на земном шаре в целом и существует, то это не значит, что таким оно должно быть и в каждом отдельном

регионе, в частности ДДВ. Данный случай лишний раз показывает опасность некритического использования для прогнозов нефтегазоносности принципа сравнительных геологических аналогий без увязки с генетическими закономерностями формирования и размещения месторождений.

Таким образом, в исследованиях разных авторов в разные периоды времени на достоверность прогнозов о фазовом состоянии УВ в ДДВ оказали влияние несколько гносеологических факторов: позиции на генезис УВ, некорректное использование принципа сравнительных геологических аналогий, неправильная интерпретация признаков нефтеносности и завышение значимости практических результатов по открытию в регионе месторождений соответствующего типа.

б) Прогноз нефтегазоносности крайнего северо-запада региона

На эффективности геологоразведочных работ в целом по ДДВ существенно сказались (в сторону ее снижения) отрицательные результаты поисков месторождений в крайней северо-западной части региона — Черниговско-Брагинском и западной части Софиевско-Монастырищенского районов. Ведь на этой территории пробурено порядка 200 скважин с суммарным метражом около 600 тыс. м и с плотностью бурения 47 м/км² в первом и 144 м/км² во втором из названных районов. При такой изученности месторождения УВ в нефтегазоносных бассейнах обычно открываются, если, конечно, они там в сколько-нибудь значительном количестве имеются. Здесь же они до сих пор не выявлены, хотя полностью бесперспективной эту территорию почти никто не считает и в настоящее время.

Уже на двух первых картах перспектив нефтеносности ДДВ крайний северо-запад был диагностирован по-разному. В.Б. Порфирьев (1946, с. 45) отнес эту территорию к “площадям возможной нефтеносности”, в отличие от “достоверной нефтеносности” центральной части грабена, а Г.Е. Рябухин (1946, с. 87, 88), наоборот, не разделял по перспективности северо-западную и центральную части осевой зоны Днепровского грабена, считая их “возможно перспективными” (в отличие от “перспективных” прибортовых зон грабена с прилегающими частями бортов ДДВ). И даже позднее в опубликованной работе Г.Е. Рябухин (1954) подтверждает такую оценку: “Из возможных нефтеносных зон гораздо больше надежд, чем центральная часть впадины, дает региональный Черниговский подъем кристаллического фундамента, где следует в ближайшее время сосредоточить геофизические исследования и выбрать место для бурения” (с. 99). И хотя обоими авторами использован один и тот же термин (“возможно”), но прогноз В.Б. Порфирьева оказался достовернее. Он предвидел различие в перспективности между Черниговской и Лохвицкой зонами, а Г.Е. Рябухин — нет. Не увидел этого различия и А.М. Куцыба (1954, с. 515).

В.Я. Клименко (1957, с. 97) Черниговско-Брагинский выступ оценивал как возможно нефтеносную территорию, четко отделяя ее от более перспективной центральной части грабена. А.А. Билык и др. (1959, с. 158) относили “Черниговский вал” к зонам четвертой (послед-

ней) очереди перспективности (с невыясненной перспективностью), а Г.Н. Доленко и В.И. Китык (1959) “Черниговский подземный выступ” — к малоперспективной территории, что, кстати, оказалось единственным подтвердившимся прогнозом из нескольких, высказанных авторами в данной статье.

Как видим, в ранних (1940—1950-е годы) исследованиях территория крайнего северо-запада ДДВ имела неоднозначную оценку перспективности. Это и обусловило, что в тот и последующие периоды она явилась объектом поисковых работ в немалых объемах. Сказалось проявление довольно широкого распространенного принципа: практическая геология обычно отдавала предпочтение более оптимистичным прогнозам.

В 1960-е годы неоднозначность в оценке перспективности крайней северо-западной части ДДВ сохранилась, однако большинство исследователей считали ее неперспективной или в лучшем случае малоперспективной. И основывалось это уже на анализе высокоинформативных гидрогеологических критериев, характеризующих закрытость недр. Так, В.И. Созанский (1964) малоперспективными рассматривал “...юго-восточное окончание Черниговского выступа... и центральную часть Ичнянской депрессии” (с. 16). В.А. Терещенко (1969¹) на основе низкого значения или отсутствия УВ в водорастворенных газах сделал вывод о “...низкой перспективности Брагинско-Черниговско-Копелевского выступа фундамента”, за возможным исключением подсолевых девонских отложений в прибортовых зонах грабена (с. 166).

П.С. Хохлов, Б.Д. Гончаренко и др. (1969) также отрицательно оценили рассматриваемую зону: “Территория, расположенная к северо-западу от линии Ичня—Великая Загоровка, является малоперспективной, а крайние северо-западные ее районы бесперспективными” (с. 102), кроме девонских отложений, которые и здесь авторами считаются “...перспективными в отношении нефтегазоносности” (с. 100).

Примерно также оценивали рассматриваемую территорию Г.Н. Доленко с соавторами (1968): “...по девонским отложениям... перспективным Черниговско-Брагинский выступ” (с. 187); по турнейско-нижневизейским — “...территория Черниговского поднятия и его юго-восточного склона отнесена к бесперспективной” (с. 189); по верхневизейско-серпуховским — “бесперспективными площадями считаются склон “Черниговского поднятия” (с. 198); по “...среднекаменноугольно-нижнепермскому ярусу... Черниговско-Нежинская часть впадины считается авторами бесперспективной” (с. 202).

В 1970-е годы неоднозначность в оценке перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории сохранилась, хотя становилось все меньше сторонников оптимистичной точки зрения. Н.Е. Чуприн и др. (1971) по девонским отложениям отнесли эту часть впадины к “менее перспективной”, чем район восточнее г. Ични. В.А. Гальченко (1972-1) на основе изучения приповерхностных вод выделил в ДДВ значительное количество геохимических аномалий, в том числе и на крайнем северо-западе. Им был сделан вывод, что “...наиболее высокие перспективы поисков залежей... связываются с северо-западным замыканием Скоренецкого прогиба (участки Чемерской, Слабинской, Черни-

говской и др. зон). Наличие аномалий указывает на перспективность северо-восточного крыла Ивангородско-Парафиевского поднятия” (с. 20). В другой работе В.А. Гальченко (1972-2) назвал и новые перспективные для поисков аномалий — Жеведьская, Ивашковская, Кобылянская, Грибоворуднянская, Ичнянская и др. Часть из них, где такие объекты совпадали с благоприятными структурными условиями, позднее преобладали в бурении, однако месторождений открыто не было.

Методом экспертных оценок (Б.П. Кабышев, 1974) был сделан прогноз о “...бесперспективности крайней северо-западной части ДДВ (Черниговско-Брагинский выступ)” (с. 19).

В 1980-е и последующие годы оптимистов, поддерживающих представления о перспективности крайнего северо-запада ДДВ, почти не было. Правда, Г.Н. Доленко и др. (1981) к малоперспективной относили территорию западнее меридиана Борковка-Переходовка, а полосе, восточнее ее, шириной 70 км до Ичнянской группы структур — классифицировали в ранге перспективной. Почти не было и полностью отрицательных оценок рассматриваемой территории, как это сделано в работе В.А. Разницына и др. (1985). В целом в этот период наблюдалось некоторое нейтральное отношение к перспективности этой зоны: тогда мало кто рекомендовал проведение поисковых работ здесь, но и не возражал против их проведения производственными предприятиями в небольших объемах, причем выполнялись они исключительно на девонские отложения.

История прогнозов нефтегазоносности крайней северо-западной части ДДВ в гносеологическом плане отличается от других объектов анализа. При наличии противоречивых оценок перспективности, но преобладании отрицательных, здесь длительное время в немалых объемах проводилось поисковое и параметрическое бурение, а также геофизические работы. Практическая геология больше прислушивалась к оптимистичным, хотя и менее обоснованным прогнозам и предложениям, чем к пессимистичным оценкам. Последние в большинстве случаев игнорировались. Получалось, что прогнозы были большей частью достоверными, однако это не способствовало повышению эффективности геологоразведочных работ в регионе.

Такую оценку прогнозов и результатов поисковых работ в рассматриваемой зоне сегодня можно считать близкой к окончательной. Последнее обусловлено тем, что мы не исключаем возможности открытия здесь весьма мелких месторождений нефти, в первую очередь в девонских и в погруженных депрессионных участках — в нижнекаменноугольных отложениях — но даже такие открытия не изменят общей низкой оценки перспективности этой территории, не соизмеримой с затраченными средствами на ее изучение.

С позиций современной изученности основной причиной отрицательных результатов поисковых работ в крайней северо-западной части ДДВ, по нашему мнению, для отложений карбона является гидрогеологическая раскрытость недр, в первую очередь преимущественно азотный (более 70-80 %) состав водорастворенных газов и ниже средних генерационные показатели, а для девона — высокая эффузивность разреза и так же, хотя и в меньшей степени, не совсем благо-

приятные гидрогеологические условия сохранности залежей.

Переходя к гносеологическим аспектам прогноза, следует в первую очередь отметить то, что, в отличие от других объектов, здесь не наблюдается влияния на достоверность прогноза генетического фактора: сторонники как органического (П.С. Хохлов, Б.Д. Гончаренко, А.А. Билык, В.А. Терещенко, Б.П. Кабышев, В.А. Разницын и др.), так и глубинного (В.Б. Порфирьев, В.И. Созанский, Г.Н. Доленко и др.) генезиса УВ в большинстве случаев давали крайнему северо-западу ДДВ низкую оценку перспективности. Авторы руководствовались в основном конкретными геологическими критериями, в первую очередь гидрогеологическими условиями сохранности УВ, которые влияют на перспективность независимо от генезиса УВ. Можно сказать, что учет принципа необходимых и достаточных для нефтегазоносности условий сыграл здесь решающую роль для достоверной (низкой) оценки перспективности территории.

Правда, у отдельных исследователей были свои особенности в обосновании низкой перспективности этой зоны. Имеются примеры, когда конкретный довод, положенный в обоснование перспективности, не подтвердился, а общий вывод оказался правильным. Так, В.Б. Порфирьев (1946) низкую перспективность крайнего северо-запада ДДВ связывал с тем, что сюда не распространяются отложения нижнего палеозоя, с которыми он в то время связывал источник нефти в ДДВ и наибольшие ее перспективы. Но этой толщине, по всему видно, нет только на северо-западе, но и в центральной части грабена, которую В.Б. Порфирьев по этому критерию считал зоной “...достоверной нефтеносности”. Конечная оценка перспективности такой и оказалась, но обусловлено это другими причинами, а не распространением нижнепалеозойских образований.

Некоторые другие гносеологические факторы (нефтегазопроявления и сравнительные геологические аналогии) не способствовали достоверной оценке рассматриваемой зоны. Особенно усилились оптимистичные оценки и объемы геологоразведочных работ здесь в 1960-е годы после открытия нефтяных месторождений в соседнем Припятском прогибе. Но аналогия в геологическом строении и особенно условиях нефтеносности этих территорий, как показано выше, оказалась не такой уж близкой, как это представлялось на раннем этапе исследований. Признаков нефтегазоносности в скважинах, особенно в разрезе девона, здесь также установлено довольно много. Они также вводили в заблуждение прогнозистов, однако их в большей мере следует расценивать как следы проходивших здесь процессов нефтеобразования, возможно, не достигших оптимального уровня, а также разрушения существовавших залежей. Остается надеяться, что не всех, которые здесь образовались.

в) Прогноз нефтегазоносности крайнего юго-востока региона

Одной из критических зон с неоднозначными прогнозами нефтегазоносности и сложной подтверждаемостью является территория крайнего юго-востока ДДВ, называемая в литературе еще северо-западной окраиной Донбасса, — Спиваковский и Кальмиус-Бахмутский райо-

ны. Здесь пробурено порядка 95 глубоких поисковых скважин с общим метражом 372 тыс. м, однако открыто только 2 незначительных по запасам газовых месторождения: Спиваковское и Дробышевское.

Эта территория, как и Роменско-Исачковский район, в 1940—1950-е и даже последующие годы считалась приоритетной в проведении научно-исследовательских и поисковых работ, что обусловлено с позиций современной изученности завышенной оценкой ее перспективности.

Первыми исследователями, обратившими внимание на перспективность северо-западной окраины Донбасса, были И.Ю. Лапкин (1938, 1941) и В.Б. Порфирьев (1938), которые на основе обнаружения соленых вод в мелких скважинах и в связи с открытием нефти в Ромнах прогнозировали здесь развитие соляных куполов и связанных с ними месторождений.

Первый прогноз перспективности с учетом комплекса геологических критериев выполнил для рассматриваемой территории В.В. Вебер (1941). Он считал, что, в отличие от обнаженной части Донбасса, здесь имеются “...заведомо более благоприятные условия” (с. 120), а известные уже в те годы купольные структуры (Славянская, Петровская, Шандриголовская и др.) “...могли бы оказаться весьма благоприятными для образования нефтяных залежей” (с. 124). Названные, а также другие купола зоны открытых палеозойских структур и всю зону считали перспективными на нефть также О.А. Калинина, З.А. Мишунина и др. (1940), а также Д.Н. Соболев (1945, с. 165). Г.Е. Рябухин (1946) в одном ранге перспективности оценивал центральную и крайнюю юго-восточную части ДДВ. Характерно также, что “...основные перспективы юго-восточной части ДДВ” В.В. Вебер (1949) связывал с “...нижнекаменноугольными и, условно, девонскими отложениями” (с. 171). Пожалуй, единственным, кто в ранние годы исследований крайний юго-восток по перспективности оценил ниже, чем центральную часть ДДВ, был В.Б. Порфирьев (1946) (рис. 1): опять же потому, что сюда по его представлениям не распространяются силурийские отложения.

В 1950-е годы оптимизм прогнозистов относительно перспективности крайней юго-восточной части ДДВ несколько снизился, в первую очередь под влиянием отрицательных результатов глубокого бурения (Петровский купол и др.) Н.Ф. Балуховский, В.Я. Клименко и А.М. Куцыба (1954), считая самой перспективной в регионе центральную (Логовиковско-Полтавскую) зону, указывали, что “...переходная зона от краевого прогиба к Донецкому кряжу, заключающая целый ряд структур (Червонодонецкую, Спиваковскую, Краснооскольскую, Терновскую, Торскую и др.), может быть отнесена к числу вполне перспективных... а перспективы Петровско-Славянской антиклинали... незначительны” (с. 744). Здесь мы сталкиваемся, пожалуй, с первой умеренной оценкой перспективности крайнего юго-востока региона и низкой оценкой зоны открытых палеозойских структур. Позднее Н.Ф. Балуховский (1959) отнес осевую юго-восточную (Красноград-Артемовскую) часть ДДВ к рангу “возможно перспективной” территории против перспективной северной прибортовой зоны и северной окраины

Донбасса.

З.А. Мишунина (1955) в этот период также отнесла рассматриваемую территорию к рангу перспективных против Миргородско-Шебелинско-Славянской высокоперспективной. Последний участок (Славянский) входит в зону открытых палеозойских структур и, как указано выше, в эти годы уже получил низкую оценку. А.А. Билык и др. (1959) к первоочередным как на нефть, так и на газ отнесли “...северо-западную окраину Донбасса”, по всей видимости, включая в нее и Машевско-Шебелинский район, где позднее были открыты крупные месторождения газа. Поэтому, как авторы оценивали только крайний юго-восток ДДВ, понять трудно.

Излишне оптимистично на перспективы нефтеносности крайнего юго-востока ДДВ смотрели также И.Ю. Лапкин и Б.П. Стерлин (1957): “Область северо-западного погружения Донецкого кряжа является территорией, заслуживающей самого пристального внимания... Здесь имеется ряд крупных структурных форм, благоприятствующих скоплению и сохранению нефтяных и газовых залежей (Новомечебиловская антиклиналь, Средняя антиклиналь, Гавриловское поднятие, Волвенковская антиклиналь, Спиваковское поднятие и ряд других)... Обнаружение жидкой нефти в отложениях среднего карбона Петровского купола... имело принципиальное значение, так как опровергало мнение некоторых местных геологов о сильном метаморфизме палеозойских отложений этого района и невозможности сохранения здесь жидкой нефти. Технически неудачное проведенное испытание скважин не позволило установить промышленную нефтеносность Петровского купола... можно сделать вывод о перспективности на нефть осадков нижнего среднего карбона большинства известных здесь структур” (с. 151).

В 1960-е годы наметилась тенденция к снижению перспективности более древних, чем нижняя пермь-верхний карбон, отложений в юго-восточной части ДДВ. Г.Н. Доленко и др. (1968) территорию в районе Полтава-Артемовск по “...среднекаменноугольно-нижнепермскому ярусу...” оценили как перспективную, а по нижележащим образованиям карбона — с “...невыясненными перспективами” (с. 187, 202). Характерно, что мезозойский комплекс названные авторы посчитали перспективным в районе Бахмутской и Кальмиус-Торецкой депрессий.

Н.Ф. Балуховский (1967) на “...северо-западной окраине Донбасса...” прогнозировал перспективными “...массивно-пластовые залежи в нижней перми и карбоне под нижнепермским галогенным экраном, а также внутри галогенной формации... в нижнем карбоне могут быть встречены маломощные притоки газа” (с. 147). Последнее, по-видимому, относится и к среднему карбону, поскольку он относил его к “...зоне форсированного катагенеза”, как и нижний отдел. Низко оценил Н.Ф. Балуховский (1967) в этот период и зону открытых палеозойских структур (Петровская, Новомечебиловская, Краснооскольская и др.). Несколько позднее Н.Ф. Балуховский и В.К. Гавриш (1968) повысили перспективность глубоких горизонтов западной части юго-востока ДДВ настолько, что пока нет данных для суждения о достоверности этого вывода: “В Полтавско-Шебелинской депрессии катагенез пород палеозоя лишь

на геологическом срезе — 5000 м — достигает стадии Г... депрессия по условиям катагенеза относится к числу весьма перспективных” (с. 5). Для зоны открытых палеозойских структур авторы подтвердили прежний, отрицательный, прогноз Н.Ф. Балуховского (1967).

Позднее, в 1970-е годы, несмотря на отрицательные результаты поисков скоплений УВ в зоне открытых палеозойских структур, ряд исследователей продолжали связывать с ней определенные перспективы. Так, Н.Ф. Брынза и др. (1972) считали, что по нижнему карбону “...определенные перспективы... следует связывать с крупными высокоприподнятыми структурами — так называемыми палеозойскими открытыми поднятиями (Мечебиловским, Петровско-Волвенковским, Краснооскольским, Великокамышевским и др.)” (с. 27). С таким выводом солидарны И.В. Высочанский и др. (1972), которые также считают, что район этих поднятий, “...несмотря на ряд отрицательных факторов, представляет определенный интерес для поисков залежей нефти и газа” (с. 74).

В 1980-е годы В.А. Разницын и др. (1985) отнесли крайнюю юго-восточную часть ДДВ к неизученной территории, требующей проведения региональных работ. А вот Г.Н. Доленко, И.В. Высочанский и др. (1981) оптимистически оценили перспективность зоны открытых палеозойских структур, рекомендуя продолжить поисковое бурение на ряде из них.

Приведенный аннотированный обзор показывает, что в ранний период исследований (довоенные и первые послевоенные годы) геологи в большинстве случаев завышали перспективность крайнего юго-востока ДДВ, особенно зоны открытых палеозойских структур. Такой вывод не значит, что мы считаем эту территорию бесперспективной. Наши предложения по этому вопросу изложены в заключительном разделе. Здесь же отметим только, что дальнейшие перспективы здесь связываются в основном с нетрадиционным газом центрально-бассейнового типа в плотных коллекторах и газовыми залежами в слабых, преимущественно неантиклинальных ловушках. Крупноамплитудные антиклинальные структуры в отложениях ниже подхемогенной толщи (верхнем-нижнем карбоне) бесперспективны или очень малоперспективны вследствие жестких термобарических условий. В таких структурах в результате вертикального перераспределения УВ разрушение залежей происходит наиболее интенсивно. Это подтверждено бурением на Новомечебиловской, Петровской, Славянской, Краснооскольской, Волвенковской структурах.

Гносеологические аспекты, обусловившие недоверие прогнозов нефтегазоносности данного района, как и по другим объектам, связаны с несколькими причинами: представлениями о генезисе УВ, неполным учетом необходимых и достаточных условий для промышленной нефтегазоносности, недоверием представлений о геологическом строении региона, недостаточно верной интерпретацией нефтегазопроявлений.

Специфически проявилось в данном случае влияние позиций исследователей на генезис УВ: прогнозы органиков (В.В. Вебер, 1941, 1949; З.А. Мищунина, 1940) оказались менее достоверными, чем таковые с

позиций глубинного органического происхождения нефти (В.Б. Порфирьев, 1946), однако в обоих случаях это не обусловлено достоверностью или недостоверностью теоретических концепций. В.В. Вебер (1941) перспективность на нефть зоны открытых палеозойских структур обосновывал их удалением “...от области метаморфизованных отложений обнаженного Донбасса” (с. 124), так как и в те годы нефтеносность органиками связывалась с зонами среднего катагенеза пород. Однако “удаление от Донбасса” зоны открытых палеозойских структур выявилось недостаточным, чтобы оказаться в таких перспективных условиях. Ошибка обусловлена тем, что никто в те годы не предполагал очень больших (до 15—20 км) мощностей отложений осадочного чехла в этом районе и, соответственно, глубин залегания, их степени катагенеза, пластовых температур и давлений, которые не были ранее известны в платформенных регионах. Поэтому недоверие прогноза нефтеносности в данном случае обусловлена недоверием знаниями в те годы геологического строения региона, недооценкой органиками вертикальной миграции УВ, которая в зонах с высоким (до МК_{4,5}-АК) катагенезом приводит к разрушению залежей УВ. Не учитывал этого фактора и Г.Е. Рябухин (1946). И как только в 1950-е годы появились первые данные о высоко катагенезе пород палеозоя в крайней юго-восточной части ДДВ, Н.Ф. Балуховский и др. (1954), Н.Ф. Балуховский (1959, 1967) (который всегда оценивал перспективность с позиций осадочно-миграционной теории образования УВ) сразу снизили перспективность этой территории, за исключением подхемогенных отложений нижней перми-верхнего карбона.

Подтверждаемость более низкой перспективности крайнего юго-востока ДДВ по сравнению с центральной зоной в прогнозе В.Б. Порфирьева (1946) лишь косвенно связана с теорией глубинного (нижнепалеозойского) источника нефти. Этот исследователь наиболее перспективной считал центральную часть ДДВ, в связи с тем, что предполагал распространение там нижнепалеозойских отложений, которые отсутствуют по его представлениям в крайних северо-западной и юго-восточной частях региона. Но этих отложений по современным представлениям нет нигде в ДДВ, и дифференциация региона по степени перспективности объясняется другими причинами.

В 1970—1980-е годы в ряде исследований (Н.Ф. Брынза и др., 1972; И.В. Высочанский и др., 1972; Г.Н. Доленко и др., 1981) произошел возврат к представлениям о более высокой перспективности крайнего юго-востока региона. Это обосновывалось положительной оценкой авторами комплекса геологических критериев, в том числе отмечалось и отрицательное влияние высокого катагенеза на коллекторские свойства пород. Однако недооценивалось таковое на экранирующие свойства покровов в преимущественно терригенном разрезе карбона, причем это почти не зависит от наличия нижнепермского соленосного флюидоупора. Поэтому разделение И.В. Высочанским и др. (1972) структур на две группы по перспективности средне- и нижнекаменноугольных отложений в зависимости от наличия нижнепермского регионального флюидоупора некорректно. Бурение показало, что крупные структуры обоих типов в нижних горизонтах малоперспективны. В работе Н.Ф. Брынзы и др. (1972) влияние катагенеза на

перспективность структур этого района вообще не рассматривалось.

Таким образом, гносеологическим аспектом недостоверности положительной оценки перспективности зоны открытых палеозойских структур (а в поздних работах в основном о них и идет речь) является, по нашему мнению, несоблюдение принципа необходимости и достаточности в комплексе критериев нефтегазоносности. Или, точнее неучет той его части, которая еще именуется принципом наислабейшего звена — в данном случае высокой степени катагенеза пород. Отрицательное влияние этого критерия не компенсировалось другими положительными показателями.

Кроме того, в работе Г.Н. Доленко и др. (1981) на положительную оценку перспективности открытых палеозойских структур, по всей видимости, повлияли теоретические позиции авторов о глубинном (абиогенном) происхождении УВ, для которых высокий катагенез не является значительным препятствием не только для промышленной газоносности, но и нефтеносности (В.М. Завьялов, 1969).

8.4. Гносеологические факторы прогноза нефтегазоносности

Выше, при рассмотрении истории и подтверждаемости прогнозов нефтегазоносности в ДДВ, периодически назывались те или другие гносеологические факторы, которые, по нашему мнению, повлияли на достоверность прогнозов — в положительную или отрицательную сторону. Здесь же мы синтезируем эти данные, приводя их к форме, удобной для последующего использования в качестве критериев выполнения современных прогнозов, которые мы попытаемся сделать в заключительной главе.

Мотивировка такого методического подхода следующая: если в прошлом гносеологические факторы влияли на достоверность прогнозов, то, изучив условия и механизм такого влияния, можно использовать их уже как гносеологические критерии, конечно, вместе с традиционными геологическими для разработки современных прогнозов нефтегазоносности региона. Можно даже ставить вопрос о гносеологическом методе прогноза нефтегазоносности.

В этом плане резюмируем влияние на достоверность прогнозов следующих гносеологических факторов: позиции авторов на происхождение нефти и газа и формирование их месторождений, принцип необходимости и достаточности учета критериев при прогнозах, принцип сравнительных геологических аналогий, влияние на прогнозы достоверности геологического строения региона, прямых признаков нефтегазоносности и практических результатов поисков (табл. 3).

8.4.1. Руководство концепциями нефтегазообразования

Одним из важных гносеологических факторов при разработке прогнозов нефтегазоносности в прошлом являлось руководство авторами различными концепциями образования нефти и газа и формирования их залежей. При наличии четкой зависимости достоверности таких прогнозов с какой-либо из концепций этот фактор можно будет ис-

Таблица 3. Влияние гносеологических факторов на достоверность прогнозов нефтегазоносности

Объекты прогноза	Генезис УВ		Принцип необходимости и достаточности	Сравнительные геологические аналогии	Достоверность геологического строения	Практические результаты поисков	Нефтегазопроявления
	Осадочно-миграционный	Глубинный					
1	2	3	4	5	6	7	8
Выдающиеся успешные прогнозы							
Прогноз И.С. Шатским соляных куполов нефтегазоносности ДДВ				+	+		
Высокая перспективность нижекаменноугольных отложений	+	—	+			+	
Другие успешные прогнозы							
Перспективность не прорванных солью структур				+	+	+	
Высокая перспективность Центральной части ДДВ			+			— / +	—
Перспективность глубоких горизонтов	+	—				+	—
Перспективность неантиклинальных ловушек в нижнем карбоне			+	+		+	
Перспективность Северного борга	+	— / +	+			+	
Перспективность ДДВ на крупные и средние месторождения	+	—	+	— / +		+	

1	2	3	4	5	6	7	8
Перспективность карбонатных резервуаров в отложениях нижнего карбона				+		+	
Перспективность пород фундамента	+	+					
Недостовверные прогнозы							
Проблема Большого Донбасса (угленосного)					—		
Прогнозы очень высокой нефтегазозности девонского комплекса	+	—	—	—	—	+	—
Нижнепермско-верхнекаменноугольная проблема:							
а) Недооценка перспективности на раннем этапе	—	—				+	
б) Завышение перспективности неангликлинальных ловушек	+	—	—			—	
Прогноз фазового состояния УВ в ранних исследованиях	—	—		—	—		—
Прогноз высокой нефтегазозности крайнего северо-запада ДДВ	+	+	+	—	—	+	—
Прогноз высокой нефтегазозности крайнего юго-востока ДДВ	—	+	—		—	+	—

* Примечание: "+" — достоверный прогноз; "—" — недостоверный прогноз; в числителе — до 1950 г.; в знаменателе — после 1950 г.

пользовать как один из важных гносеологических критериев для новых (современных) прогнозов нефтегазозности. Здесь проанализированы не все прогнозы органиков и неоргаников, а только те из них, которые опирались на теоретические концепции о генезисе УВ. Поэтому подтверждаемость их дает основание судить о достоверности самих теорий.

Вслед за открытием промышленной нефти в регионе из девонской брекчии Роменского штока (1937 г.), находящейся там во вторичном залегании, встал вопрос о коренных источниках нефти и, соответственно, основных перспективах и направлениях поисков месторождений. Уже на нефтяной конференции 1938 г. был сделан прогноз о связи основных источников нефти и наибольшей перспективности с каменноугольными отложениями (Д.Н. Соболев, 1939; Н.С. Шатский, 1939; В.А. Сельский, 1939). В.Б. Порфирьев (1939, 1941, 1946) эту роль отводил гипотетическим для региона и в настоящее время силурийским образованиям. Вскоре возникли идеи, отдававшие предпочтение в этом отношении девонскому комплексу (И.Т. Шапка, 1941; и др.). В дальнейшем еще многие годы параллельно отстаивались нижнекарбонное и девонское направления поисков, особенно последнее, как главное. В свете современных данных первое из них следует расценить как выдающийся прогноз, а девонское — как крупное заблуждение геологической мысли исследователей ДДВ, так как сегодня установлено, что начальные ресурсы УВ в комплексе нижнего карбона составляют 51,4 %, нижней перми-верхнем карбоне — 35,1 %, девонском — только 6,2 % от общих по региону.

Позднее перспективность каменноугольного направления с акцентом на нижний отдел обосновывалась В.В. Вебером (1941, 1945, 1949) и З.А. Мишуниной (1941), Г.Е. Рябухиным (1946).

В обоснованиях Д.Н. Соболевым, Н.С. Шатским, В.В. Вебером, З.А. Мишуниной самого высокого нефтегенерационного потенциала и, соответственно, наибольшей перспективности каменноугольных (в 1938—1939 гг. без расчленения), а в 1940-х годах — нижнекаменноугольных отложений четко прослеживается опора на осадочно-миграционную теорию, связывающую образование нефти с обогащенными органикой породами в некоторую усредненную стадию катагенеза. Хотя в те годы еще не было теории о главных фазах (зонах) нефте- и газобразования, уже существовали представления о связи нефти с определенными (средними) значениями углеродного коэффициента Д. Уайта (и, следовательно, степени катагенеза пород), представления И.М. Губкина о переходе угольных фаций в нефтяные в сторону большей мористости разреза и др. Именно этими и подобными идеями руководствовались названные выше исследователи для обоснования своих выводов о приоритетности в перспективах карбона, в первую очередь его нижнего отдела. Так, Д.Н. Соболев (1939), отмечая "...связи нефтяных месторождений с угольными", обосновывал концентрическое расположение от центра Донбасса до центра ДДВ в связи с катагенезом углеводородсодержащих полезных ископаемых, начиная от антрацитовых углей через "...курные, газовые до битуминозных пород и нефти в Роменском карбоне" (с. 301).

Н.С. Шатский (1939) проследил изменение метаморфизма углей и связал это с углеродным коэффициентом Д. Уайта в Аппалачском бассейне США и на Восточно-Европейской платформе. Он отмечал, что "...исходя из этого сравнения... мне думается, что проявление нефти в породах Роменского купола неслучайно. Оно связано не с соляной структурой, а с тем, что каменноугольные слои Северо-Украинской мульды являются нефтеносными. Здесь действительно встает вопрос — откуда нефть? Весь мезозой мы выбрасываем, как не содержащий первичной нефти. Мало оснований приписывать нефтепроизводящие свойства и девону, а каменноугольные толщи по сравнительному анализу являются прекрасным коллектором первичной нефти. Если это так, то и проблему нефтеносности мы должны в настоящее время значительно расширить" (с. 295).

Представления о нефтегенерационных свойствах карбона ДДВ в ранние годы исследований особенно интенсивно критиковал В.Б. Порфирьев (1939, 1941, 1946). Он писал, что "...нефть здесь (в ДДВ. — Б. К.) старше каменноугольной, поскольку нефтепроявления в трещинах спускаются ниже каменноугольных отложений. С целого ряда соображений мы склонны относить процессы нефтеобразования к проблематичному комплексу силурийских образований, богатого органическим веществом всюду в пределах Русской платформы" (1946, с. 44).

Принципиально иначе обстоит вопрос с влиянием позиции авторов о генезисе УВ на подтверждаемость прогнозов нефтегазоносности в девоне. На протяжении длительного периода многими исследователями сильно завышались перспективы по этому комплексу, который рассматривался ими как основной объект поисков месторождений в ДДВ (И.Т. Шапека, 1941, 1949; И.Г. Баранов и др., 1959; П.В. Полев, 1959; А.А. Мартынов и др., 1959; Г.Н. Доленко, В.И. Китык, 1959; В.И. Созанский, 1964, 1986, 1990; В.Б. Порфирьев, В.И. Созанский, 1969, и др.; А.С. Муромцев, В.М. Завьялов, 1960; И.С. Романович, 1978; А.Н. Истомин, 1973, и др.). К такому выводу их подталкивали несколько геологических факторов (открытие девонской нефти в Волго-Уральской области, а позднее и в Припятском прогибе, некорректное использование принципа учета необходимых и достаточных критериев и др.). Среди них существенную роль имело влияние позиции прогнозистов на генезис УВ. Оно проявилось через гиперболизацию роли региональных соленосных покровов в аккумуляции скоплений нефти и газа в девоне в ущерб другим геологическим критериям.

Наиболее наглядно с акцентом на позиции глубинный (абиогенный) источник УВ обосновывали высокую перспективность девонского, в первую очередь подсолевого, комплекса в ДДВ Г.Н. Доленко и В.И. Китык (1959), В.Б. Порфирьев, В.И. Созанский (1969), В.И. Созанский (1964, 1986, 1990), Ю.А. Муравейник (1998). Эти и ряд других исследователей считали, что девонский комплекс, и особенно его подсолевая часть, являясь первым коллекторским объектом на путях вертикальной миграции УВ из глубинного источника, должны аккумулировать в себе и наиболее значительные их запасы. Так, В.И. Созанский (1964) писал, что в ДДВ "...на участках, где в разрезе

девонских отложений развиты соленосные толщи, следует ожидать богатые залежи нефти и газа в подсолевых породах. Перспективы надсолевого комплекса, включающего верхнедевонские терригенные, каменноугольные и пермские отложения, на таких участках незначительны. В зонах выклинивания и замещения девонских соленосных толщ перспективным может оказаться весь осадочный разрез — от нижнепалеозойских до пермских включительно" (с. 13). Позднее В.И. Созанский (1990), несмотря на неподтверждаемость таких прогнозов, продолжил их теоретическое обоснование. "В зависимости от взглядов на природу нефти исследователи по-разному определяют перспективы нефтегазоносности девонских отложений... С позиций неорганического происхождения УВ девонские образования ДДВ высокоперспективны на нефть и газ, поскольку соленосные толщи являются идеальными экранами для залежей" (с. 52). Это, безусловно, верно, но тогда, когда есть что экранировать.

Сходные представления о перспективности отдельных зон ДДВ в зависимости от распространения "девонских соленосных пород" развивали Г.Н. Доленко и В.И. Китык: в тех частях впадины, где девонские галогенные отложения отсутствуют... навряд ли могли сохраниться сколько-нибудь значительные месторождения нефти и газа" (1959, с. 194). Хотя и без ссылок на генетический фактор, такими же идеями руководствовались А.С. Муромцев и В.М. Завьялов (1960), Г.Н. Доленко и др. (1975), когда связывали с подсолевым девонем в ДДВ "...наиболее значительные залежи" и "...главный резерв развития добычи".

Логика в этих представлениях есть. Все это действительно так и могло быть, если бы источник УВ в ДДВ находился ниже осадочного чехла. На основе многолетних поисково-разведочных работ установленные, теперь уже можно считать достоверно, основные закономерности размещения скоплений нефти и газа в ДДВ оказались почти противоположными тем, которые прогнозировали названные выше исследователи с позиций глубинного генезиса их. Во-первых, не в нижней (и тем более подсолевой девонской), а средней части разреза осадочного чехла оказались сосредоточенными наибольшее количество скоплений и наибольшие запасы УВ; во-вторых, находятся они именно в зонах развития девонских соленосных толщ (но выше их), в том числе и наиболее крупные месторождения (Шебелинское, Крестищенское, Погарщинское, Яблунское и др.); и в-третьих, немало месторождений, а среди них и крупных (Тимофеевское, Новотроицкое, Гнединцевское, Юльевское и др.), развиты и в тех частях впадины, где девонские галогенные образования отсутствуют.

Сегодня история уже дала однозначный ответ на вопрос — карбон или девон в ДДВ являются наиболее богатым на УВ комплексом. И он свидетельствует в пользу прогнозов, разработанных с позиций осадочно-миграционной теории образования УВ и наглядно иллюстрирует неподтверждаемость прогнозов неоргаников, например, таких: "...разведка на нефть в ДДВ с позиций органической теории нефтегазообразования, потребовавшая переориентации глубокого бурения на поиск УВ в богатом рассеянным органическим веществом каменноугольном комплексе, оказалась, на наш взгляд, недостаточно "эффективной" (В.И.

Созанский, 1986, с. 114). Если учесть, что после 1986 г. почти все открытия новых месторождений и прироста запасов УВ связаны с нижним карбоном, то становится очевидно, какая теория генезиса УВ лучше прогнозировала промышленную нефтегазоносность недр ДДВ.

С точки зрения гносеологического анализа подтверждаемости прогнозов весьма показательна история с оценкой перспективности крайней северо-западной части ДДВ (Черниговско-Брагинский район), а в ней конкретно девонского комплекса и эффузивных образований. В.Б. Порфирьев и В.И. Созанский (1969) писали: “Если придерживаться теории о нефтематеринских породах... очень тяжело аргументировать перспективность девонских пород крайней северо-западной части ДДВ, поскольку на всей ее территории они буквально пронизаны вулканогенными образованиями... Совсем по-другому оцениваются перспективы девонских отложений с позиций абиогенной глубинной природы нефтяных углеводородов... Есть основания надеяться... что и вулканогенные... породы могут быть продуктивными (с. 34)... Здесь поисково-разведочные работы на нефть... не следует ограничивать районом распространения осадочных пород. Надо тщательно исследовать и эффузивные образования” (с. 35). Сейчас, через 30 лет, можно сказать, что на рассматриваемой территории пробурено порядка 200 скважин с суммарным метражом около 600 тыс. м, в том числе в десятках из них изучены эффузивные образования, но, к сожалению, не открыто ни одного месторождения.

В настоящее время большинство геологов низко оценивают перспективность нефтегазоносности крайней северо-западной части ДДВ. И такой же была эта оценка с позиций осадочно-миграционной теории 33 года тому назад, до бурения большинства из названных 200 скважин. Так, С.П. Максимов, Б.Д. Гончаренко и др. (1978) прогнозировали: “Используя представления органической теории происхождения нефти и газа, геологи ВНИГНИ еще в 1967 г. сделали вывод о незначительных перспективах крайней северо-западной части впадины и рекомендовали переместить объемы бурения в более восточные районы” (с. 89).

Именно данную статью с таким выводом органиков критикует В.И. Созанский (1986), когда пишет: “Это отрицательное заключение о перспективах нефтегазоносности девонских отложений ДДВ, высказанное ведущими учеными, задержало поиск нефти и газа в девонских отложениях” (с. 113). Интересно, согласится ли сегодня В.И. Созанский повторить этот свой тезис, учитывая очевидность ответа на вопрос, какой из двух названных выше прогнозов подтвердился.

На примере работ названного исследователя наглядно проявилось и влияние гносеологического фактора на оценку перспективности. За 5 лет до положительной оценки девона на крайнем северо-западе ДДВ (В.Б. Порфирьев, В.И. Созанский, 1969) В.И. Созанский (1964), когда он руководствовался не идеей о глубинном происхождении УВ, а объективными гидрогеологическими критериями оценки перспективности, сделал другой вывод: “Юго-восточное окончание Черниговского выступа... и центральная часть Ичнянской депрессии рассматриваются нами как малоперспективные районы” (с. 16). Именно этот прогноз и оказался достоверным.

По особому обстоит вопрос с прогнозом нефтегазоносности второго после нижнего карбона по величине ресурсов УВ продуктивного комплекса — нижнепермско-верхнекаменноугольного. До выявления в нем первого месторождения (Шебелинского в 1950 г.) никто не прогнозировал в этих отложениях высокой продуктивности, тем более открытие самых крупных в регионе нефтяных и газовых месторождений. Причиной (гносеологическим фактором) этого, по нашему мнению, является вторичная (миграционная) природа залежей нефти и газа в нем, в отличие от сингенетичной в нижнем карбоне.

Такой тип скоплений УВ не спрогнозировали ни сторонники осадочно-миграционной, ни глубинной концепций.

Органики, и это верно с позиций сегодняшнего дня, не видя существенного генерационного, особенно для нефти, потенциала в нижнепермско-верхнекаменноугольных образованиях и стоя на позиции преимущественной сингенетичности залежей УВ вмещающим отложениям вообще (например, В.В. Вебер), т. е. не учитывая значение вертикальной миграции УВ, не могли связывать с ними и значительной перспективности. Сторонник глубинного органического происхождения УВ в ДДВ, В.Б. Порфирьев (до 1950-х годов неоргаников в Украине не было), хотя и придавал большое значение вертикальной миграции в формировании месторождений, но, по-видимому, не рассчитывал, что вторичные скопления могут сформироваться так далеко от основного, силурийского, по его мнению, источника УВ — в нижнепермских отложениях, и поэтому в опубликованных работах того периода ничего не писал о перспективности рассматриваемого комплекса. И только глубокое бурение, ориентированное на более древние отложения, открыло крупные месторождения. Получается, что вторичные (миграционные) скопления УВ прогнозировать значительно труднее, чем сингенетичные. Это, кстати, подтверждается и для мезозойских залежей ДДВ, которые никто не прогнозировал, а после выявления последнего такого скопления ряд геологов еще много лет наделись на новые открытия.

Принципиальное изменение в прогнозе нефтегазоносности нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса произошло после открытия в нем уже первых месторождений, продолжилось и даже усилилось после выявления последнего из них (все сводового типа). Оно касается эйфории о высокой перспективности отложений нижней перми-верхнего карбона в пределах неантиклинальных стратиграфических, литологических и биогермных ловушек. Обоснование перспективности этого направления сопровождалось самыми оптимистичными оценками — “первостепенный объект поисков”, “особый интерес”, “большая вероятность открытия” и т. п. И, тем не менее, эти оптимистичные прогнозы, к сожалению, не подтвердились. Это позволяет оценить историю с данным прогнозом как крупное и длительное заблуждение геологической мысли причастных к проблеме прогноза исследователей ДДВ.

Гносеологическим фактором недостоверности прогнозов о высокой оценке нефтегазоносности отложений нижней перми-верхнего карбона в пределах неантиклинальных ловушек и малоамплитудных поднятий

является неучет условий формирования залежей УВ с позиций осадочно-миграционной теории их происхождения. Об этом свидетельствует то, что, во-первых, такие прогнозы часто делали неорганики, не признающие этой теории (Г.Н. Доленко, В.И. Созанский и др.). Во-вторых, абсолютное большинство исследователей, среди которых были и органики, при разработке таких прогнозов абстрагировались от вопроса об условиях формирования залежей, по-видимому, не задумываясь над ним, или в условиях острых дискуссий и крайнего противостояния концепций глубинного и органического происхождения УВ, какое было в 1960—1970-е годы, не веря ни в одну из них, соответственно, и не использовали их в своих прогнозах. И, в-третьих, первыми указали на низкую перспективность отложений нижней перми-верхнего карбона в неантиклинальных ловушках сторонники осадочно-миграционной теории именно на основе увязки этих двух вопросов между собой (Б.П. Кабышев, 1979, 1981; Б.Д. Гончаренко и др., 1984).

Прогнозы нефтегазоносности по другим объектам, сделанные с учетом концепций нефтегазообразования, характеризуются различной подтверждаемостью для каждой из них. Однако четко проявляется большая достоверность прогнозов, разработанных с позиций осадочно-миграционной теории, и здесь. Так, лучше подтверждаются представления о нефтегазоносности глубоких горизонтов, учитывающие снижение перспективности с повышением степени катагенеза пород выше определенного предела, особенно с углублением в зону распространения кислых газов (ниже ГЗГ).

В проблеме направленных поисков крупных месторождений руководство концепцией об абиогенном генезисе не способствовало разработке достоверных прогнозов, что проявилось в надеждах на открытие “гигантских и сверхгигантских” газовых и нефтяных месторождений в гидрогеологически раскрытых зонах на бортах ДДВ (В.А. Краюшкин, 1972), а также “суперместорождений” в неантиклинальных условиях в образованиях нижней перми-верхнего карбона (В.И. Созанский, 1977, 1990, с. 32). В то же время, прогнозы, опиравшиеся на осадочно-миграционную теорию происхождения УВ и связывавшие открытие более значительных по размерам месторождений после 1982 г., главным образом с территорией грабена ДДВ в отложениях нижнего карбона, лучше подтверждаются последующими поисково-разведочными работами (П.Ф. Шпак, Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев и др., 1982; Ю.А. Арсирий и др., 1989; Б.Д. Гончаренко и др., 1982). Об этом свидетельствуют все наиболее крупные открытия последних лет (Андреяшевское, Юльевское, Южно-Афанасьевское, Рудовско-Краснозаводское месторождения).

С прогнозом фазового состояния УВ в юго-восточной (Придонбасской) части ДДВ в ранний период исследований (до 1950 годов) ошиблись как сторонники сингенетического осадочно-миграционного (В.В. Вебер, Д.Н. Соболев, З.А. Мишунина), так и более глубинного (В.Б. Порфирьев) источников УВ, ожидавшие открытие здесь нефтяных месторождений. Первым правильному прогнозу помешало отсутствие достоверных данных о геологическом строении региона (наличие сверхбольших, до 20 км, мощностей осадочного чехла), и соответствующего

катагенеза, вторым — недостоверность теоретической концепции. Однако позднее Н.Ф. Балуховский (1959, 1967) с позиций генетической связи нефтегазоносности недр со степенью катагенеза пород, лучше изученного к тому времени, впервые сделал достоверный вывод о преимущественной газоносности юго-восточной части ДДВ и окраин Донбасса. Таким образом, осадочно-миграционная теория в вопросе прогноза фазового состояния УВ вскоре себя реабилитировала. Это в отличие от теории абиогенного (глубинного) синтеза их, в соответствии с которой разработанные позднее (В.М. Завьялов, 1972) представления о перспективности юго-востока впадины именно на жидкие УВ не подтверждаются практикой поисковых работ последнего тридцатилетия.

Существенное влияние теоретические позиции авторов оказали и на прогнозы нефтегазоносности Северного борта ДДВ, перспективы которого в прошлом оценивались неоднозначно, а значительная промышленная нефтегазоносность установлена лишь в последнее десятилетие. Правда, непосредственно на генетический фактор при своих прогнозах ссылались чаще только неорганики, прогнозы которых подтверждаются весьма скромно, и в этом можно видеть влияние теоретических позиций на происхождение УВ. Именно этим можно объяснить недостоверность отрицательной оценки перспективности Северного борта В.Б. Порфирьевым и В.И. Созанским (1969), В.И. Созанским (1977); перспективность периферийной зоны активного водообмена на борту даже на гигантские и сверхгигантские месторождения (В.А. Краюшкин, Н.М. Брегида, 1974); неперспективность борта из-за отсутствия соляных структур и соленосных экранов (Г.Н. Доленко, В.И. Китык, 1959). Так, В.И. Созанский (1977) “...с позиций глубинного происхождения нефти”, как он подчеркивает, сделал вывод, что “...борта впадины в своей большей части характеризуются спокойным залеганием фундамента, в связи с чем трудно рассчитывать на скопления в них нефти и газа. Небольшие залежи возможны вблизи региональных разломов” (с. 89). Подтвердился у неоргаников только более поздний прогноз о высокой перспективности Харьковской зоны Северного борта (В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, 1975), хотя и не на гигантские месторождения.

В этом отношении прогнозы органиков подтвердились лучше, хотя связь здесь с теоретическими позициями авторов на происхождение УВ не такая прямая, как в первом случае, так как они не подчеркивали этот аспект. Но поскольку по своим убеждениям, известным по другим работам, такие авторы стоят на позициях органического происхождения УВ, можно считать, что это повлияло и на их выводы о перспективности Северного борта ДДВ (Г.Е. Рябухин, 1946; А.А. Билык и др., 1959; В.В. Глушко, С.П. Максимов и др., 1959; Ю.А. Арсирий, 1964; Н.Ф. Балуховский, 1967; Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев и др., 1981; В.А. Разницын и др., 1985). Борт ими оценивался высоко, однако ниже, чем территория грабена, и уникально крупных месторождений на нем не ожидалось. Именно такие прогнозы сегодня подтверждаются практикой геологоразведочных работ.

Проблема промышленной нефтегазоносности пород докембрийского фундамента в ДДВ впервые была поставлена в план практической ре-

лизации в конце 1960-х годов сторонниками глубинного происхождения нефти и газа (В.Б. Порфирьев, В.И. Созанский, 1969) и в последующее время настойчиво ими пропагандировалась с обоснованием конкретных практических рекомендаций для бурения. Прогнозы подтвердились выявлением нескольких месторождений нефти и газа на Северном борту ДДВ, правда, пока весьма незначительных по запасам (Хухринское, Юльевское, Скворцовское и др.). И это является одним из немногих, если не единственным существенным примером подтверждения прогнозов нефтегазоносности, основанных на концепции абиогенного генезиса УВ. Заслуга в открытии нефти и газа в фундаменте ДДВ, безусловно, принадлежит в первую очередь неорганикам, однако это нельзя считать подтверждением самой концепции абиогенного происхождения УВ, ибо связь здесь опосредственная, а не прямая.

В теоретическом плане эти открытия больше подтверждают осадочно-миграционную теорию, ибо только на бортах впадины фундамент контактирует (перекрывается) с отложениями наиболее перспективного и основного генерирующего верхневизейского комплекса. Поэтому здесь были наиболее благоприятные условия для обмена УВ между чехлом и фундаментом. В грабене ДДВ, где последний вскрыт в два раза большим числом скважин, чем на борту, но перекрывается сравнительно малоперспективной подсолевой девонской толщей, ни одного месторождения в кристаллических породах не выявлено.

Кроме того, к высокой оценке перспективности пород фундамента на Северном борту ДДВ сторонники глубинного происхождения УВ пришли не сразу, далеко не единодушно и не только на основе своих теоретических разработок, но и под влиянием практической геологии. Об этом свидетельствует ретроспективный анализ их рекомендаций. На первом этапе Северный борт оценивался ими отрицательно, а перспективность фундамента в ДДВ связывалась (В.Б. Порфирьев, В.И. Созанский, 1969, с. 32, 33) только с нарушенным глубинными разломами центральным грабеном. В "...породах фундамента бортов впадины, — как писал и позднее В.И. Созанский (1975, с. 243), — вряд ли будут найдены промышленные скопления углеводородов". Вполне естественно, что и в первой программе поисков нефти и газа в фундаменте (В.Б. Порфирьев и др., 1975, 1977) из 40-ка рекомендованных конкретных скважин ни одной не было на Северном борту, где без особого акцента на карте предлагался только участок для структурно-поискового бурения. В тексте же подчеркивалось, что "...наиболее интересными в нефтегазоносном отношении по фундаменту будут являться крупные месторождения нефти и газа в палеозойских отложениях в грабенообразной части впадины, в пределах выделенных нами перспективных зон" (В.Б. Порфирьев и др., 1975, с. 191). В последующие годы эта программа частично была реализована: фундамент был вскрыт в 21 скважине, в т. ч. в Строевской по нему было пройдено 800 м, однако месторождений открыто не было.

Выход же с поисковым бурением на Северный борт для оценки нефтегазоносности осадочного чехла, как указывали и В.Б. Порфирьев с соавторами (1977, с. 130), был осуществлен производственными предприятиями самостоятельно. Позднее В.И. Созанский (1977) рекомендовал к

бурению на нефть в фундаменте Журавненскую площадь, расположенную в зоне Северного краевого разлома, но уже на борту, рядом с Хухринской структурой, на которой в 1985 г. была открыта первая нефтяная залежь в фундаменте. В 1989 г. приток нефти из фундамента был получен и в Журавненской скв. 442 (Чернетченское месторождение). Этот участок для бурения на фундамент рекомендовался также в работе В.Б. Порфирьева и др. (1982). О том, что открытие месторождений нефти и газа в породах фундамента на Северном борту не дало доказательств их глубинного (неорганического) происхождения, недавно признал и один из активных современных сторонников этой концепции И.И. Чебаненко: "Бесспорных доказательств того, что нефть и газ в кристаллических породах Хухринского и Юльевского полигонов имеют глубинное происхождение, нами не обнаружено" (Блоковая тектоника... 1991, с.145).

Все сказанное не означает, что во всех случаях прогнозы органиков были достовернее таковых неоргаников. Диалектика прогнозных исследований имела более сложный характер. Таковыми они были, когда в основу разработки ложились идейные позиции авторов о происхождении нефти и газа. В других случаях, когда прогнозы разрабатывались только на основе опоры на конкретные геологические критерии и фактический материал, абстрагируясь от теоретических представлений о генезисе УВ, проявлялись иные закономерности подтверждаемости прогнозов. Другими они могли быть и в случае неподтверждения основного научного критерия прогноза, но оказавшимся достоверным самого прогноза вследствие отсутствия связи между ними. Например, прогноз нефтегазоносности отдельных зон ДДВ, выполненный в 1946 г. при составлении первых карт перспектив этого региона, лучше подтвердился у сторонника глубинного силурийского источника нефти В.Б. Порфирьева (1946), чем у органика Г.Е. Рябухина (1946). Но это не связано с достоверностью теоретических концепций. Центральная (осевая) зона ДДВ, как и прогнозировал В.Б. Порфирьев, действительно оказалась наиболее перспективной по сравнению с прибортовыми и другими периферийными зонами. Но это обусловлено не развитием в ней силурийских отложений (с источником УВ), выклинивающихся, как считал В.Б. Порфирьев, на окраинных территориях, но не оказавшихся нигде в ДДВ, а другими причинами.

Изложенный материал позволяет сделать вывод, что залогом разработки выдающегося в истории исследования ДДВ прогноза нефтегазоносности, отводившего приоритетность по перспективности на нефть нижнекаменноугольному мегакомплексу отложений, реалистичной оценки других комплексов, а также перспективности глубоких горизонтов, отдельных зон региона и др. была опора на осадочно-миграционную теорию происхождения нефти и газа. Это в отличие от прогнозов, разработанных с позиций концепции глубинного генезиса УВ, которые в большинстве случаев характеризуются низкой подтверждаемостью их последующими геологоразведочными работами.

Поэтому в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, как может быть ни в какой другой, проявился триумф идеи об органическом происхождении нефти и газа. Особенностью этого триумфа является не только то, что практикой подтвердился теоретический прог-

ноз об основном перспективном объекте, но и то, что не подтвердились разработанные в те же годы с позиций более глубинного (близкого к глубинному абиогенному) источника УВ альтернативные прогнозы нефтегазоносности в силурийском комплексе и чисто абиогенного источника о наибольшей перспективности подсолевого девонского комплекса. И если верен философский принцип, что практика — критерий истины, то на примере прогноза нефтегазоносности различных объектов ДДВ осадочно-миграционная теория происхождения нефти и газа показала свою достоверность и преимущество в прогнозировании нефтеносности перед другими концепциями. Следовательно, можно рекомендовать практической геологии больше доверять этой концепции и смелее внедрять разработанные на ее основе рекомендации по направлениям поисков новых месторождений.

8.4.2. Принцип необходимости и достаточности

Этот принцип состоит в использовании при прогнозах всего комплекса критериев нефтегазоносности, т. е. не только необходимых, но и достаточных. Традиционно необходимыми условиями для оценки перспективности объектов является наличие никем не оспариваемой триады критериев: коллектора, покрышки и ловушки. Однако этот комплекс, как можно было судить при рассмотрении многочисленных неподтвердившихся прогнозов, не достаточен. В зависимости от позиций авторов на происхождение нефти и газа он обычно дополняется другими критериями: органиками — наличием в разрезе нефтегазогенерирующих толщ (пород с необходимым содержанием ОВ и определенной термальной зрелостью) и гидрогеологических условий сохранности скоплений УВ; неорганиками — глубинных разломов.

Из изложенной выше истории прогнозных исследований видно, что их авторы не всегда обосновывали свои выводы полным комплексом критериев. Нередко они опирались лишь на один-два или три критерия, игнорируя другие, что и приводило к недостоверным прогнозам. Корректное руководство (часто неосознанное) принципом необходимости и достаточности позволило многим авторам сделать достоверные прогнозы, а игнорирование или некорректное использование этого принципа обуславливали разработку недостоверных прогнозов (табл. 3).

Влияние принципа необходимости и достаточности более наглядно проявляется во второй группе прогнозов — неподтвердившихся (табл. 3). В первую очередь это относится к завышению роли девонской соленосной региональной покрышки в ущерб другим критериям при прогнозе крупных месторождений и перспективности девонского комплекса. Так, гиперболизировали роль таких флюидоупоров А.Н. Истомина (1973), А.В. Бобошко и др. (1982), когда считали, что если в разрезе девона есть две соленосные толщи, то этого достаточно, чтобы и прогнозные ресурсы газа в нем были в 2 раза большими, чем в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе, где имеется только одна такая покрышка. К тому же залежи по величине запасов в девоне, по мнению указанных исследователей, могут быть сопоставимыми с Шебелинским, Крестищенским или Ефремовским месторож-

дениями. Авторы игнорировали тот факт, что под нижнепермским и девонскими соленосными экранами находятся принципиально разные с точки зрения газогенерационного потенциала толщи пород — высокие в первом случае и низкие во втором. Такое игнорирование они допускали, несмотря на то, что являются сторонниками осадочно-миграционной теории генезиса УВ — проявился другой гносеологический фактор.

Роль региональных соленосных флюидоупоров в аккумуляции крупных скоплений УВ, особенно газа, несомненно, большая, но одних их для этого недостаточно. Надо еще, чтобы было что экранировать. Гиперболизацию значения девонских соленосных экранов допускали и неорганики, но их к этому толкала концепция глубинного источника УВ, согласно которой под первым снизу в осадочном чехле флюидоупором должны концентрироваться и самые крупные запасы УВ (В.И. Созанский, 1986; и др.).

С другой стороны, занижением роли флюидоупоров можно объяснить даваемую рядом исследователей (И.В. Высочанский и др., 1972; Н.Ф. Брынза и др., 1972) завышенную оценку перспективности структурам крайней юго-восточной части ДДВ. Эти авторы учитывают отрицательное влияние высокой степени катагенеза на коллекторские свойства пород в данном районе, однако при этом игнорируют такое же влияние этого критерия на экранирующие свойства глинистых покрышек. А игнорирование неблагоприятных условий сохранности УВ (гидрогеологической раскрытости недр) в периферийной зоне Северного борта ДДВ (В.А. Краюшкин и др., 1974; Р.Д. Фаниев и др. 1971) обусловило разработку необоснованных прогнозов перспективности этой зоны даже на “гигантские и сверхгигантские” месторождения.

Недостоверному прогнозу о высокой перспективности неантиклинальных ловушек в зонах выклинивания и биогермах в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе способствовало игнорирование факта отсутствия в этих отложениях существенного собственного нефтегазогенерационного потенциала и, соответственно, сингенетичных УВ.

Учет же комплекса необходимых и достаточных критериев способствовал разработке достоверных прогнозов о высокой перспективности отложений нижнего карбона в ДДВ в целом (В.В. Вебер, 1949; С.П. Максимов и др., 1977; П.Ф. Шпак и др., 1971; Ю.А. Арсирий и др., 1979; и др.); центральной части ДДВ (Д.Н. Соболев, В.Г. Бондарчук, П.С. Хохлов, Б.Д. Гончаренко, А.А. Билык, П.Ф. Шпак, Б.П. Кабышев и др.); Северного борта (Арсирий Ю.А., 1964; Глушко В.В. и др., 1959; Билык А.А. и др., 1959; Арсирий Ю.А. и др., 1981-2; и др.); перспективности ДДВ на значительные по запасам, но не суперкрупные месторождения (П.Ф. Шпак, Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев и др., 1982; Ю.А. Арсирий и др., 1989; Б.Д. Гончаренко и др., 1982). Руководство данным принципом также способствовало подтверждению сравнительно низкой перспективности крайней северо-западной части впадины (П.С. Хохлов, Б.Д. Гончаренко, А.А. Билык, В.А. Терещенко, Б.П. Кабышев, В.И. Созанский, 1964; В.А. Разницын; Г.Н. Доленко и др.). В то же время не подтвердились прогнозы о перспективности многочисленных локальных объектов в крайней северо-западной части ДДВ,

не учитывавшие неблагоприятные условия сохранности УВ из-за недостаточной гидрогеологической закрытости недр (В.А. Гальченко, 1972).

Комплекс необходимых и достаточных для эффективного прогноза критериев несколько отличается в зависимости от того, из какой концепции происхождения УВ исходить. Приведенные выше данные показывают, что лучше сработали на достоверность прогнозов из “идейных” критериев те, что соответствуют осадочно-миграционной теории (условия генерации, миграции и сохранности скоплений УВ). “Неидейные” критерии — коллектор, крышка, ловушка — важны при всех концепциях генезиса УВ. Все это видно из приведенного выше перечня подтвердившихся прогнозов. В то же время основной “идейный” критерий перспективности абиогенной концепции — наличие глубинных разломов — в истории прогнозных исследований не проявил себя как необходимое условие нефтегазоносности объектов разного масштаба. Более того, на основе именно этого критерия (отсутствия глубинных разломов) были сделаны недостоверные прогнозы о перспективности Северного борта ДДВ (В.Б. Порфирьев, В.И. Созанский, 1969; В.И. Созанский, 1977).

В прогнозах органиков в комплексе необходимых критериев нередко недооценивалась роль вертикальной миграции УВ. В результате перспективными считались только нефтегазогенерирующие комплексы отложений и не прогнозировалась перспективность не генерирующих при благоприятных остальных критериях.

В заключение укажем на условие, при котором для эффективного прогноза нефтегазоносности нет надобности выдерживать принцип учета необходимости и достаточности. Это относится к оценке перспективности локальных объектов на территории, где установлено, что по всем критериям она является высокоперспективной и поэтому можно ограничиваться одним-двумя чисто “локальными” показателями. Например, отложения верхневизейского продуктивного комплекса в центральной (Ичнянско-Солоховской) части ДДВ характеризуются благоприятными условиями генерации УВ (находятся в условиях ГЗН—начале ГЗГ) и сохранности (в водорастворенных газах содержат 80-90% и более УВ, аргиллитовые крышки относятся к классам А и В). Поэтому нет надобности для каждого локального объекта здесь анализировать эти критерии. Достаточно ограничиться выделением ловушки и прогнозом качества коллекторов на участке ее расположения, реализуя так называемый метод прогноза по наислабейшему звену. Но это обычно касается локальных и небольших по площади зональных объектов. Для более крупных объектов принцип необходимости и достаточности учета критериев для эффективного прогноза должен быть обязательным.

8.4.3. Сравнительные геологические аналогии (достоверность геологического строения региона)

Эти два фактора весьма часто проявляются в комплексе, поэтому их целесообразно рассмотреть совместно. Ведь принцип сравнительных геологических аналогий при прогнозе нефтегазоносности неизученного объекта срабатывает эффективно, если верны представления о его геологическом строении. В противном случае может не оказать-

ся аналогии в строении регионов (или других объектов прогноза), а, следовательно, и их нефтегазоносности.

Показательными примерами влияния на достоверность прогноза, как положительного, так и отрицательного, указанных геологических факторов, является прекрасно подтвердившийся прогноз Н.С. Шатского о перспективности ДДВ на нефть на основе вывода о развитии здесь соляных куполов; а также не оправдавшаяся по основной цели проблема Большого Донбасса, которой на территории ДДВ прогнозировался угленосный бассейн геосинклинального типа, а не нефтегазоносный. Именно сравнительная аналогия в строении территории Северной Украины с уже известными в то время (1931) солянокупольными нефтегазоносными областями (Урало-Эмбирской, Примексиканской и др.) позволили Н.С. Шатскому (1931) на основе диагностики роменских гипсов и исачковских диабазов, как брекчии соляных штоков, сделать блестяще подтвердившийся впоследствии прогноз о перспективах нефтеносности не только Роменского купола, но и “огромных пространств Полтавщины”.

С другой стороны, неверные представления по чисто геологическому вопросу — о продолжении в северо-западном направлении под мало-мощным покровом юрских и меловых отложений погребенного складчатого Донбасса — обусловили прогнозирование на территории современной ДДВ не нефтегазоносного, а угленосного бассейна донецкого типа.

Другими примерами, когда следование геологическим аналогиям способствовало достоверному прогнозу, являются прогнозы о высокой перспективности в ДДВ неантиклинальных литологических, стратиграфических, биогермных ловушек и карбонатных толщ в нижнекаменноугольном комплексе (А.Е. Лукин и др.); неантиклинальных, тектонически экранированных ловушек (Б.П. Кабышев и др.); большая перспективность не прерванных солью структур по сравнению с открытыми штоками (Н.С. Шатский, В.Б. Порфирьев и др.).

Залогом этих успешных прогнозов явилось установление в ДДВ их авторами локальных и зональных объектов (биогермов, сопряженных с глубоководными и шельфовыми фациями, баровых и русловых песчаных тел; благоприятных для образования ловушек сочетаний согласных и несогласных сбросов с проницаемыми и флюидоупорными пластами), которые в других регионах уже были известны как нефтегазоносные (бортовые зоны Прикаспийской и Мексиканской впадин, район Мидконтинента, Волго-Уральская область, Рейнский грабен, Восточно-Венесуэльский прогиб и др.).

Недостоверный прогноз, вследствие некорректности использования принципа сравнительных геологических аналогий из-за отсутствия необходимых данных о геологическом строении ДДВ, сделан при оценке перспективности девонского комплекса крайнего северо-запада, всего разреза и фазового состояния УВ крайнего юго-востока региона. Завышению перспективности девона в ущерб карбону на протяжении многих лет способствовало открытие девонской нефти в Волго-Уральской области, а позднее и в Припятском прогибе, с которыми сравнивалось геологическое строение территории Северной Украины и де-

лался вывод о возможном открытии и здесь “большой девонской нефти”), а сам комплекс прогнозировался основным в регионе.

Сравнение с Волго-Уральской областью было малообоснованным — ДДВ оказалась авлакогеном с мощностью осадочного чехла до 20 км, чего в 1940—1950-е годы никто не предполагал. А в крайней северо-западной части ДДВ, которая сравнивалась с Припятским прогибом, девонский разрез оказался представленным в значительной степени неблагоприятными для нефтеобразования эффузивными породами. Сравнение оказалось некорректным для прогноза нефтегазоносности девона, а отсюда и сам прогноз — недостоверным.

Прогноз о высокой перспективности на нефть крайней юго-восточной части ДДВ, а зоны открытых палеозойских структур вообще на УВ оказался недостоверным также из-за некорректного сравнения этой территории с типично платформенными областями — никто не смог предположить здесь осадочный чехол мощностью до 15—20 км с соответствующими высоким катагенезом пород, современными температурами и наличием АВПД, т. е. условий, которые неблагоприятны для сохранения нефтяных скоплений, а в зонах отсутствия нижнепермского соленосного экрана — и крупных газовых.

Влияние на достоверность прогноза гносеологического фактора сравнительных геологических аналогий наиболее часто проявляется на ранних этапах изученности региона, как это и было в ДДВ. Однако не следует его игнорировать и в настоящее время, допуская некорректность сравнения. А такое встречалось и в последние годы. Например, при обосновании высокой перспективности глубоких (5—7 км) горизонтов в ДДВ исследователи нередко ссылаются на другие регионы, которые моложе палеозойского возраста (Каспийское море, Галф Кост, Предкавказье). Геологическая же аналогия по данной проблеме может проводиться только между одновозрастными регионами, так как степень катагенеза пород и современные температуры на одних и тех же глубинах в палеозойских, мезозойских и кайнозойских бассейнах существенно разные.

8.4.4. Нефтегазопроявления

Прямые признаки нефти и газа (поверхностные, в керне мелких и глубоких скважин, в процессе бурения и др.) являются важным критерием оценки нефтегазоносности недр и обычно рассматриваются как положительный показатель этого. В большинстве случаев это так и бывает, но не всегда.

Выполненный гносеологический анализ прогнозов нефтегазоносности ДДВ показал, что в истории исследования ее были случаи, когда обильные нефте- или газопроявления вводили в заблуждение исследователей, которые по этим данным делали оптимистичные выводы о перспективности оцениваемых объектов. Наиболее наглядным примером такового является высокая оценка перспективности на нефть крайней северо-западной части ДДВ и зоны открытых палеозойских структур крайнего юго-востока на основе многочисленных прямых признаков нефти в кернах скважин (глубоких и мелких угольных)

или на поверхности, в местах выхода каменноугольных пород. Например, по обилию таких признаков на Петровском и Краснооскольском куполах З.А. Мишунина (1955) даже назвала их нефтяными месторождениями (с еще недоказанной промышленной нефтеносностью). Прогнозы эти не подтвердились потому, что признаки нефти в отложениях зоны высокого катагенеза ($МК_{4,5}$ -АК) и вторичные в перекрывающих их породах — это следы разрушенных скоплений нефти или былой генерации нефти.

Так же вводили в заблуждение разведчиков недр интенсивные газопроявления в процессе бурения скважин (вплоть до краткосрочных выбросов газа) в высоколитифицированных (стадии $МК_{5}$ -АК) образованиях на крупных антиклинальных структурах крайнего юго-востока ДДВ (Краснооскольская, Волвенковская, Новомечетилловская, интервалы ниже газовой залежи на Шебелинском месторождении и др.). Подобно проявили себя и многочисленные признаки нефти и, хотя и в меньшем количестве, газа в девонских отложениях крайнего северо-запада ДДВ. Здесь они являются следствием не только разрушения былых возможных здесь залежей, но и, вероятно, в большей мере ослабленных процессов самой генерации нефти из-за неблагоприятного литолого-фациального состава пород (большая доля эффузивов).

Примеры влияния прямых признаков нефти и газа на достоверно высокую оценку перспектив нефтегазоносности менее наглядно зафиксированы в прогнозных исследованиях, но они очевидны. Так, например, отложения нижнего карбона в центральной (Сребненско-Солоховской) части ДДВ, характеризующиеся наиболее благоприятными условиями генерации и сохранности УВ, сопровождаются и свидетельствующими об этом обильными признаками нефтегазоносности (в кернах, проявления в процессе бурения). Они отмечались практически во всех скважинах, независимо от того пробурены они в пределах ловушек (на месторождениях) или нет. Это свидетельствует о региональной нефтегазоносности отложений нижнего карбона в этой зоне, доказательством чего и являются обильные нефтегазопроявления. Обратная же зависимость наблюдается не всегда.

В той же центральной зоне отложения нижнепермско-верхнекаменноугольного продуктивного комплекса стерильны на нефтегазопроявления за пределами залежей, хотя в них сосредоточены самые крупные в регионе нефтяные месторождения (Леляковское, Гнединцевское, Погарщинское).

Выполненный гносеологический анализ позволяет указать на условия, при которых нефтегазопроявления являются показателем наличия в таких зонах промышленных залежей и когда они не являются такими. Роль критериев месторождений они выполняют в оптимальных условиях генерации и сохранности УВ — обычно в погруженных и промежуточных зонах НГБ, и не выполняют — в периферийных зонах неблагоприятной сохранности УВ, а также в отложениях с очень высокой термальной зрелостью ($МК_{4,5}$ -АК) на крупных антиклинальных структурах. Следует также предостеречь от руководства этим критерием при отсутствии данных о признаках нефти и газа из-за неизученности региона или изучаемого объекта в нем, что также может привести к

недостовверному прогнозу. Например, Г.Е. Рябухин в 1946 г. прибортовые зоны в ДДВ оценил выше, чем центральную осевую, только на том основании, что в них уже были зафиксированы признаки нефти в скважинах на Роменском и Исачковском соляных штоках. В осевой же зоне нефтегазопроявлений не было известно по той причине, что к тому времени там еще не было пробурено ни одной скважины. Позднее таких признаков там было установлено предостаточно.

8.4.5. Практические результаты поисков

Положительные практические результаты поисков месторождений, как критерий оценки перспективности объектов, проявляются только после открытия нефтегазоносной области (т. е. первых месторождений в ней), но на последующих этапах значение их весьма важное. Выше было показано особенно большое значение открытия первых месторождений, которые обычно изменяют весь процесс геологоразведочных работ в регионе и многократно его интенсифицируют.

На последующих этапах положительные практические результаты выполняют роль критерия поисков новых залежей в разных типах ловушек, резервуаров, более узких интервалах стратиграфического разреза, в конкретных тектонических и литолого-фациальных зонах. Первые открытия залежей нефти или газа в новых типах соответствующих объектов в регионе многократно активизировали поисково-разведочные работы в отложениях нижнекаменноугольного продуктивного комплекса в ДДВ в целом, ее центральной (Ичнянско-Солоховской) зоне, на Северном борту, в неантиклинальных литолого-стратиграфических и тектонически экранированных ловушках, карбонатных толщах, а на самом раннем этапе освоения региона — в пределах спокойных, не прорванных солью структур.

Понятно, что стимулирующая роль данного критерия прогноза не может продолжаться бесконечно, так как количество месторождений разного типа в регионе не безгранично. Вследствие этого на определенном этапе разведанности региона (для разных типов объектов разным) положительные практические результаты, как критерий прогноза — если не учитывать его гносеологическую сущность, начнет играть отрицательную роль — прогнозирование новых месторождений, аналогичных уже открытым, продолжается, поисковое бурение в том или даже большем объеме на прогнозные объекты продолжается, а результатов нет или они резко снижаются. И обусловлено это исчерпанием перспективности соответствующих направлений, а в конечном результате и всего нефтегазоносного бассейна. Для разработки дальнейшей стратегии геологоразведочных работ в регионе важно не упустить данный момент, иначе это приведет к более резкому снижению эффективности работ и, следовательно, значительным излишним затратам.

В качестве гносеологического фактора предвидения вхождения соответствующего направления поисков в “падающий режим” является диагностика генетического типа залежей (сингенетических или вторичных), развитых, соответственно, в генерирующих и негенерирующих (принимающих) продуктивных комплексах. Количество скоплений УВ,

их разновидности в этих двух типах комплексов принципиально различные — большее в генерирующих и значительно меньшее в принимающих. Например, в ДДВ при примерно равных начальных разведанных запасах УВ* в нижнепермско-верхнекаменноугольном (1530 млн. т) и нижнекарбонном (1200 млн. т) комплексах количество месторождений с продуктивностью в них принципиально разное (соответственно, 28 и 160); еще большая разница в количествах залежей — 45 и 580. И уже совсем несопоставимое различие прогнозируется в неразведанной продуктивности этих комплексов. При оценке неразведанных (кат. $D+C_3+C_2$) ресурсов УВ нижней перми-верхнего карбона — в 177 млн. т, а нижнего карбона — 1462 млн. т, количество прогнозируемых на основе геолого-математического моделирования по Парето в них залежей, соответственно, составляет 84 и 2450.

Все эти данные наглядно свидетельствуют о более ранней исчерпаемости ресурсов УВ и перспективности открытия новых залежей в негенерирующих (в частности, нижнепермско-верхнекаменноугольном) комплексах по сравнению с генерирующими (нижний карбон), что обусловлено принципиально разными закономерностями размещения (по крупности, территории, типам ловушек) и формирования в них залежей нефти и газа. А отсюда следует и различное время проявления положительных результатов поисков, как критерия прогноза новых открытий, — меньшее в негенерирующих комплексах, в которых новые открытия резко сокращаются или вообще прекращаются значительно раньше, а прогнозисты, не учитывая этого гносеологического фактора, продолжают надеяться на новые открытия и рекомендуют новые площади для поискового бурения.

Изложенная закономерность четко проявилась в истории прогнозных исследований ДДВ. Как показано выше, в мезозойском комплексе прогнозирование открытия новых залежей продолжалось еще довольно долго, после выявления уже всех или почти всех известных скоплений в нем. Эта ошибка в прогнозах, правда, не приводила к большим излишним материальным затратам, так как поиски залежей производились попутно с оценкой более глубоких горизонтов в палеозойских отложениях.

В другом, нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе, где критерий “положительные результаты” также на определенном этапе не обеспечил достоверный прогноз дальнейших поисков, такие затраты были. Здесь, уже после выявления почти всех известных на сегодня месторождений, с конца 1970-х годов продолжался (не закончился и в настоящее время) вал прогнозов и рекомендаций на поиски залежей УВ в этих отложениях в пределах неантиклинальных литолого-стратиграфических и биогермных ловушек, который сопровождался в определенном объеме и специальными геологоразведочными работами. Однако положительных результатов, к сожалению, это направление не дало, вследствие его неперспективности, а также исчерпания фонда антиклинальных структур.

В генерирующем нижнекаменноугольном комплексе снижение эффек-

* Все данные приводятся по состоянию на 1995 г.

тивности поисков и, соответственно, значимости положительных результатов как критерия прогноза значительно удлиняется, снижение его влияния происходит постепенно. В целом следует резюмировать, что условия использования рассматриваемого критерия определяются генетическим типом продуктивных комплексов и развитых в них залежей УВ.

Отрицательные результаты длительных поисков (неоткрытие месторождений) при значительных объемах бурения в большинстве случаев свидетельствуют о низкой перспективности региона или определенных направлений (объектов) в нем. Так было, например, с оценкой перспективности крайнего северо-запада ДДВ, зоны открытых палеозойских структур юго-востока и др. Однако в некоторых случаях отсутствие открытий не может свидетельствовать о бесперспективности данного направления поисков. Это относится к объектам, которые могут содержать вторичные (миграционные) залежи УВ, в формировании которых большое влияние оказывает фактор случайности по сравнению с сингенетическими скоплениями, как это подробнее обосновывается ниже. В них небольшими объемами бурения, совершенствуя методику прогнозирования ловушек, определенное время следует продолжать параметрическое и поисковое бурение, несмотря на отсутствие положительных результатов.

8.4.6. Случайность и закономерность в прогнозах нефтегазоносности

Из истории прогнозных исследований ДДВ и других регионов известно, что сингенетические скопления нефти и газа прогнозируются исследователями значительно лучше и достовернее, чем вторичные (миграционные). Например, высокая нефтегазоносность карбона в ДДВ, особенно нижнего, прогнозировалась геологами задолго до открытия первых месторождений в нем (1950—1953 гг.), еще в 1930-е годы. В то же время нефтегазоносность нижней перми, где под региональной глинисто-соленосной покрывкой оказались развиты самые крупные в ДДВ скопления нефти и газа миграционного генезиса, с позиций всех концепций до открытия первых месторождений никем не прогнозировалась. Больше того, скважины-первооткрывательницы крупных скоплений газа на Шебелинском и нефти на Гнединцевском месторождениях проектировались с целью поисков залежей главным образом в девоне и нижнем карбоне. Открытие здесь крупных залежей газа под раннепермской соленосной и нефти под триасовой глинистой покрывками было для всех неожиданным.

Однако позднее, в 1960—1980-е и даже в 1990-е годы, уже после того, как было выявлено большинство, а потом и все ныне известные скопления нефти и газа под пересажским хомогенным флюидоупором (последнее, Котляревское месторождение, открыто в 1983 г.), очень многими исследователями прогнозировалось открытие здесь залежей УВ в неантиклинальных литолого-стратиграфических и биогермных ловушках в зонах выклинивания соленосной толщи и верхнего карбона, в том числе и значительных по запасам. Сейчас уже вполне очевидно, что эти представления не подтвердились по причине своей недостоверности. Поистине “не везло” нижнепермскому комплексу с подтвержда-

емостью прогнозов нефтегазоносности (в отличие от сингенетических скоплений в генерирующей нижнекаменноугольной толще).

Такой контраст с подтверждаемостью прогнозов понятен с гносеологических позиций: образование сингенетических скоплений УВ является процессом более закономерным, а следовательно, и более предсказуемым, чем миграционных, на формирование которых в большей степени влияет фактор случайности. В зоне генерации и региональной латеральной миграции УВ всегда более вероятно, что каждая находящаяся здесь ловушка может аккумулировать в себе УВ, чего нельзя сказать о такой же ловушке в негенерирующем комплексе отложений, так как для продуктивности последней необходимо еще наличие путей миграции (вертикальных или латеральных) от источника УВ. Кроме того, в нефтегазогенерирующих комплексах отложений гидрогеологические условия закрытости недр и сохранности залежей, например, содержание водорастворенных углеводородных газов, всегда лучшие, чем в негенерирующих комплексах. Все это накладывает дополнительные ограничения на аккумуляцию в последних УВ. Большая роль фактора случайности в процессах образования миграционных скоплений нефти и газа обуславливает и объясняет также случайность открытия первых месторождений этого типа в регионе.

Изложенные условия проявления фактора закономерность — случайность в открытии месторождений, как один из критериев прогноза, также следует учитывать при разработке стратегии геологоразведочных работ. Последняя должна основываться на направлениях, обеспеченных “закономерным” размещением скоплений УВ, но не следует игнорировать и направлений на оценку “случайных” скоплений УВ, которые могут оказаться и крупными по запасам. Однако на них целесообразно задалживать сравнительно небольшие объемы работ.

8.4.7. О значении недостоверных прогнозов

Известно, что в науке не бывает бесполезных, ненужных выводов. Каждая научная идея, гипотеза, даже впоследствии неподтвердившаяся, как истина имеет свое положительное значение, хотя обычно и меньшее, чем достоверная теория.

Это же относится и к прогнозам нефтегазоносности, которые последующими геологоразведочными работами не подтверждались. Их значение определяется двумя положениями. Первое — это то, что ранее сделанные недостоверные прогнозы (выводы) могут послужить основой или натолкнуть исследователя на разработку новых достоверных прогнозов. Прекрасным примером этого является рассмотренное выше установление Н.С. Шатским (1931) природы роменских гипсов и исачковских диабазов, приведшее к достоверному прогнозу нефтеносности ДДВ. Основой для такого прогноза послужили недостоверные выводы предшественников Н.С. Шатского об этих экзотических породах, как составных частях крупных региональных выступов древних, в том числе изверженных образований; отложениях локальных лагун палеогенового или неогенового возраста; останцах гляциодислокаций и др. Проанализировав эти недостоверные представления (кстати, на основе только опубликованных материалов без полевых наблюдений на местности), Н.С. Шатс-

кий их отклонил и сделал единственно правильный вывод о солянобрекчиевой природе указанных пород, который вскоре блестяще подтвердился. Н.С. Шатский весьма широко использовал результаты полевых геологических исследований украинских геологов П. Армашевского, И. Морозевича, А.В. Гурова, В.И. Вернадского, Ф.О. Лысенко в районах Ромен и Исачек, детально их проанализировал, найдя при этом определенные противоречия в описании условий залегания гипсов и диабазов.

П. Армашевский (1903) описал постепенные переходы между диабазами, с одной стороны, и известковистыми и гипсоносными массажами, с другой, сделав вывод, что последние образовались от выветривания диабазов. И. Морозевич (1903), наоборот, подчеркивал резкие контакты между диабазами и смежными породами, что исключало взаимные переходы между ними. Из этого Н.С. Шатский (1931) заключил, "...что эти исследователи дают противоположные сведения о взаимоотношениях известковистых пород и диабазов, один из них отрицает постепенный переход диабаза в эти образования, другой утверждает обратное... Судя по очень полному описанию обнажений Исачек, не подлежит сомнению, что диабаз и известковистые массы очень тесно связаны друг с другом" (с. 343), однако, понятно, что, по его мнению, не взаимными химическими переходами.

Отмеченную И. Морозевичем (1903) северо-западную ориентировку глыб диабаза на юге и севере Исачковского холма Н.С. Шатский назвал "...случайным соединением отдельных обнажений", так как другие геологи ее не фиксировали в своих описаниях. Согласованными у разных авторов, в частности В.И. Вернадского (1901) и И. Морозевича (1903), является залегание диабазов в каменоломнях в виде отдельных изолированных скал, а не сплошного крупного массива.

Все эти, а также другие данные (сильная перемятость и нарушение экзотических пород, отсутствие их аналогов на огромных пространствах вокруг Исачек и Ромен) и позволили Н.С. Шатскому сделать вывод о солянобрекчиевом происхождении сравнительно локальных выходов гипсоносных пород и диабазов, а из этого и выдающийся прогноз о развитии в ДДВ соляных куполов и связанных с ними месторождений нефти.

Так как Н.С. Шатский не проводил собственных полевых исследований в районе Ромен и Исачек, то не подлежит сомнению, что свой правильный вывод о генезисе роменских гипсов и исачковских диабазов он не смог бы сделать без использования полевых исследований П. Армашевского, И. Морозевича, В.И. Вернадского, А.В. Гурова, Н.Д. Борисяка, Ф.О. Лысенко, В.И. Лучицкого, хотя их собственные гипотезы о происхождении этих пород и оказались недостоверными. Можно сказать, что Н.С. Шатский свое открытие сделал "на острие пера", однако без ознакомления с результатами полевых работ предшественников могло и не появиться, во всяком случае в то время, достоверной теории и прогноза соляных структур в ДДВ.

Все сказанное позволяет усомниться, сделал бы Н.С. Шатский свой правильный вывод о происхождении исачковских диабазов и роменских гипсов, если бы до него не было предложено несколько ошибочных объяснений происхождения названных экзотических образова-

ний? Совершенно не исключено, что он остановился бы на одной из ныне известных недостоверных идей. В этом и состоит основное положительное значение последних.

Второй фактор важности недостоверных прогнозов состоит в чисто психологических аспектах научного творчества. Каждому исследователю свойственно стремление выдвигать новые идеи, разрабатывать новые представления, которые до него не предлагались. Это стремление к новизне нередко может быть и в ущерб истинности и обоснованности идей, но авторы на это идут, чтобы высказать такую идею первым. Ведь позднее другие исследователи данной проблемы будут называть того, кто высказался по данной проблеме первым. И это нормальное положение вещей, которое ведет к поиску истины. Истина рождается в споре. Чем больше идей обсуждается в процессе дискуссий, тем вероятнее, что среди них уже есть и истинная, которая быстрее будет обоснована, а потом и проверена на практике. Этот фактор также проявился и в разработке Н.С. Шатским его концепции о происхождении рассматриваемых пород, которую сам он критично оценивал, не считал достоверной теорией, а рассматривал как "...рабочую гипотезу... которую можно было бы назвать тектонической" (с. 344). В ней данный вопрос он рассмотрел "...с иной, сравнительно-тектонической... точки зрения", так как считал, что "...успех работ, особенно в таких сложных вопросах, как излагаемый, в значительной степени зависит от предпосылок и количества рабочих гипотез, с которыми исследователи подходят к объекту своего изучения" (с. 344).

Достоверные прогнозы рождаются в дискуссиях с ошибочными. И в этом значение последних, что наглядно проявилось в вопросе о прогнозе соляных куполов в ДДВ.

8.4.8. О различной достоверности оптимистичных и пессимистичных прогнозов

Еще один вопрос, связанный с гносеологическим анализом прогнозных исследований, касается обычно более высокой подтверждаемости (достоверности) отрицательных (пессимистичных) прогнозов нефтегазоносности по сравнению с положительными (оптимистичными). Такую тенденцию, при прочих равных условиях, можно заметить при знакомстве с теми многочисленными прогнозами, которые за 60-летнюю историю поисков нефти и газа были разработаны в ДДВ. Объяснить ее можно тем, что оптимистичные прогнозы, обосновывающие перспективность объектов, чисто психологически делать всегда приятнее и интереснее, чем отрицать их перспективность. К тому же вторые, как правило, требуют большего обоснования, чем первые. Во всяком случае, коллеги прогнозиста всегда придирчивее и критичнее относятся к отрицательным выводам о перспективности объектов, чем к положительным.

В недостоверности оптимистичного прогноза его автора уличить значительно труднее, чем пессимистичного. При отсутствии открытий месторождений по рекомендованному направлению всегда можно сказать, что не все проверено и если еще пробурить скважину в каком-то другом месте, то прогноз подтвердится. С другой стороны, даже

одно открытие по негативно прогнозировавшемуся направлению однозначно свидетельствует о недостоверности такого прогноза. А ведь всегда приятнее быть автором подтвердившихся прогнозов, и мало удовлетворения приносит подтверждение отрицательного прогноза.

Все эти факторы при прочих равных условиях и обуславливают более частую разработку исследователями оптимистичных прогнозов, чем пессимистичных. Это же обуславливает и то, что первые нередко бывают менее обоснованными. Практике же поисковых работ в первую очередь нужны реалистичные прогнозы, т. е. те, которые впоследствии лучше подтвердятся бурением и, следовательно, в наибольшей степени будут способствовать повышению эффективности геологоразведочных работ.

Все сказанное заставляет сделать вывод, что практической геологии, реализующей прогнозы, следует с большим доверием относиться к пессимистичным оценкам перспективности. Они в большей степени выстраданы авторами, а потому чаще лучше обоснованы. Но они-то, как показывает обзор истории прогнозных исследований, и не нравятся практической геологии, которая поэтому очень часто их игнорирует. Например, отрицательных оценок перспективности крайнего северо-запада ДДВ было предостаточно, положительных же опубликовано очень мало, однако реализовывались на протяжении нескольких десятилетий как раз последние.

Этот гносеологический аспект в прогнозах следует учитывать при реализации современных и будущих предложений.

На основе выполненного анализа подтверждаемости прогнозов нефтегазоносности в ДДВ можно сделать следующие рекомендации по практическому использованию гносеологических критериев в современных прогнозах:

1. Следует с большим уважением относиться к прогнозам, разработанным на основе осадочно-миграционной теории образования месторождений. Они в прошлом оказывались значительно достовернее, чем таковые, сделанные с позиций концепции абиогенного генезиса УВ.

2. Не забывать при прогнозировании нефтегазоносности о принципе необходимости и достаточности в использовании разных критериев. Кроме необходимых, нейтральных по отношению и идейным концепциям происхождения УВ критериев (коллектор, покрывка, ловушка), учитывать нефтегазогенерационные показатели отложений, гидрогеологические условия сохранения залежей (состав водорастворенных газов), а также возможность образования вторичных (миграционных) залежей в негенерирующих комплексах. Отнесение критериев к необходимым и достаточным может выполняться и по другим принципам.

Исключением из этого комплекса может быть прогноз нефтегазоносности локальных объектов на уже установленной по нескольким критериям перспективной территории. В таком случае в соответствии с принципом наислабейшего звена можно ограничиться использованием двух (коллектор, ловушка) или даже одного (ловушка) критерия.

3. Важное значение, особенно на ранних этапах исследования регио-

на, имеет использование принципа сравнительных геологических аналогий, однако он гарантирует успех в прогнозе нефтегазоносности только при достоверном знании геологического строения изучаемого региона и, следовательно, однотипности строения сравниваемых объектов. В противном случае аналогия не достигается и прогноз нефтегазоносности не обещает быть успешным, как это было с гиперболизировано завышенной оценкой девонского комплекса в ДДВ на основе сравнения последней с Волго-Уральской областью (1940—1950-е годы), а позднее и с Припятским прогибом.

На более поздних этапах изучения региона принцип сравнительных геологических аналогий можно использовать при прогнозе продуктивности глубоких горизонтов, но опять же при корректном применении — сравнивать изучаемый НГБ с другими одновозрастными бассейнами (палеозойские, мезозойские, кайнозойские).

4. Прямые признаки нефти и газа являются важным критерием оценки перспективности региона, особенно на ранней стадии их изучения. Сфера эффективного их использования также имеет свои ограничения, которые проявляются в оптимальном сочетании условий генерации и сохранности скоплений УВ в погруженных и промежуточных зонах НГБ, где нефтегазопроявления в большинстве случаев свидетельствуют о перспективности недр. Обильные признаки нефти в периферийных зонах НГБ с неблагоприятными условиями сохранности залежей, а также интенсивные газопроявления в отложениях с высокой термальной зрелостью пород (зоны катагенеза МК_{3,5}-АК) на крупных антиклинальных структурах обычно являются свидетельством широких процессов разрушения залежей, а, соответственно, и невысокой перспективности таких объектов.

5. Положительные практические результаты поисков (выявление залежей УВ в соответствующих объектах), как критерий прогноза новых месторождений такого типа, сохраняют свое прогнозное значение до определенного предела изученности региона или отдельных направлений в нем. На высокой стадии изученности этот критерий теряет свое значение и даже приобретает отрицательное свойство — несмотря на наличие уже многих месторождений (или залежей по соответствующему направлению), дальнейшее поисковое бурение по нему не приводит к новым открытиям в связи с исчерпанием его перспективности. Очень важно своевременно зафиксировать этот момент. Раньше такой этап наступает при оценке перспективности негенерирующих продуктивных комплексов, содержащих вторичные скопления УВ, и значительно позднее — для генерирующих.

6. При оценке перспективности нефтегазогенерирующих комплексов отложений прогнозы характеризуются лучшей подтверждаемостью, чем в негенерирующих и других объектах с вторичными (миграционными) скоплениями УВ. Это, кроме прочего, объясняется большим влиянием фактора закономерной аккумуляции УВ в первом случае и случайной — во втором.

7. Пессимистичные прогнозы нефтегазоносности при прочих равных условиях характеризуются лучшей подтверждаемостью, чем оптимистичные. Поэтому требуют уважительного к себе отношения.

9. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В XXI ВЕКЕ

В отличие от других работ по оценке перспектив нефтегазоносности и обоснованию геологоразведочных работ, в настоящей этот вопрос рассмотрен с учетом выделенных гносеологических критериев прогноза. При этом традиционные геологические критерии, конечно, сохраняют свое значение и также учитываются.

Перспективы нефтегазоносности различных объектов и направления работ по ним ниже рассмотрены, исходя из анализа следующих факторов:

1. Закономерностей размещения залежей нефти по стратиграфическому разрезу и территории.
2. Традиционных геологических критериев нефтегазоносности.
3. Количественной оценки неразведанных ресурсов УВ.
4. Практических результатов поисковых работ последних лет.
5. Гносеологических критериев прогноза.
6. Опубликованных в 1990-е годы разными авторами и еще нереализованных прогнозов и рекомендаций.

Каждый из этих факторов имеет свои преимущества и недостатки, которые следует учитывать при разработке достоверных прогнозов. Наиболее важным является учет закономерностей размещения месторождений и залежей, однако этот показатель для неразведанной части стратиграфического разреза и территории региона всегда бывает дискуссионный, ибо зависит от взглядов исследователей на геологическое строение района, происхождение нефти и газа и др. И хорошо, когда обоснование направлений поисковых работ выполняется специалистом, который придерживается верных представлений о том, в каких частях разреза, зонах и на каких глубинах, в каких типах ловушек сосредоточены еще неразведанные залежи УВ. Если же этого нет, то лишние финансовые и материальные затраты не избежать. Поэтому этот основной фактор должен подкрепляться другими.

Учет традиционных геологических критериев весьма важен для разработки достоверных прогнозов и эффективных направлений поисков, но универсальным и единственным он также не может быть, так как нередко просто отсутствуют фактические данные по таким критериям. Поэтому они не могут быть эффективно использованы.

Количественная оценка прогнозных ресурсов УВ, в отличие от названных выше двух других факторов, более однозначно характеризует перспективность и прогнозные направления поисков месторождений, так как выполнялась небольшим коллективом исследователей и утверждалась комиссией экспертов, однако также не гарантирует от ошибок. В этом отношении более надежный четвертый фактор — опора на конкретные практические результаты поисков, полученные непосредственно перед разработкой новых направлений. Он основывается на том, что месторождения одного типа в определенных зонах и комплексах почти никогда не встречаются одиночно, а в более и менее значи-

тельном количестве. Поэтому, открыв одно месторождение в сходных условиях, можно рассчитывать на выявление и других. Однако и этот критерий, как указывалось выше, имеет свои ограничения. Он не может обеспечить открытие новых типов залежей в новых комплексах и зонах. Кроме того, он может ориентировать разведчиков недр на направление поисков, перспективность которого уже исчерпалась.

Пятый фактор (гносеологические критерии) для разработки новых прогнозов нами предлагается использовать впервые. И ценность его еще предстоит проверить. И, наконец, последний фактор — еще не апробированные прогнозы и рекомендации других авторов — также полезно использовать для разработки менее субъективных и более обоснованных предложений.

Следовательно, для обоснования наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ необходим комплексный учет всех шести из названных выше факторов-закономерностей размещения залежей УВ, количественной оценки прогнозных ресурсов, практических результатов поисков последних лет, гносеологических критериев прогноза.

Другим положением концепции формирования направлений геологоразведочных работ является выделение общих и специфических направлений. К общим в нефтегазовой геологии обычно относятся направления, связанные с оценкой нефтегазоносности определенных литолого-стратиграфических интервалов разреза (продуктивных или перспективных комплексов), которые характеризуются сходными залежами УВ и условиями проведения геологоразведочных работ. Среди них целесообразно выделить одного-двух основных и ряда других (прочих) направлений работ. Основное направление является наиболее перспективным, ему соответствует наибольшая величина неразведанных ресурсов УВ на технически доступных глубинах в соответствующий период, он апробирован открытием реальных месторождений и способен обеспечить наибольший прирост запасов. Прочие направления ориентируются на существующие менее перспективные объекты поисков или на принципиально новые, еще не апробированные направления. Последние могут в ближайшие годы не давать приростов запасов, однако они важны в плане подготовки задела для развития геологоразведочных работ на перспективу.

К специфическим направлениям относится оценка перспективности разных типов ловушек, глубоких горизонтов, значительных по запасам месторождений, нетрадиционных скоплений УВ и других подобных объектов.

9.1. Общие перспективные направления поисков (продуктивные комплексы, зоны)

Дальнейшие перспективы нефтегазоносности ДДВ в наибольшей мере характеризуются величиной неразведанных (кат. Д+С₃+С₂) ресурсов УВ. По состоянию на 1.01.98 г. они оцениваются в 2108,4 млн. т УВ. В их структуре газ свободный составляет 1739,6 млрд. м³ (82,5 %), нефть — 214,5 млн. т (10,2 %), конденсат — 111 млн. т (5,3 %) и газ попутный — 42,7 млрд. м³ (2 %).

Приведенные цифры свидетельствуют о значительной ресурсной базе и дальнейших перспективах по наращиванию разведанных запасов УВ в ДДВ. Однако есть и негативный показатель в оцененной ресурсной базе региона — это высокая (56,5 %) степень реализации (разведанности) начальных ресурсов. Незазведанные ресурсы составляют почти половину начальных, однако качественные показатели их значительно хуже, чем уже разведанных и частично добытых запасов. По сравнению с ними незазведанная часть сосредоточена в более мелких месторождениях на больших глубинах и в значительной степени в неантиклинальных ловушках, в которых поиски, разведка и даже добыча газа и нефти более сложные, чем в традиционных антиклинальных структурах.

По продуктивным комплексам (направлениям геологоразведочных работ) 2108,4 млн. т незазведанных ресурсов УВ распределяются так: в нижнепермско-верхнекаменноугольном сосредоточено 8,5 %, среднем карбоне — 7,6 %, серпуховском — 14,7 %, верхневизейском — 31,3 %, турнейско-нижневизейском — 21,8 %, девонском — 13,6 %, докембрийском фундаменте — 2,8 %. Т. е. основные перспективы региона следует связывать с тремя комплексами нижнего карбона, в которых сосредоточено 66,3 % ресурсов УВ (Б.П. Кабышев и др., 1995). Степень разведанности его не очень значительная (32—46 %), что также способствует его наиболее интенсивному освоению в предстоящие годы.

По глубине залегания незазведанные ресурсы распределяются так: до глубины 3 км сосредоточено 16,1 %, 3-4 км — 18,1 %, 4-5 км — 25,2 %, 5-6 км — 25,8 %, 6-7 км — 14,8 %. Наиболее реальными для освоения в ближайшие годы являются ресурсы на глубинах 3,5—5,5 км, так как на меньших глубинах почти полностью разведаны антиклинальные ловушки, а глубины более 5,5 км — технически и экономически трудны для освоения. По территории ДДВ наибольшая величина незазведанных ресурсов сосредоточена в Глинско-Солоховском (30,5 %), Талалаевско-Рыбальском (13,5 %), Рябухино-Северо-Голубовском (11,5 %) районах и на Северном борту (11,1 %). Меньшие ресурсы прогнозируются в Руденковско-Пролетарском (8,6 %), Машевско-Шебелинском (8,7 %) и других районах.

Следует отметить, что А.Н. Истомина (1992) высказал мнение, что приведенная выше, выполненная в УкрГГРИ и утвержденная экспертной комиссией оценка незазведанных (и, соответственно, начальных) ресурсов газа в ДДВ "...требует существенной переоценки (с. 6)... Пересчет начальных ресурсов газа может существенно их увеличить, при этом прогнозная составляющая, по предварительным оценкам, возрастает в ДДВ в 1,5-2 раза" (с. 7). Это, по мнению А.Н. Истомина (1992), может произойти за счет увеличения ресурсов в следующих направлениях:

- "...- образованиях дорифейского кристаллического фундамента...
- девонских отложениях... в том числе под штоками соли, а также в вулканогенных образованиях, которые раньше относились к бесперспективным;
- глубинных частях присоляноштоковых зон в отложениях карбона;
- малоамплитудных поднятиях и зонах литологического и тектони-

ческого экранирования в отложениях нижней перми-верхнего карбона;

- карбонатно-терригенных отложениях нижней перми (зоны литологического, стратиграфического выклинивания, тектонического экранирования, дилатации, а также... биогермами и др.);

- мезозойских (триасовых и юрских) отложениях, где могут быть выявлены низкоомные коллектора;

- зонах дилатации во всех нефтегазопродуктивных отложениях ДДВ" (с. 6, 7).

По нашему мнению, перечисленные направления не имеют перспективности на открытие новых месторождений (мезозой, неантиклинальные ловушки в нижней перми-верхнем карбоне, эффузивы) или на большую их оценку, чем дана УкрГГРИ (девонский комплекс, фундамент, карбон в глубоких горизонтах). Существующая оценка ресурсной базы газа в ДДВ и других регионах Украины действительно может быть увеличена, но за счет другого направления — центрально-бассейнового газа в отложениях всего карбона (Б.П. Кабышев и др., 1997, 2000). Но это нетрадиционный газ в плотных коллекторах, который для разработки требует применения современных методов интенсификации. Поэтому и ресурсы такого газа должны учитываться отдельно, но это реальное направление значительного увеличения существующей оценки незазведанных ресурсов газа.

Что же касается оценок начальных ресурсов традиционного газа и УВ в целом, выполнявшихся в УкрГГРИ, то по ДДВ за последние 20 лет они не претерпели принципиальных изменений и характеризуются высокой достоверностью. Об этом свидетельствует высокая степень перевода их в разведанные запасы — в 1929—1984 гг. — 3,1 %, в 1985—1988 гг. — 2,35 %, 1988—1992 гг. — 1,7 %. В последующие годы (1993—1996) коэффициент перевода снизился до 0,8 %, в том числе в 1996 г. — до 0,2 %, но это не связано с ресурсной базой региона, а обусловлено сильным складом объемов поисково-разведочного бурения вследствие экономического кризиса.

Таким образом, приведенные выше величины незазведанных ресурсов УВ являются реальным обоснованием для эффективного проведения поисковых работ на газ и нефть в ДДВ.

9.1.1. Нижнекаменноугольный мегакомплекс

В связи с особенностями нефтегазоносности в толще нижнего карбона выделяется 3 продуктивных комплекса — серпуховский, верхневизейский и турнейско-нижневизейский. Поэтому общие вопросы перспективности и направлений геологоразведочных работ ниже рассматриваются в целом по мегакомплексу, а особенности в его частях — с отдельной характеристикой.

Из гносеологических факторов, как показано выше (раздел 8.2.1), на достоверную высокую оценку перспективности нижнекаменноугольного мегакомплекса в ранний период исследований (до 1950 г. — открытия первых месторождений в коренных породах) оказала влияние опора на осадочно-миграционную теорию нефтидогенеза, а с 1970-х годов — положительные практические результаты поисков и развед-

ки месторождений.

Во второй этап, продолжающийся по настоящее время, все исследователи ДДВ, независимо от представлений на генезис УВ, отдают приоритет в перспективности нижнекаменноугольному мегакомплексу. На это довлеют практические результаты поисков. Полностью оправдывается в данном случае принцип практика — критерий истины. Сторонники разных теоретических концепций не выдвигают в настоящее время другого основного направления поисков месторождений, как это было в начальный период исследования ДДВ и несколько позднее. Это в отличие от нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса, который в 1970-е годы уступил первенство в открытии новых месторождений и прироста запасов (уступил, кстати, весьма быстро после его приобретения в 1950 г. и закрепления в начале 1960-х годов) нижнему карбону. Последний, по нашему мнению, еще долгие годы будет сохранять лидирующее положение в направлениях нефтегазопроисковых работ.

Закономерности пространственного размещения залежей нефти и газа в отложениях нижнего карбона существенно отличаются от выше и ниже лежащих комплексов и определяются тем, что они являются основной нефтегазогенерирующей толщей в разрезе ДДВ (Геол.-мат. модель... 1985). Поэтому нижнекаменноугольный мегакомплекс характеризуется наибольшей площадью перспективных земель, наибольшим количеством скоплений УВ (в серпуховском комплексе — 67, верхневизейском — 123, турнейско-нижневизейском — 70), в полном смысле региональной продуктивностью на всей территории ДДВ. За исключением самых периферийных зон, продуктивными являются все типы и разновидности ловушек, независимо от их амплитуды, размеров и нарушенности сбросами.

Наличие залежей УВ в ловушках, их фазовый состав и запасы характеризуются прямой корреляционной связью с признаками условий генерации УВ — скоростью осадконакопления, катагенезом пород, мощностью комплекса и др. — до некоторых определенных их значений. Это условие и определило развитие в северо-западной части ДДВ нефтяных залежей, центральной — газоконденсатно-нефтяных и газоконденсатных, а в юго-восточной — газовых. С другой стороны, продуктивность локальных структур в отложениях нижнего карбона не зависит от интенсивности инверсионных движений размыва отложений в предтриасовый и предпалеогеновый перерывы. Однако увеличение этих показателей, как и амплитуды поднятий, нарушенности их сбросами, приводило к уменьшению запасов УВ в ловушках и коэффициента их заполнения.

Такие закономерности размещения залежей обусловлены сингенетичностью их вмещающим отложениям. Поэтому аккумуляция УВ в ловушках в таких условиях являются в высокой степени закономерным явлением и фактор случайности в этом процессе (а, соответственно, в прогнозе и поисках) проявляется в весьма ослабленном виде, что и обуславливает самый высокий коэффициент успешности поисков залежей в отложениях нижнего карбона. Все это обуславливает и то, что на перспективной территории продуктивность локаль-

ных участков и объектов зависит только от достоверности выделения ловушек, а в глубоких горизонтах также от наличия кондиционных коллекторов. Это наислабейшие звенья оценки перспективности отложений нижнего карбона в центральной части региона. Правда, данные показатели в отдельных продуктивных комплексах изменяются по территории. В частности, по серпуховским отложениям уменьшается площадь распространения сингенетических залежей с региональной продуктивностью всех типов ловушек, поэтому в западной и южной прибортовых частях ДДВ здесь развиты преимущественно вторичные (миграционные) скопления УВ, тяготеющие к более крупным по амплитуде поднятиям

Низкая перспективность периферийных зон ДДВ обусловлена недостаточной гидрогеологической закрытостью недр (крайняя северо-западная часть грабена и Северный борт с глубиной фундамента до 1,5-2 км) и высоким катагенезом пород (крайний юго-восток ДДВ).

Охарактеризованные закономерности хорошо объясняются осадочно-миграционной теорией нафтидогенеза с учетом влияния флюидодинамических процессов в зонах высокого катагенеза пород (Геол.-мат. модель... 1985). Поэтому и к новым, современным прогнозам нефтегазоносности, обоснованным с позиций этой концепции, следует относиться с доверием.

В последние годы оценка перспективности территории и направления геологоразведочных работ в ДДВ в обобщенном виде давались в работах Б.П. Кабышева и др. (1992), В.В. Крота и др. (1994), С.В. Гошовского (1996, 2000) и др. В этих работах*, как и некоторых других публикациях последнего десятилетия, выделено основное и прочие направления поисков. Связанное с нижним карбоном основное направление поисков, как отмечено выше, в настоящее время является безальтернативным у всех исследователей ДДВ, занимающихся данной проблемой.

“Основное направление геологоразведочных работ состоит в оценке нефтегазоносности трех нижнекаменноугольных комплексов (серпуховского, верхневизейского, турнейско-верхневизейского) в пределах центральной (Ичнянско-Солоховской) и прибортовых зон восточной (Чутово-Шебелинской) субобластей на глубинах 3,5-5,5 км. Это направление как в стратиграфическом интервале разреза, так и по глубине размещения и территории обеспечено наибольшей частью прогнозных ресурсов УВ (66 %) ... характеризуется наибольшей их плотностью и сравнительно невысокой (27-43 %) степенью разведанности ресурсов, поэтому целесообразно задолжить до 80 % объемов глубокого бурения и геофизических работ, что обеспечит до 90 % прироста запасов УВ” (Б.П. Кабышев и др., 1992, с. 16). Основное направление целесообразно реализовывать как в освоенных традиционных зонах (на валах), так и в неосвоенных или слабоосвоенных районах. К последним относятся структурные элементы второго порядка субмоноклинального типа (Свиридовско-Краснозаводская, Лысовско-Семиреньков-

* Другие работы с весьма дискуссионными выводами или затрагивающие отдельные вопросы направлений поисков рассмотрены ниже.

ская седловины, Высокопольский, Змиевской и Орчиковский выступы, моноклиналь юго-западнее Семенцовско-Мачехской зоны и особенно Северный борт и крупные депрессии (Ждановская, Сребненская, Шиловская). Определенный интерес представляют также малые депрессии — Сев.-Погарщинская, Бубринская, Дмитриевская, Синевская и др.

К прочим направлениям поисков месторождений относится оценка нефтегазоносности нижнего карбона в периферийных зонах и всех остальных продуктивных комплексов на всей территории ДДВ.

В основном направлении геологоразведочных работ отдельные комплексы характеризуются неодинаковой перспективностью в разных зонах. Так, серпуховский комплекс в наиболее перспективной зоне (с плотностью прогнозных ресурсов до 30-50 млн. т/км²) является самостоятельным (от верхневизейского) объектом геологоразведочных работ. Это восточная часть Талалаевско-Рыбальского и Глинско-Солоховского районов, а также почти весь Рябухино-Северо-Голубовский район, где в этом комплексе открыты газоконденсатные месторождения в Котелевско-Березовской, Семенцовско-Абазовской, Солохово-Диканьской зонах. В этой же полосе, вытянутой с юго-запада на северо-восток и разграничивающей Западную и Восточную субобласти ДДВ, серпуховский комплекс является доминирующим по запасам. На остальной территории в периферийной части ДДВ серпуховский комплекс будет оцениваться совместно с нижележащими отложениями, а в более погруженных зонах степень перспективности его еще предстоит выяснить, но она, безусловно, ниже, чем в указанной наиболее перспективной зоне.

Верхневизейский комплекс характеризуется наибольшей площадью высокоперспективных земель, соответствующей указанной выше всей территории основного направления работ и максимальной плотностью прогнозных ресурсов (до 50—100 тыс. т/км²). В западной части ДДВ наиболее перспективна нижняя часть комплекса (II и II^м м. ф. горизонты), в восточной — преимущественно верхняя и средняя, так как нижняя залегает здесь на больших глубинах в зоне высокого катагенеза.

Верхневизейский комплекс является наиболее перспективным в ДДВ. В нем содержится 31,3 % неразведанных ресурсов УВ, а степень разведанности составляет 46,7 %. По этому комплексу имеется наибольший фонд подготовленных и перспективных структур. На большей территории Западной субобласти ДДВ и Северном борту он является доминирующим по запасам. Все это определяет и наибольший объем бурения на это направление в последнее десятилетие, которое сохранится и в предстоящие годы.

Турнейско-нижневизейский комплекс наиболее перспективен в Глинско-Солоховском, Руденковско-Пролетарском и восточной части Талалаевско-Рыбальского района, где плотность прогнозных ресурсов достигает 30—50 тыс. т/км². Доминирующим по запасам он является в Софиевско-Монастырищенском районе и на отдельных сравнительно небольших участках прибортовых зон грабена. По количественным показателям этот комплекс занимает второе место после верхневизейского. В нем сосредоточено 21,8 % неразведанных ресурсов

УВ, степень разведанности 32,2 %.

В последнее время в печати появилось несколько существенно отличных от наших оценок перспективности отдельных зон ДДВ. Так, В.А. Краюшкин и др. (1998) "...прогнозные запасы... в Украинской части Южного борта ДДВ..." оценили "...в 2,7-6,0 млрд. т нефтяного эквивалента (ресурсы, по-видимому, геологические. — Б. К.) (с. 46)" — против, как указано выше, нашей оценки извлекаемых неразведанных ресурсов по всей ДДВ в 2,1 млрд. т в нефтяном эквиваленте. Такая оценка Южного борта (даже совместно осадочного чехла и фундамента), по нашему мнению, является просто фантастической и обусловлена в первую очередь концепцией абиогенного генезиса УВ, с позиций которой, как и прежде, разрабатывает свои прогнозы В.А. Краюшкин. Не вызывает сомнения, что и подтверждаемость их будет такой же, как и "гигантских и сверхгигантских" месторождений на Северном борту (1972 г.). Наша количественная оценка перспективности Южного борта (Е.С. Дворянин, Б.П. Кабышев, Т.М. Пригарина, 1996) составляет 84,6 млн. т УВ геологических или 42,6 млн. т извлекаемых ресурсов и относится к верхневизейскому, турнейско-нижневизейскому комплексам и фундаменту, а территориально — к наиболее перспективной зоне — Самарско-Волчанскому выступу.

Более реальна оценка другой периферийной зоны ДДВ — северной части Северного борта (с мощностью чехла 1-2 км), даваемая В.П. Лебедем и И.В. Ахромкиной (1999), но и она может оказаться чрезмерно оптимистичной. Проведение в этой зоне рекомендуемых авторами детальных поисковых геофизических и геохимических исследований будет нарушением стадийности геологоразведочных работ, так как пока еще не доказана сама перспективность этой части борта. Последнее может быть сделано путем испытания в 2—3-х, хотя бы приближенных к критической зоне скважинах, водоносных горизонтов с получением кондиционных параметров по составу водоразтворенных газов. Только по ним можно будет дать объективную оценку перспективности данной территории, и при положительном результате проводить детальные работы.

9.1.2. Девонский комплекс

Девонский комплекс является вторым (если весь нижний карбон объединять в один мегакомплекс) по перспективности объектом в ДДВ. В прошлом оценка его многими исследователями длительное время сильно завышалась. Как показано выше, такие заблуждения геологической мысли с позиций гносеологического анализа обусловлено некорректным использованием принципа сравнительных геологических аналогий с другими регионами (вследствие слабой изученности строения ДДВ в ранний период), влиянием теоретических позиций концепции глубинного (абиогенного) источника УВ в ДДВ и неучетом комплекса необходимых и достаточных критериев нефтегазоносности с отдачей предпочтения одному из них (соленосному флюидопору). Указанные гносеологические аспекты учитываются нами при разработке современных прогнозов нефтегазоносности девона.

Сделано это нами с жесткой привязкой к теоретическим позициям осадочно-миграционной теории геопозиса УВ с учетом новейших исследований флюидодинамических процессов, анализом комплекса вытекающих из этой теории критериев и, в первую очередь, критических для девона — распространения зон разного литолого-фациального состава пород, особенно эффузивных, и кондиционных коллекторов. Эти критерии являются наислабейшим звеном при прогнозе нефтегазоносности девона на территории, перспективной с позиций теории ГФН-ГФГ и флюидодинамики.

Закономерности размещения залежей УВ в девоне в эмпирическом отношении почти не исследованы вследствие их небольшого количества и слабой разведанности комплекса. Они выявлены только на трех нефтяных (Бугреватовское, Козневское, Голиковское) и двух газовых (Руденковское, Яблунское) месторождениях, кроме того, на 5-ти площадях получены полупромышленные притоки газа (Зачепиловская, Погарщинская) и нефть (Сагайдакская, Кинашевская, Ядутовская). Почти на всех объектах продуктивность связана с межсолевыми задонско-елецкими отложениями, правда, в большинстве случаев в зонах отсутствия верхней соли, так что продуктивная часть разреза выполняет роль надсолевой и граничит с терригенными нижнекаменноугольными отложениями, нередко находясь весьма близко в разрезе. Поэтому нельзя исключать в таких условиях и взаимные перетоки УВ между нижнекаменноугольным и девонским комплексами (Бугреватовское, Козневское месторождения). На Сагайдакском месторождении притоки нефти получены из внутрисолевых терригенных прослоев. Так, что типично девонских подсолевых залежей УВ, подобных Припятскому прогибу, в ДДВ пока не открыто.

С теоретических позиций все залежи в девоне должны быть сингенетичными вмещающему комплексу, так как последний на всей территории региона залегает в условиях ГЗН или ГЗГ, а ниже его в разрезе нет нефтегазогенерирующих толщ. Поэтому закономерности размещения залежей по типам ловушек, глубинам залегания, фазовому состоянию УВ и др. должны быть сходными с таковыми в отложениях нижнего карбона с поправкой на более жесткие термобарические условия. Резкие различия между этими комплексами наблюдаются в закономерностях изменения литолого-фациального состава и коллекторских свойств пород. Вследствие рифтогенной природы девонского разреза эти показатели характеризуются резко контрастными изменениями по территории региона. Именно из-за этого следует прогнозировать в девонском комплексе преобладание сложно построенных литологических и тектонически экранированных ловушек малого размера.

В последнее время, в отличие от 1960—1970-х годов, опубликованы единичные работы, где характеризуются перспективы нефтегазоносности девонских отложений (Н.И. Галабуда и др., 1991; Л.В. Курилюк, 1994). В последней работе констатируется, что геологическое строение девонских отложений ДДВ существенно отличается от одновозрастных отложений Припятского прогиба и относительно перспектив нефтегазоносности уступает перед ним. Поэтому "...целенаправленные работы данного направления значительно сокращены, проводятся они преимущественно эпизодично", однако "...достаточных оснований для однозначно отрицательной оценки перспектив нефтегазоносности девонской системы нет" (с. 6). Л.В. Курилюк (1994) перечисляет ряд геологических вопросов, требующих изучения для решения проблемы промышленной нефтегазоносности девонского комплекса, однако самих прогнозов относительно перспективных направлений поисков не делает.

Н.И. Галабуда и др. (1991) считают, что по подсолевому и межсолевому девону "...высокоперспективными являются земли, премекающие к Кировоградско-Гмырянско-Холмскому и Криворожско-Кременчугско-Комаричскому глубинным разломам, а также участки прибортовых зон, располагающиеся к востоку от последнего. Для подсолевых отложений можно, по-видимому, считать высокоперспективными Монастырищенско-Ичнянско-Кинашевскую, Бугреватовско-Голиковскую и Сагайдакско-Горобцовскую зоны, которые разделяются землями с невыясненными перспективами и перспективными. Среди последних особо следует отметить Жмеринско-Старобельскую зону, заключенную между Андрушевско-Шебелинским и Лукашевско-Кегичевским региональными разломами фундамента... К западу от Кировоградско-Гмырянско-Холмского глубинного разлома подсолевые и межсолевые отложения девона, по-видимому, бесперспективны" (с. 68).

В целом эта оценка, по нашему мнению, довольно оптимальная, за исключением разве того, чтобы относить к высокоперспективной Монастырищенско-Ичнянско-Кинашевскую зону.

По нашим оценкам, девонский комплекс содержит 292,9 млн. т УВ неразведанных ресурсов (13,6 % от общих по региону). Степень разведанности его ресурсов небольшая (2 %). Наиболее перспективными являются межсолевые отложения, хотя в отдельных зонах приоритетность следует отдавать надсолевой (центральная часть ДДВ) или подсолевой (северо-западная часть региона) толщам. Основная перспективная территория на девон (всех трех его толщ) связана с северной и южной прибортовыми зонами центральной части ДДВ, где плотность прогнозных ресурсов составляет 20-30 тыс. т/км², а также осевой, где перспективна надсолевая фаменская и переходная девон-карбонная толщи, а плотность ресурсов составляет 10-20 тыс. т/км².

Несмотря на не очень мажорную историю с подтверждаемостью прогнозов нефтегазоносности девона, в дальнейшем не следует отрицать возможность открытия в девонском комплексе даже и значительных по размерам месторождений. Этот вопрос рассмотрен ниже вместе со всей проблемой поисков крупных месторождений.

9.1.3. Среднекаменноугольный продуктивный комплекс

Гносеологические аспекты прогноза нефтегазоносности по среднему карбону отдельно не анализировались вследствие меньшего значения его и сравнительно небольшого количества опубликованных прогнозов. Поэтому при оценке этого комплекса следует руководствоваться обобщенными данными по основным гносеологическим критериям (табл. 3).

Из публикаций последнего времени по среднему карбону следует указать на статью Р.М. Новосилецкого и Е.М. Приходько (1991). В

ней авторы сделали вывод, что "...в центре юго-восточной части впадины породы среднего карбона высоко литифицированы вследствие их катагенетического преобразования под влиянием теплового потока, геостатического давления и геологического времени и тем самым не представляют интереса в отношении перспектив нефтегазоносности. Причем в направлении Донбасса глубина распространения высоколитифицированных пород уменьшается" (с. 7, 8). Такой пессимистичный прогноз не следует оставлять без внимания, но с позиции оценки как традиционного, так и особенно нетрадиционного газа центрально-бассейнового типа в плотных коллекторах с ним согласиться не представляется возможным.

В среднем карбоне залежи УВ открыты на 55 месторождениях, в т. ч. на 4-х — средние по размерам газовые (Пролетарское, Дружелюбовское), нефтегазовые (Рыбальцы) и нефтяные (Яблунское) скопления. По закономерностям их размещения этот комплекс занимает промежуточное положение по сравнению с перекрывающими и подстилающими отложениями. В Западной субобласти ДДВ, подобно нижнепермско-верхнекаменноугольному комплексу, залежи в среднем карбоне являются вторичными (миграционными) образованиями и приурочены только к крупноамплитудным нарушенным сбросами антиклинальным структурам. В основном они уже все выявлены и разведаны. Неантиклинальные ловушки здесь закономерно непродуктивны. В Восточной субобласти залежи здесь, подобно нижнему карбону, сингенетичны вмещающим отложениям и распространены во всех типах и разновидностях ловушек, т. е. средний карбон здесь характеризуется региональной продуктивностью.

Неразведанные ресурсы УВ среднего карбона оцениваются в 162,7 млн. т УВ (7,6 %), а степень разведанности — 40,4 %. Наибольшие перспективы следует связывать с Восточной субобластью ДДВ и Северо-Донбасской субобластью, где плотность неразведанных ресурсов составляет 5-10 тыс. т/1 км², и этот комплекс является самостоятельным объектом поисков газа. Перспективными являются как антиклинальные структуры (Зап.-Сосновская, Мелиховская, Кегичевская и др.), так и неантиклинальные ловушки. При этом поднятия с небольшой амплитудой и нарушенностью сбросами, не содержащие крупных массивно-пластовых залежей в подхемогенных нижнепермских отложениях (Козиевское, Западно-Ефремовское) или контролируемые небольшие по размерам залежи (Зап.-Сосновское, Зап.-Староверовское), представляются более перспективными, чем крупно- и среднеамплитудные со значительными скоплениями газа в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях. В малоамплитудных поднятиях и неантиклинальных ловушках с менее благоприятными условиями для вертикального перераспределения УВ более вероятно сохранение первичных залежей газа в среднекаменноугольных образованиях.

9.1.4. Нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс

В отличие от нижнего карбона, этот комплекс — один из двух основных по запасам УВ в регионе — на раннем этапе исследований

был недооценен прогнозистами, а с 1970-х годов, наоборот, после открытия в нем уже почти всех известных скоплений перспективы его необоснованно завышались в надежде на выявление новых месторождений и биогермах.

Как показано выше (раздел 8.3.2), гносеологическим фактором, толкавшим исследователей к недоверчивому прогнозу, было игнорирование основными положениями осадочно-миграционной теории образования месторождений. Причем в данном случае не на высоте оказались как неорганики, так и органики. Первые сознательно игнорировали эту концепцию, а вторые недооценивали ее прогнозное значение, конкретно — отсутствие собственного нефтегазогенерационного потенциала в отложениях нижней перми-верхнего карбона и, следовательно, невозможность в связи с этим формирования в них залежей УВ в пределах неантиклинальных ловушек. Идея об избирательной аккумуляции УВ в ловушках определенного типа в разных условиях впервые была выдвинута и обоснована Б.П. Кабышевым в 1970-х годах именно в увязке с генетическими условиями нефтегазообразования в соответствии с теорией ГЗН-ГЗГ.

Кроме того, сторонники осадочно-миграционной теории генезиса УВ (жесткой сингенетичности залежей вмещающим отложениям) в ранний период исследований недооценили значение в ДДВ вертикальной миграции УВ, а неорганики, для которых такая миграция является одним из основных условий нафтидогенеза, не сумели ею правильно воспользоваться, например, считали, что глубинные УВ выше девонских соленосных толщ в значительных количествах не могут мигрировать. Поэтому высокая продуктивность отложений нижней перми-верхнего карбона была установлена геологоразведочной практикой. Данный пример наглядно показывает значение использования генетического подхода и правильной теории в прогнозах нефтегазоносности, а точнее — прогнозные потери при неиспользовании этих положений.

Из других гносеологических факторов отрицательно на прогноз нефтегазоносности данного комплекса повлияло некорректное использование положительных результатов поисков. Все эти выводы нами учитываются ниже при обосновании современных прогнозов.

Закономерности размещения залежей нефти и газа в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе принципиально отличны от отложений нижнего карбона. В нем наблюдается локальная, а не региональная продуктивность, все выявленные залежи являются вторичными (миграционными) образованиями и приурочены только к крупноамплитудным нарушенным сбросами антиклинальным структурам или приштоковым ловушкам. Неантиклинальные литолого-стратиграфическое, биогермные и даже тектонически экранированные ловушки закономерно не являются продуктивными, хотя продолжают рекомендоваться к бурению рядом исследователей и в настоящее время.

В последние годы рекомендации по поискам залежей в отложениях нижней перми-верхнего карбона обосновывались в опубликованных работах А.Н. Истомина (1992), А.Н. Истомина и др. (1998), Н.П. Зюзькевича и др. (1998), А.Е. Лукина и др. (1999). А.Н. Истомин (1992) среди других направлений предлагает пересмотреть в сто-

рону увеличения начальные ресурсы газа и в неантиклинальных ловушках в отложениях нижней перми-верхнего карбона, что, по нашему мнению, вряд ли обоснованно. А вот предложение А.Н. Истомина с соавторами (1998) по другому объекту — “привзбросовые структуры-ловушки” в Машевско-Шебелинском районе — заслуживает снижения. Правда, продуктивность и этого типа по существу неантиклинальных ловушек в данном комплексе отложений пока бурением не подтверждена.

Н.П. Зюзькевич и др. (1998) среди других приоритетных направлений поисковых работ в центральной части ДДВ называют приштоковые блоки, литологические выклинивания на выходах из компенсационных мульд, выклинивания песчаных горизонтов на склонах валов и отдельных поднятий в отложениях нижней перми-верхнего карбона, т. е. те направления, которые, кроме приштоковых блоков, по нашему мнению, являются неперспективными.

А.Е. Лукин с соавторами (1999) среди биогермных образований ДДВ продолжает “...как и прежде, достаточно высоко оценивать перспективы отдельных участков нижнепермского рифогено-карбонатного обрамления, в частности на восточном продолжении Мильковско-Леяковской зоны нефтегазонакопления, на юге и севере Орчиковской депрессии и др. На особое внимание заслуживает нижнепермский карбонатный вал, который разделяет Сребненскую и Ждановскую депрессии” (с. 12).

Исходя из всех приведенных выше данных, дальнейшие направления поисковых работ в отложениях нижней перми-верхнем карбоне с учетом высокой (89,6 %) разведанности ресурсов в нем нам представляются в следующем виде. Основные перспективы связываются с Машевско-Шебелинским районом, где плотность прогнозных ресурсов изменяется в пределах 10-50 тыс. т/км². В этом же районе комплекс как доминирующий по запасам. Здесь перспективными являются обрамления соляных штоков (Крестищенский, Медведовский, Красноградский, Чутово-Распашновский, Сосновский, Тарасовский и др.), так как все крупные антиклинальные структуры уже опоискованы.

Представляют интерес также малоамплитудные поднятия и литологически экранированные ловушки в верхнекаменноугольных отложениях Восточной субобласти ДДВ. Однако предпринятые в 1980-е годы попытки увеличенными объемами оценить это направление (Южно-Машевская, Казачковская, Фиалковская, Южно-Федоровская, Черпаковская и др. площади) не увенчались успехом. Вопрос этот требует дополнительного изучения, однако не исключено, что сделанный ранее вывод о бесперспективности слабых ловушек в образованиях нижней перми-верхнего карбона северо-западной половины ДДВ распространяется и на юго-восточную, где подсчитанные прогнозные ресурсы газа в таком случае надо будет связывать с приштоковыми участками.

Перспективная территория может быть расширена за счет Бахмутской и Кальмиус-Торецкой депрессий, которым, однако, еще предстоит пройти этап региональных исследований. На остальной территории ДДВ с плотностью прогнозных ресурсов до 5 тыс. т/м² перспективность нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса целесообразно

оценивать попутно с разведкой более глубоких горизонтов среднего и нижнего карбона.

9.1.5. Докембрийский фундамент

Гносеологическим фактором, способствовавшим открытию месторождений нефти и газа в фундаменте ДДВ, было использование концепции глубинного происхождения УВ, сторонники которой длительное время обосновывали и настойчиво рекомендовали бурение на фундамент. Однако, как показано выше (раздел 8.2.2), закономерности размещения выявленных в регионе залежей УВ больше подтверждают осадочно-миграционную концепцию нефтидогенеза, чем абиогенную. Тем не менее, и по этому поисковому направлению четко проявляется влияние теоретических представлений о генезисе УВ на практику поисковых работ.

Вторым гносеологическим фактором, стимулировавшим увеличение объемов работ на фундамент, были положительные практические результаты, в частности открытие в 1985 г. Хухринского нефтяного месторождения. Кстате, так же как и отсутствие позднее, во второй половине 1990-х годов, новых открытий и неподтверждение опытно-промышленным испытанием запасов УВ на некоторых месторождениях, уменьшило практический интерес к этой проблеме.

Эмпирические данные о закономерностях размещения скоплений нефти и газа в породах фундамента еще небольшие, а вытекающие из двух альтернативных концепций закономерности существенно различные, хотя в определенных позициях по оценке перспективности конкретных объектов могут и совпадать между собой.

В.Б. Порфирьевым был предложен методический прием поисков залежей в фундаменте — на установленных месторождениях, особенно крупных, в осадочном чехле, исходя из сформированного им принципа, что корни и источники нефтегазоносности спускаются даже глубже фундамента (В.Б. Порфирьев и др., 1975, с. 183). Но эту методику критически оценил даже идейный сторонник и ученик В.Б. Порфирьева — В.И. Созанский (1986, с. 131). И это вполне обоснованно, так как принцип В.Б. Порфирьева (“...каждая структура, нефтегазоносная в осадочном комплексе, в принципе перспективна для разведки на нефть и газ в подстилающем его трещиноватом кристаллическом фундаменте” (с. 183) почти не подтверждается эмпирическими данными по закономерностям размещения залежей УВ. И, напротив, почти без исключений выдерживается обратный принцип (Б.П. Кабышев, 1991): фундамент перспективен там, где он перекрывается высокоперспективными и нефтегазогенерирующими породами осадочного чехла. И даже весьма часто над залежами УВ в фундаменте находятся таковые и в вышележащем чехле. Именно поэтому все месторождения в фундаменте ДДВ выявлены на Северном борту, где он перекрывается верхневизейским продуктивным комплексом, и не открыто их пока в грабене, где на большей части территории фундамент контактирует с менее перспективным подсолевым девоном. Исходя

из этой идейной и эмпирической закономерности, нами и рекомендуется выбирать направления поисков новых месторождений в образованиях докембрийского фундамента.

В публикациях последних лет, кроме уже рассматривавшихся, проблема фундамента затрагивается Л.В. Курилюком (1994). Он также критически относится к методике неоргаников искать залежи в фундаменте по месторождениям, установленным в чехле, считая, что "...она имеет больше технический, чем геологический смысл... Кроме того, поиски в фундаменте надо было бы проводить в первую очередь в грабене, где (по сравнению с бортами) размеры месторождений по всем показателям намного больше" (с. 7). В отношении перспективности докембрийского комплекса Л.В. Курилюк выразил здоровый скептицизм: "...несмотря на значительные объемы геологоразведочных работ... существенных результатов не получено. Поэтому в современных условиях острого дефицита средств работы в этом направлении предлагается свести к минимуму" (с. 7).

Этот скептицизм имеет смысл, исходя также из развиваемого нами положения о том, что аккумуляция УВ в породах фундамента, в отличие от комплексов, с закономерной продуктивностью относится к процессу более случайному. Однако полностью согласиться с позицией Л.В. Курилюка нецелесообразно, так как и на случайных направлениях могут быть открыты даже крупные месторождения, но весьма редко. Из этого следует исходить при обосновании на рассматриваемое направление небольших объемов геологоразведочных работ и не относить его к стратегическим.

В соответствии с осадочно-флюидодинамической концепцией, нефтегенеза методика оценки и перспективность пород фундамента в ДДВ представляется в следующем виде (Б.П. Кабышев, 1991). Известные в мировой практике довольно многочисленные их скопления в кристаллических породах фундамента находятся там во вторичном залегании и образовались за счет миграции из перекрывающих, но залегающих гипсометрически ниже продуктивных комплексов осадочного чехла или контактирующих с фундаментом по крупным разломам. Отсюда следует и основное правило оценки перспектив нефтегазоносности фундамента: он перспективен там же, где и осадочный чехол, причем степень перспективности изменяется в соответствии с таковой осадочного продуктивного комплекса, непосредственно перекрывающего поверхность фундамента или контактирующего с ним по разломам.

С этих позиций наибольшие перспективы связываются непосредственно с верхней выветренной и трещиноватой зоной фундамента. Промышленные залежи УВ могут быть приурочены и к более глубоким интервалам разреза, где в зависимости от петрографического состава кристаллических пород, распределения напряжений в них и других факторов и условий образуются зоны разуплотнения и формируется коллектор. Однако максимальная глубина распространения прогнозируемых залежей при этом не может превышать отметок залегания подошвы осадочного чехла в близлежащих депрессиях. По отноше-

нию к бортовым зонам ДДВ это не больше глубины залегания поверхности фундамента в наиболее глубоких частях грабена в направлении вкрест простирания с оцениваемыми местами на бортах. Так, для Северного борта ДДВ на долготе расположения Юльевского месторождения она составляет 10-13 км, Хухринского — 9-11 км, Турутинского — 5-7 км. Первая цифра интервала более реальна, так как соответствует глубине залегания поверхности фундамента непосредственно в прибортовых депрессиях грабена, откуда возможна миграция УВ в сторону борта. Вторая цифра интервала отвечает глубине докембрия в осевой части грабена, откуда условия миграции УВ на борт менее благоприятны вследствие большого расстояния и наличия на пути миграции прибортовых выступов. Следует отметить, что в целом перспективность верхней выветренной и трещиноватой зоны фундамента выше, чем более глубоких интервалов разреза, где, как установлено бурением в Татарии, Кольской сверхглубокой скважине и в ДДВ, имеются зоны разуплотнения кристаллических пород.

Исходя из указанных предпосылок, наиболее перспективны здесь Северный борт и приразломная зона северного краевого нарушения, где кристаллические породы контактируют с наиболее продуктивной и основной генерирующей частью разреза осадочного чехла — нижним карбоном. Причем самой перспективной на указанной территории и вообще в ДДВ является выделяемая по данным сейсморазведки КМПВ приразломная зона шириной 3-6 км, интенсивно нарушенная сбросами системы северного краевого разлома, которые представляют собой тектонический контакт пород фундамента и нижнекаменноугольных отложений, хотя фундамент перекрыт здесь девонем. В этой зоне открыто Хухринское нефтяное месторождение. Аналогичная зона на юге ДДВ выделяется в ранге перспективной вследствие различий в оценке одновозрастных осадочных отложений.

На большей части Северного борта фундамент перекрыт отложениями верхнего визе, имеющими наибольшую плотность прогнозных ресурсов, и поэтому по фундаменту выделяется перспективная зона. На северной окраине Донбасса и в восточной части южной прибортовой зоны фундамент перекрыт турнейским комплексом пород и оценивается как умеренно перспективный, что обусловлено меньшей плотностью прогнозных ресурсов этого комплекса (по сравнению с верхневизейским) и более песчаным его составом. Поэтому более вероятно, что верхневизейский подъярус перекрывает фундамент своей флюидоупорной частью, а турнейский — песчано-алевролитовыми или карбонатными породами.

В пределах Днепровского грабена фундамент (за исключением некоторых выступов) перекрыт отложениями подсолевого девона, являющимися значительно менее перспективными по сравнению с нижнекаменноугольными. Все же и здесь они дифференцированы по площади и, соответственно, дифференцирована перспективность докембрия. В северо-западной части Днепровского грабена фундамент оценивается как умеренно перспективный, в средней части северной и южной прибортовых зон (Ахтырский и Зачепиловско-Затышнрянский участки) — перспективный, так как именно последние две зоны наиболее

перспективны по девону, где выявлены и первые промышленные месторождения (Козиевское, Голиковское, промышленный приток газа на Горобцовской площади).

Южный борт ДДВ по осадочному чехлу оценивается сравнительно малоперспективным, в основном вследствие неблагоприятных условий сохранности УВ (гидрогеологической раскрытости). В этом отношении залегающие глубже докембрийские образования находятся в более благоприятных условиях, и их на глубинах более 2 км на данном этапе изученности можно отнести к категории малоперспективных без количественной оценки. К данной категории следует отнести и периферийную часть Северного борта на глубинах залегания поверхности фундамента 1,5-2 км.

Таким образом, районирование ДДВ по степени перспективности отвечает результатам испытания скважин в породах фундамента: Хухринское и Юльевское месторождения находятся, соответственно, в наиболее перспективной и перспективной зонах, существенные признаки нефти получены на бортах ДДВ, где фундамент контактирует с отложениями нижнего карбона. И, наоборот, непосредственно в пределах Днепровского грабена, где фундамент перекрыт менее перспективными подсоловыми девонскими отложениями, каких-либо существенных признаков нефти или газа пока не обнаружено.

Вывод о тесной взаимосвязи нефтегазоносности фундамента с контактирующим осадочным продуктивным комплексом положен в основу и количественной оценки прогнозных ресурсов УВ в образованиях фундамента.

Несомненно, что обмен УВ между генерирующими отложениями осадочного чехла и фундаментом в разных зонах и условиях происходил в различных количественных соотношениях. Однако в настоящее время трудно предложить более конкретные данные для оценки этого количественного соотношения, кроме как признать равновесное его значение и, следовательно, принять плотность ресурсов УВ в фундаменте одинаковой с перекрывающим или контактирующим осадочным комплексом, для которого она рассчитана на основе существующих методов. Это своего рода модификация метода сравнительных геологических аналогий, но проведенная между разными комплексами одной и той же зоны.

На основе охарактеризованного принципа (Б.П. Кабышевым и Т.М. Пригариной) подсчитаны прогнозные ресурсы нефти, газа и конденсата в породах кристаллического фундамента ДДВ. Для этого плотности ресурсов перекрывающих верхневизейского, турнейского или подсолового девонского комплексов, подсчитанные в соответствующих зонах традиционным методом сравнительных геологических аналогий, перенесены на фундамент. Кроме этого, в приразломных зонах северного и южного краевых нарушений полученные таким образом плотности следует удвоить, исходя из того, что миграция УВ в породы фундамента могла происходить как из перекрывающего, так и из контактирующего по разломам осадочного комплекса.

Полученные на основе выполненной оценки прогнозные ресурсы УВ в кристаллических породах фундамента составляют 8,7 % от общих по

ДДВ. Половина ресурсов приходится на Северный борт и прибортовую полосу грабена, которые имеют и наиболее высокую качественную оценку. Остальная их часть с меньшей плотностью рассредоточена в пределах центральной, южной и северной прибортовых зон ДДВ.

Следует также отметить, что экспертной комиссией прогнозные ресурсы в фундаменте были утверждены только по наиболее перспективной зоне — на Северном борту и в прилегающей к нему узкой полосе грабена — в количестве 59,7 млн. т УВ (2,8 % от общих по ДДВ).

Величина прогнозных ресурсов УВ фундамента меньше таковой в основных продуктивных комплексах нижнего карбона (серпуховском, верхневизейском и турнейско-нижневизейском), но близка с оставшимися неразведанными ресурсами в нижнепермско-верхнекаменноугольном и среднекаменноугольном комплексах. Ее следует рассматривать как минимальную оценку, которая с повышением степени изученности фундамента глубоким бурением может быть увеличена.

9.2. Перспективность разных типов ловушек

Как показано выше (разделы 8.2, 8.3), Б.П. Кабышевым и Б.Д. Гончаренко впервые был проанализирован вопрос об избирательной приуроченности залежей УВ к ловушкам определенного типа в разных продуктивных комплексах и зонах ДДВ, а также в целом для любых регионов. Сделан вывод, что в нефтегазогенерирующих продуктивных комплексах перспективными являются все типы и разновидности ловушек, поскольку на путях региональной латеральной миграции, происходившей в таких толщах отложений, они способны аккумулировать УВ (нижний карбон на всей территории ДДВ). В негенерирующих продуктивных комплексах закономерно нефтегазоносными и перспективными являются только типичные антиклинальные структуры крупно- и среднеамплитудные, часто нарушенные сбросами, т. е. ловушки, способные аккумулировать УВ как на путях латеральной, так и вертикальной миграции УВ.

В таких комплексах слабые ловушки (неантиклинальные всех типов и малоамплитудные поднятия) закономерно не бывают продуктивными, так как не способны аккумулировать УВ на путях вертикальной миграции их. Такие условия наблюдаются в нижнепермско-верхнекаменноугольном и мезозойском комплексах на всей территории ДДВ и в среднем карбоне — в Западной субобласти.

Эта идея, выдвинутая в середине 1970-х годов, выдержала испытание временем на примере подтверждаемости прогнозов нефтегазоносности в неантиклинальных ловушках и малоамплитудных поднятиях в разных стратиграфических комплексах ДДВ. Все открытия месторождений в слабых ловушках, в том числе после 1970-х годов, связаны с отложениями нижнего карбона на всей территории ДДВ и среднего карбона в Восточной субобласти. Ни одной залежи в таких ловушках, в образованиях нижней перми-верхнего карбона на всей территории и среднего карбона в Западной субобласти ДДВ, которые прогнозировались в десятках опубликованных работ, не было открыто.

Противоположно изложенному должна оцениваться перспективность разных типов ловушек в глубокозалегающих отложениях в зоне апокатагенеза, которые, естественно, являются нефтегазогенерирующими интервалами разреза. В ней антиклинальные ловушки, особенно крупноамплитудные, могут оказаться менее перспективными по сравнению с неантиклинальными и малоамплитудными поднятиями. Это обусловлено жесткими термобарическими условиями в таких зонах, при которых активизируются флюидодинамические процессы, приводящие к перемещению УВ из ранее сформированных сингенетических залежей в вышележащие отложения и, в конечном счете, к их разрушению. Соседние с такими структурами неантиклинальные ловушки и малоамплитудные поднятия могут сохранять ранее аккумуляровавшиеся в них залежи УВ.

Гносеологическими факторами, способствовавшими хорошей подтверждаемости прогнозов продуктивности неантиклинальных ловушек в отложениях нижнего карбона явился учет принципа сравнительных геологических аналогий условий в ДДВ с другими регионами (в части использования седиментологических критериев для литологически выклинивающихся песчаных и биогермных ловушек и палеотектонических — для экранированных сбросами) и принципа необходимости и достаточности в использовании разных критериев. Способствовали этому также положительные практические результаты поисков — открытие залежей УВ в неантиклинальных ловушках.

В опубликованных работах последнего времени вопрос о перспективности неантиклинальных ловушек рассматривался Л.В. Курилюком (1994). Автор выделяет два основных критерия прогнозирования неантиклинальных литологических ловушек. Они "...приурочены преимущественно к глинистым толщам, содержащих весьма незначительное количество песчаных прослоев... Наиболее перспективными для развития экранированных песчаных пластов являются участки максимального градиента толщин перспективного разреза" (с. 6)*. Исходя из этих критериев в ДДВ наиболее перспективными на литологические ловушки и залежи, по мнению Л.В. Курилюка, являются низы верхневизейского подъяруса (XII^a м. ф. горизонт), верхняя часть верхнего визе с серпуховским ярусом и глинистая толща нижневизейского подъяруса. В меньшей степени перспективен средний карбон.

Эти критерии следует рассматривать в комплексе с охарактеризованными выше генетическими условиями перспективности ловушек разных типов.

В 1991 г. Ю.А. Арсирий и А.К. Цыпко (1991) констатировали "...лишь избирательную приуроченность промышленных скоплений УВ к определенным типам ловушек и частям палеозойского разреза" (с. 5). Отсутствие неантиклинальных литологических залежей УВ в отложениях нижней перми-верхнего карбона и, наоборот, широ-

кое развитие таковых в нижнем карбоне они объясняют "...мелкоритмичным разрезом верхнего визе, который обусловил самые благоприятные условия для массового формирования промышленных скоплений УВ в литологических ловушках" (с. 9). Это, пожалуй, единственное, после работ Б.П. Кабышева и Б.Д. Гончаренко, признание наличия в ДДВ избирательной приуроченности неантиклинальных залежей лишь к определенным условиям. Игнорирование этой проблемы и отстаивание перспективности литолого-стратиграфических и биогермных ловушек в нижней перми-верхнем карбоне продолжалось и в 1990-е годы.

А.Я. Радзивилл и др. (1991) продолжил свои обоснования высокой перспективности на газ зон разуплотнения в глубоких горизонтах ДДВ: "Эти ловушки-резервуары приурочены к зонам растяжения (разуплотнения) вулканогенно-осадочных, осадочных и хемогенных образований девона и карбона, а также кристаллических комплексов докембрийского фундамента, расположенных в пределах крупных депрессий грабена..." (с. 13), а также "...в пределах складчатого Донбасса в осевых частях синклиналей (на глубинах 4-5 км)..." (с. 16). Располагаются такие ловушки разуплотнения на "... $1/2$ глубины поверхности кристаллического фундамента и более..." (с. 18), т. е. с глубины 4-5 км и более. "В прогнозируемых ловушках нового типа ожидается концентрация основных, во многом превышающих разведанные и обработанные, запасов УВ грабена ДДВ" (с. 19).

Развиваемые А.Я. Радзивиллом с соавторами (1991) идеи, конечно, весьма интересные. Их можно было бы увязать с прогнозами о высокой перспективности ДДВ на нетрадиционный газ центрально-бассейнового типа (Б.П. Кабышев и др., 1997, 2000), если бы они не касались высокой перспективности вулканогенных пород крайнего северо-запада ДДВ и очень больших глубин (зон высокого катагенеза), где получают развитие кислые, а не углеводородные газы.

Изменение перспективности разных типов ловушек по территории ДДВ в полной мере охарактеризовано на картах плей-районирования ДДВ (Б.П. Кабышев и др., 1999), на которых по разным комплексам выделены зоны распространения сингенетических и вторичных скоплений УВ. В отложениях нижней перми-верхнего карбона все залежи, как нефтяные на западе, так и газовые на востоке региона, являются вторичными образованиями. Неантиклинальные ловушки перспективны только в одной зоне — Шебелинско-Бахмутском плее — однако вероятность и этого не очень большая. Во всяком случае, выявленных залежей этого типа тут пока нет.

В среднем карбоне перспективным на неантиклинальные ловушки является Котелевско-Абазовско-Волоховский плей, менее перспективными — Машевско-Бахмутский и Петровско-Кальмиусский. Типичные антиклинальные структуры (крупно- и среднеамплитудные) в двух последних плейх малоперспективны.

В серпуховском комплексе наиболее перспективны неантиклинальные ловушки на территории Котелевско-Семеновского плей, менее перспективны в Распашновско-Шебелинском и Бахмутско-Кальмиусском плей. Два последних малоперспективны по типичным анти-

* Следует отметить, что такой вывод делался раньше В.Б. Кабышевым и др. (1965) на материале и среднего карбона ДДВ — "...наиболее перспективными участками для поисков литологических залежей являются зоны повышенных градиентов мощности каменноугольных отложений" (с. 106).

клинальным структурам. А вся западная половина ДДВ и нижняя прибортовая зона восточной — малоперспективны на неантиклинальные ловушки.

Два нижних продуктивных комплекса карбона характеризуются наибольшей территорией перспективных земель в неантиклинальных ловушках. По верхнему визе наиболее перспективным является центральный (Ичнянско-Солоховский) плей, менее перспективны — смежные с ним участки Монастырищенского и значительно меньше — Машевско-Шебелинский и Спиваковско-Бахмутский плей. В турнейско-нижневизейском комплексе наиболее перспективен Сребненско-Рыбальско-Михайловский плей, менее перспективен — Солоховско-Рясковско-Луганский и еще менее — Машевско-Бахмутский.

Следует заметить, что наиболее погруженная Восточная субобласть ДДВ является наиболее перспективной территорией на нетрадиционный газ центрально-бассейнового типа в плотных коллекторах (Б.П. Кабышев и др., 2000). Однако это уже отдельная проблема, требующая самостоятельного рассмотрения.

9.3. Перспективность глубоких горизонтов

Как показано выше (раздел 8.2), гносеологическими критериями прогнозов нефтегазоносности глубоких горизонтов в ДДВ являются позиция авторов на генезис УВ, положительные практические результаты поисков и нефтегазопроявления. При этом достоверным прогнозам способствовали опора на осадочно-миграционную теорию образования месторождений, учитывающую снижение перспективности недр с повышением степени катагенеза пород выше определенного значения вследствие влияния на залежи флюидодинамических процессов. Способствовали успешным прогнозам, как и в большинстве других направлениях, положительные практические результаты (открытие залежей УВ в глубоких горизонтах).

И, наоборот, руководство абиогенной концепцией генезиса УВ подталкивало исследователей к разработке, хотя и весьма оптимистичных, но не подтвердившихся на объектах, прошедших проверку бурением, прогнозов. Далеко не всегда способствовали достоверности прогноза и нефтегазопроявления в глубоких горизонтах. Особенно часто вводили в заблуждение разведчиков недр интенсивные газопроявления с АВПД в процессе глубокого бурения скважин, на основе которых делались оптимистичные выводы о промышленной газоносности определенных интервалов разреза.

Из публикаций последних лет по рассматриваемой проблеме следует назвать работы И.И. Зиненко, А.П. Зарицкого (1992), А.И. Фиалко и др. (1991), А.А. Лагутина и др. (1993).

И.И. Зиненко и А.П. Зарицким (1992) в ДДВ выделяется перспективная "...глубинная зона газонакопления, генетически тесно связанная с катагенетическим флюидоупором, контролируясь температурным интервалом 120-140°С". Сам катагенетический флюидоупор определяется температурой 110-120°С (степень катагенеза МК₂), и с северо-запада на юго-восток ДДВ он "...стратиграфически поднимается

из нижнекаменноугольных отложений в среднекаменноугольные, а гипсометрически — от 5000-6000 до 2500-3000 м" (с. 14). По мнению авторов эта глубинная зона газонакопления имеет вторичные порово-трещиноватые коллекторы, свою флюидальную систему, ловушки особого типа (тектонически и литологически экранированные) и свой катагенетический флюидоупор. Последний "...представляет собой толщу плотных сцементированных пород, сформировавшуюся в процессе выноса карбонатного материала агрессивными водами из нижележащих зон разуплотнения и отложения его в температурном интервале 110-120°С вследствие снижения парциального давления CO₂ и геохимической несовместимости контактирующих возрожденных низкоминерализованных вод и седиментогенных хлоркальциевых расколов" (с. 13).

А.И. Фиалко и др. (1991) для оценки перспективности глубоких горизонтов на Шебелинском месторождении использовали "...метод оценки нелинейности теплового поля". Авторы сделали, по нашему мнению, спорный вывод о том, что участки "...максимальной интенсивности вертикального движения флюидов находятся на периферийных зонах Шебелинской структуры... перспективными для поисков залежей УВ могут являться глубокие горизонты на периферийных участках. Скопления УВ наиболее вероятны в отложениях нижнего карбона, примыкающих со всех сторон к крупному соляному телу, выявленному в скв. 500 и 700 и оконтуренному в последнее время сейсморазведкой. Кроме того, они возможны и в более молодых отложениях при наличии литологических или тектонических ловушек, приуроченных к зонам разрывных нарушений" (с. 5).

Следует отметить, что выделяемые А.И. Фиалко и др. (1991) периферийные участки Шебелинской структуры находятся в контуре известной залежи газа в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях и это по существу не периферия структуры, а та ее часть, которая подвержена активному воздействию вертикальных флюидодинамических газожидкостных, в том числе и углеводородных, потоков. Предложения авторов по разведке глубоких горизонтов на Шебелинке являются уже третьей такой попыткой. Первая была в 1959—1965 гг. (бурение скв. 200 и 300 со вскрытием среднего карбона), вторая — в 1972—1977 гг. (бурение скв. 500, 600 и 700 со вскрытием серпуховского яруса и девонской соли). Результаты их, к сожалению, неутешительные.

Несколько позднее А.А. Лагутин и др. (1993) предложили "...этапность поисково-разведочных работ на поиски газа в глубоких горизонтах Шебелинской структуры", включающую сейсморазведку, бурение параметрической скважины глубиной 7 км, затем поисковых на 7-8 и 8-9 км. В настоящее время осуществляется названный третий этап поисков (бурение скв. 700) который, как и предыдущие, положительных результатов, в смысле открытия глубоких залежей на Шебелинском месторождении, к сожалению, не дает. Похоже, как это нами и некоторыми другими авторами (В.А. Витенко, Б.П. Кабышев, 1977, с. 181; С.П. Максимов и др., 1977) прогнозировалось ранее, что такой результат вполне закономерен. Оправдывается прогноз о том, что глубокие горизонты в Машевско-Шебелинском районе на крупных мес-

торожениях с залежами в нижней перми-верхнем карбоне менее перспективны, чем малоамплитудные поднятия и неантиклинальные ловушки в той зоне. Обусловлено это активной флюидодинамикой на крупноамплитудных нарушенных сбросах структурах, приводившей к разрушению пластовых залежей под глинистыми покрывками в толще карбона и аккумуляции всего газа в крупных массивно-пластовых залежах под соленосным флюидоупором.

Закономерности размещения залежей УВ в глубоких горизонтах ДДВ характеризуются следующими положениями. На глубинах более 4 км промышленная нефтегазоносность установлена на более 60 месторождениях, а на глубинах 5-6 км — на 23, в том числе на глубине более 5,5 км открыто 12 газоконденсатных месторождений (Котелевское, Березовское, Мачехское, Клинско-Краснознаменское, Свистуньковское, Харьковцевское, Кошевойское, Перевозовское, Комышнянское, Червонолукское, Рудовско-Краснозаводское, Свиридовское). Самый глубокий интервал промышленной газоносности (6223 м) установлен в гор. В-22 на Перевозовском.

Месторождения с залежами на глубинах свыше 5 км развиты в центральной (Ичнянско-Солоховском) сегменте ДДВ, располагаясь преимущественно в его осевой и реже в северной и южной прибортовых зонах. По стратиграфическому разрезу залежи размещаются не в наиболее древних отложениях (девон, докембрий), а в основном в верхневизейском комплексе, который продуктивен на 18 месторождениях из 23. На 6-ти месторождениях продуктивность связана с турнейско-нижневизейским комплексом (Мачехское, Побыванское, Яблунское, Свиридовское, Рудовское, Комышнянское), на 2-х — с серпуховским (Карайкозовское, Коломакское) и на одном — с девонским (Яблунское месторождение).

По фазовому состоянию УВ все залежи на глубинах более 5 км являются газоконденсатными. Самое глубокое — Карайкозовское нефтяное месторождение (находится на глубине 4800 м). Причем нефть в нем является высокогазонасыщенной и относится к нефтям переходного состояния. В целом с глубиной в ДДВ повышается сухость газов, а развитие в глубоких горизонтах газоконденсатные скопления характеризуются сравнительно небольшим содержанием конденсата (десятки или первые сотни г/м³), хотя на небольших глубинах (3,5-4,5 км) развиты залежи с высоким (до 1000-1500 г/м³) содержанием конденсата.

Коллектора во всех месторождениях, за исключением одного, терригенные. На Мачехском месторождении газоконденсатная залежь приурочена к турнейскому карбонатному комплексу. Поровые и трещинно-поровые коллекторы характеризуются удовлетворительными емкостно-фильтрационными свойствами, которые обусловлены как первичными седиментационными процессами, так и развитием вторичной пористости и трещиноватости. Открытая пористость песчаников и алевролитов по отдельным месторождениям характеризуется следующими данными: в турнейском ярусе Яблунского месторождения составляет 7-14 %, в верхневизейском Клинско-Краснознаменского — 10-15 %, Опошнянского — 6-18 %, Кошелевского — до 11 %,

в верхнесерпуховском ярусе Карайкозовского месторождения — 5-9 %. Пористость известняков на Мачехском месторождении составляет в среднем 9,3 %. Дебиты газа чаще измеряются несколькими сотнями тысяч м³ в сутки, иногда достигая 1 млн. м³/сут.

Подавляющее количество залежей УВ в глубоких горизонтах представлено пластовыми резервуарами, на двух — массивно-пластовые (Яблунское, Мачехское).

Покрывками газовых залежей в глубоких горизонтах, несмотря на наличие в разрезе трех соленосных толщ, являются аргиллитовые пачки, небольшой (до нескольких десятков метров) толщины, реже до 80—100 м.

Тип ловушек в глубоких горизонтах достаточно разнообразный. Преобладают сводовые ловушки, иногда с тектоническим экранированием. В ряде случаев такие ловушки являются составными частями зон нефтегазонакопления антиклинального типа. Так, Березовское и Котелевское поднятия являются осложнениями Котелевско-Березовского, а Харьковцевское — Глинско-Розбышевского валов и соответствующих зон нефтегазонакопления. На 5-ти месторождениях (Волошковское, Карпиловское, Кисовское, Рудовско-Краснозаводское, Луценковское, Мехедовско-Голотовщинское, Свиридовское) залежи газа связаны с неантиклинальными литологическими ловушками, иногда осложненными малоамплитудными сбросами. На Рудовском и Комышнянском месторождениях ловушки комбинированные — залежи выходят за границы малоамплитудных локальных поднятий и контролируются, кроме них, литологическим замещением или выклиниванием песчаных коллекторов. При этом на северном склоне Сребненской депрессии в отложениях XII^a микрофаунистического горизонта визейского яруса намечается выделение зоны газонакопления литологического типа, которая связана с выклиниванием песчаных пластов горизонта В-22 и установлена на Рудовско-Краснозаводском месторождении.

Следует отметить, что глубокие (более 5 км) горизонты изучались бурением, кроме охарактеризованных выше месторождений, на значительном количестве (более 40) неглубокозалегающих месторождениях, а также на многих поисковых площадях и в параметрических скважинах, где залежей газа или нефти не выявлено. Причем значительное количество таких непродуктивных объектов находится в юго-восточной части ДДВ. Это свидетельствует о сложных закономерностях размещения залежей по территории региона в глубоких горизонтах, как и в целом по всему разрезу.

С учетом геологических критериев, известных закономерностей размещения залежей, практических результатов поисков и предложений других авторов можно определить перспективность глубоких горизонтов в ДДВ и направления поисков в них залежей УВ, преимущественно газа в традиционных ловушках. ДДВ является высокоперспективным регионом для поисков залежей газа в глубокозалегающих отложениях. Незазведанные ресурсы УВ (категорий Д+С₃+С₂) на глубинах 5-7 км составляют здесь 874 млн. т УВ или 40,6 % от общих по региону. В сумме этих ресурсов преобладает газ

свободный (91,7 %). Наибольшая (70 %) часть неразведанных ресурсов сосредоточена в отложениях нижнего карбона, преимущественно в верхневизейских и турнейско-нижневизейских. Из других комплексов наиболее перспективным является девонский (около 20 % ресурсов на глубинах 5-7 км).

Территориально наиболее перспективной является центральная (Сребненско-Солоховская) часть ДДВ и прибортовые зоны на юго-востоке ее, характеризующиеся наибольшей плотностью прогнозных ресурсов. Последняя здесь составляет на большей части территории 30—50 тыс. т/км², лишь изредка уменьшаясь до 20—30, а на отдельных участках увеличивается до 50—100 и 100—200 тыс. т/км². Менее перспективной (с плотностью ресурсов 10—20, местами 20—50 тыс. т/км²) является северная прибортовая зона в центральной части ДДВ, что обусловлено главным образом небольшой мощностью перспективного разреза осадочного чехла, приходящегося здесь на глубокие горизонты. Еще меньшей плотностью прогнозных ресурсов УВ (до 10, местами 10-20 тыс. т/км²) характеризуется приосевая часть юго-востока впадины (Машевско-Шебелинский, Спиваковский и Кальмиус-Бахмутский районы), занимающая примерно половину перспективных земель региона по глубоким горизонтам. И это несмотря на то, что она характеризуется большей мощностью осадочного чехла и большей степенью реализации нефтегазоматеринского потенциала горных пород.

Разная степень перспективности центральной и юго-восточной частей ДДВ частично обусловлена тем, что в первой на больших глубинах залегают отложения основного нижнекаменноугольного продуктивного комплекса, а во второй — образования среднего карбона. Основное же различие состоит в степени катагенеза пород на глубинах 5-7 км.

Анализ размещения всех выявленных в ДДВ месторождений относительно степени катагенеза вмещающих пород показал, что скопления нефти приурочены в основном к зонам МК₁-МК₂, а газовые и газоконденсатные скопления — к зонам МК₁-МК₂ (54 % запасов газа) и МК₃-МК₄ (46 %). Получается, что в главной зоне газообразования (ГЗГ) залежи газа сосредоточены в ее самой верхней части, а середина и низы зоны (стадии катагенеза МК₃, АК₁, АК_{2,3}) содержат незначительные запасы УВ. В определенной степени это связано с еще слабой изученностью этих интервалов разреза, залегающих обычно на больших глубинах. Но это не может быть единственной и даже основной причиной, так как отложения нижней половины ГЗГ в юго-восточной части ДДВ не так уж слабо изучены глубоким бурением, но залежей УВ, тем не менее, пока не открыто. Так что наблюдается определенная обедненность зон катагенеза МК₃-АК, которую можно объяснить вертикальным перемещением значительных масс УВ в верхние, термобарически более благоприятные для сохранения залежей интервалы разреза.

Такая закономерность размещения залежей УВ в зависимости от изменчивости вмещающих пород с учетом того, что в центральной части ДДВ на глубинах 5-7 км залегают отложения, литифицирован-

ные до стадии МК₃ включительно, а в юго-восточной — от МК₃ до АК₃, в основном и обусловили разную степень перспективности указанных зон. Высокая степень катагенеза пород в юго-восточной части ДДВ обусловила высокую гидродинамическую сообщаемость разреза по вертикали вплоть до соленосной толщи нижней перми, под которой в этой зоне образовались крупные залежи газа на средних глубинах.

9.4. Перспективы поисков крупных и средних месторождений

Выше (раздел 8.2) были сделаны выводы об основных гносеологических факторах, способствовавших или препятствовавших разработке достоверных прогнозов крупных месторождений. Это позиция авторов на генезис УВ и образование их месторождений, корректность использования принципов сравнительных геологических аналогий необходимых и достаточных критериев, осторожный подход к положительным результатам поисков. Более достоверному прогнозу способствовали опора на осадочно-миграционную теорию образования месторождений, учет вытекающих из нее необходимых и достаточных критериев и отказ от автоматической (без анализа дальнейших возможностей) поддержки направлений, по которым были открыты последние значительные месторождения. Недостоверными оказались прогнозы, основанные на концепции глубинного генезиса УВ, гиперболизации значения одного из необходимых критериев (соленосной покрышки) и тектонический подход к положительным практическим результатам поисков. Эти выводы ниже учитываются при обосновании совместных прогнозов.

Заслуживают внимания предложения ряда авторов по поискам крупных месторождений, опубликованные в последние годы и еще не реализованные на практике, хотя таких предложений было совсем мало (А.Я. Радзивилл, 1997; Б.П. Кабышев, 1994; Закономерности размещения... 1998). А.Я. Радзивилл (1997) прогнозирует "...перспективность зон разуплотнения фундамента и осадочного покрова не только в прибортовых и бортовых частях ДДВ, но и в грабене. Прогнозируется новый тип ловушек на крыльях впадины, обусловленный структурами инъективных дислокаций центрального типа... на глубинах более 2000 м на бортах и 5000 м в грабене" (с. 99). И далее: "Большие (400-600 км²) зоны разуплотнения нижней половины разреза и кристаллического фундамента являются значительными по объему природными резервуарами, которые вмещают средние, крупные и гигантские месторождения газа и, возможно, газоконденсата. С ними следует связывать основные перспективы поисков УВ в ДДВ" (с. 99-100). Автор считает так же, что "...следует вновь вернуться к проблеме открытия крупных и уникальных месторождений газа в Донбассе на глубинах более 5000 м" (с. 99). В прогнозируемых им зонах разуплотнения "...коллекторами являются преимущественно песчаники из зон вторичного тектонического разуплотнения, экранами — рассланцованные аргиллиты, алевролиты и трещины скола полос сжатия" (с. 100).

Слабым звеном в охарактеризованных представлениях А.Я. Радзивилла (1997) является обоснование покрышек в зонах разуплотне-

ния, в которых трещиноватость охватывает не только коллекторские толщи, но и прогнозируемые им аргиллитовые экраны. И только под соленосными покрывками можно рассчитывать на такие скопления газа. А таковые могут быть только в подсолевом девоне или межсолевом (в зоне развития верхней соли). Поэтому обладает перспективность этого направления в Донбассе, где нет соленосной толщи. Сохраняется перспективность зон разуплотнения в фундаменте, однако все предложения автора, по нашему мнению, находятся на направлении, которое мы выше назвали как “направление случайных открытий”. Поэтому с ними нельзя связывать основные перспективы поисков крупных месторождений ДДВ. Кроме того, обоснование их не доведено до практической рекомендации, а носит общий характер и в этом плане, как идея, заслуживает внимания.

Другие опубликованные в последнее время и названные выше предложения по поискам крупных месторождений рассмотрены ниже вместе со всеми современными прогнозами авторов.

Закономерности размещения

Одним из основных факторов прогнозирования крупных и средних месторождений в хорошо изученном регионе, к каким относится и ДДВ, является познание закономерностей размещения уже открытых месторождений (Закономерности размещения... 1998). В настоящее время в регионе открыто 23 крупных* и 28 средних месторождений (при наличии более 150 мелких). Средние запасы одного крупного месторождения составляют 100,7 млн. т УВ, среднего — 15, мелкого — 2,5.

Крупные и средние скопления УВ в ДДВ распространены преимущественно в двух частях разреза: нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе и нижнекаменноугольном мегакомплексе. В первом наблюдается наибольший коэффициент концентрации запасов и наибольшее значение средних запасов одного месторождения (60 млн. т).

В нем разведано 10 крупных (Шебелинское, Зап.-Крестиченское, Глинско-Розбышевское, Гнединцевское, Ефимовское, Поляковское, Машевское, Мелиховское, Медведовское, Распашновское) и 4 средних (Вост.-Полтавское, Качановское) скопления УВ. В нижнем карбоне коэффициент концентрации запасов (0,71) и средние запасы одного скопления (5,9 млн. т) значительно ниже. При этом значительные скопления развиты во всех трех комплексах. В серпуховском комплексе выявлено 3 крупных (Абазовское, Котелевское, Матвеевское) и 3 средних (Березовское, Семеновское, Юльевское) скопления УВ; в верхневизейском — 7 крупных (Анастасьевское, Андреяшевское, Бугреватовское, Глинско-Розбышевское, Рудовско-Краснозаводское, Опошнянское, Яблунское) и 14 средних (Артюховское, Березовское, Гадячское, Коржевское, Комышнянское, Малодевичское, Новотроицкое, Перекоповское, Рыбальское, Скоробогатьковское, Солоховское, Тимо-

* К крупным месторождениям (скоплениям) относятся такие же с запасами более 30 млн. т УВ, средним — 30-10, мелким менее 10. Все цифры здесь относятся к геологическим запасам.

феевское, Харьковцевское); в турнейско-нижневизейском — одно Яблунское крупное и 5 средних скопления УВ (Богатойское, Игнатовское, Куличихинское, Руденковское, Тимофеевское). Кроме того, одно среднее по запасам скопления выявлено в мезозойском (Рыбальское) и 4 — в среднекаменноугольном комплексе (Дружелюбовское, Пролетарское, Рыбальское, Яблунское).

Доля геологических запасов УВ в крупных и средних скоплениях по продуктивным комплексам составляет: нижней перми-верхнем карбоне 98 %, среднем карбоне 30 %, серпуховском 63 %, верхневизейском 76 %, турнейско-нижневизейском 62 %. Этот показатель также подчеркивает большую степень концентрации запасов УВ в крупных и средних скоплениях в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе по сравнению с нижнекарбонным и тем более со средним карбоном.

В нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе образование крупных и средних скопления УВ явилось результатом сочетания 3-х обязательных условий: регионального глинисто-соленосного флюидопора, под ним мощной нефтегазогенерирующей толщи карбона и крупных антиклинальных структур. Большие запасы УВ обусловлены здесь в основном значительной высотой залежей (и, соответственно, ловушек) и в меньшей степени — их площадью.

Другая закономерность присуща серпуховскому и верхневизейскому продуктивным комплексам, в которых преимущественно пластовые залежи небольшой высоты контролируются зональными мало-мощными покрывками, а крупные скопления УВ обусловлены в основном площадью ловушек, а не их высотой. Крупные структуры здесь не обладают преимуществом в запасах перед малоамплитудными поднятиями и неантиклинальными ловушками.

Турне-нижневизейскому продуктивному комплексу присущи черты обоих вышеохарактеризованных комплексов с большей близостью закономерностей к верхневизейскому и серпуховскому комплексам. В нем в центральной части ДДВ выделяется глинисто-доломитовая экранирующая толща (Л.Ф. Шпак, Б.П. Кабышев и др., 1982) мощностью до 550 м на Яблунском и 1000 м на Солоховском месторождениях. Ниже ее залегают существенно песчаные отложения зоны C_1t^d и карбонатные зон C_1t^b - C_1t^c Донбасса, которые могут служить резервуаром для скопления УВ в образованиях на крупных антиклинальных структурах значительных по запасам залежей УВ массивно-пластового типа, аналогом которых является Яблунская турнейская залежь. С верхним визе-серпуховским турнейский продуктивный комплекс объединяет региональность нефтегазоносности, а с нижней перми-верхним карбоном — возможность формирования массивно-пластовых залежей в пределах крупных антиклинальных структур.

Особенности строения значительных по запасам скопления в разных комплексах отложений обусловлены различными условиями их образования в соответствии с разработанной геолого-математической моделью, основанной на осадочно-флюидодинамической концепции образования месторождений нефти и газа (Геол.-мат. модель... 1985;

Закономерности размещения... 1998). В нижнем карбоне развиты преимущественно сингенетичные пластовые залежи УВ, образовавшиеся в период погружения генерирующих комплексов в условиях ГЗН и ГЗГ в результате преимущественно латеральной миграции УВ. А в нижней перми-верхнем карбоне развиты вторичные (миграционные) скопления УВ массивно-пластового типа, образовавшиеся в инверсионные этапы развития ДДВ (предтриасовый, предмеловой и особенно предпалеогеновый перерывы) в результате вертикальной миграции УВ из разрушающихся низлежащих пластовых залежей среднего и нижнего карбона. Неодинаковые условия аккумуляции значительных по запасам скоплений УВ в двух основных продуктивных комплексах обусловили и различные закономерности их размещения по территории, глубинам, типам ловушек.

В отложениях серпуховского, верхневизейского и турнейско-нижневизейского комплексов наибольшее и закономерное влияние на запасы УВ и крупность скоплений оказывают геологические признаки, характеризующие условия генерации УВ — катагенез, мощность комплекса, скорость осадконакопления. В отличие от существующих представлений (И.И. Нестеров и др.), крупные и средние скопления УВ распространены в зонах развития не максимальных значений этих признаков, а некоторых усредненных, оптимальных величин. По этой причине большинство крупных и средних скоплений находятся в осевой части грабена ДДВ, несколько средних в прибортовых и только одно среднее (Юльевское) на Северном борту.

В нижнекаменноугольном мегакомплексе крупность скоплений в основном не зависит от морфологической выраженности локальных структур и типа ловушек вообще. Некоторым исключением от этой закономерности могут оказаться турнейские залежи крупного размера на соответствующих структурах. Кроме сводовых, выявлены крупные скопления и в неантиклинальных литологических ловушках (Рудовско-Краснозаводское месторождение). По возрасту ловушек все скопления здесь приурочены к палеозойским или палеозойско-мезозойским структурам, а в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе — к мезозойским и палеозойско-мезозойским. Соответственно с этим связана и крупность скоплений УВ с возрастом ловушек. В нижнем карбоне проявляется тяготение крупных и средних скоплений к более древним ловушкам в большей степени, чем мелких, а в нижней перми-верхнем карбоне — к молодым ловушкам, окончательно сформировавшимся только в предпалеогеновое время.

В нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе признаки условий генерации УВ (катагенез, скорость осадконакопления) не обнаруживают закономерных связей с запасами УВ. Залежи развиты в пределах крупноамплитудных нарушенных сбросами или приштоковых структур. Однако прямая корреляционная связь этих признаков с запасами УВ наблюдается только в Восточной субобласти ДДВ, где под мощной соленосной крышкой могли сохраниться крупные скопления газа, независимо от резкой морфологической выраженности структур. Скопления УВ в неантиклинальных литолого-стратиграфических или биогермных ловушках в этом комплексе не выявлено. Несмотря на все

это, расположение большинства крупных скоплений УВ рассматриваемого комплекса в осевой зоне ДДВ обусловлено опосредственной связью с генерационным потенциалом отложений нижнего карбона — через механизм переформирования сингенетичных залежей.

Во всех продуктивных комплексах проявляется положительное влияние валов и малых валов на формирование значительных по запасам месторождений, однако в нижнекаменноугольных продуктивных комплексах оно менее значимое. Здесь есть средние по запасам скопления, приуроченные к одиночно расположенным структурам или неантиклинальным ловушкам, в то время как в отложениях нижней перми-верхнего карбона все крупные и средние скопления контролируются валами или малыми валами.

Глубинные разломы (продольные, краевые и поперечные) не обнаруживают закономерной (генетической) связи с запасами и крупностью скоплений. Последние не зависят от расстояния до поперечных разломов, а по отношению к продольным увеличиваются с удалением от них в сторону осевой части впадины. Связь глубинных разломов с нефтегазонасностью опосредственная (косвенная) и обусловлена структуроформирующей ролью разломов, создающих структуры-ловушки, в одинаковой степени продуктивные и непродуктивные. Именно этим объясняется приуроченность большинства (70 %) месторождений (преимущественно мелких) к прибортовым зонам ДДВ, где наблюдается большая нарушенность пород разломами и, соответственно, большая плотность локальных структур, однако большинство крупных и средних месторождений развиты в центральной части впадины — дальше от краевых разломов и независимо от поперечных.

Перспективность новых открытий значительных месторождений

Кроме закономерностей размещения, гносеологических факторов, научной основой определения поисков новых крупных и средних месторождений является количественная оценка прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата, выполненная в УкрГГРИ по состоянию изученности ДДВ на 1.01.93 г. и скорректированная на 1.01.97 г. (Б.П. Кабышев и др., 1995). Согласно этим данным, извлекаемые неразведанные ресурсы (кат. $D+C_2+C_3$) газа составляют 1738,5 млрд. м³, нефти — 221,4 млн. т, конденсата — 211,7 млн. т. Указанные величины неразведанных ресурсов газа и нефти ДДВ свидетельствуют о перспективности открытия здесь новых значительных по размерам месторождений, при этом можно говорить о перспективах открытия крупных и средних по размерам газовых месторождений, а нефтяных — только средних.

В УкрГГРИ (Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев и др., 1986) с использованием геолого-математических методов был выполнен прогноз количества и размеров месторождений, которые могут быть еще открыты в ДДВ. Исследованиями А.Э. Конторовича и др. на основе анализа хорошо изученных нефтегазонасных бассейнов Северной Америки показано, что количество месторождений разных размеров в регионе

наиболее хорошо аппроксимируется усеченным распределением Парето. Применение этой функции и прогнозных ресурсов позволило сделать вывод, что в ДДВ еще можно рассчитывать на выявление 5-ти крупных, 17-ти средних, 250-ти мелких (с запасами по 1—10 млн. т УВ) и 736-ти мельчайших (0,3—1 млн. т УВ) скоплений углеводородов. Эту оценку следует рассматривать как сугубо предположительную, так как методика, на основе которой она выполнена, является новой и еще не апробирована практикой геологоразведочных работ.

Следует указать, что впервые прогноз и специальное обоснование направлений поисков в ДДВ крупных месторождений было выполнено УкрГГРИ совместно с Управлением поисковых и разведочных работ на нефть и газ Мингео УССР в 1979 г. В конце того же года оно было рассмотрено и одобрено коллегией Мингео УССР, а несколько позднее опубликовано в печати (П.Ф. Шпак, Ю.А. Арсирий, А.А. Билык, В.А. Витенко, В.Г. Демьянчук, Б.П. Кабышев, А.М. Палий, 1982). Прошедшее с тех пор время показало, что этот прогноз в целом подтверждается. Так, Яблуновское месторождение, хотя и было открыто в 1977 г., крупным стало в период 1979—1984 гг., а до этого разведанные на нем ныне крупные запасы газа были прогнозными. В 1982 г. было открыто Андрияшевское газоконденсатное месторождение, которое в настоящее время оценивается как крупное, а в 1979 г. — ставшее той же градации Березовское газоконденсатное месторождение. Средними по запасам оказались открытые в 1981 г. Коржевское, в 1983 г. — Южно-Афанасьевское и в 1987 г. — Юльевское нефтегазовые месторождения. Это свидетельствует, что выполненный в 1979 г. прогноз и определение направлений поисков крупных и средних месторождений в ДДВ, которые в последующие годы корректировались и дополнялись, а также в основном подтверждаются практикой геологоразведочных работ, хотя и не удовлетворяют потребностей по наращиванию разведанных запасов газа и нефти в этом регионе.

Прогнозные ресурсы, геолого-математическая оценка закономерности размещения и опыт прогноза возможных открытий отражают положительную сторону проблемы выявления в ДДВ новых крупных и средних месторождений. Имеются, однако, и негативные стороны ее. Во-первых, это то, что в ДДВ степень разведанности начальных потенциальных ресурсов УВ составляет уже 56 %. По опыту других регионов при такой высокой разведанности эффективность нефтегазописковых работ снижается вследствие того, что открываются преимущественно мелкие месторождения. Крупные месторождения обычно открываются на более ранней стадии изученности региона. Но эта закономерность, конечно, не универсальная, имеет свои исключения и обычно проявляется циклично с растяжкой во времени. Из графика (рис. 23) последовательности открытия месторождений разной крупности видно, что хотя первое крупное, Шебелинское, месторождение было открыто в ДДВ вместе с самым первым (1950 г.) мелким, Радченковским (если не считать очень мелкого Роменского, выявленного в 1937 г.), частое открытие крупных и средних месторождений началось позднее, после 1956 г., когда объем поисково-разведочного бурения в регионе достиг 200 тыс. м в год. Наибольшая частота открытия

таких месторождений приходится на 1957—1980 гг., когда объем бурения достигал 450 тыс. м в год. В дальнейшем, несмотря на сохранение или незначительное падение объемов бурения, открытие крупных и средних месторождений резко сократилось. Последнее из ныне известных крупное Рудовско-Краснозаводское и среднее Юльевское были открыты в 1987 г.

Во-вторых, выполненный (Б.П. Кабышевым и др., 1998) с использованием комплекса критериев и геолого-математических методов прогноз запасов УВ по большинству известных подготовленных и перспективных объектов показал, что в современном фонде подготовленных и перспективных локальных структур и ловушек других типов ДДВ нет объектов, на которых прогнозировалось бы открытие крупного месторождения (с запасами более 30 млн. т УВ) и имеется всего 9 (8 %) объектов с оценкой запасов по 12-15 млн. т УВ. Такой неоптимистический вывод, по нашему мнению, не согласуется с приведенным выше региональным прогнозом неразведанных ресурсов (распределение Парето), согласно которому, ДДВ остается перспективной на открытие новых значительных по запасам месторождений, в основном газовых, оценкой неразведанных ресурсов и другими данными. В частности, не следует исключать того, что среди еще ныне пребывающих в бурении месторождений некоторые после завершения разведкой могут перейти в ранг средних по крупности. Следует также учитывать то обстоятельство, что на открытие и разведку новых месторождений отрицательно повлияло в последние 5 лет резкое падение объемов поисково-разведочного бурения.

Таким образом, вопрос о перспективах открытия новых крупных газовых месторождений в ДДВ является проблемным. Оценивая положительные и отрицательные стороны этой проблемы, мы делаем вывод о перспективности и возможности открытия в ДДВ новых крупных и тем более средних по запасам месторождений нефти и газа. Однако трудности выявления таких месторождений значительно больше, чем при разведке ранее открытых в отложениях нижней перми-верхнего карбона под соленосной покрывкой. Обусловлены они тем, что новые крупные месторождения прогнозируются преимущественно в отложениях нижнего карбона, которые по сравнению с образованиями нижней перми характеризуются более сложным строением и залегают на больших глубинах.

Рассмотрим этот вопрос подробнее. Известно, что в основе выбора направлений поисков новых месторождений, кроме знания закономерностей их размещения, должна лежать количественная оценка прогнозных, точнее, неразведанных (категорий $D+C_3+C_2$) ресурсов УВ. В соответствии с ней (Б.П. Кабышев и др., 1995) наиболее перспективными в регионе в настоящее время являются отложения верхневизейского (31,6 % неразведанных ресурсов), турнейско-нижневизейского (22,5 %) и серпуховского (14,3 %) продуктивных комплексов, которые к тому же характеризуются сравнительно невысокой степенью разведанности начальных ресурсов (31—47 %). Менее перспективным является девонский (12,7 %), среднекаменноугольный (7,9 %), нижнепермско-верхнекаменноугольный (8,2 %) комплексы и докембрийский фундамент

(2,8 %). При этом девонский комплекс и фундамент имеют очень низкую (5—10 %) степень разведанности начальных ресурсов УВ. Поэтому приводимые оценки их ресурсов по сравнению с хорошо изученными отложениями, с одной стороны, являются более проблематичными, а с другой, могут таить в себе неожиданности в направлении повышения оптимистичности в оценке этих комплексов. Однако наибольшие надежды на открытие значительных по запасам месторождений сегодня следует связывать с тремя нижнекаменноугольными комплексами.

Оптимизация прогноза и поиска крупных и средних месторождений связана с основной закономерностью размещения УВ в ДДВ и других регионах (Б.П. Кабышев, 1994): региональная нефтегазоносность и основные ресурсы УВ сосредоточены в разновозрастной доминирующей зоне в усредненной части осадочного чехла, выше и ниже которой прослеживается локальная нефтегазоносность. Доминирующая зона на отдельных участках ДДВ представлена продуктивными комплексами разного возраста. Среди них выделяется 2 генетических типа: те, которые находятся в условиях ГЗН (или начала ГЗГ) и содержат преимущественно сингенетичные залежи (например, верхневизейский комплекс в Глинско-Солоховском районе), и те, что содержат вторичные (миграционные) скопления УВ, независимо от условий ГЗН и ГЗГ (Машевско-Шебелинский район с залежами в нижней перми-верхнем карбоне). В доминирующей зоне ДДВ сосредоточено более 80 % запасов УВ, в т. ч. к ней приурочено большинство крупных и средних скоплений УВ. Залежи нефти и газа в немалом количестве развиты выше и ниже доминирующей зоны, однако там они в основном мелкие.

Распространение доминирующих по запасам комплексов разного возраста подчиняется общей закономерности: в направлении от центральной погруженной части ДДВ к периферии возраст доминирующего комплекса становится все более древним, изменяясь от нижней перми в Шебелинском газоносном районе через средний и нижний карбон до девона на крайнем северо-западе впадины и в Припятском прогибе.

В границах доминирующих комплексов наиболее перспективными на значительные по запасам залежи являются ловушки разных типов, подготовленные к поисковому бурению по отложениям, соответствующим возрасту доминирующего комплекса, где расположена эта ловушка. Ловушки, выделенные в этой зоне по другим стратиграфическим толщам, должны оцениваться значительно ниже.

Наибольшие перспективы поисков новых крупных и средних месторождений в ДДВ следует связывать с нижнекаменноугольными комплексами отложений в следующих двух основных направлениях:

- в отложениях турнейско-нижневизейского и надсолевого девонского комплекса, в пределах известных крупных антиклинальных структур и валобразных поднятий;

- в отложениях всех трех ярусов нижнего карбона — серпуховского, визейского и турнейского — в пределах малоамплитудных поднятий и неантиклинальных ловушек слабоизученных высокоперспективных зон.

В территориальном отношении основные перспективы поисков зна-

чительных по размерам месторождений связываются с осевой и северной прибортовой зонами ДДВ, т. е. Глинско-Солоховским, Талалаевско-Рыбальским, Рябухино-Северо-Голубовским нефтегазоносным районами, а также Северным бортом, где по данным последней оценки имеется небольшая плотность прогнозных ресурсов УВ.

По первому направлению залежи прогнозируются в нижних, еще неразведанных этажах нефтегазоносности на известных крупных поднятиях (турнейский комплекс).

Региональную нефтегазоносность турнейских отложений в ДДВ в настоящее время следует считать доказанной. В этих образованиях и в слоях, переходных от нижнего визе к турне и залегающих ниже морской карбонатной толщи в западной части региона, уже обнаружены десятки залежей газа и нефти. Большинство из них представляют собой мелкие скопления. К разряду крупных можно отнести только турнейскую залежь на Яблунковском поднятии, а к средним скоплениям — турнейские залежи Тимофеевского, Игнатовского и некоторых других поднятий. Как известно, залежи в турнейском комплексе контролируются наличием покрышек, к которым относятся: карбонатная свита нижнего визе и покрывающая ее глинистая свита XII-а микрофаунистического горизонта, а также глинисто-доломитовая свита, обнаруженная в западной части региона и залегающая здесь между карбонатной свитой нижнего визе и песчаной толщей турнейского возраста.

На Яблунковском месторождении турнейская залежь экранируется мощной 550-метровой толщей слабопроницаемых пород глинистой и карбонатных свит нижнего визе и глинисто-доломитовой толщей верхов турнейского яруса.

В связи с изложенным для поисков крупных и средних месторождений в турнейских отложениях исключительное значение приобретает опосредованное опосредование крупных структур, расположенных в центральной части региона, а в пределах которых поисково-разведочное бурение ранее ограничивалось верхневизейскими отложениями. К ним относятся Глинско-Розбышевский, Солохово-Диканьский, Котелевско-Березовский валы и крупное Бельское поднятие, в пределах которых турнейский нефтегазоносный комплекс залегает на глубинах, не превышающих 7000 метров. Неразведанными до соли осложнениями Солохово-Диканьского вала являются Западно-Солоховское, Солоховское, Опошнянское и Матвеевское поднятия.

Следует отметить, что в присводовых частях Глинско-Розбышевского вала турнейские отложения отсутствуют. Поэтому поиски залежей нефти и газа должны здесь проводиться на периферических частях структуры. По данным А.А. Билыка (устное сообщение), турнейские, а также практически и нижневизейские отложения отсутствуют и в присводовых частях структур Солоховско-Диканьского вала, в связи с чем мощная глинистая толща, залегающая на Солоховском и Опошнянском поднятиях под отложениями XII-а горизонта, относившаяся ранее к нижневизейскому подъярису или к верхам турне, синхронизируется с образованиями переходных отложений девона и карбона (предположительно, относится к нижней их части, к лиманским сло-

ям). Как известно, в других районах ДДВ лиманские слои представлены преимущественно глинистыми и карбонатно-глинистыми фациями, которые ниже сменяются песчанистой толщей тургеневско-кудьяровского возраста (верхний фамен), могущей содержать крупные газовые залежи. Из этих отложений в Погарщинской скв. 25 был получен приток газа с дебитом 25 тыс. м³/сутки. Таким образом, задача полного вскрытия глинистой толщи в пределах Солоховско-Диканьского вала остается актуальной, хотя уже относится к решению нефтегазоносности девонских отложений. Это несмотря на то, что ухудшились по сравнению с более ранними представлениями (П.Ф. Шпак, А.А. Билык, Б.П. Кабышев и др., 1982 г.) условия для поисков нефти и газа в турнейских отложениях крупных антиклинальных структур.

В качестве приоритетных объектов поисков крупных месторождений в турнейских отложениях можно определить периферийные части (склоны) Глинско-Розбышевского вала, локальные структуры Солоховско-Диканьского (Солоховская, Опошнянская и Матвеевская) и Котелевско-Березовского валов, а также крупную Бельскую структуру, где имеется возможность открытия значительных по размерам месторождений, близких по условиям залегания газа Яблуновскому. Конечно, по сравнению с Яблуновской Бельская и Солоховская структуры имеют некоторые негативные стороны с точки зрения перспективности разреза низов карбона. Ими является промышленная газоносность юрских и триасовых отложений, что обусловлено достаточно высокой тектонической активностью поднятий в мезозойское время, приводившей к переформированию первичных залежей УВ в нижнекаменноугольных отложениях с образованием вторичных скопления в верхней части разреза. Однако установить, в какой степени в результате этого залежи нижнего карбона оказались разрушенными, без бурения невозможно. Также невозможно оценить нефтегазоносность Бельской структуры (площадью 164 км²), наибольшей в ДДВ из неразведанных поднятий, освещением бурением только сводовой части.

На Бельской структуре, к сожалению, полученные данные не оправдали возлагавшихся надежд: наличие турнейского комплекса отложений в присводовых скважинах 470 и 150 подтвердилось, но он оказался водоносным. Однако этот факт, хотя и снизил перспективность Бельского поднятия на поиски крупного месторождения, но полностью его не исключил. Бельская структура, самая крупная в ДДВ по размерам из непоискованных по всему разрезу, остается перспективной, ибо, во-первых, она разбита на крупные блоки и на крыльях и периклиналях турнейские и низы визейских отложений могут быть продуктивными, и, во-вторых, ниже турнейских отложений здесь вскрыта глинистая толща надсолевого девона, способная быть хорошим флюидоупором, а под ней прогнозируется развитие значительной мощности (может быть, до 500-800 м) терригенных надсолевых отложений, которые еще не вскрыты бурением и могут быть продуктивными. На этой структуре целесообразно бурение трех скважин глубиной 6000-6400 м, расположенных на северо-западной переклинали, присводовой части и юго-западном крыле.

Вторым важным направлением поисков новых крупных и сред-

них месторождений газа и нефти в ДДВ является оценка нижнекаменноугольных отложений в слабоизученных высокоперспективных зонах, в первую очередь в крупных депрессиях (Сребненская, Ждановская, Шиловская), седловинах (Свиридовско-Краснозаводская, Лысовско-Семиреньковская) и субмоноклинальных участках (восточная часть северной прибортовой зоны и Северный борт). Здесь прогнозируется открытие пластовых залежей в более крупных по размерам, но малоамплитудных валах и неантиклинальных ловушках (зонах выклинивания). Бурение проводится на Северном борту, в Сребненской и Ждановской депрессиях и рекомендуется в Шиловской. На борту уже открыто среднее по размерам Юльевское месторождение.

Именно малоамплитудные поднятия и неантиклинальные литолого-стратиграфические и тектонически экранированные ловушки в нижнекаменноугольных отложениях и преобладают в ныне существующем фонде подготовленных и перспективных структур. Однако, как показано выше, выполненной с использованием геолого-математических методов оценкой среди них нет ни одной с крупными ресурсами и только на 9-ти ресурсы оцениваются на уровне среднего месторождения, в то время как с позиций регионального прогноза ДДВ является еще перспективной на открытие крупных и средних месторождений.

Решение этого противоречия мы видим в выделении на участках расположения 2—3-х месторождений и подготовленных структур более крупных по размерам неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушек, которые объединяли бы эти локальные объекты. Такие ловушки, кроме более значительных размеров, в межструктурном пространстве могут иметь большие мощности продуктивных горизонтов. За счет этих двух факторов в их пределах могли сформироваться крупные или средние по запасам скопления УВ. Такой подход ранее был реализован в процессе разведки известного Рудовско-Краснозаводского газоконденсатного месторождения, и есть основание считать, что этот случай в ДДВ не окажется единственным.

К 1987 г. была установлена промышленная газоносность верхневизейского горизонта В-22 на двух мелких объектах: Рудовском поднятии (скв. 371 и 2) и Краснозаводском блоке (скв. 3). Расположены они в юго-восточной части Сребнянской депрессии и вместе имеют форму структурного выступа, воздымающегося к северо-востоку.

В 1988 г., в “Научном обосновании плана геологоразведочных работ в ДДВ на 1989 г.” (Б.П. Кабышевым, Т.М. Пригариной и А.Ф. Шевченко рекомендовалось бурение поисковой скважины в межструктурном пространстве между тогдашними Краснозаводским и Рудовским месторождениями с целью решения вопроса о масштабности этих месторождений.

А уже в 1989 г., в “Научном обосновании плана геологоразведочных работ в ДДВ на 1990 г.” Б.П. Кабышевым, Т.М. Пригариной и И.И. Демьяненко на основе выполненного зонального прогноза было установлено, что в горизонте В-22 по северо-восточной гипсометрически наиболее приподнятой границе рассматриваемой площади происходит выклинивание всех проницаемых песчано-алевролитовых пластов, а наибольшая мощность развита в межструктурном простран-

ве между Краснозаводским блоком и Рудовским поднятием.

Указанные элементы (структурный выступ, линия выклинивания коллектора в его повышенной части и максимальные мощности в погруженной) свидетельствовали о наличии на Рудовской и Краснозаводской площадях более крупной неантиклинальной литологической ловушки, которая осложнена мелкими структурными элементами. Это дало основание авторам сделать вывод о том, что "...особенно актуальным на рассматриваемом участке остается бурение скважины, способной оценить размеры залежи, т. е. решить вопрос о единстве ныне выделяемых Рудовского и Краснозаводского месторождений" ("Научное обоснование... на 1990 г.", с. 72). Здесь же нами была представлена выполненная с учетом единого месторождения оценка запасов в горизонте В-22, которая составила 59 млн. т УВ.

Изложенные выше выводы позднее были опубликованы в совместной статье Г.И. Вакарчука, Б.П. Кабышева, Т.М. Пригаринной и А.Ф. Шевченко (Геологический журнал, 1990 г., № 4; поступление статьи 27.07.1989 г.). В ней указывалось: "По результатам зонального прогноза нефтегазоносности горизонта В-22 предполагается наличие единой Рудовско-Краснозаводской залежи... Если Краснозаводское и Рудовское месторождения окажутся единым, то оно, соответственно, будет и значительно более крупным по размерам, чем два ныне известных месторождения" (с. 15). Последующие геологоразведочные работы подтвердили наличие единого Рудовско-Краснозаводского месторождения, запасы которого по состоянию на 1.01.1995 г. оцениваются в 39,6 млн. т УВ.

Реализация изложенного выше методического приема по выделению более крупных литолого-стратиграфических ловушек на участках расположения двух-трех смежных подготовленных локальных объектов и (или) находящихся в начальной стадии разведки месторождений, по нашему мнению, позволит при дальнейших исследованиях и геологоразведочных работах открыть новые значительные по запасам месторождения УВ в ДДВ.

Другие комплексы

Выше (раздел 8.4.6) был освещен вопрос о влиянии закономерности и случайности в открытии месторождений и сделан вывод, что образование сингенетичных скоплений УВ является процессом более закономерным, а следовательно и более предсказуемым, чем миграционных, в образовании которых в большей степени проявляется фактор случайности. В зоне генерации и региональной латеральной миграции УВ всегда более вероятно, что каждая находящаяся здесь ловушка может аккумулировать в себе УВ, чем такая же ловушка в негенерирующем комплексе отложений, ведь для продуктивности последней необходимо еще наличие путей миграции (вертикальных или латеральных) от источника УВ. Кроме того, в нефтегазогенерирующих комплексах отложений гидрогеологические условия закрытости недр и сохранности залежей, например, содержание водорастворенных углеводородных газов, всегда лучше, чем в негенерирующих комп-

лексах. Все это накладывает дополнительные ограничения на аккумуляцию в них УВ. Большая роль фактора случайности в процессах образования миграционных скоплений нефти и газа обуславливает и объясняет и случайность открытия первых месторождений этого типа в регионе.

Рассмотренные выше перспективные направления на крупные и средние скопления в отложениях нижнего карбона находятся в рамках "закономерного поиска", который определяет основное стратегическое направление поисковых работ на значительные по размерам да и мелкие скопления нефти и газа в ДДВ. Однако не следует сбрасывать со счетов и направления "случайного поиска". Целесообразно определенные объемы геологоразведочных работ задалживать и на такие мегаобъекты, которые способны аккумулировать в себе значительные по запасам скопления УВ миграционного типа и преподнести неожиданные открытия, хотя вероятность этого значительно ниже, чем открытий по первому, стратегическому, направлению.

Кроме того, и возможность детального обоснования этого второго направления поисков на современной стадии изученности региона также значительно ниже, чем первого. Такими мегаобъектами по второму направлению являются девонский комплекс, докембрийский фундамент, средний карбон и еще сохраняющий свои перспективы в определенной степени нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс.

Девонский комплекс, хотя и содержит сингенетичные скопления УВ, однако, залегая в самой нижней части разреза и аккумулируя в себе самые древние залежи, характеризуется и большей вероятностью их разрушения на протяжении предкарбонного, предтриасового, предмелового и предпалеогенового перерывов (инверсионных этапов), когда активизировались флюидодинамические процессы. Кроме того, как разрушающий фактор на древние залежи действовало погружение девонского комплекса на большие глубины — ниже ГЗГ. При таком значительном количестве разрушающих этапов и факторов промышленная нефтегазоносность ловушек в девонском комплексе, особенно сохранение от разрушения крупных скоплений УВ, становится случайным явлением. Этим также является и одна из причин низких результатов поисковых работ в девонском комплексе и недоверие прогнозов его нефтегазоносности на протяжении почти всей 60-летней истории геологоразведочных работ в ДДВ.

Поэтому, не считая девон в числе основных (стратиграфических) направлений поисков крупных месторождений на современном этапе, все же не следует исключать, что он может преподнести приятные неожиданности в открытии крупных месторождений (неприятные он приносит уже более пятидесяти лет) — неожиданности для сторонников умеренной оценки его перспективности. Произойти это может в случае, если будут выявлены неизвестные сегодня зоны развития мощного разреза девонских отложений в морских фациях, перекрытого нижней или верхней соленосной толщей. Только в этом случае будут соблюдаться необходимые условия для образования и последующего сохранения от разрушения крупных скоплений УВ. Такие участки могут быть выявлены лишь на больших глубинах (5,5—8 км и более)

в зонах развития высокого катагенеза пород и АВПД, при которых никакие другие флюидоупоры, кроме соленосных, не способны удерживать значительных скоплений газа вследствие потери ими экранирующих свойств. При открытии в девоне такой зоны продуктивности, т. е. второго мегаэтажа нефтегазоносности, можно будет говорить и о необходимости корректировки наших представлений о сосредоточении в ДДВ наибольшей части запасов УВ, в одной доминирующей зоне, в средней части разреза.

На небольших же глубинах в северо-западной части впадины и на Остапьевско-Белоцерковском выступе, где девонский разрез довольно хорошо изучен, установлено, что его подсолевая часть представлена если не эффузивами, то сокращенной в мощности толщей субконтинентальных отложений с плохими коллекторскими свойствами. А межсолевой девон (задонско-елецкие слои), считающийся в настоящее время наиболее перспективной частью разреза этого комплекса, только на небольшой территории экранируется соленосной покровной, на остальной же в зонах больших глубин не имеет эффективного флюидоупора.

Вторым критерием перспективности девонских отложений является выделение зон с минимальным размывом их в предкарбонный период инверсионных движений ДДВ, т. е. зон с наиболее благоприятными условиями сохранения от разрушения древних (девонского возраста) залежей УВ и дополнительной генерации УВ в карбон-мезозойские седиментационные этапы. Этот вывод основывается на том, что именно инверсионные движения в постпалеозойские перерывы приводили к разрушению древних сингенетических скоплений УВ в отложениях нижнего карбона.

До установления зон с мощным подсолевым разрезом морских отложений перспективы девонских отложений являются довольно скромными. По нашим оценкам они составляют 13,6 % от общих по ДДВ неразведанных ресурсов.

Докембрийский фундамент, в котором уже открыты мелкие месторождения нефти и газа (Хухринское, Юльевское и др.) и где могут существовать значительные по объему зоны разуплотнения изверженных пород, способные аккумулировать в себе и крупные скопления УВ, давно и настойчиво высоко оценивался сторонниками глубинного происхождения нефти и газа (В.Б. Порфирьев и др., 1975, 1982; И.И. Чебаненко и др., 1990). Они в открытии залежей на Северном борту увидели подтверждение своих теоретических представлений на происхождение УВ. Однако здесь важно подчеркнуть одну особенность: первые залежи в фундаменте были открыты после длительных и безуспешных поисков на территории грабена, где фундамент вскрывался большим количеством скважин. И только после перехода к оценке этих пород на Северном борту, где имеются благоприятные предпосылки для аккумуляции УВ в данной толще с позиций их органического происхождения, были получены положительные результаты.

Сегодня невозможно указать на локальные участки нахождения возможных залежей в породах фундамента в ДДВ в связи со значительным влиянием фактора случайности на возникновение путей

миграции УВ от осадочных генерирующих комплексов и скоплений УВ в них до локализованных зон разуплотнения в фундаменте. Однако можно назвать те районы, где фундамент может содержать крупные залежи, исходя из теории осадочно-миграционного происхождения УВ. Ими являются (Б.П. Кабышев и др., 1991) зоны, где фундамент контактирует с основными нефтегазогенерирующими толщами региона. В ДДВ это бортовые части, особенно Северный борт, в меньшей степени — крупные внутренние выступы фундамента, перекрытые нижнекаменноугольными, а не подсолевыми девонскими отложениями. Таким, например, является Анастасьевско-Липоводолинский выступ, где на Сотниковской площади установлено перекрытие его нижним карбоном. На бортах ДДВ фундамент перспективен до глубины залегания подошвы осадочного чехла в близрасположенных прибортовых депрессиях грабена, т. е. до глубин 7—13 км.

Из других неосновных направлений поисков значительных по запасам месторождений являются отложения среднего карбона и девона; некоторые перспективы на средние месторождения остаются еще и в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе. В последнем они связаны с приштоковыми зонами Машевско-Шебелинского района. Рассчитывать на выявление новых крупноамплитудных структур полного контура здесь, как и тем более в Западной субобласти, по причине хорошей изученности структурных планов перми и карбона не приходится. Но и приштоковые ловушки, запечатанные нижнепермской и девонской солью, в названном районе вследствие большой плотности запасов могут содержать в себе средние по запасам месторождения. Проблема их выявления состоит в достоверном картировании сейсморазведкой приштоковых ловушек.

Среднекаменноугольный продуктивный комплекс, хотя и не оставляет существенных надежд на открытие крупных и средних месторождений, но определенную перспективность его в этом отношении исключать не следует.

Доминирующим по запасам этот комплекс является на большей части Восточной субобласти ДДВ (кроме Машевско-Шебелинского района и южной прибортовой зоны), где в ряде зон может быть самостоятельным объектом поисков газа. Перспективными являются как антиклинальные структуры (Зап.-Сосновская, Мелиховская, Кегичевская и др.), так и ловушки в зонах выклинивания. При этом поднятия с небольшой амплитудой и нарушенностью сбросами, не содержащие крупных массивно-пластовых залежей в подхемогенных нижнепермских отложениях (Кобзевское, Западно-Ефремовское) или контролирующие небольшие по размерам залежи (Зап.-Сосновское, Зап.-Староверовское), представляются более перспективными, чем крупно- и среднеамплитудные со значительными скоплениями газа в подхемогенных нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях. В малоамплитудных поднятиях и неантиклинальных ловушках с менее благоприятными условиями для вертикального перераспределения УВ более вероятно сохранение первичных залежей газа в среднекаменноугольных образованиях.

Наибольшие перспективы поисков новых месторождений в ДДВ и в отдаленном периоде следует связывать с отложениями нижнего карбона и в меньшей степени со средним карбоном, девонем и образованиями фундамента. При этом девонский комплекс по приростам запасов УВ скорее всего никогда не выйдет на первое место и не опередит нижнекаменноугольный. Сравнительно небольшая вероятность этого связана с возможностью выявления в глубоких горизонтах на значительной площади зон развития девонских отложений большой мощности в морских фациях, перекрытых соленосным флюидоупором (нижней или верхней соленосной толщей). Венд-рифейский комплекс, даже если он будет установлен в разрезе ДДВ, прогнозируется бесперспективным. В территориальном отношении небольшие перспективы связываются с центральной частью Днепровского грабена, а по нетрадиционному газу центрально-бассейнового типа в плотных коллекторах также с юго-восточной (Придонбасской) его частью.

При освоении технологии добычи газа из плотных коллекторов центрально-бассейновый газ может стать очень важным резервом увеличения ресурсной базы газа в Украине.

Пределные глубины распространения залежей, преимущественно газовых, не намного превышает 7-километровый рубеж и вряд ли опустится ниже 10 км.

На основе геолого-математического моделирования (распределение Парето) и существующей величины неразведанных ресурсов УВ в будущем в ДДВ может быть открыто еще 5 крупных (с запасами более 30 млн. т УВ), 17 средних (10—30 млн. т), 52 мелких (3—10 млн. т), 197 мельчайших (1—3 млн. т) и 736 месторождений с запасами менее 1 млн. т. Перспективными на открытие значительных по размерам скоплений УВ являются отложения всех трех продуктивных комплексов нижнего карбона и девонские образования. Подобно неожиданным крупным открытиям с вторичными скоплениями УВ нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса могут быть приятные неожиданности и с докембрийским фундаментом, где развиты залежи этого же генетического типа.

Моделирование изменения эффективности поисковых работ и прироста запасов с учетом известных неразведанных ресурсов и принятия докризисных объемов поисково-разведочного бурения позволяет прогнозировать эффективное проведение нефтегазописковых работ в ДДВ по меньшей мере до 2100 г., а добычу УВ, соответственно, на несколько десятилетий больше. При этом годовой уровень прироста запасов УВ в начале XXI века при объеме поисково-разведочного бурения в 300 тыс. м может составлять 23-30 млн. т УВ.

1. Арсирый Ю.А., Цыпко А.К. Влияние режима седиментации на формирование неантиклинальных ловушек палеозоя Днепровско-Донецкой впадины//Методы поисков и прогнозир. нетрадиционных ловушек нефти и газа на тер. Украины. - Львов, 1981. - С. 5-9.

2. Баранов И.Г., Витенко В.А., Завьялов В.М., Муромцев А.С. Прогнозные запасы нефти и газа ДДВ. - Геология нефти и газа. - 1961. - № 7. - С. 17-19.

3. Баранов И.Г., Пархомовский О.А., Швай Л.П. Некоторые закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений в ДДВ//Вопросы геол. и нефтегазон. Украины. - М.: ГТТИ. - 1963. - С. 10-26. - (Тр. УкрНИГРИ, вып. 111).

4. Блоковая тектоника кристаллического фундамента Днепровско-Донецкого авлакогена//Ред. И.И. Чабаненко, Н.М. Гавриленко, В.П. Ключко. - К.: Наукова думка, 1991. - С. 145.

5. Галабуда Н.И., Варичев С.А., Малюк Б.И., Ключко В.П., Забелло Г.Д. Основные черты нефтегазоносности осадочного чехла//Блоковая тектоника кристал. фундамента Днепр.-Донец. авлакогена. - К.: Наукова думка, 1991. - С. 65-69.

6. Витенко В.А., Гончаренко Б.Д., Кабышев Б.П. и др. Геолого-математическая модель формирования и размещения залежей нефти и газа в ДДВ. - М.: Недра, 1985. - 125 с.

7. Гошовский С.В. Поточні та перспективні напрямки нафтогазопошукових та розвідувальних робіт в ДДЗ//Мінеральні ресурси України. - 2000 р. - № 1. - С. 10-12.

8. Губич І.Б., Білик О.Д., Сиса Л.В., та ін. Провести комплекс геохімічних досліджень з метою прогнозування нафтогазоносності в межах Північного борту і прибортової зони ДДЗ//Реферати науководослідних, тематичних і конструкторських робіт з проблем нафтогазового комплексу України. - Львів, 1998. - С. 21.

9. Дворянин С.С., Кабышев Б.П., Пригарина Т.М. Нефтегазоносный потенциал Південного борту Дніпровсько-Донецької западини. - Препринт Укргеофізика 96-1. - К., 1996. - 44 с.

10. Дворянин С.С. Стратиграфія геолого-геофізичних досліджень в нафтогазоносних регіонах України//Мінеральні ресурси України. - 1998. - № 4. - С. 33-35.

11. Євдошук М.І. Перспективи нафтогазоносності та відкриття родовищ різної величини в ДДЗ//Мінеральні ресурси України. - 1998. - № 4. - С. 9-14.

12. Евдошук Н.И., Кабышев Б.П., Пригарина Т.М. и др. Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в ДДВ. - К.: Наукова думка, 1998. - 207 с.

13. Завьялов В.М. О перспективах скоплений жидких углеводородов на северо-западной окраине Донбасса//Новые данные по геол. и нефтегазон. УССР. - Львов: Изд-во Львов. ун-та, 1972. - С. 30-35.

14. Завьялов В.М. Условия аккумуляции нефти и газа и законо-

мерности размещения их в ДДВ. - М.: Недра, 1973. - 120 с.

15. Зиненко И.И., Зарицкий А.П. Глубинные зоны газонакопления ДДВ//Нефть и газ. пром-сть. - 1992. - № 1. - С. 12-15.

16. Зюзькевич М.П., Височанський І.В., Тесленко-Пономаренко В.М., Павленко П.Т., Собогаж С.В. Пріоритетні напрямки геолого-розвідувальних робіт в центральній частині ДДЗ//Матеріали 5-ої Міжнародної конференції "Нафта-Газ України-98". - Т. 1. - Полтава. - 1998. - С. 165-166.

17. Істомін О.М., Бринза М.Ф., Белінський М.Н., Євдошук М.І. Перспективи нафтогазоносності горст-антиклинальних зон південного сходу ДДЗ//Нафтова та газ. пром-сть. - 1998. - № 3. - С. 8-12.

18. Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф., Лагинян С.А., Соловьян И.И. Обобщение геологических и геофизических материалов на участке Кременная-Спиваковка для выработки направленной поисково-разведочных работ//Матер. по геол. и нефтегазон. Украины. - (Тр. УкрНИГРИ, вып. 14). - М.: Недра, 1965. - С. 102-106.

19. Кабышев Б.П. Комбинированные ловушки и перспективы их нефтегазоносности в ДДВ//Нефть и газ. пром-ть. - 1979. - № 1. - С. 13-16.

20. Кабышев Б.П. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности пород кристаллического фундамента//Геология нефти и газа. - 1991. - № 3. - С. 2-5.

21. Кабышев Б.П., Курилюк Л.В., Крот В.В., Мясников В.И. Направления нефтегазопоисковых работ в ДДВ//Геология нефти и газа. - 1992. - № 5. - С. 14-18.

22. Кабышев Б.П. Основная закономерность размещения нефти и газа в ДДВ//Доповіди АН України - 1994. - № 12. - С. 97-101.

23. Кабишев Б.П., Пригаріна Т.М., Авдєєва Г.С. та ін. Прогнозна оцінка ресурсів ВВ у ДДЗ//Нафта і газ України. - Т. 1. - Львів. - 1995. - С. 35-36.

23-а. Кабышев Б.П., Лоу Б.Е., Полутранко А.Ю. и др. Нетрадиционные скопления газа центральнобассейнового типа — критерии выделения и перспективы в ДДВ//Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения. - С.-Петербург, 1997. - С. 121-122.

24. Кабишев Б.П., Пригаріна Т.М., Чупринін Д.І., Шевякова З.П. Прогноз ресурсів вуглеводнів у неопозукованих об'єктах Дніпровсько-Донецької западини//Геол.-геофіз. дослідження нафтогазоносних надр України. - Т. 1. - Львів: УкрДГРІ, 1997. - 208 с.

25. Кабишев Б.П., Пригаріна Т.М., Кабишев Ю.Б. Плей-районування ДДЗ//Мінеральні ресурси України. - 1999. - № 1. - С. 18-20.

26. Кабишев Б.П., Лоу Б., Пригаріна Т.М., Полутранко О.Ю., Кабишев Ю.Б. Перспективність ДДЗ на нетрадиційний газ центральнобассейнового типу//Нафтова та газ. пром-сть. - 2000. - № 3. - С. 8-11.

27. Клочко В.П. Другие оценки перспектив нефтегазоносности фундамента//Блоковая тектоника кристаллического фундамента Днепровско-Донецкого авлакогена. - К.: Наукова думка, 1991. - С. 99.

28. Козлов В.П. Геология и генезис Шебелинского меторождения газа. - М.: ГТТИ, 1962. - С. 158-159.

29. Краюшкин В.А., Листков В.П., Марухняк Н.И. и др. Разработка научного обоснования поисков нефти и газа в осадочной толще и

фундаменте Южного борта ДДВ. - Препринт ИГН. - К., 1988. - 58 с.

30. Лагутин А.А., Лизанец А.В., Харченко С.Д., Батрашук А.В. Перспективы разведки глубокозалегающих горизонтов ДДВ//Вопр. развития газпром. Украины. - М.: ТОО "Далмус", 1993. - С. 27-33.

31. Лапчинський В.І. Геохімічні нафтогазопошукові дослідження на площах АГ "Укрнафта" в ДДЗ з метою оцінки перспектив нафтогазоносності локальних структур//Реферати науково-дослідних, тематичних і конструкторських робіт з проблем нафтогазового комплексу України. - Львів, 1998. - Вип. III. - С. 22.

32. Лапкин И.Ю., Стерлин Б.П. Перспективы нефтегазоносности ДДВ//Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения). - Т. 3. - Л.: ГТТИ, 1957. - С. 148-161.

33. Лебідь В.П., Ахромкіна І.В. Сучасна стратегія освоєння нових нафтогазоперспективних земель у ДДЗ//Нафтова і газ. пром-сть. - 1999. - № 5. - С. 3-6.

34. Максимов С.П., Анцупов П.В., Гончаренко Б.Д. и др. Геохимические доказательства органического генезиса нефти и газа//Происхождение и миграция нефти и газа. - К.: Наукова думка, 1978. - С. 83-90.

35. Муравейник Р.А. Нефтегазовый потенциал недр Украины с позиций эндогенного взрывного генезиса углеводородов//Нафта і газ України. Збірник наукових праць. - Т. 1. - Полтава, 1998. - С. 84-85.

36. Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. - М.: Недра, 1975. - 277 с.

37. Новосилецкий Р.М., Приходько Е.М. Перспективы нефтегазоносности отложений среднего карбона юго-восточной части ДДВ//Нефтяная и газ. промышленность. - 1991. - № 3. - С. 5-8.

38. Полутранко О.Ю., Тесляк Н.М., Шпак П.Ф. Проблемы виявлення і освоєння покладів вуглеводнів у низькопорових породах//Матеріали 5-ої Міжнародної конференції "Нафта-газ України-98". - Т. 1. - Полтава, 1998. - С. 106-107.

39. Порфирьев В.Б.К вопросу о нефтеносности Украинской ССР//Отчет 1936 г. - 30 с. - Фонды ГГП "Полтаванефтегазгеология".

40. Порфір'єв В.Б., Созанський В.І. Про пошуки покладів нафти і газу в девонських відкладах ДДЗ//Доповіди АН УРСР. - Серія Б. - 1968. - № 7. - С. 596-599.

41. Порфір'єв В.Б., Созанський В.І. Нові ресурси нафтової розвідки//Вісник АН УкрРСР. - 1969. - № 8. - С. 32-40.

42. Порфирьев В.Б., Соллогуб В.Б., Чекунов А.В. и др. Новые перспективные направления и объекты нефтегазопоисковых работ на Украине//Геол. критерии поисков новых объектов на нефть и газ на тер. Украины. - К.: Наукова думка, 1977. - С. 120-139.

43. Пупов В.А. Аналіз та оцінка вивченості глибоким бурінням девонських відкладів ДДЗ//Нафта і газ України. - Полтава, 1998. - С. 235-236.

44. Радзівілл А.Я. Визначення вуглегазових провінцій України//Геологічний журнал. - 1997. - № 3-4. - С. 97-101.

45. Романович И.С. Опыт разбуривания Шебелинского газового ме-

сторождения. - М.: Недра, 1967. - 126 с.

46. Созанский В.И. Особенности геологической структуры и перспективы нефтегазоносности северо-западной части ДДВ//Автореферат диссерт. - К., 1964. - 18 с.

47. Созанский В.И. Предварительные результаты поисковых работ на нефть в породах докембрийского кристаллического фундамента ДДВ//Законом. образ. и размещения пром. местор. нефти и газа. - К.: Наукова думка, 1975. - С. 239-243.

48. Созанский В.И. Локализация нефтяных углеводородов в структуре продуктивных горизонтов ДДВ. - К.: Наукова думка, 1986. - 155 с.

49. Терещенко В.А. Новые данные о газонасыщенности подземных вод палеозойских отложений ДДВ//Вопросы развития газ. пром. УССР. - М.: Недра, 1964. - С. 214-221.

50. Фиалко А.И., Олексюк В.Н., Дубицкая Л.В. О возможности применения геотермических методов для прогнозирования локализации УВ. - Нефт. и газ. пром-сть. - 1991. - № 3. - С. 2-5.

51. Чебаненко И.И. О глубоком кризисе теории органического происхождения нефти//Геологічний журнал. - 1999. - № 1. - С. 120-127.

52. Шаповалов Г.А. Центральная часть ДДВ — новые данные о ее строении и нефтеносности//Новости нефтяной техники. Сер. Геология. - 1947. - С. 6-7.

53. Шатский Н.С. О прогибах Донецкого типа//Избр. тр. - Т. 2. - М.: Наука, 1964. - С. 544-553. (Доклад прочитан 21.05.1960 г.).

54. Шпак П.Ф., Арсирий Ю.А., Билык А.А., Кабышев Б.П. и др. Закономерности размещения, перспективы и направления поисков крупных и средних нефтяных и газовых месторождений в ДДВ//Геологический журнал. - 1982. - № 1. - С. 1-13.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе впервые в нефтяной геологии выполнен гносеологический анализ достоверности (подтверждаемости) прогнозов нефтегазоносности, которые были выполнены в одном регионе (ДДВ) на протяжении всей истории нефтегазопроисковых и разведочных работ в нем. Сделана попытка ответить на вопрос, почему прогнозы нефтегазоносности, разработанные в одно и то же время, на одном фактическом материале, нередко одним и тем же исследователем по разным вопросам, в одних случаях хорошо подтвердились последующими поисково-разведочными работами (среди них были и выдающиеся прогнозы), а в других — оказались недостоверными; иногда их можно классифицировать как крупные заблуждения геологической мысли (в связи с отставанием их большим количеством авторов и длительное время). Отклонен вывод, что это связано с эрудицией прогнозистов и обосновывается влияние на достоверность прогнозов ряда гносеологических факторов, подталкивавших исследователей, часто независимо от их осознанного желания, к тем или другим прогнозам. Анализ этих гносеологических факторов свидетельствует об актуальности их использования уже в качестве гносеологических критериев при разработке современных прогнозов. Можно даже говорить о гносеологическом методе прогноза полезных ископаемых.

Второй основной вывод выполненного исследования связан с необходимостью популяризации работ геологов — ученых и практиков (в геологии грань между ними весьма условная) — особенно тех, которые уже ушли из жизни, но внесли большой вклад в открытие и разведку нефтяных и газовых месторождений в основном регионе Украины — Днепровско-Донецкой впадине — и становление здесь нефтегазовой отрасли. Причем положительный вклад их не зависим от того, достоверными или ошибочными оказались их прогнозы, так как и те, и другие имеют важное, хотя и неодинаковое значение для общего поступательного развития нефтегазогеологической науки и практики геологоразведочных работ.

Основные выводы по наиболее важным конкретным положениям выполненной работы сводятся к следующим положениям:

1. Открытие в 1937 г. Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области связано с именами двух выдающихся личностей — Н.С. Шатским и Ф.О. Лысенко: первый сделал прогноз о наличии в районе Ромен и Исачек соляных куполов и связанных с ними нефтяных месторождений (1931 г.), а второй — обосновал необходимость бурения и руководил проходкой скважин (сначала на гипсоносные породы, затем на калийную соль и на нефть), приведших к открытию (1937 г.) Роменского нефтяного месторождения и нефтегазоносной области. Обоснование солянобрекчиевой природы роменских гипсов и исачковских диабазов и следовавшая из этого перспективность на нефть “огромных пространств Полтавщины” является первым выдающимся прогнозом нефтегазоносности в истории таких исследований в ДДВ. Такая оценка его обусловлена тем, что, во-первых, он сделан в условиях существования других концепций образования роменских гипсов

и исачковских диабазов (гляциодислокации, региональные выступы древних изверженных и осадочных пород, локальные лагунные отложения третичного возраста и др.), не открывавших перспектив нефтегазоносности, и, во-вторых, господства на протяжении более столетия идеи Большого угленосного Донбасса — продолжении на территории Северной Украины погребенного под маломощными осадками мезозоя Донецкого угленосного бассейна геосинклинального типа. Последняя идея является первым крупным заблуждением геологической мысли исследователей территории ДДВ с позиции оценки ее нефтеносности, так как при таких представлениях на геологическое строение региона никто до известной статьи Н.С. Шатского (1931) не прогнозировал и возможность наличия здесь нефтегазоносного, а не угленосного бассейна.

2. В разные периоды на протяжении более чем 60-летней истории проведения нефтегазопроисловых работ в ДДВ в качестве наиболее актуальных выступали различные, связанные с прогнозом нефтегазоносности проблемы и вопросы. В самый ранний период (1937—1950 гг.) это оценки перспективности отдельных литолого-стратиграфических комплексов, прогноз источников углеводородов и обоснование основных направлений поисков месторождений; в 1950-е годы к ним добавилась сравнительная оценка перспективности отдельных частей ДДВ; в 1960-е годы внимание акцентировалось на прогнозе месторождений в погребенных структурах Машевско-Шебелинского района, в отложениях нижней перми-верхнего карбона и начале исследований проблемы перспективности глубоких горизонтов; в 1970-е годы — прогнозах перспективности более узких зон и локальных структур, развороте исследований по выделению и оценке перспективности неантиклинальных литолого-стратиграфических, биогермных и тектонически экранированных ловушек, а также глубоких горизонтов с большей величиной этого показателя; 1980-е годы характеризуются превалированием прогнозов по оценке перспективности неантиклинальных ловушек, глубоких горизонтов, крупных и средних месторождений, резким увеличением интереса к проблеме поисков залежей УВ в кристаллических породах фундамента, и, наоборот, резким снижением интереса к девонской проблеме.

3. Вскоре после открытия первой нефти в ДДВ (1937—1950 гг.), находившейся во вторичном залегании в брекчии соляного штока, встал вопрос об источниках нефти в регионе и, соответственно, основных перспективных направлениях поисков месторождений. Было предложено и обсуждалось 3 таких направления, которые большинством прогнозистов рассматривались как альтернативные. Одни исследователи наибольшие перспективы связывали с отложениями каменноугольной системы (в первую очередь с нижним карбоном), другие — с силуром, третьи (их было большинство) — с девонем. В свете современных данных о разведанных запасах и прогнозных ресурсах УВ карбоновое направление следует рассматривать как второй выдающийся прогноз в истории исследования нефтегазоносности ДДВ, а девонское — как крупное заблуждение геологической мысли, так как оно отстаивалось очень большим количеством исследователей на протя-

жении длительного времени. Не подтвердилось также силурийское направление поисков.

4. Гносеологическим фактором, который определил разработку выдающегося прогноза нефтегазоносности нижнекаменноугольного мегакомплекса отложений, была опора на осадочно-миграционную теорию образования месторождений нефти и газа. В более поздний период этому способствовали также положительные практические результаты поисков и разведки месторождений.

5. На недостоверность самой высокой перспективности в ДДВ девонского продуктивного комплекса оказало влияние несколько гносеологических факторов, сменявших друг друга во времени, однако неизменно подталкивавших исследователей к ошибочному прогнозу. Это фаунистическое доказательство девонского возраста соли и пород брекчии в Роменском и других штоках (1938); открытие большой девонской нефти в Волго-Уральской области (1944—1950 гг.), а позднее (1960-е годы) и нефти в девоне Припятского прогиба; несоблюдение при прогнозных исследованиях принципа учета не только необходимых, но и достаточных критериев нефтегазоносности (завышение роли соленосных флюидоупоров в ущерб другим критериям). Однако в наибольшей мере к недостоверному выводу о самой высокой перспективности девонского комплекса, и особенно подсолевой толщи, прогнозистов подталкивало руководство ими концепцией глубинного (абиогенного) источника УВ и соответствующего механизма образования месторождений.

6. В наибольшей мере “не повезло” с прогнозом нижнепермско-верхнекаменноугольному продуктивному комплексу — первому по величине разведанных запасов УВ и второму (после нижнего карбона) по оценке начальных ресурсов. До открытия первых месторождений в этом комплексе (1950 г.) его высокую перспективность и тем более наличие в нем самых крупных скоплений УВ никто не прогнозировал, а после выявления почти всех ныне известных в нем залежей УВ очень большое количество исследователей на протяжении многих лет (с 1959 г. по настоящее время) прогнозировали открытие в отложениях нижней перми-верхнего карбона залежей неантиклинального типа в крупных зонах выклинивания и биогермах. Последний прогноз в настоящее время уже можно классифицировать как третье крупное заблуждение геологической мысли исследователей ДДВ. При прогнозе продуктивности данного комплекса не на высоте оказались как сторонники глубинного, так и органического происхождения нефти и газа. Именно с этим связаны гносеологические факторы, повлиявшие на достоверность прогнозов: в первом случае это обусловлено недостоверностью теоретической концепции, а втором — неиспользованием ее возможностей для прогноза продуктивности неантиклинальных ловушек, а также недооценкой органиками роли вертикальной миграции УВ.

7. Другие достоверные прогнозы относятся к более высокой оценке перспективности уже на самом раннем этапе исследования (1938 г.) пологих, не прорванных солью структур по сравнению с соляными штоками; наиболее высокой перспективности центральной части ДДВ по сравнению с периферийными зонами; высокой перспективности

Северного борта, глубоких горизонтов, неантиклинальных ловушек и карбонатных резервуаров в отложениях нижнего карбона; перспективность пород кристаллического фундамента и сохранившаяся и после 1960—1970-х годов перспективность ДДВ на открытие крупных и средних по запасам месторождений.

Кроме двух последних объектов и глубоких горизонтов, гносеологическим фактором достоверных прогнозов которых были позиции авторов на происхождение нефти и газа, для остальных достоверности выводов способствовали учет необходимых и достаточных критериев при оценке перспективности объекта, корректность использования принципа сравнительных геологических аналогий, практических результатов поисков и нефтегазопроявлений. Так, прогнозирование достоверной высокой перспективности неантиклинальных литологических ловушек в отложениях нижнего карбона способствовала опора на седиментологические исследования, а для тектонически экранированных — на палеотектонический анализ.

В открытии скоплений нефти и газа в породах фундамента основную роль сыграло обоснование перспективности и настойчивая пропаганда этого объекта сторонниками глубинного генезиса УВ. Однако установленные закономерности размещения таких залежей в ДДВ (да и в других регионах) больше подтверждают осадочно-миграционную концепцию, чем абиогенную.

Лучше подтверждаются прогнозы нефтегазоносности глубоких горизонтов и на открытие крупных месторождений, разработанные с позиций органической теории нефтидогенеза, чем абиогенной. На прогнозы крупных месторождений отрицательно сказался также неучет принципа необходимых и достаточных критериев (отдача предпочтения одному из них — соленосному флюидоупору).

8. К другим неподтвердившимся прогнозам в более ранний период исследований относятся: завышение перспективности крайних северо-западной и юго-восточной частей ДДВ, недостоверность прогноза фазового состояния УВ в регионе с отдачей предпочтения нефти, а не газу, особенно в восточной Придонбасской части региона. Недостоверность прогнозов по юго-востоку обусловлена некорректностью использования принципа сравнительных геологических аналогий из-за отсутствия достоверных данных об очень больших, нетипичных для платформы, мощностях осадочного чехла там (до 20 км), и, соответственно, высоком катагенезе пород, ограничивающих перспективность территории на УВ вообще, а на нефть в особенности.

Правильному прогнозу невысокой перспективности крайней северо-западной части ДДВ рядом исследователей способствовал учет всех необходимых и достаточных критериев нефтегазоносности, особенно недостаточную гидрогеологическую закрытость недр этой территории.

9. Количественные оценки начальных и прогнозных ресурсов УВ, которые выполнялись с 1959 г. в УкрГГРИ и утверждались межведомственными экспертными комиссиями, обычно отражали господствовавшие в соответствующие периоды представления о качественных оценках перспективности. Поэтому названные выше достоверные и ошибочные прогнозы четко отразились в цифрах прогнозных ресур-

сов УВ. Например, в подсчетах 1959 г. были резко завышены (по отношению к современным) оценки девонского комплекса и занижены — нижнего карбона и нижней перми-верхнего карбона; в 1964 г. завышенной стала и оценка нижнепермско-верхнекаменноугольных отложений, хотя суммарные начальные ресурсы по всем комплексам не намного отличались от современных оценок.

Аномалии в альтернативных количественных оценках прогнозных ресурсов, которые выполняли отдельные исследователи, соответствовали их представлениям о перспективности рассматривавшихся объектов.

10. Прогнозы нефтегазоносности ДДВ методом экспертных оценок (метод Делфи), выполненные в 1972 г., по целому ряду позиций оказались достоверными и хорошо подтвердились последующим бурением (для отдельных зон, глубин залегания, неантиклинальных ловушек и др.). Вместе с тем, в вопросах оценки перспективности девонских отложений и Северного борта ДДВ этот метод не сработал. В первом случае — завышение перспективности девона — было в духе многих опубликованных индивидуальных прогнозов, во втором — не соответствовало большинству публикаций, в которых Северный борт прогнозировался высокоперспективным.

11. Позиция авторов о происхождении нефти и газа в истории прогнозных исследований проявилась как один из наиболее важных гносеологических факторов, влиявших на достоверность прогнозов. При этом прогнозы, разработанные с позиций концепции глубинного (абиогенного) генезиса УВ, в пределах проверенных бурением объектов в своем абсолютном большинстве случаев не подтвердились. Это, в отличие от осадочно-миграционной теории, которая характеризуется достаточно высокой достоверностью разработанных на ее основе прогнозов нефтегазоносности (оценка карбона как основного продуктивного комплекса в регионе, более реальная оценка перспективности девона, направления поисков крупных месторождений, прогноз фазового состояния УВ и др.).

Образно говоря, если у органиков не все прогнозы подтвердились, то у неоргаников почти ничего не подтвердилось. Поэтому если исходить из философского принципа, что практика — критерий истины, то можно утверждать, что на примере прогноза нефтегазоносности различных объектов ДДВ на протяжении 60-летней истории теория органического происхождения нефти и газа показала свою достоверность и преимущество в прогнозировании нефтегазоносности перед другими концепциями и, таким образом, выдержала испытание временем. Поэтому можно уверенно рекомендовать практической геологии больше доверять осадочно-миграционной теории генезиса УВ и смелее внедрять разработанные на ее основе рекомендации по направлениям поисков новых месторождений.

12. Важным значением для достижения успеха в прогнозах нефтегазоносности является руководство принципом необходимости и достаточности в использовании разных критериев, как нейтральных по отношению к концепциям нефтидогенеза, так и идейных. Принцип сравнительных геологических аналогий имеет наибольшее значение на ранних этапах изучения НГБ, однако при этом вследствие слабой

чисто геологической изученности анализируемого региона всегда есть угроза сделать ошибку в однотипности сравниваемых объектов, а отсюда и достоверности прогноза.

13. Прямые признаки нефти и газа далеко не всегда являются показателями высокой перспективности объектов, в пределах которых они установлены. Этим критерием следует пользоваться в комплексе с критериями, характеризующими условия генерации и сохранности скоплений УВ в соответствии с теорией осадочно-миграционного происхождения месторождений.

14. Положительные практические результаты поисков (открытие месторождений, залежей) как критерий прогноза новых объектов проявляет свое значение на средних стадиях изучения соответствующих поисковых объектов и теряет его или становится отрицательным показателем — на поздних.

15. Прогнозы промышленной продуктивности нефтегазогенерирующих литолого-стратиграфических комплексов отложений и сингенетичных им залежей УВ в разных объектах характеризуются более высокой достоверностью, чем вторичных (миграционных) скоплений УВ в негенерирующих комплексах. Это обусловлено большим влиянием в их формировании закономерных процессов по сравнению с превалированием случайных факторов вторичных скоплений. Стратегия поисков месторождений (выделяемые объемы геологоразведочных работ) должны основываться в большей мере на “закономерных” направлениях, но не оставлять без внимания и “случайные”, на путях которых могут открываться и весьма крупные месторождения.

16. Пессимистичные прогнозы нефтегазоносности при прочих равных условиях характеризуются лучшей подтверждаемостью и, соответственно, достоверностью, чем оптимистичные, и поэтому требуют внимательного к себе отношения, хотя и не они ведут к открытию месторождений.

17. С учетом гносеологических и традиционных критериев обоснованы современные наиболее эффективные направления нефтегазописковых работ в ДДВ и таковые на перспективу в XXI веке. Они дифференцированы на общие (по продуктивным комплексам и зонам) и специальные (типам ловушек, глубинам, крупности скоплений). Определены направления поисковых работ ДДВ и в отдаленной перспективе в XXI веке.

Введение	3
1. Ранний период исследований (до 1937 г.)	
1.1. Работы Н.С. Шатского и Ф.О. Лысенко	6
1.2. О прогнозах П.И. Степанова, А.Д. Архангельского, И.М. Губкина, Е.О. Погребницкого	14
1.3. Идеи проблемы Большого Донбасса в исследованиях XIX столетия	19
1.4. Прогнозы Д.Н. Соболева, В.И. Лучицкого, Б.Л. Шнеерсона, Н.Г. Свитальского, О.И. Галаки, К.И. Макова, Н.И. Безбородько	24
1.5. Гносеологический аспект в ранних прогнозных исследованиях	28
Литература	33
2. Предвоенный период активизации исследований (1938—1941 гг.)	
2.1. Прогнозы И.Т. Шабеки, П.И. Степанова, И.М. Губкина, А.Д. Архангельского	36
2.2. Материалы нефтяной конференции 1938 г.	38
2.3. Прогнозы В.В. Вебера, З.А. Мишуниной, С.И. Евсеева	43
Литература	47
3. Послевоенный период возобновления исследований (1944—1950 гг.)	
3.1. Прогнозы Д.Н. Соболева, В.В. Вебера, А.З. Широкова	49
3.2. Прогнозы В.Б. Порфирьева, Г.Е. Рябухина, З.А. Мишуниной	53
3.3. Прогнозы С.К. Комоцкого	58
3.4. Прогнозы В.А. Сельского, В.Г. Бондарчука, И.О. Брода, И.Т. Шабеки	60
3.5. Прогнозные выводы Комиссии Миннефтепрома и Мингео ..	62
Литература	65
4. Исследования 1951—1960 гг.	
4.1. Прогнозы З.А. Мишуниной, И.Ю. Лапкина, Б.П. Стерлина, Д.Я. Токарского	66
4.2. Прогнозы В.Я. Клименко, А.М. Куцыба, Н.Ф. Балуховского	68
4.3. Прогнозы А.А. Билька, Л.С. Пальца, С.Е. Черпака	72
4.4. Прогнозы В.Р. Литвинова, Э.А. Шантаря, Н.Ф. Балуховского	76
4.5. Прогнозы И.Ф. Клиточенко, И.Г. Баранова, А.А. Мартынова, Н.А. Самборского, С.Е. Черпака, П.В. Полева, А.С. Муромцева, В.М. Завьялова, Г.Н. Доленко, В.И. Китыка	79

4.6. Первая количественная оценка прогнозных ресурсов УВ ...	84	в нижнем карбоне	281
Литература	91	- Перспективность Северного борта	284
5. Прогнозные исследования 1961—1970 гг.		- Перспективность карбонатных резервуаров в	
5.1. Погребенные нижнепермские структуры	93	нижнем карбоне	289
5.2. Продуктивные комплексы и районы	97	- Перспективность пород фундамента	291
5.3. Крупные и средние месторождения	109	- Прогноз крупных и средних месторождений	294
5.4. Глубокие горизонты	113	8.3. Крупные заблуждения геологической мысли	298
5.5. Неантиклинальные ловушки	118	8.3.1. Завышение перспективности	
5.6. Девонские отложения	124	девонского комплекса	298
5.7. Количественная оценка прогнозных ресурсов	128	8.3.2. Нижнепермско-верхнекаменноугольная проблема	
Литература	132	а) Недооценка перспективности комплекса	
		на раннем этапе исследования	313
6. Прогнозные исследования 1971—1980 гг.		б) Завышение перспективности	
6.1. Продуктивные комплексы, районы и локальные		неантиклинальных ловушек	318
структуры	139	8.3.3. Другие неподтверждающиеся прогнозы	
6.2. Крупные и средние месторождения	161	а) Прогноз фазового состояния УВ	
6.3. Глубокие горизонты	164	в ранних исследованиях	328
6.4. Неантиклинальные ловушки	170	б) Прогноз нефтегазоносности крайнего	
6.5. Девонские отложения	184	северо-запада региона	332
6.6. Докембрийский фундамент	190	в) Прогноз высокой нефтегазоносности	
6.7. Прогноз методом экспертных оценок	194	крайнего юго-востока региона	335
6.8. Количественная оценка прогнозных ресурсов	197	8.4. Гносеологические факторы прогноза нефтегазоносности ...	340
Литература	202	8.4.1. Руководство концепциями нефтегазообразования ..	340
		8.4.2. Принцип необходимости и достаточности	352
7. Прогнозные исследования 1981—1990 и 1991—1998 гг.		8.4.3. Сравнительные геологические аналогии	354
7.1. Продуктивные комплексы и районы	212	8.4.4. Нефтегазопроявления	356
7.2. Крупные и средние месторождения	222	8.4.5. Практические результаты поисков	358
7.3. Глубокие горизонты	227	8.4.6. Случайность и закономерность	
7.4. Неантиклинальные ловушки	232	в прогнозах нефтегазоносности	360
7.5. Девонские отложения	242	8.4.7. О значении недостоверных прогнозов	361
7.6. Докембрийский фундамент	247	8.4.8. О различной достоверности оптимистичных	
7.7. Количественная оценка ресурсов УВ	251	и пессимистичных прогнозов	363
Литература за 1981-1990 гг.	256	9. Перспективы нефтегазоносности и направления	
Литература за 1991-2000 гг.	261	геологоразведочных работ в XXI веке	
8. Гносеологические аспекты в прогнозах нефтегазоносности		9.1. Общие перспективные направления поисков	367
8.1. Успехи и заблуждения в прогнозах нефтегазоносности	264	9.1.1. Нижнекаменноугольный мегакомплекс	369
8.2. Выдающиеся и другие успешные прогнозы		9.1.2. Девонский комплекс	373
нефтегазоносности	266	9.1.3. Средний карбон	375
8.2.1. Высокая перспективность		9.1.4. Нижняя пермь-верхний карбон	376
нижнекаменноугольных отложений	267	9.1.5. Докембрийский фундамент	379
8.2.2. Другие успешные прогнозы		9.2. Перспективность разных типов ловушек	383
- Перспективность не прорванных		9.3. Перспективность глубоких горизонтов	386
солю структур	273	9.4. Перспективы поисков крупных и	
- Высокая перспективность		средних месторождений	391
центральной части ДДВ	274	9.5. Нефтегазовая геология на востоке Украины в XXI веке ..	406
- Перспективность глубоких горизонтов	277	Литература к разделам 8 и 9	407
- Перспективность неантиклинальных ловушек			

Заключение 411

Наукове видання

КАБИШЕВ

Борис Петрович

**ІСТОРІЯ ТА ДОСТОВІРНІСТЬ ПРОГНОЗІВ
НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ДНІПРОВСЬКО-
ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ
(гносеологічний аналіз)**

монографія

Відповідальний редактор

чл.-кор. НАН України П.Ф. Шпак

Ухвалено до друку Вченою радою УкрДГРІ

Р о с і й с ь к о ю м о в о ю

Завідуюча редакцією **О.К. Бобровниксва**

Редактор **Н.Ю. Кліманська**

Художній редактор **Б.І. Волинець**

Технічний редактор **А.В. Медведсва**

Коректор **Л.Г. Моргун**

Здано до набору 08.10.2000. Підписано до друку 20.01.2001
Формат 65×77 1/12. Папір офс. № 1. Гарнітура шкільна
Офс. друк. Ум. друк. арк. 36. Ум. фарбо-відб. 19000
Обл.-вид. арк. 29,9. Тираж 500 прим. Зам. № 3088



Видавництво УкрДГРІ
Р. с. № 182 серія ДК
04114, Київ-114, вул. Автозаводська, 78

Адреса редакції та п/п:
Видавничий центр УкрДГРІ
03057, Київ-57, вул. Ежена Потье, 16