



УДК 553.98

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ЮЖНОГО РЕГИОНА РОССИИ

Г.И.Лебедько (Северо-Кавказский научный центр Южного Федерального Университета)

Поскольку верхний (мезо-кайнозойский) этаж промышленной нефтегазоносности максимально освоен, подход к оценке нефтегазоносности необходимо оптимизировать. Геолого-экономический анализ показал, что в качестве первоочередных объектов следует рекомендовать консолидированные толщи палеозоя юго-восточного склона Воронежской антеклизы. К югу от Донбасского складчатого сооружения рекомендован возврат к хадумитам в пределах Индоло-Кубанского и Терско-Каспийского передовых прогибов.

Предложенные в статье методы и технологии могут быть применены с минимальными затратами, если использовать данные глубоких скважин нераспределенного фонда недр, число которых в регионе достигло 10 тыс.

Ключевые слова: Южный регион; перспективы; нефтегазоносность; подходы; методы; технологии; хадумиты.

Южный регион России представляет собой сложный тектонический узел, расположенный в пределах эпикарельской и эпигерцинской плит и включающий складчатые сооружения герцинид, а также альпийский геосинклинальный пояс, ограниченный океанической корой глубоководных впадин Черного и Каспийского морей. На юге России находится старейшая Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция (НГП). Ее уникальность заключается также и в том, что промышленная нефтегазоносность охватила все стратиграфические подразделения мезо-кайнозоя. Это позволило вести промышленную добычу УВ более 150 лет, что привело к практически полной выработке залежей из верхних (мел-палеогеновых и неогеновых) горизонтов, а также значительной истощенности юрских и триасовых отложений.

Кризис обеспечения южного региона, включая Северный Кавказ, рентабельными ресурсами УВ относится к 80-м гг. прошлого столетия, когда поиски нефти и газа в рамках принятых в то время геологических концепций не принесли ожидаемых результатов. Отрицательные тенденции в развитии нефтегазового комплекса Северо-Кавказской НГП (истощение ресурсной базы, снижение масштабов открываемых залежей и др.) продолжают до сих пор, что четко зафиксировано в официальной статистике (ВНИГНИ, 2013): оценка 2002 г. — 4427 млн т усл. топлива; 2012 г. — 3593 млн т усл. топлива.

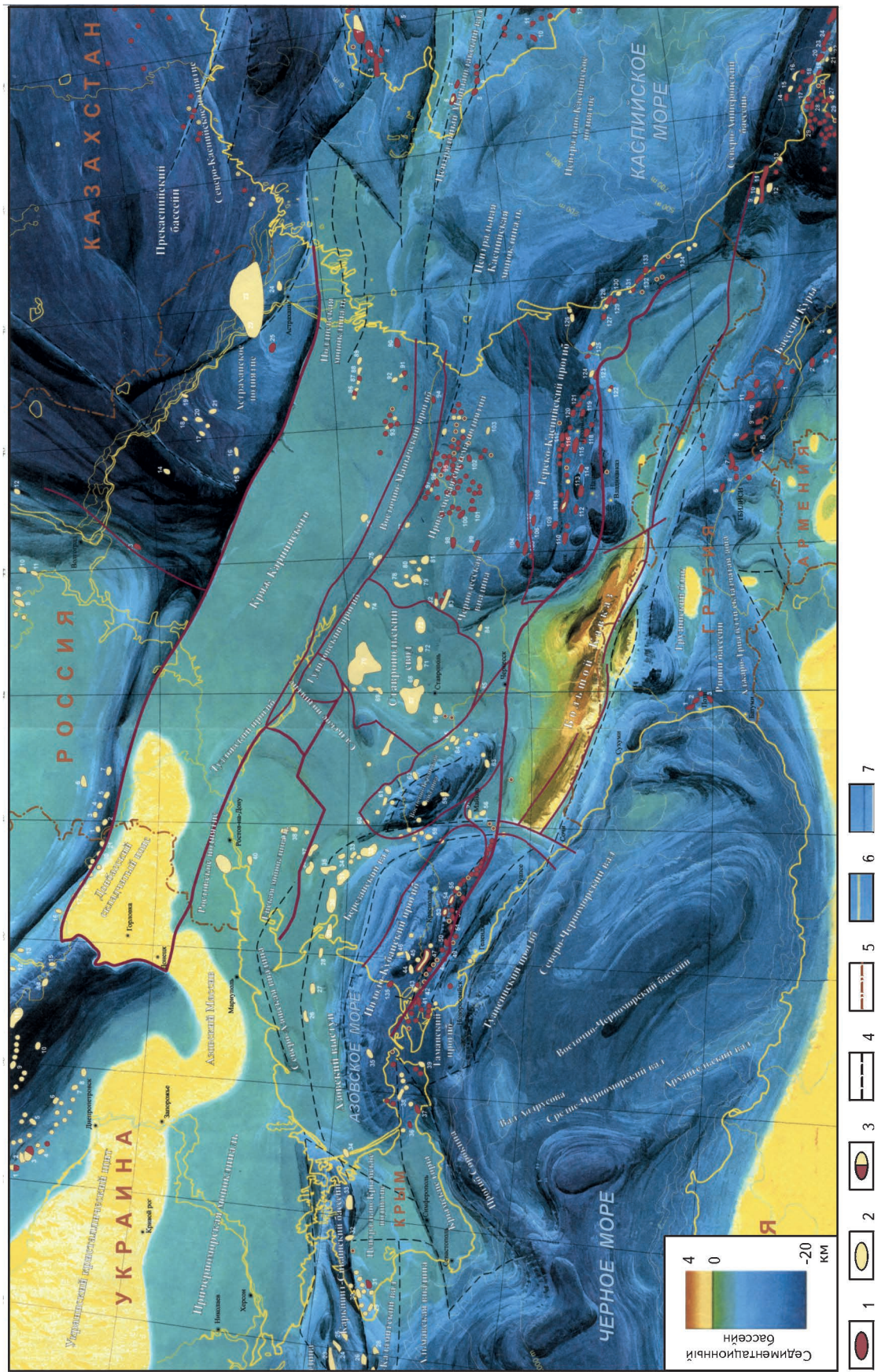
Освоение нефтегазовых ресурсов региона сопровождалось развитием методов разведочной геофизики, в первую очередь росло прогнозное значение сейсморазведки. К настоящему времени изученность сейсморазведкой (в основном 2D) превысила 2,0 км/км², а в некоторых районах (Краснодарский край и Адыгея) достигла 3,0 км/км². Для сравнения отметим, что изучен-

ность Волго-Уральской и Тимано-Печорской составляет 0,9 км/км² [10].

Таким образом, традиционные подходы к проведению геолого-разведочных работ постепенно заменились сейсморазведочными исследованиями. Однако полученные за последние два десятилетия результаты сейсморазведки и выполнявшиеся параллельно региональные геологические работы практического применения не нашли. Основные недропользователи (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ» и др.) выводами и рекомендациями не заинтересовались, потому что в результатах геолого-разведочных работ, проведенных по рекомендациям Департамента по недропользованию по Южному федеральному округу Югнедра, отсутствовала практическая направленность и были слабо обоснованы предлагаемые направления и перспективные объекты. Опыт прошедших двух десятилетий показал, что традиционные подходы при геолого-разведочных работах при ведущей роли сейсморазведки (даже с новейшей полевой техникой и современными технологиями обработки) не могут решить прогнозно-поисковые задачи.

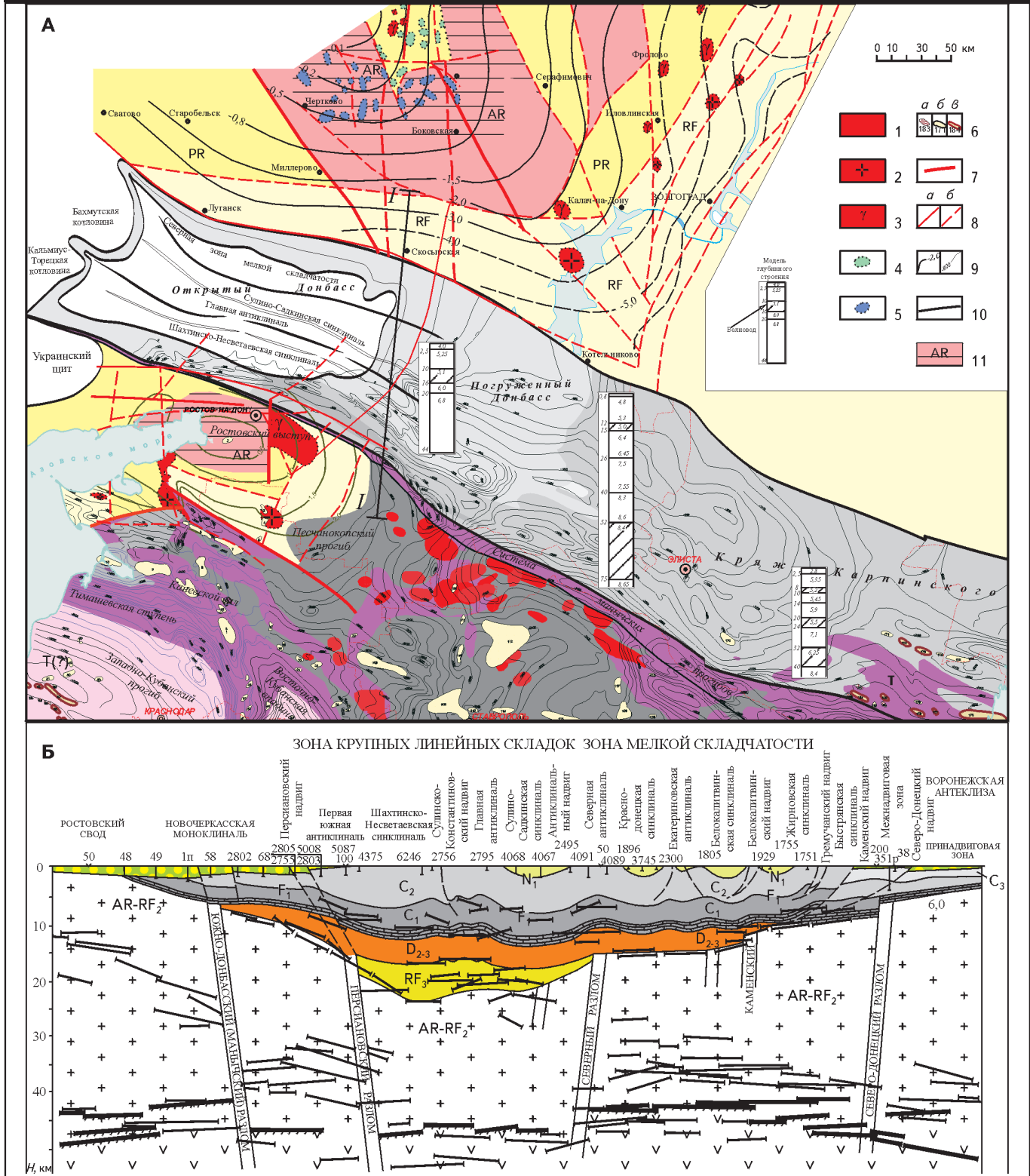
Достоверность прогностических построений и эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ определяются в первую очередь фундаментальной базой геологического анализа. Однако существующая парадигма не позволяет решить многие проблемы современной нефтегазовой геологии. За два последних десятилетия не выявлено ни одной нефтегазоносной провинции. Растет глубина разведки, сокращается фонд ловушек. В то же время с помощью новых открытий выявлены нетрадиционные резервуары, генезис которых и особенности геологических позиций неясны. В таких условиях важное значение приобретает выбор оптимального подхода к прогнозной оценке нефтегазоносности консолидированных толщ доюрского основания (рис. 1).

Рис. 1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА КОНСОЛИДИРОВАННОГО ОСНОВАНИЯ (седиментационный бассейн Черного и Каспийского морей)



1 – нефть; 2 – газ; 3 – нефть и газ; 4 – разломы; 5 – государственные границы; 6 – береговая линия; 7 – глубина моря, км

Рис. 2. СХЕМАТИЧЕСКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА (А) И РАЗРЕЗ ПО ЛИНИИ I - I (Б) ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ ЮГА РУССКОЙ ПЛИТЫ И ЕЕ ЮЖНОГО ОБРАМЛЕНИЯ



1 – купольные структуры герцинских гранитоидов; 2 – гранитоиды байкалиды; 3 – граниты протерозоя; 4 – основные и ультраосновные породы протерозоя; 5 – амфиболиты архея; б – месторождения: а – нефти, б – газа, в – газоконденсата; 7 – глубинные разломы; 8 – тектонические нарушения: а – установленные, б – предполагаемые; 9 – изогипсы поверхности: а – докембрия, км, б – палеозоя, м; 10 – границы тектонических элементов; 11 – гнейсово-мигматитовый комплекс архея

Поскольку время простых решений прошло, необходим новый подход к прогнозированию, интегрирующий все геолого-геофизические и геолого-экономические знания, который позволит получить синергетический эффект.

Подходы к оценке перспектив нефтегазоносности. Так как геолого-экономическая роль Северо-Кавказской НГП резко упала, снизилась и ее методологическая значимость. Это сказалось и в том, что региональный прогнозный полигон, каким в течение многих 10-летий являлся Северный Кавказ, переместился в Западную Сибирь, в пределах которой в настоящее время опробуются практически все новейшие технологии.

История развития нефтегазового комплекса в течение XX в. свидетельствует о том, что никакие технические и технологические новшества не могут кардинально изменить устоявшийся коэффициент успешности. Инновационные подходы позволяют только частично (иногда более 30 %) увеличить коэффициент успешности. Например, в США использование новейших технологий компьютерного моделирования (70-е гг. прошлого столетия) и применение технологии 3D (90-е гг. прошлого столетия) позволило выйти за рамки 30 %. В настоящее время существует несколько подходов к оценке перспектив нефтегазоносности и они сводятся к следующему.

Во-первых, традиционное рассмотрение осадочно-чехла в качестве единственного источника УВ с опорой на осадочно-миграционную теорию, рассчитанную в поисково-разведочной практике на постоянное уплотнение сети сейсмопрофилей и поисково-разведочных скважин. Логика такого подхода проста: есть осадочный чехол с нефтегазоматеринскими свитами (а под них сейчас подходят практически все типы осадочных пород), есть коллекторы и покрышки — есть возможность найти ловушки, которые могут быть продуктивными.

Второй подход опирается на рассмотрение вопросов миграции и аккумуляции УВ на новой геодинамической основе с учетом нестабильности напряженно-деформированного состояния земной коры и приуроченности зон нефтегазонакопления к тектонически-активным зонам нарушений [5].

И третий подход еще больше раскрепощает поисковика и позволяет ему проводить изучение возможностей нефтегазоносности консолидированных толщ доюрского основания, характеризующихся высокой степенью дислоцированности, наличием глубинных разломов и очагов флюидизации. В условиях приподнятых блоков доюрского основания задача геолого-разведочных работ не представляет значительных технических трудностей и должна решаться в строгой зависимости от геологических особенностей строения консолидированных толщ (рис. 2). Различная степень изученности площадей и продуктивного разреза потребует пере-

оценки традиционных подходов и направлений. Следует учитывать, что трещинные коллекторы, по сравнению с поровыми, отличаются незначительной емкостью. Поэтому промышленную значимость кавернозно-трещинных коллекторов могут иметь только мощные (более 100 м) горизонты.

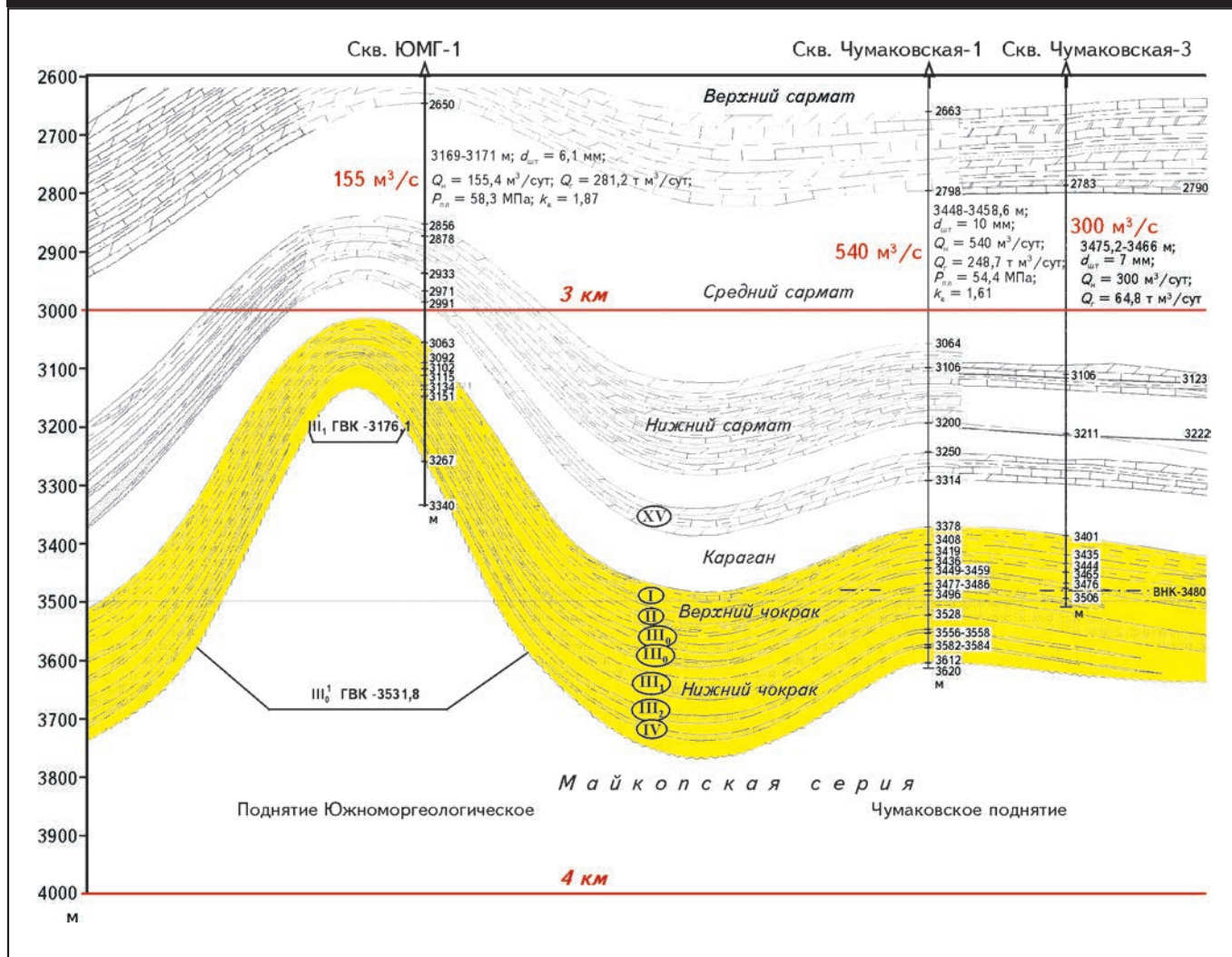
Одними из главных критериев успешного прогноза УВ на больших глубинах становятся наличие надежного флюидоупора (покрышки) и тщательный анализ геодинамических условий, исключающих наличие сквозных вертикальных дислокаций. Прогноз наращивания ресурсной базы региона определяет переход на освоение более глубоких горизонтов мезозоя (а также палеозоя). По общему мнению, наиболее перспективны рифогенные структуры подсолевых отложений верхней юры. Однако существующие геолого-экономические условия не позволяют рекомендовать освоение верхнеюрского нефтегазоносного комплекса (по крайней мере в ближнесрочной перспективе).

В то же время палеозойские толщи южного обрамления Русской плиты (см. рис. 2) становятся стратегически важным направлением в оценке перспектив нефтегазоносности региона. В первую очередь это касается нижне-среднекаменноугольных толщ юго-востока Воронежской антеклизы, Ростовского выступа и бортовых уступов кряжа Карпинского, залегающих на глубине 1,5-3,5 км. Указанные территории слабо изучены, что явилось следствием негативного мнения об отсутствии залежей нефти в пределах угольных бассейнов. Однако залежи нефти, газа и конденсата установлены на северном борту Донбасса. Имеются проявления УВ и на южном борту (при переходе к Ростовскому выступу).

Свойства карбонатов продуктивных рифовых структур обусловлены тем, что они являются биогенными формированиями, созданными живым веществом рифового биогеоценоза в результате жизнедеятельности микроорганизмов и нанобактерий (в процессе седиментогенеза и диагенеза). Нанообъектами являются биологические и физико-химические системы: мембраны, домены и кластеры. В их состав кроме карбоната кальция входит органическая составляющая, в которой изначально заложены основные параметры УВ (алифатического, нафтенового и ароматического типов) и элементоорганических соединений.

На основании анализа комплекса геолого-геохимических данных становится ясно, что традиционный взгляд на скопления УВ в рифогенных продуктивных толщах только как на ловушку очень сужает и упрощает понимание процесса нефтеобразования в рифах. Фактологически рифогенные продуктивные структуры представляют собой не только гигантские аккумуляторы (как это принято считать), но *изначально являются источниками УВ*. Практически риф — это активный природный реактор, образованный неорганическим

Рис. 3. СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА



скелетом (кальцитом или доломитом), который сопровождается органическим (элементоорганическим веществом), накопленным *in situ* в концентрированном виде во всем объеме органогенных (рифогенных, биогермных) построек. Признание ведущей роли живого вещества рифовой экологической системы в формировании минерально-органического полимера может объяснить причину высокой продуктивности рифогенных толщ.

При исследовании керн газоконденсатных залежей в карбонатных коллекторах установлены высокомолекулярные химические соединения, представленные УВ-компонентами нефтяного ряда, твердыми парафинами, а также озокеритоподобными и церезиноподобными выделениями. Таким образом, обнаружен новый тип УВ-сырья, названный «матричной нефтью» [4].

Ресурсную базу южного региона, включающего территорию Югнедра, Кавказнедра и Крыма, можно увеличить за счет освоения глинисто-аргиллитовых

толщ (нефть и газ хадумитов). Это направление в ближнесрочной перспективе включает все сложноэкранированные (неантиклинальные) ловушки в кайнозойском разрезе. В первую очередь — это глинистые толщ майкопской серии, хадумской и кумской свит, включая также все пропущенные по разным причинам объекты. Возврат к хадумитам на современном уровне знаний как на поисково-разведочном этапе, так и в процессе добычи должен осуществляться с использованием новейших достижений в теории и практике геолого-разведочных работ.

Выявленные к настоящему времени объекты требуют предварительной геолого-экономической долицензионной подготовки. Необходима оценка всех главных параметров с учетом сопутствующего синергетического эффекта. Явления синергизма [8] представляют собой результат кооперативного взаимодействия в природных системах, в которых отдельно взятый фактор не приво-

дит к ожидаемому результату без согласованного взаимодействия с другими факторами. Поэтому следует исходить из доказанного положения, что формирование различных по фазовому состоянию и возрасту месторождений УВ становится возможным только при сочетании благоприятных факторов. Определяющими являются следующие:

структурная ловушка (антиформы, клиноформы, сложноэкранированная ловушка);

коллектор (гранулярный, поровый, трещинно-кавернозный);

покрышка (на глубине непроницаемы только эвапориты);

УВ-потенциал, который оценивается по наличию флюидопотоков (труб дегазации).

В общем случае ни один из этих факторов в отдельности не способствует формированию УВ-залежей. И только их благоприятное сочетание (интегральное суммирование) для процесса нефтегазоаккумуляции приводит к образованию месторождений УВ (рис. 3).

Методология прогнозирования. Результаты геолого-разведочных работ показывают, что в прошлом успехи достигались при сочетании двух ключевых факторов: выбора высокорезультативных направлений работ и нахождения методических решений, приводящих к серийным открытиям. Примерами таких успешных направлений геолого-разведочных работ являются верхнемеловое (известняки маастрихта Терско-Каспийского прогиба) и миоценовое (чокракские песчаники Западно-Кубанского прогиба).

Таким образом, переход на более высокий информационный уровень в оценке перспектив нефтегазоносности южного региона возможен в результате решения двух проблем: внедрения новых, фактически обоснованных идей, а также использования современных методов (и не только сейсморазведочных). Развитие геолого-геофизических методов поисков месторождений УВ изначально базировалось на антиклинально-поисковой модели в пластово-слоистом пространстве. Отклонение от горизонтально-слоистой модели искажает сейсмическую картину и снижает достоверность информации, что актуально для вертикальных и наклонных границ, в частности, *в условиях Западно-Кубанского и Терско-Каспийского передовых прогибов.* Следует также иметь в виду, что с ростом глубины (обычно более 3,5-4,0 км) сейсмическое изображение значительно ухудшается, что связано с характером распространения сейсмических волн и регистрирующей аппаратуры.

Вертикальный УВ-массоперенос определяет гипсометрию скоплений нефти и газа, формируя таким образом продуктивность разреза плитного чехла. Появление ловушек определяется экранирующими свойствами

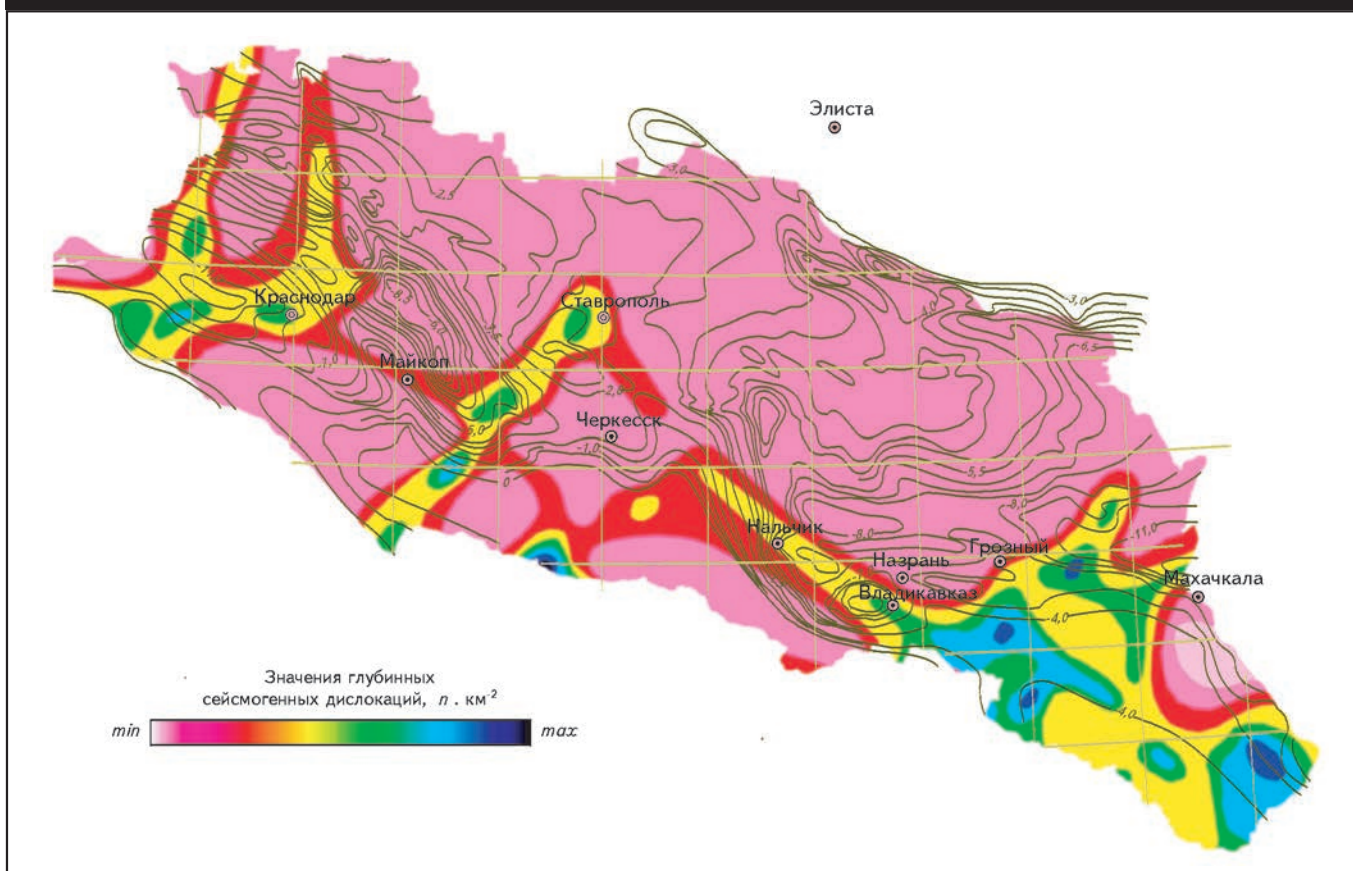
чехла (наличие покрышек). Объем ловушек зависит не только от масштаба и структурных особенностей коллектора, но и наличия вертикальных трендов УВ-потоков. Доказательством этого служит то, что *успешность многолетних геолого-разведочных работ в регионе невелика*, поскольку две трети изученных объектов оказались непродуктивными, что свидетельствует о недостаточности учета только структурного фактора. В современной прогнозно-поисковой модели необходим учет влияния на степень *заполнения ловушек в процессе глубинного концентрированного теплопереноса.* Следует учитывать, что возраст большинства залежей относится к периоду N_2-Q , а также то, что они находятся в стадии становления геохимического реактора.

В использованной автором статьи методологии интерпретации сейсмических данных определена роль скоростного анализа как инструмента, имеющего самостоятельное значение в изучении геологического строения [7]. Широкое применение МОГТ в региональных исследованиях потребовало разработки физико-геологически согласованных общих моделей интерпретации сейсмических данных МОГТ с ГСЗ и КМПВ для прогноза месторождений УВ.

Для детальной сейсморазведки на месторождениях УВ методология интерпретации в целом достаточно хорошо проработана, в ней параметры и характеристики сейсмического поля образуют единую систему взаимосвязанных методик, согласованную с данными геолого-геофизического изучения скважин. Эта методология реализована практически во всех широко известных программных продуктах крупнейших зарубежных компаний-производителей геолого-геофизического программного обеспечения. *Для поисковых и региональных работ* методология интерпретации сейсмических данных находится в разработке. Задачей поиска в целом становится анализ волновых полей для определения физико-химических параметров природного реактора.

Субвертикальные зоны с повышенной интенсивностью амплитуд в 70-х гг. прошлого столетия были проинтерпретированы в качестве разрывных нарушений. При проведении сейсмоакустического профилирования наблюдались характерные участки, называемые «звучащей записью». *Такая методика инженерно-геологических изысканий позволила закартировать большое число разрывных нарушений.* Указанная интерпретация волнового поля практически не использовалась, за исключением инженерной сейсморазведки. В интерпретации данных в нефтяных районах вертикальные зоны с высокой интенсивностью записи в основном трактовались как области с хорошими сейсмогеологическими условиями. Был также предложен метод распознавания признаков скопления УВ и эпигенетически измененных отложений вокруг УВ-залежей.

Рис. 4. ПЛОТНОСТЬ ГЛУБИННЫХ СЕЙСМОГЕННЫХ ДИСЛОКАЦИЙ



Основное положение применяемой автором статьи переинтерпретации заключается в том, что существуют различия в интерпретации V_p и V_p/V_s . Если в формулу скорости продольной волны (V_p) введена плотность, то в отношении скоростей V_p/V_s плотность не входит, оно связано только функциональной зависимостью с коэффициентом Пуассона, характеризующим таким образом упругие связи в «чистом виде». Поскольку геологическая среда непрерывна и соответственно непрерывны ее упругие характеристики, это позволяет получить общую картину взаимосвязи упругих и геологических неоднородностей на глубинном разрезе. Для сложностроенных гетерогенных сред без такого представления данных корректная интерпретация практически невозможна [7].

Для расчленения уплотненных глинистых толщ майкопской серии, а также рифовых построек, необходима переинтерпретация данных КМПВ, так как даже самый современный МОГТ рассчитан только на стратиграфическую (субгоризонтальную) разбивку плитного чехла. КМПВ позволит оценить не только субвертикальные границы, но и показать в общем литологическое расчленение консолидированного основания по скоростным характеристикам и установить перспективную нефтегазоносную

территорию, в которой в дальнейшем следует выявлять локальные очаговые структуры.

Анализ плотности сейсмогенных дислокаций верхнего (осадочного) мегаслоя свидетельствует о том, что на складки общекавказского простираения наложены глубинные сейсмоактивные субмеридиональные напряжения субмеридиональной (до северо-восточной) направленности. Весь комплекс геодинамических данных показывает, что в верхних горизонтах коры (глубина в интервале 10-20 км) важную, может быть, главенствующую роль играют линейные зоны деформаций, а также латеральные границы и разделы субмеридионального (с отклонениями на северо-запад и северо-восток) простираения (рис. 4).

При использовании современных результатов анализа спектрональных космоснимков для прогноза неглубокозалегающих объектов открываются определенные возможности. В результате формирования глубинных флюидопотоков образуется радиально-концентрическая система тектонических нарушений, сопровождаемая сложной системой линейных разломов, которые, по результатам спутниковых наблюдений, образуют кольцевые структуры и линеаменты (структуры горизонтального сдвига или «пальмового дерева»).

Разработанная методика интерпретации спектрально-зональных космоснимков позволяет определять локальные и региональные (зональные) аномалии индекса флюидонасыщения [3]. Карты локальных аномалий являются основой для выделения контуров прогнозируемых залежей УВ. Ориентирование новой методики на фиксацию эффекта от залежи позволяет выделять их в сложных и малоразмерных ловушках, обнаружение которых сейсморазведкой не всегда оказывается эффективным. Особенно перспективна эта методика при анализе неглубокозалегающих выявленных объектов в хадумитах. При этом дополнительную информацию могут дать карты аномальных зон содержания урана (определяющего глинистость разреза хадумитов) и тория (фиксирующего степень песчаности).

Прослеживается цепочка: УВ-залежь → миграция флюидов → накопление УВ в почве и растительности → формирование газового поля (адсорбированный газ). Таким образом, залежь УВ, а также вмещающие горные породы образуют природный биореактор, который накапливает биопродукцию (результат жизнедеятельности УВ-потребляющих микроорганизмов и нанофоссилий). Восходящая миграция к дневной поверхности газовых смесей приводит к поверхностным физико-химическим изменениям окружающей среды, которые фиксируются на космоснимках в отраженном электромагнитном спектре. Таким образом, на поверхности определяются аномалии фототона, а не формы рельефа или типы ландшафта.

Радиоактивность в нефтегазоносных зонах обычно коррелирует с аномальными проявлениями эманаций. Корреляция носит положительный характер. Данные о естественной радиоактивности используются для выяснения местоположения УВ-флюидных струй. В качестве трассеров предложены природные эманации (^{238}U , ^{232}Th , ^{40}K), которые в аномальных проявлениях фиксируют проницаемые зоны в продуктивном разрезе.

Площадные геофизические методы служат основой построения схемы глубинных региональных структурно-тектонических элементов. Различные методы переработки и трансформации потенциальных полей позволяют выделить латеральные неоднородности чехла и фундамента. Следы флюидопотоков на поверхности Земли фиксируют глубинные активные зоны, по которым шло длительное перемещение флюидов, что можно использовать для глубинного прогноза нефтегазоносности.

Технология поисково-разведочного процесса. Традиционные поисковые технологии геолого-геофизического направления последних лет на территории юга России не дали положительных результатов, о чем свидетельствует падение добычи УВ в регионе. Используемые методические подходы и применяемые технологии не в состоянии исправить ситуацию и дать такие реко-

мендации, которые заинтересовали бы недропользователей. Наблюдаемое в течение многих 10-летних низкое значение успешности поисков ни в коем случае не связано с оскудением недр. Причина в целом заключена в устаревшей технологии поисков нефти, поскольку нефть не кончается, а заканчиваются идеи, определяющие развитие новых направлений геолого-разведочных работ. Новые пути освоения УВ-потенциала юга России автор статьи связывает с консолидированными толщами основания (см. рис. 1).

На современном этапе развития нефтегазового комплекса на юге России создан масштабный информационный потенциал по геологии, геофизике, геохимии нефти и газа. Однако в практике геолого-разведочных работ наметился значительный разрыв между проводимыми региональными работами и потребностями поискового этапа, чем и вызвано отсутствие практически востребованных прогнозных рекомендаций.

Именно поэтому необходима интегрированная технология, объединяющая все методы геолого-геофизических исследований для объективной геологической интерпретации, завершающей решение обратной задачи.

Следует учесть, что ранее геолого-разведочные работы проводились на глубине до 3,0-3,5 км в условиях нормальной флюидодинамической системы. При этом для успешного освоения залежей УВ необходимо было выполнить два главных условия. Во-первых, выбрать оптимальное, геологически обоснованное направление работ (как по разрезу, так и площади). Во-вторых, определить технологический комплекс исследований (геофизических, геохимических и др.), определяющих непосредственно направление поисково-разведочного бурения.

В настоящее время геолого-разведочные работы проводятся на глубине более 3,0-3,5 км, что требует обязательной геолого-экономической оценки. В качестве примера следует привести обоснование региональной оценки перспектив нефтегазоносности подсолевой юры в пределах Терско-Каспийского и Западно-Кубанского передовых прогибов. Геолого-геофизические исследования определили перспективы рифогенных отложений подсолевой юры. Масштабы предполагаемой нефтегазоносности смогли бы значительно увеличить УВ-потенциал Северо-Кавказской НГП.

Однако большая глубина залегания объектов, рекомендуемых для проведения геолого-разведочных работ, составляет 5,5-6,5 км, к тому же в сложнейших горно-геологических условиях альпийского прогиба, что в настоящее время нереально. Поисковая скважина на подсолевую юру, пробуренная ОАО «Кубаньгазпром» на северном борту Западно-Кубанского прогиба, после многочисленных аварий и с большой задержкой была остановлена на глубине 5,8 км, не решив поставленной задачи.

Существующая практика поисков УВ исторически сложилась на основе антиклинальной концепции Абиха, в которой эксплуатируется понятие «аккумуляция». Фактически поисковый механизм сводится к выявлению и тестированию ловушек УВ антиклинального типа по заданному алгоритму – от генерации УВ до структурной локализации. Применяемые методы и технологии сейсморазведки соответственно разработаны под антиклинальную прогнозно-поисковую модель в пластовой (осадочно-слоистой) среде. При сейсмогеологической визуализации разрезов в едином (вертикальном и горизонтальном) масштабе продуктивные залежи даже крупных месторождений часто не выделяются и представлены субпараллельным чередованием отражающих границ.

В иных, отличных от горизонтально-слоистой модели, геолого-тектонических условиях существующие сейсмические методы не дают объективной схемы глубинного строения. В частности, это касается всех структурных элементов, ограниченных субвертикальными и наклонными зонами. К ним относятся любые условно блоковые структуры (пластово-блоковые, массивно-блоковые, межблоковые и др.) и объекты в прогибах и впадинах, а также структуры в межгорных впадинах, соляных куполах и структуры горизонтального сдвига. Это связано с тем, что в таком случае нарушается главный принцип МОГТ, заключенный в необходимости попадания отраженной волны на регистрирующую расстановку, размеры которой не превышают 10 км.

Положительный опыт применения новых технологий получен в РН «Краснодарнефтегаз», в частности широко используя технологию «ИСТОД». Она включает специальные процедуры обработки сейсмических данных (полученных методом общей глубинной точки), которые основаны на анализе структур энергофазово-частотных спектров волн и их целевом синтезе. Задача сводится к созданию информационной модели взаимодействия сейсмического энергетического импульса и объема концентрации УВ как саморегулируемой неравновесной термодинамической системы. Результат представляет собой информацию нового качества. Она получается в результате синтеза различных параметров исследуемого поля и процедур их обработки. По определению отдельно взятые они не обладают такой информацией, как их аддитивное объединение [1].

В то же время глинистые пласты, в силу особых физико-химических и энергетических параметров, определяют формирование автономной бескорневой складчатости. Связано это с их высоким флюидонасыщением, значительным содержанием УВ и неравномерным распределением флюидов в поровом пространстве. Процесс флюидодинамических преобразований был масштабным и определил значительное превышение видимых мощностей (в основном глинистых) пород палеогена – миоцена.

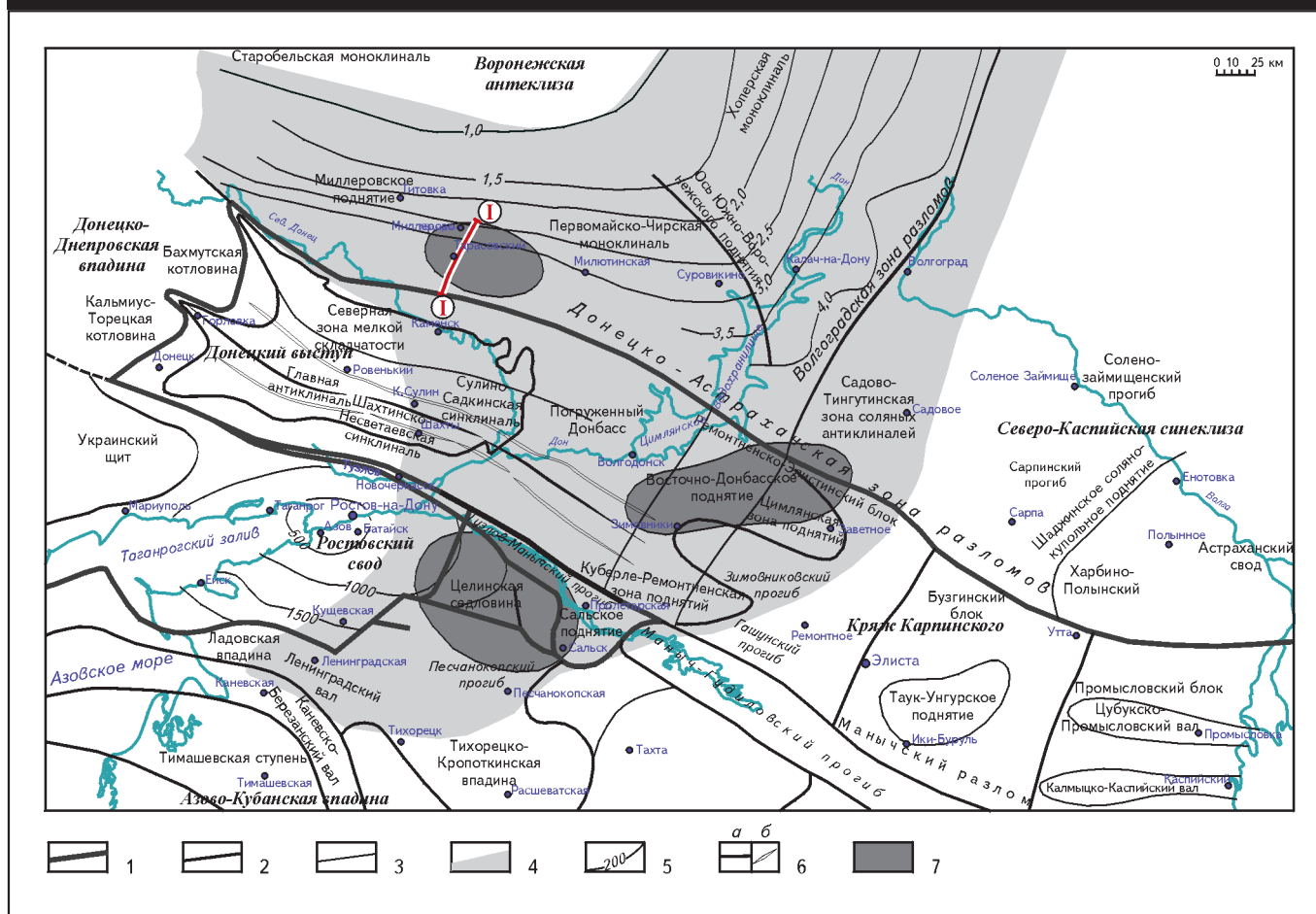
Указанное воздействие флюидодинамики на формирование глубинных структур определяет условия локализации крупных УВ-скоплений в аллохтонных комплексах и покровных чешуях. В этом случае перспективны зоны разгрузки флюидов (приразломные зоны дробления и участки мелкой трещиноватости вплоть до образования природных наносистем). Обычно они связаны с осевыми, а также сводовыми зонами антиклинальных структур, подошвенными поверхностями покровных чешуй, в том числе границами различных тектонических блоков. Таким образом могут сформироваться жильные скопления УВ. Они часто приурочены к участкам активной сейсмичности, поэтому предполагается взаимосвязь жильных залежей УВ с очагами грязевых вулканов и мелкофокусных землетрясений [2]. Выделение зон флюидизации в довольно однородной среде глинистых пород является сложной проблемой. Однако современные технологии относительных скоростей позволяют оценивать глубинные флюидопотоки, а также локализовать участки возможных коллекторов [7].

Основные направления геолого-разведочных работ на УВ-сырье. Опираясь на геолого-экономические показатели в условиях существующих тенденций развития нефтегазового комплекса юга России, можно выделить два основных пути наращивания ресурсной базы УВ.

Первый определяет переход на освоение более глубоких горизонтов мезозоя и палеозоя. По общему мнению, наиболее перспективны рифогенные структуры подсолевых отложений верхней юры. Следует отметить, что в пределах Северо-Кавказской НГП разновозрастные карбонатные толщи рифогенного типа распространены весьма широко. Промышленные месторождения нефти и газа триасового возраста разрабатываются в восточных районах (Ставрополье и Дагестан). Верхнемеловые (маастрихт) рифогенные известняки являются основой промышленной добычи в Терско-Сунженской зоне (Ингушетия, Чеченская Республика и Дагестан).

Промышленные залежи УВ в подсолевых рифах верхней юры намечаются к освоению в зоне Предкавказских передовых прогибов. Практически единодушное мнение о высоких перспективах нефтегазоносности подсолевого карбонатного комплекса основано на выявленных крупных подсолевых поднятиях, наличии глубинных разломов, значительных мощностях (до сотен метров) и надежной солевой покрывке. Изучение перспектив верхнеюрских подсолевых толщ находится на региональной стадии, хотя промышленная нефтегазоносность установлена в пределах Западно-Кубанского прогиба (Баракаевское и Кошехабльское месторождения). Достоверно они установлены и в Терско-Каспийском прогибе (месторождения Шамхал-Булак и Махачкала-Тарки). Однако существующие геолого-экономические условия (значительная глубина залегания УВ-залежей с примесью сероводорода и сложные

Рис. 5. СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ МАССИВОВ



Границы: 1 – I порядка, 2 – II порядка, 3 – III порядка; 4 – карбонатный массив юга России; 5 – изогипсы докембрийского фундамента, м; 6 – антиклинали (а), синклинали (б) Донбасса; 7 – увеличенные (до 1 км) мощности карбонатов

горно-технические условия альпийского передового прогиба) не позволяют рекомендовать освоение верхнеюрского комплекса (по крайней мере в ближнесрочной перспективе).

Поисково-разведочные работы, которые сегодня могут обеспечить существенный прирост ресурсной базы УВ в регионе, должны быть сосредоточены не только на стратиграфических уровнях мезо-кайнозоя, но и палеозоя. Последний перспективен в пределах южного склона Воронежской антеклизы, восточного обрамления Ростовского выступа, а также в ряде случаев на территории Скифской (Предкавказской) плиты.

Карбонатные отложения $C_1-C_2^1$ на южном склоне Воронежской антеклизы залегают на протерозойских толщах докембрия. Эти отложения установлены на восточном склоне антеклизы (Приволжская моноклиналь) и далее вдоль западного склона Прикаспийской впадины (Карсальская моноклиналь). В южном и восточном направлениях наблюдается рост мощности осадочного чехла, при этом каменноугольные толщи подстилаются

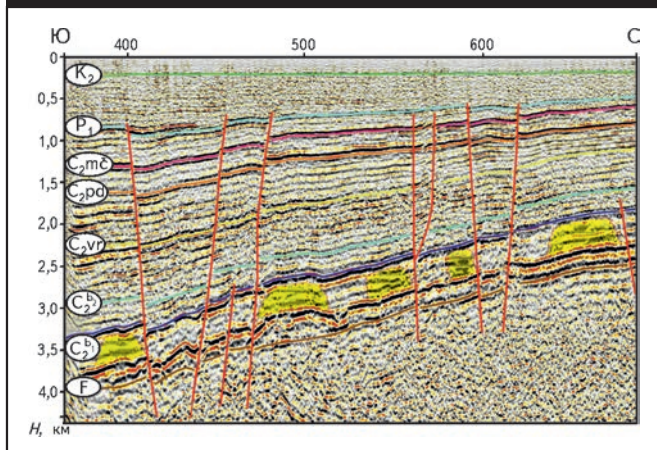
терригенно-карбонатными отложениями девона, мощность которых также возрастает в сторону Северного Прикаспия.

Нефтегазоносность рифогенных известняков $C_1-C_2^1$ (в основном башкирского яруса) установлена по всей широкой полосе южного и восточного склонов Воронежской антеклизы (от Северо-Донецкого района до Карсальской ступени). На всех продуктивных месторождениях установлена рифогенная природа карбонатных коллекторов с открытой пористостью 5-20 % и проницаемостью 0,040-0,150 мкм².

Большинство исследователей карбонатных толщ этого региона придерживается мнения о наличии единого массива (геологического тела) строматолитов и герматолитов (карбонатной платформы). Поверхность и подошва карбонатной платформы по данным сейсмических профилей МОГТ выделены достаточно уверенно, что определяет расположение и контуры карбонатных массивов.

Карбонатная платформа, судя по литолого-стратиграфическим данным, была сформирована на мор-

Рис. 6. ПРЕДПОЛАГАЕМЫЕ РИФОГЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ НА СЕВЕРЕ РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ



Линию разреза см. на рис. 5

ском шельфе, тогда как к югу (в пределах Восточного Донбасса) шло формирование параллического комплекса в условиях прибрежно-континентального бассейна. В пределах карбонатной платформы предварительно выделено три палеоатолла (рис. 5), перспективы которых оцениваются по-разному.

В пределах западной части южного склона Воронежской антеклизы выявлены небольшие по запасам месторождения УВ. Регионально продуктивными в каменноугольных толщах являются два комплекса. Нижний ($C_1-C_2^1$) нефтеносный комплекс приурочен к нижнему карбону и низам среднего карбона (рис. 6). Коллекторами в них служат органогенные, кавернозные и трещиноватые известняки. К верхнему комплексу (средний и низы верхнего карбона) приурочены газовые залежи. Следует отметить, что выявленные залежи УВ заполняют облегающие отложения биогерма.

Значительная часть органогенных построек унаследовано развита над антиформами (горстами) по поверхности фундамента. Однако своды поднятий фундамента и развитых выше органогенных построек карбона обычно не совпадают в плане (смещены по горизонтали). В пределах Воронежской антеклизы перспективны метаморфизованные отложения фундамента, отнесенные к рифею [6].

Второй путь представляет собой возврат к неглубокозалегающим (1,0-3,5 км) глинисто-аргиллитовым толщам кайнозоя, характеризующимся трудноизвлекаемыми запасами. Этот путь позволит в ближнесрочной перспективе значительно увеличить ресурсную базу региона. Предлагаемое направление включает все сложноэкранированные (неантиклинальные) ловушки в глинистых толщах майкопской серии, хадумской и кумской свит, объединенных общим термином «хадумиты». Региональный характер распространения хадумитов показан на рис. 7.

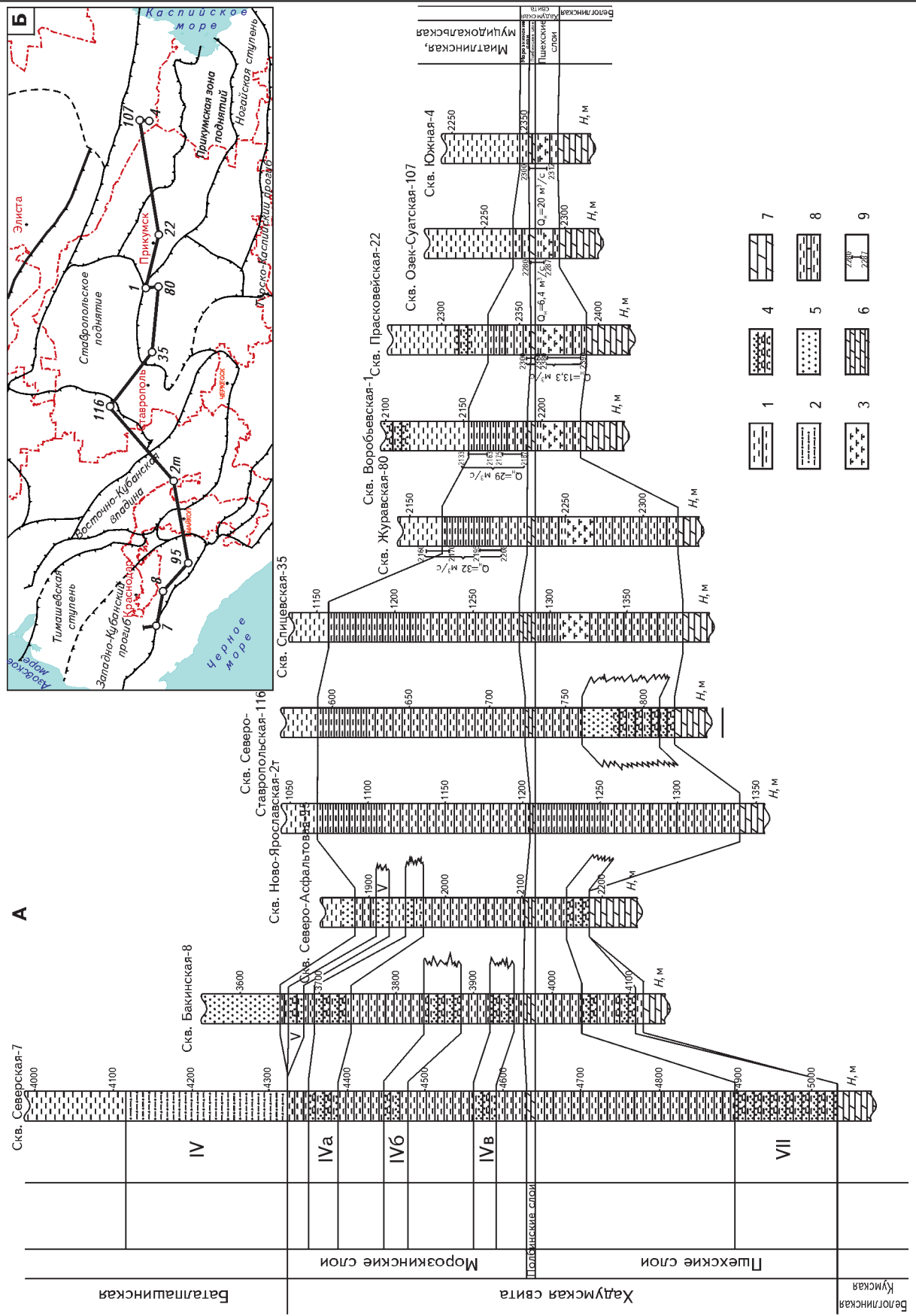
Термин «хадумиты» не совсем точно отвечает понятию глинистые коллекторы. Обычно в хадумской свите и майкопской серии коллекторы представлены фациями от мелкозернистых глинистых песчаников и алевролитов до карбонатизированных мергелей. Поэтому в большинстве случаев майкопские (включая и хадумские) отложения содержат традиционные (гранулярные) песчано-глинистые, карбонатно-глинистые и мергелистые коллекторы. Собственно глинистые коллекторы наиболее четко представлены в нефтеносных Воробьевском, Журавском и других месторождениях Ставрополя.

Проблемы оценки нефтегазоносности глинистых отложений майкопской серии остаются все еще нерешенными. Причина кроется не в ограниченности продуктивного разреза и не в отсутствии перспективных объектов, а является следствием того, что при поисковых работах, проведенных в разные годы на территории Северо-Кавказской НГП, не выявлены традиционные гранулярные пластовые коллекторы. Поэтому геолого-разведочные работы на майкопских объектах практически были прекращены, а внимание производителей было сосредоточено на более глубоких горизонтах мезозоя. При этом негативное мнение о перспективах хадумитов сопровождалось неоправданным игнорированием возможностей попутного изучения и оценки нефтегазоносности при бурении на нижележащие горизонты.

Сложившаяся в регионе ситуация поставила под сомнение перспективность хадумитов, несмотря на их значительный УВ-потенциал, подтвержденный рядом выявленных промышленных месторождений, действующих до сих пор. Однако, по мнению многих исследователей, низкая эффективность геолого-разведочных работ обусловлена не завышенной оценкой перспектив хадумитов, а несовершенством принятой в прежние времена методической основы поисков, которая применялась при выявлении гранулярных коллекторов. Существующая парадигма генезиса нефти задерживает развитие нефтегазового комплекса региона. Необходимо признание ведущей роли глубинной миграции УВ-флюидов, которая резко повышает потенциал глинистых толщ майкопской серии, представляющей собой не только флюидоупор, но и в определенных условиях являющейся вместилищем УВ.

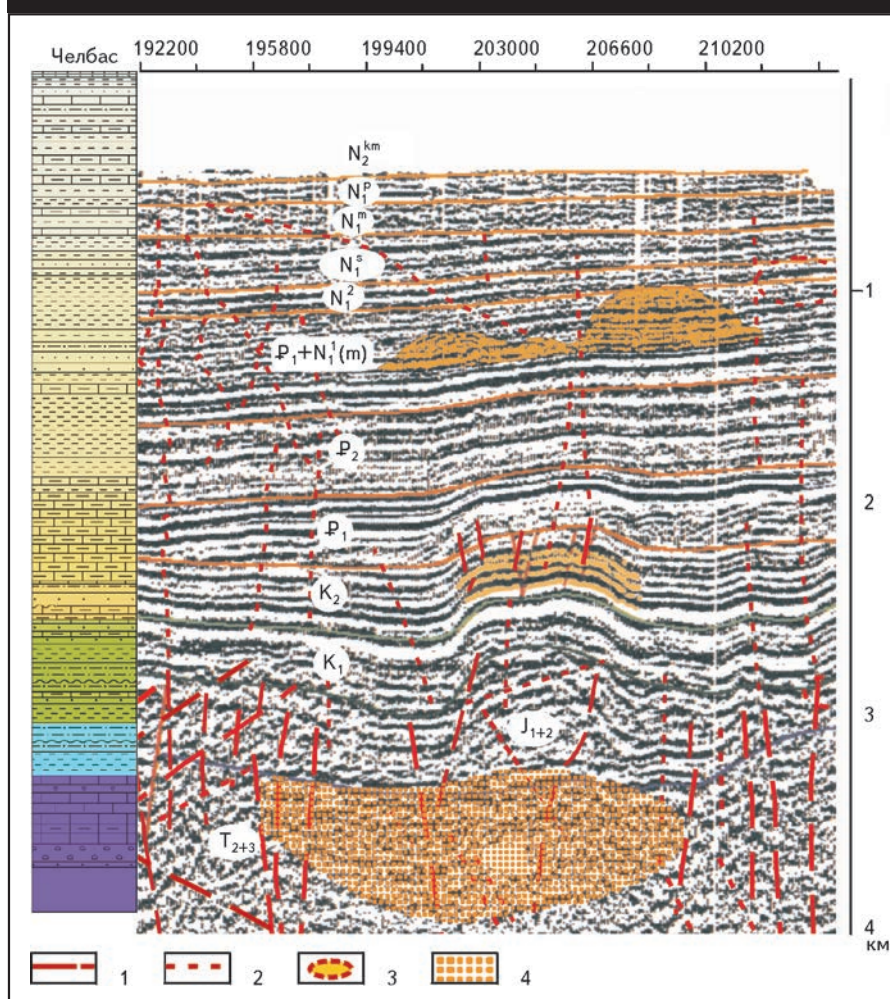
Структурный фактор нефтегазоносности включает два прогнозных параметра: наличие коллектора и флюидоупора. Практика ведения геолого-разведочных работ показала необходимость введения в поисково-разведочную стадию анализ вертикальных зон теплопереноса (флюидопотоков). Результат исследований позволит, помимо структурного фактора, дать оценку УВ-потенциала объекта, который определяет формирование труб дегазации (рис. 8).

Рис. 7. КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ (А) И ЛИНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОФИЛЯ (Б) ХАДУМСКОЙ СВИТЫ



Аргиллиты: 1 – уплотненные с тонкослоистыми глинами, 2 – слабопесчаные, 3 – известковистые; 4 – песчано-алевритовые тонкослоистые горизонты, 5 – песчано-алевритовые породы слабослоистые; мергели: 6 – слабослоистые, 7 – слоистые, плитчатые; 8 – доломит (пласт); 9 – интервалы огробоования, давшие приток нефти

Рис. 8. ЧЕЛБАСКИЙ ОБЪЕКТ (труба дегазации) ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ



1 – проекция предполагаемых разрывных нарушений на плоскость мигрированного временного разреза; 2 – линии, соединяющие области изменения характера сейсмической записи и интерпретируемые как зоны трещиноватости, гидротермально-метасоматических преобразований и фациальных изменений пород; 3 – ловушки возможного скопления УВ; 4 – области повышенного флюидонасыщения (возможные ловушки)

Рассмотрение и обоснование направлений геолого-разведочных работ на поиски и оценку объектов в глинистых толщах майкопской серии (хадумитах) следует сосредоточить на периферических зонах передовых прогибов, где глубина залегания хадумитов не превышает 3 км и выявлены значительные разломно-двиговые структуры. Первоочередной территорией освоения хадумитов автор статьи однозначно определил регион Западного Предкавказья, который обладает самым масштабным геолого-геофизическим потенциалом. Имеющаяся фактологическая основа комплексного анализа УВ-залежей хадумитов по всему разрезу майкопской серии, а также хадумской и кумской свит дает основание рекомендовать следующие технологии и методы.

На региональном этапе необходимо определить латеральные перспективные зоны, учитывая геолого-тектонические параметры (движки, разломы, перегибы и др.), а также результаты интерпретации потенциальных геофизических полей, применяя современные технологии обработки данных. Следующим этапом являются переинтерпретация и переобработка сейсмопрофилей 2D прошлых лет, использование технологии отношения скоростей (V_p/V_s) позволяет выявить глубинные зоны флюидизации.

Дополнительную информацию дает анализ результатов имеющихся сейсмопрофилей КМПВ, выполненных в значительных масштабах на территории запада Предкавказья. Сравнительный анализ этих двух сейсмических методов с использованием современных технологий (ИСТОД и др.) позволит выявить не только горизонтальные неоднородности, но и субвертикальные деструкции в палеозое и плитных глинистых толщах. Региональные зоны тектонических преобразований определяют в первом приближении перспективные нефтегазоносные районы и участки.

В пределах Северо-Кавказского НГП давно известны многочисленные проявления нефти и газа на поверхности. Обычно монотонная глинистая толща майкопской серии рассматривается в качестве флюидоупора. Под ней установлен ряд промышленных месторождений УВ в отложениях эоцена – палеоцена и мезозоя. В то же время промышленные залежи выявлены и над глинистыми толщами майкопа (в миоцене и плиоцене), что важно для оценки миграции УВ-флюидопотока. Подтверждением вертикальной миграции УВ может служить закономерность, заключенная в том, что в тех зонах, где установлены чокракские залежи УВ, под ними однозначно присутствуют месторождения верхнемелового возраста (рис. 9).

Месторождения находятся в сложных геолого-тектонических условиях: интенсивная складчатость фиксируется пор всему разрезу, включая и майкопские отложения. Промышленные месторождения УВ установлены здесь выше (чокракские) и ниже (верхнемеловые) майкопской толщи. Обычные методы сей-

сморазведки и традиционная технология интерпретации (SegY) в LAS-формате УВ-перетоков в глинистой толще часто не фиксируют, пропуская возможные наклонные и субвертикальные зоны скопления нефти и газа.

Исследование каркасных сейсмопрофилей с помощью метода отношения скоростей дает оценку динамических (скоростных) параметров разреза. Этот метод фиксирует субвертикальные нарушения, с которыми связываются сложноэкранированные залежи УВ [2].

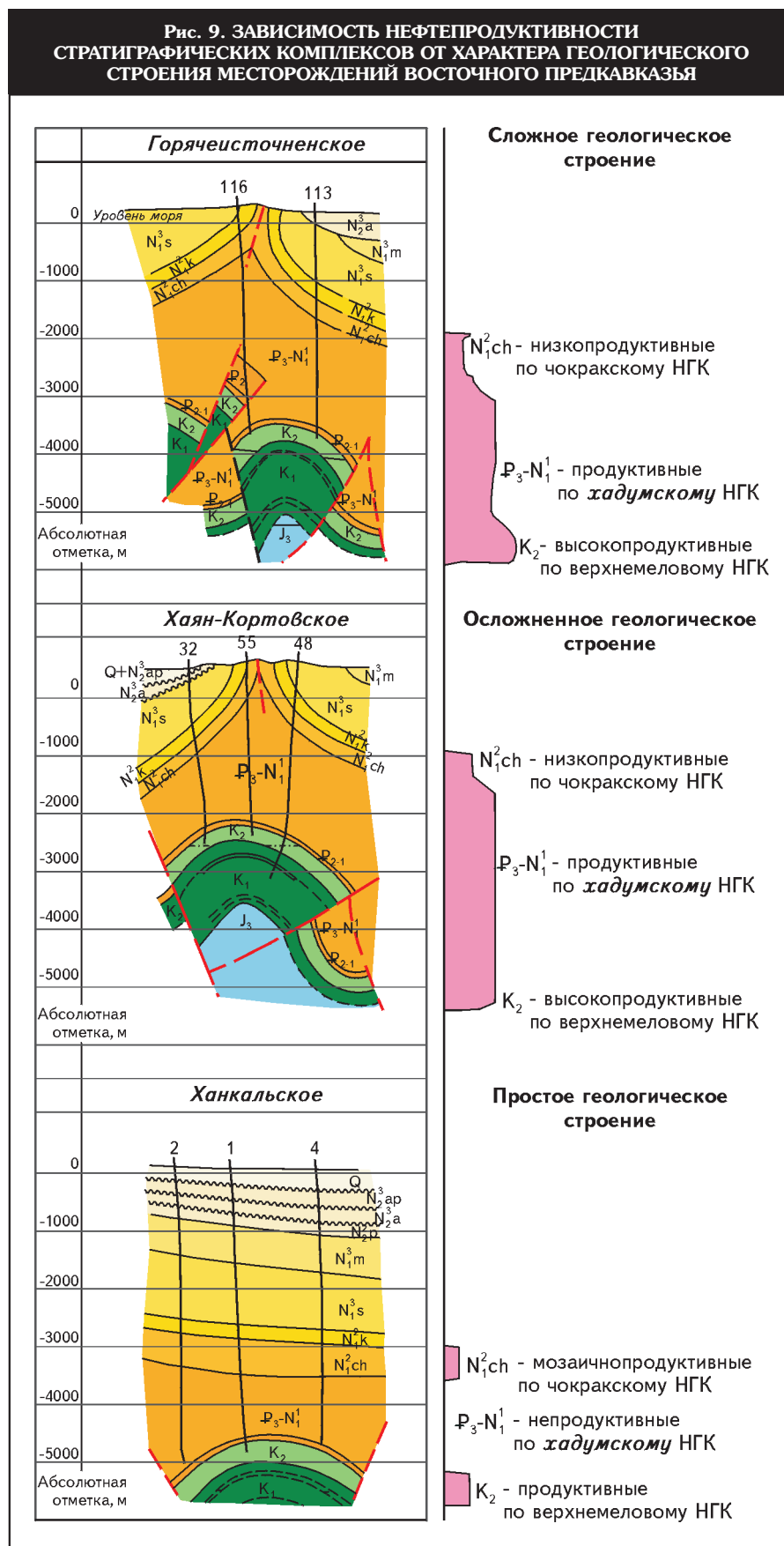
Залежи нефти в хадумитах связаны с тектонически активными зонами, в которых происходит очаговое насыщение отдельных резервуаров. Коллектор нефти представлен тонкослоистыми глинами с первичной текстурной неоднородностью, которая определяет разуплотнение (раздвинутость) плитчато-листоватых фрагментов вследствие наложенных тектонических, литологических, геохимических и других процессов.

В итоге можно заключить, что в глинистых коллекторах эффективную емкость формируют вторичные пустоты (межлистовое и межплитчатое пространство), которое обеспечивает фильтрационные свойства резервуара.

Модель глинистого коллектора журавского типа [9] характеризуется следующими особенностями:

- для хадумитов журавского типа характерна тотальная глинистость коллектора, который практически полностью сложен аргиллитами (тонколистоватыми с примесью органики, а также включениями сульфидов и карбонатов);
- залежи УВ в хадумитах приурочены к разным структурно-тектоническим зонам: антиформам, перегибам и участкам выклинивания в синклиналях и моноклиналях, тяготея к зонам схождения разнонаправленных систем тектонических нарушений;

Рис. 9. ЗАВИСИМОСТЬ НЕФТЕПРОДУКТИВНОСТИ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ОТ ХАРАКТЕРА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ



месторождения УВ в продуктивном разрезе обычно представлены многослойными залежами (и не только в хадумитах, а также выше и ниже майкопской серии);

общий характер резервуаров в глинистых коллекторах нестандартный, сложноэкранированный с неустойчивым, не горизонтальным водонефтяным контактом, характерно аномально высокое пластовое давление;

тип залежи: стратиграфически, литологически и тектонически экранированный, редко пластово-сводовый. Между флюидоупорами и коллекторами резкие границы практически отсутствуют;

тип коллектора: листовато-трещинный и листовато-порово-трещинный;

проницаемость коллектора определяется системой трещин, включающей субгоризонтальные, которые резко преобладают, и секущие (от вертикальных до наклонных);

матрица коллектора микропористая, однако она резко (фактически на 3 порядка) уступает трещинной пористости. Практически весь объем матрицы заполнен водой и различными битумоидами.

Литература

1. **Васильев С.В.** Прогнозирование на основе информационно-системного подхода // Компьютерный прогноз месторождений полезных ископаемых / С.В.Васильев. — М.: Недра, 1990.

2. **Гаврилов В.П.** Возможности расширения нефтегазового потенциала Северного Кавказа / В.П.Гаврилов и др. // Геология нефти и газа. — 1999. — № 7.

3. **Давыденко Д.Б.** Раздельное прогнозирование зональности нефтегазоаккумуляции методом дистанционной флюидоиндексации / Д.Б.Давыденко // Докл. РАН. — 2011. — Т. 438. — № 1.

4. **Дмитриевский А.Н.** Инновационное развитие нефтяной и газовой промышленности в России / А.Н.Дмитриевский // Бурение и нефть. — 2012. — № 1.

5. **Клещев К.А.** Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа / К.А.Клещев, А.И.Петров, В.С.Шеин. — М.: Недра, 1995.

6. **Лебедько Г.И.** О поисках залежей нефти и газа на южном склоне Воронежской антеклизы / Г.И.Лебедько, В.С.Назаренко, М.Л.Хацкель // Геология нефти и газа. — 2001. — № 6.

7. **Лебедько Г.И.** Геолого-геофизическая интерпретация флюидоносных зон земной коры Северного Кавказа / Г.И.Лебедько, А.М.Кузин. — Ростов-на-Дону: Изд-во СКНЦ ВШ ЮФУ АПСН, 2010.

8. **Лебедько Г.И.** Синергетика нефтегазообразования / Г.И.Лебедько. — LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012.

9. **Лебедько Г.И.** Хадумиты Северного Кавказа // Геология нефти и газа. — 2015. — № 4.

10. **Шеин В.С.** Геология и нефтегазоносность России / В.С.Шеин. — М.: Изд-во ВНИГНИ, 2006.

© Г.И.Лебедько, 2017

Геннадий Иванович Лебедько,
главный научный сотрудник,
доктор геолого-минералогических наук,
tiger.71@mail.ru.

PROSPECTS FOR ACCRUAL OF HYDROCARBON CRUDE RESOURCES IN THE SOUTHERN REGION OF RUSSIA

Lebedko G.I. (North Caucasian Scientific centre of Southern Federal University)

As the upper (Meso-Cenozoic) part of the geological section with deposits of commercial oil and gas productivity is well developed (depletion of some productive horizons has exceeded 90 %), the approach to assessment of oil and gas possibilities needs to be optimized. Geological and economic analyses show that the first-priority projects should be related to the Paleozoic series of consolidated rocks (fractured reservoirs in reefogenic formations C₁₋₂) on the southeast slope of the Voronezh anticline. Southwards from the Donbass folded structures we recommend a comeback to the Khadumits (hard-to-extract reserves of the Maikop series and the Khadum and Kumsk suites) within the Indolo-Kuban and Terek-Caspian foredeeps.

The prediction methodology should be integral and provide for use of not only CDP-2D and KMPV (refraction correlation method), but also other seismic tools, including the analysis of potential fields. Prediction has to be focused not only on tracing the horizontal surfaces, but also on identification of activated sub-vertical zones of the destruction accompanied with flux of fluids (the heat-mass transport zones). Traditional technologies of seismic-geological data interpretation are noted not to result in unambiguous identification of possible sub-vertical and inclined HC pools. In this connection we propose a technology based on the ratio of velocities permitting to evaluate the dynamic (velocity-related) parameters of the section, which enable to identify composite controlled traps. The proposed methods and technologies can be applied with minimum expenses, provided one shall use data of the deep wells drilled in still not licensed areas (their number in the region is about 10 thousand).

Key words: Southern region; prospects; oil and gas occurrence; approaches; methods; technologies; reef-related; khadumits.

К юбилею Олега Ивановича Супруненко

30 мая 2017 г. исполнилось 80 лет Олегу Ивановичу Супруненко – одному из ведущих специалистов страны в области нефтяной геологии континентального шельфа Российской Федерации. При его непосредственном участии подготовлен ряд общероссийских карт, выполнены количественные оценки перспектив нефтегазоносности континентального шельфа России, разработаны концепции и планы геолого-разведочных работ на нефть и газ в арктических морях России. В течение 24 лет он руководил отделом нефтегазоносности Арктики и Мирового океана ФГУП «ВНИИОкеан-геология им. И.С.Грамберга», был заместителем директора по научной работе.

За последнее 10-летие под руководством О.И.Супруненко выполнены крупные проекты – уточнение количественной оценки ресурсов нефти и газа и конденсата континентального шельфа страны по состоянию изученности на 2009 г. и определение первоочередных объектов дальнейших работ; проектирование стратегии недропользования на континентальном шельфе России до 2020 г., включающей программу геолого-разведочных работ на нефть и газ на нераспределенном фонде недр до 2020 г. и перспективу. В этих документах собраны теоретические и методические разработки, которым посвящено более 200 опубликованных работ, включая 12 монографий. Участвовал в многочисленных всероссийских и международных конференциях, а также в рамках совместных исследовательских проектов с ведущими нефтяными компаниями и геологическими службами приарктических государств. В настоящее время ведет интенсивную научно-консультативную работу среди специалистов Института.

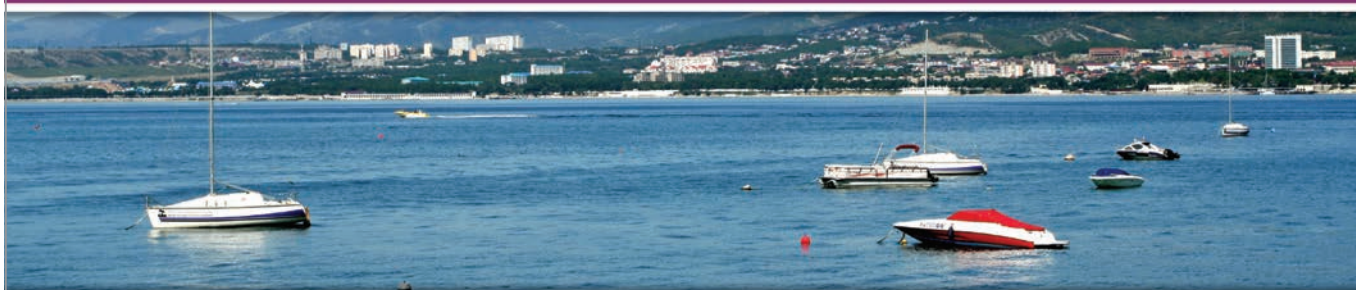
Поздравляем юбиляра и желаем ему долгих лет жизни!



Редколлегия журнала «Геология нефти и газа»
Коллеги и друзья

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS



Приём тезисов докладов до 20 мая 2017 г.!

 **Геомодель-2017**

19-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа

11-14 сентября 2017 г., Геленджик, Россия

Важные даты

20 мая 2017 г.	Окончание приёма тезисов докладов
20 июня 2017 г.	Окончание льготной регистрации
20 июля 2017 г.	Оповещение авторов о включении в программу конференции
1 августа 2017 г.	Окончание приёма заявок на коммерческие презентации
20 августа 2017 г.	Окончание предварительной регистрации

www.eage.ru | www.eage.org

Реклама