



УДК (553.98:551.24):550.834:551.72/732.2(571.1)

## НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ КУЗНЕЦКОГО ПРОГИБА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Г. Н. Черкасов\*, Г. Н. Шаров\*\*, В. А. Ашурков\*\*\*

На основании распространения проявлений нефтебитумов и газа  $CH_4$  по разрезу и площади всего чехла Кузбасса делается вывод о поступлении их из фундамента. По эволюции тектономагматической обстановки прогиба выделена зона сжатия в прогибе, по абсолютному возрасту газопроявлений установлено время нафтидгенеза как  $K_2-N_3$ . Промышленная концентрация нефти и газа связывается с позднерифейским – раннекембрийским карбонатным комплексом фундамента.

**Ключевые слова:** сейсмопрофили, скважины, газовые резервуары, нефтепроявления, складки, разломы, антиклиналы, поднятия, сульфатно-гидрокарбонатно-натриевые воды, кольцевые структуры, очаг гранитизации, тектоно-магматическая эволюция, вэнд-нижнекембрийский карбонатный комплекс.

## PETROLEUM POTENTIAL OF THE KUZNETSK TROUGH (WEST SIBERIA)

G. N. Cherkasov, G. N. Sharov, V. A. Ashurkov

Entry of petroleum-bitumen and  $CH_4$  gas from the basement of the Kuznetsk Basin is assumed based on their distribution in the subsurface and on the surface of its cover. In the eastern part of the trough a zone of compression is revealed by structural-magmatic evolution condition, and the time of naphthid genesis is determined as  $K_2-N_3$  by the absolute age of the gas showings. Oil and gas commercial concentrations are associated with the basement Late Riphean–Early Cambrian carbonate complex.

**Key words:** seismic profiles, wells, gas reservoirs, showings of oil, folds, faults, anticlines, uplifts, sulphate-hydrocarbonate-sodium waters, ring structures, granitization source, structural-magmatic evolution, carbonaceous complex.

Еще в 1930–1940-х гг., исследуя геологическое строение Кузнецкого угольного бассейна, И. М. Губкин отмечал, что вопрос о возможности нахождения в котловине (прогибе) в основании карбона и верхах девона нефти является актуальным и вполне обоснованным [4]. И долгое время Кузнецкий прогиб считался самым перспективным районом в Сибири на жидкие углеводороды и газ. В 1950-е гг. в нем даже начались поисковые работы на нефть и газ. Первые неудачи в поисках и открытие нефти на Западно-Сибирской низменности отодвинули Кузбасс на второй план, и тем не менее перспективы его от этого не уменьшились [1].

Кузнецкий прогиб административно расположен в Кемеровской области. Район экономически хорошо освоен. В нем широко развита сеть асфальтированных автомобильных трасс и железных дорог (рис. 1). В городах располагаются заводы металлургической и химической промышленности. Функционируют горнорудные предприятия (золото, полиметаллы, алюминиевое сырье), работают тепловые электростанции, развита цементная, угледобывающая и углеперерабатывающая промышленность. С севера на юг проходит газопровод. Область обеспечена квалифицированными инженерными и рабочими кадрами.

В геологическом отношении Кузнецкий прогиб представляет собой крупный синклиниорий, образовавшийся на жестком протерозойско-ниж-

непалеозойском фундаменте в начале девона в процессе тектономагматической активизации, вызвавшей растяжение системы Кузнецко-Алатауского рифта по Виноградовскому глубинному разлому. Прогиб ограничен разломами, придающими ему характер грабена. Фундамент сложен преимущественно терригенно-карбонатными породами (PR–S), которые участками смяты в крутые складки и разбиты разломами на блоки, поднятые на разную высоту. Прогиб заполнен карбонатно-терригенной угленосной толщей (D–J) мощностью до 10,5 км, несогласно налегающей на породы фундамента. В результате интенсивного давления надвиговых пластин Салаира (поздний палеозой) и Томь-Колывани (ранний мезозой) отложения чехла западной и северо-западной части прогиба собраны в крутые линейные складки, а восточной и юго-восточной – в пологие брахискладки, осложненные массой разрывов различной амплитуды. Позднемезозойские движения, приведшие к перестройке тектонической жизни разломов Кузнецко-Алатауского рифта, обусловили подъем отдельных блоков фундамента, сформировавших вдоль восточного борта Кузбасса четыре поднятия (с севера на юг): Барзасское, Крапивинское, Терсинское и Абашевское.

С 1984 по 1999 гг. ПГО «Запсибгеология», а затем Южсибгеолокомом проводилось планомерное геофизическое исследование Кузбасса. К настоящему времени профилями ГСЗ изучена западная половина прогиба. Это позволило в общих чертах установить его глубинное строение

\* ФГУП «СНИИГГиМС» (Новосибирск), \*\* ООО «ИГЭП РАЕН» (Москва), \*\*\* ОАО «Запсибгеология» (Новокузнецк)



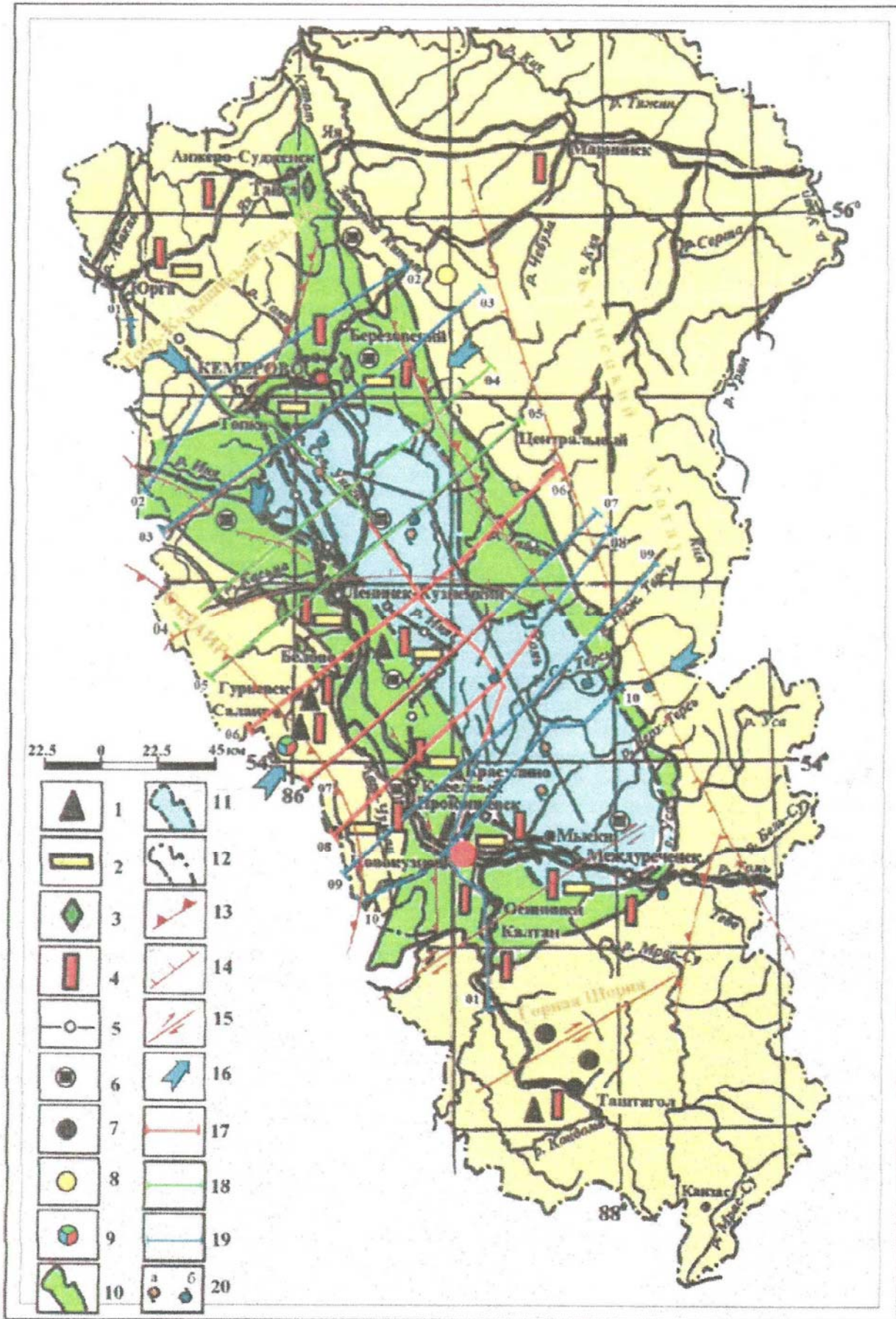
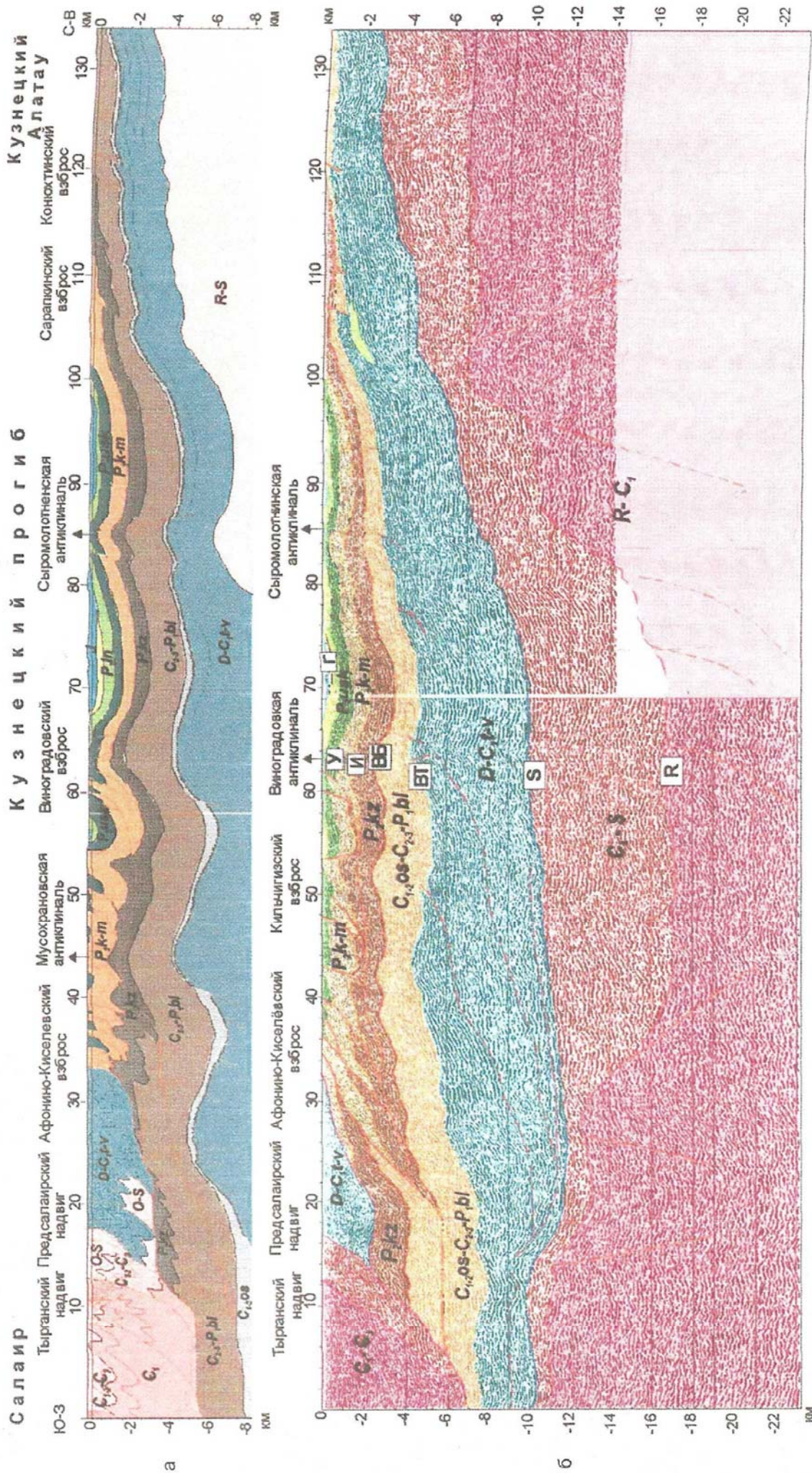


Рис. 1. Обзорная экономическая карта Кемеровской области

1–5 – промышленные предприятия: 1 – металлургические и горнорудные, 2 – цементные, 3 – химические, 4 – тепловые электростанции, 5 – газопровод; 6–9 – полезные ископаемые: 6 – каменный уголь, 7 – железные руды, 8 – золото, 9 – полиметаллы; 10–12 – контуры: 10 – Кузнецкого прогиба, 11 – перспективной территории для поисков УВ, 12 – границы Кемеровской области; 13–15 – разрывные нарушения: 13 – надвиги, 14 – взбросы, сбросы, 15 – сдвиги; 16 – направления действия тектонических напряжений; 17–19 – сейсмические профили, отработанные: 17 – в 1997 г., 18 – в 1999 г., 19 – планируемые на последующие годы «Сибнефтегеофизикой»; 20 – нефтепроявления (а) и газопроявления (б) в скважинах







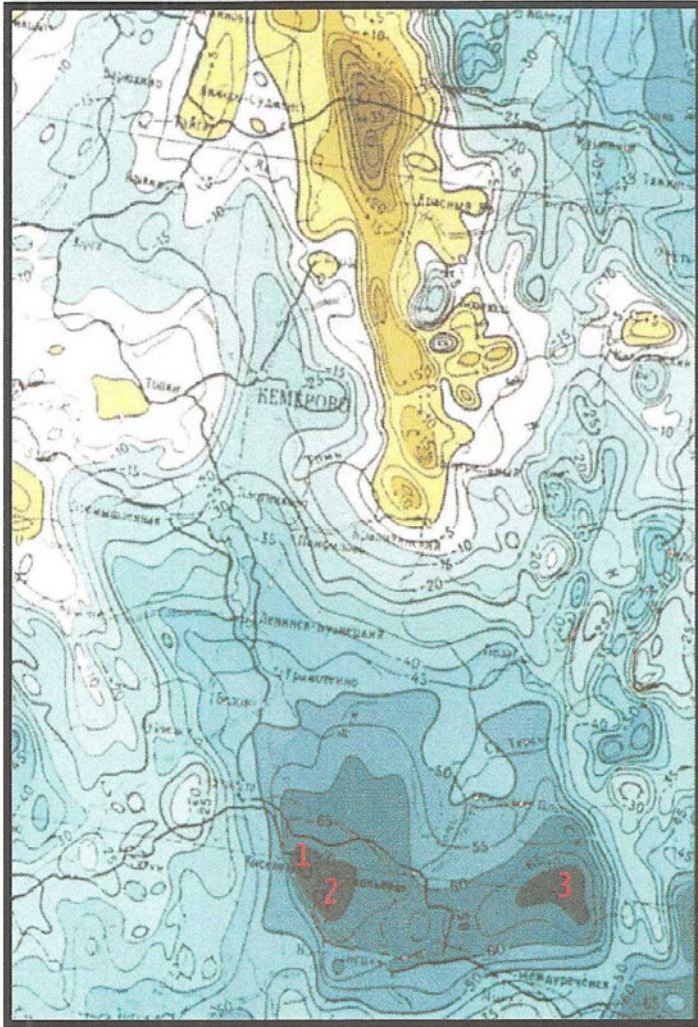


Рис. 3. Пример выделения сейсморазведкой локальных газовых куполов в ВНР (Терсинский купол, Кузбасс) (из материалов В. М. Мегери [8])

[2], определить границы взбросо-надвигов, зоны сочленения с окружающими его горными сооружениями, выявить рифовые постройки в отложениях девона и карбона и создать геологическую модель глубинного строения прогиба (рис. 2).

Целенаправленная интерпретация поля силы тяжести показала, что поверхность Мохо под Кузбассом залегает на глубине 37–38 км на юге и 41 км на севере, в то время как под Салаиром – 48 км, под Кузнецким Алатау – 49 км, под Томь-Колыванской складчатой областью – 46 км.

Вероятно, столь резкий подъем поверхности Мохо на юге Кузбасса вызвал заметное разуплотнение пород чехла и фундамента в южной части прогиба и формирование глубокого гравитационного минимума (рис. 3), что обеспечило высокий тепловой (в среднем 53 мВт/м<sup>2</sup>) и УВ-флюидный (CH<sub>4</sub>+CO+CO<sub>2</sub>) поток в земную кору, особенно в неогене. В этом гравитационном минимуме расположены шахты «Ульяновская» и «Распадская», на которых (в 2007 и 2010 гг. соответственно) произошли катастрофические выбросы метана, повлекшие за собой многочисленные человеческие жертвы.

Расчлененность вертикальными разломами Кузнецкого прогиба на блоки обусловила перво-

начальные вертикальные каналы, по которым идет дегазация Земли и в настоящее время. Флюидодинамические потоки, двигаясь к поверхности, выполняют огромную работу по вещественному преобразованию пород осадочного комплекса, расширяя и формируя себе системы подводящих каналов и создавая новые структуры. Обработка временного сейсмического разреза позволила составить «портрет» такого подводящего канала.

В идеализированном виде это вертикальная зона проницаемости, в определенных местах которой имеют место куполообразные раздувы (резервуары), заполненные свободным метаном. Может быть 5–6 подобных резервуаров, вытянутых как вдоль канала (рис. 4), так и по латерали (рис. 5). Внутреннее давление газа в них находится в динамическом равновесии со статическим давлением столба вмещающих и перекрывающих пород.

Надо признать, что огромное количество свободного CH<sub>4</sub> глубинной генерации [1], мигрирующего через 10-километровую толщу чехла, «застряло» на путях подъема в промежуточных резервуарах, которые являются постоянно действующим источником внезапных выбросов газа в свободные подземные шахтные выработки. Борьба с этими выбросами в настоящее время – первоочередная задача. Зона естественной приповерхностной трещиноватости земной коры достигает в отдельных районах 1000 м [16], а в Кузбассе примерно 550 м (от +250 до –300 м). В зоне естественной трещиноватости мощный поток глубинного газа, идущий по каналу, разбивается на громадное количество мелких «ручeyков» и теряет свою разрушительную силу. Так, на Красулинском месторождении метаноносность угольных пластов на горизонте +220 м составляет 3–4 м<sup>3</sup>/т сухой беззольной массы (с.б.м.), на горизонте ±0 м – 16–18 м<sup>3</sup>/т, на Тагарышском (горизонт ±0 м) – 8,6–18,7 м<sup>3</sup>/т, на Жерновском (горизонт –300 м) – 26–28 м<sup>3</sup>/т. Таким образом, по мере углубления шахт метаноносность угленосных осадков заметно возрастает. Поэтому в угольных шахтах глубиной до 300 м выбросы метана не приводят к масштабным катастрофам. На более глубоких шахтах, как, например, «Ульяновская» и «Распадская», работающих глубже зоны естественной приповерхностной трещиноватости (–300 м), в шахтное поле попадают мощные каналы дегазации, еще не разбившиеся на массу мелких «ручeyков». Главное для успеха в борьбе с выбросами метана – постараться правильно определить с поверхности, где располагаются такие каналы. Вероятно, в решении этой задачи большую помощь могут оказать спутниковые съемки земной поверхности.

Результаты апробации украинскими исследователями [10] спутниковой технологии в Донбассе с целью установления возможности обнаружения и картирования зон скопления свободного



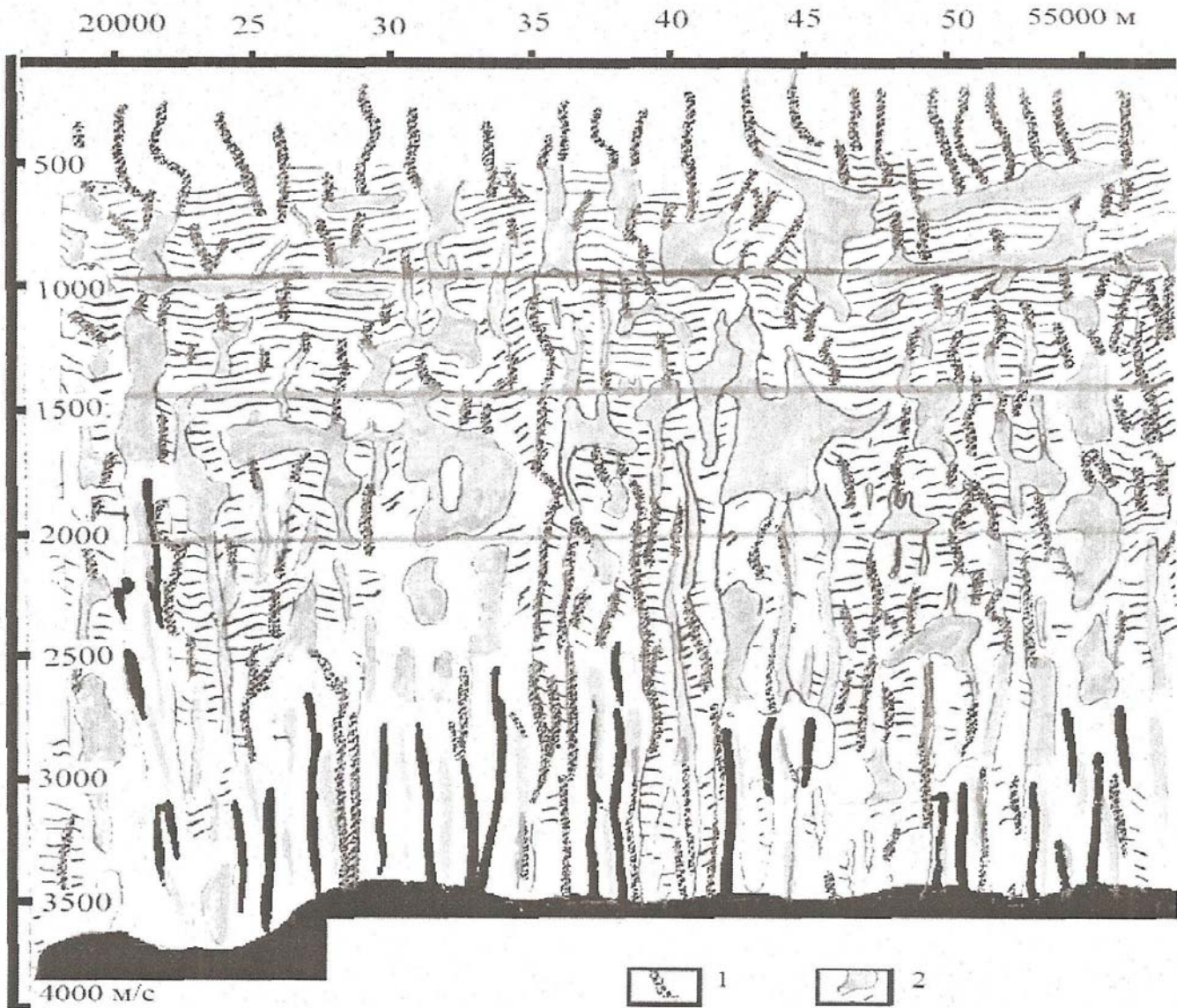


Рис. 4. Фрагмент интерпретации временного разреза чехла Кузбасса по субмеридиональному профилю 01 (район Борисовской антиклинали) (составил В. А. Ашурков, 2007 г.)

1 – вертикальные каналы (зоны трещиноватости) вторжения в осадочную толщу и подъема к поверхности свободного метана; 2 – переработанные флюидами разуплотненные участки чехла, насыщенные метаном вплоть до залежей

газа (метана) продемонстрировали целесообразность проведения такого же рода экспериментов и в других угольных бассейнах. Трагические события на угольной шахте «Распадская» 09.05.2010 сделали эти исследования необходимыми. Шахтное поле «Распадской» стало первым объектом подобных исследований и экспериментов за пределами Донбасса. Обработка спутниковых данных участка расположения шахты в Кузнецком угольном бассейне осуществлена в конце второй декады мая 2010 г. украинскими исследователями. Предоставленные в наше распоряжение материалы (рис. 6) показывают, что в пределах шахтного поля имеется несколько каналов дегазации; в один из них непосредственно попадает шахтный ствол, два других расположены относительно недалеко от него. По всей видимости, перед началом эксплуатации месторождения скважины для дегазации шахтного поля следует задавать в таких аномальных зонах и поддерживать их в рабочем состоянии постоянно.

Геологическая среда Кузбасса как нигде в мире пересыщена метаном. Предполагается, что только в угольных пластах до глубины 1,5 км (граница распространения угольных пластов) его почти 13 трлн м<sup>3</sup>. Установлено, что плотность ресурсов CH<sub>4</sub> в интервале –900...–1500 м в 1,5 раза выше, чем в интервале 0...–900 м и, по расчетам съемщиков ГДП-200, в пределах Борисовской антиклинали доходит до 9 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> в подугольных песчаниках перми (в 1,5 раза выше, чем в юрских газоносных песчаниках Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна). Это происходит на фоне снижения с глубиной ресурсов угля. Можно ожидать, что на этаже –1500 м (подошве угленосной толщи) сосредоточено примерно 50 трлн м<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>. Сейчас работы в шахтах «Ульяновская» и «Распадская» достигли глубины –300 м и продолжают углубляться, что ведет к нарушению динамического равновесия «газ – вмещающие и перекрывающие породы» и, следовательно, катастрофические выбросы метана с глубиной будут периодически повторяться.



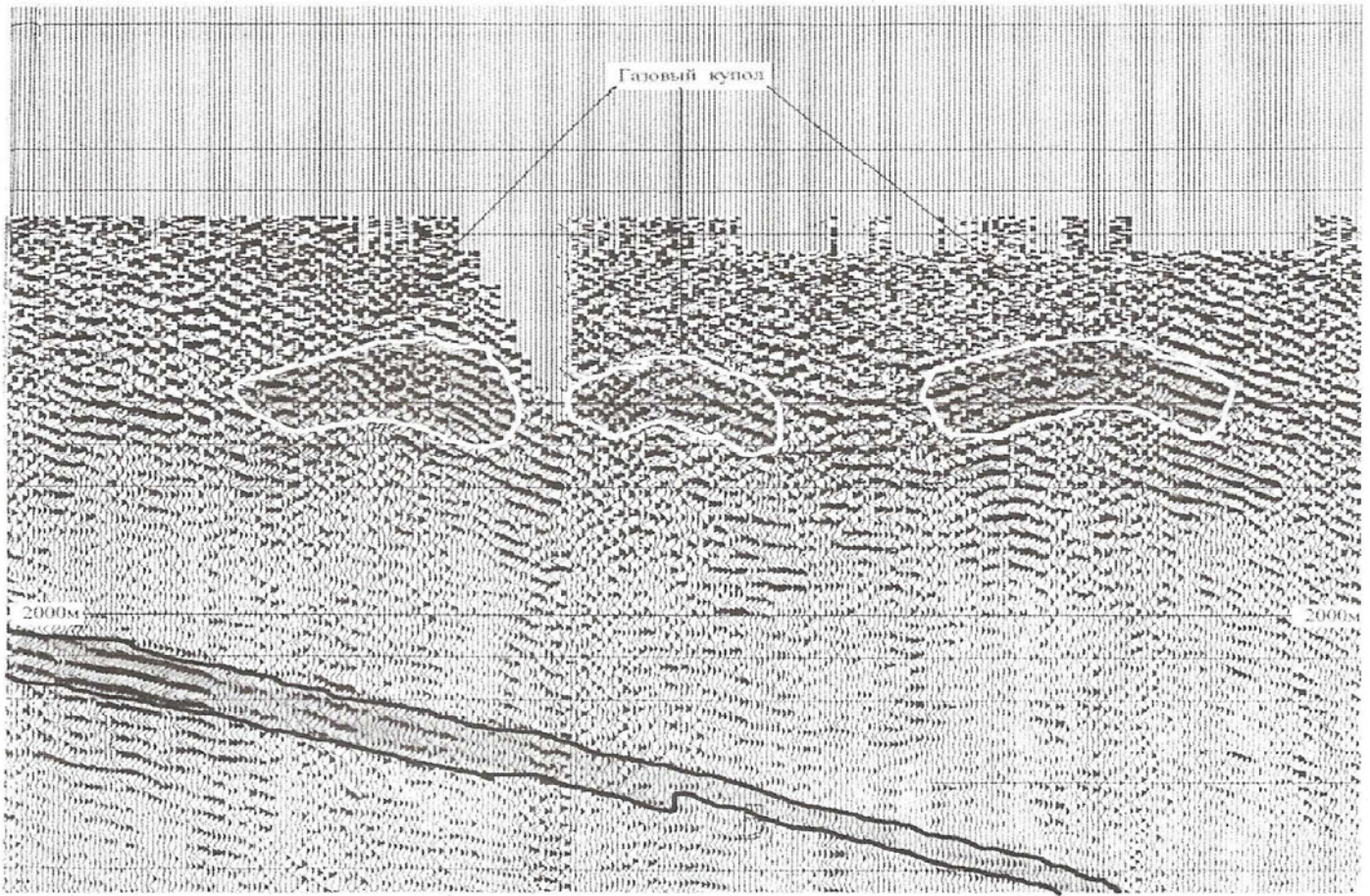


Рис. 5. Пример выделения по данным сейсморазведки локальных газовых куполов в разрезе прилегания к северо-западному склону Терсинского поднятия (составил В. А. Ашурков, 2007)

Признаками глубинности метановых флюидов может служить следующее:

- в газах из вод девонско-нижнекембрийских отложений всегда содержатся  $\text{CH}_4$  (до 37 %) и  $\text{N}_2$  (до 95 %);

- на юге Кузбасса в районе с. Абашево в газах скв. 3-Р, поднятых с глубины 2450–2502 м, суммарное содержание глубинных химических элементов  $\text{H}_2$  и  $\text{He}$  колеблется в пределах 9–18 %.

Основная масса метана поступает к поверхности по подновленным в настоящее время Кузнецко-Алатаускому глубинному разлому, отделяющему Кузбасс от Кузнецкого Алатау, и Виноградовскому продольному глубинному разлому, делящему Кузнецкий бассейн на две структуры: юго-западную Присалаирскую зону полных гребневидных крутых линейных складок и северо-восточную зону купольных поднятий с преимущественным развитием брахискладок. Причем по Виноградовскому разлому, где сосредоточены основные угольные шахты Кузбасса, поднимается главным образом в больших количествах «сухой» метан, а по Кузнецко-Алатаускому – метан и нефтяные углеводороды. Поэтому, если не предпринимать соответствующих мер безопасности, взрывы метана в шахтах будут повторяться, поскольку **здесь метан Кузбасса является продуктом возобновляемым и практически неисчерпаемым, по крайней мере на протяжении всего XXI века.**

Для безопасности угледобычи угленосные осадки надо освобождать от свободного заполня-

ющего их метана. Принудительной дегазации следует, по-видимому, подвергнуть разрез до глубины 3000 м. Главная задача при этом – попасть скважиной непосредственно в резервуар с газом или в «трубу» дегазации метана. Современные технические средства позволяют решить эту задачу.

В 1950–1960-х гг. в Кузбассе ЗСГУ при участии СНИИГГиМСа предпринималась попытка проведения поисковых работ на нефть и газ. Было пройдено 25 скважин глубиной от 1400 до 3010 м, но 13 из них не достигли проектной глубины, 6 было закрыто по техническим причинам, 5 осталось неопробованными. Все же определенные результаты были получены. Поисковые скважины были заложены на антиклинальных структурах Сыромолотненской, Борисовской, Кушеяковской и др. Изучение керна позволило установить, что коллекторские свойства отложений Кузбасса вполне удовлетворительные как по пористости (15–28,6 %), так и по проницаемости (от первых десятков до 480 мД).

На Сыромолотненской антиклинали притоки свободного природного газа получены в двух скважинах с горизонтов 2416–2489 м и 2690–2870 м (14000 и 18500 м<sup>3</sup>/сут соответственно). Состав газа (%):  $\text{CH}_4$  83,4 и 90,1;  $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$  0,4 и 0,7;  $\text{N}_2$ +редкие газы 8,4 и 2,5;  $\text{Ar} + \text{Kr} + \text{Xe}$  0,04 и 0,04;  $\text{Ne} + \text{He}$  0,02 и 0,0008; тяжелые углеводороды 7,8 и 6,7. На Борисовской антиклинали притоки газа получены в двух скважинах по трем горизонтам: 180–380 м, 322–470 м, 474–525 м (14000, 18240





и 20000–25000 м<sup>3</sup>/сут соответственно). Газ состоит из метана (85,6 %), тяжелых углеводородов (8,7 %), азота и редких газов (3 %). На Абашевском куполе притоки получены с трех горизонтов с глубин 1840–1502 м в объеме 40000, 43200 и 216200 м<sup>3</sup>/сут [12].

В Кузбассе, безусловно, имеют место трещинные коллекторы, о чем свидетельствуют мощные фонтанные притоки (свыше 200000 м<sup>3</sup>/сут) минеральных вод и газа на Абашевском и Терсинском (Макарьевское месторождение) поднятиях.

В ряде скважин на Сыромолотненской и Борисовской антиклиналях получены притоки нефти; наибольшие (380 л/сут) – на Борисовской антиклинали в скв. 29 с глубины 450 м. Элементарный состав нефти Кузбасса (%): углерод (83,7–87,3), водород (11,4–14,8), свободный кислород (1,3–3,0); например, состав узунцовской нефти (с. Узунцы): 83,7, 13,9, 2,4 % соответственно. Отношение углерода к водороду 6,0.

Вещественный состав и форма нефтепроявлений различные. Непосредственно на поднятиях, где на поверхность выходят породы девона и карбона, жидкие УВ, попадая в открытую систему (в открытые трещины) и соприкасаясь с атмосферой, быстро стареют, теряют легкие фракции и превращаются в альбертиты, твердые асфальтиты и мягкие озокериты и битумы. На склонах поднятий в позднепермских отложениях – вазелиноподобные битумы, в пермских отложениях бассейна – жидкие нефти красновато-бурого, буровато-желтого, желтовато-зеленого цвета, иногда породы имеют резкий запах бензина или керосина.

Следует отметить интересный факт: нефтепроявления, представленные секущими прожилками кальцита с битумами твердыми, мягкими, полужидкими, встречаются во всех отложениях чехла, начиная с эффузивно-туфогенных толщ нижнего девона (подошва чехла) и заканчивая терригенной угленосной юрой (кровля чехла). Из этого можно сделать вывод, что нефть и газ идут из карбонатных пород фундамента и их возраст моложе всех пород чехла.

Исходя из химического состава нефти Кузбасса относятся к двум классам. Первый класс (села Узунцы, Осиновое Плесо, Абашево-1, Кыргай) – это нефти существенно метановые (СН<sub>4</sub> более 75 %), бессернистые (S 0,08 %), парафинистые и высокопарафинистые (5–25 %) с удельным весом 0,80–0,83 г/см<sup>3</sup>. Второй класс (с. Сыромолотное) – нефти метано-нафтеновые (нафтенных более 50 %), без парафина и смол, серы до 0,15 %, легкие (удельный вес 0,79 г/см<sup>3</sup>). К настоящему времени в связи с большим объемом разведочных работ на уголь количество установленных нефтегазовых проявлений возросло в сотни раз, причем они обнаружены не только в сводах антиклинальных складок, но и в синклиналях Антоновской, Байдаевской, Есаульской, Кушеяковской, Кыргайской, Осташкинской, Успен-

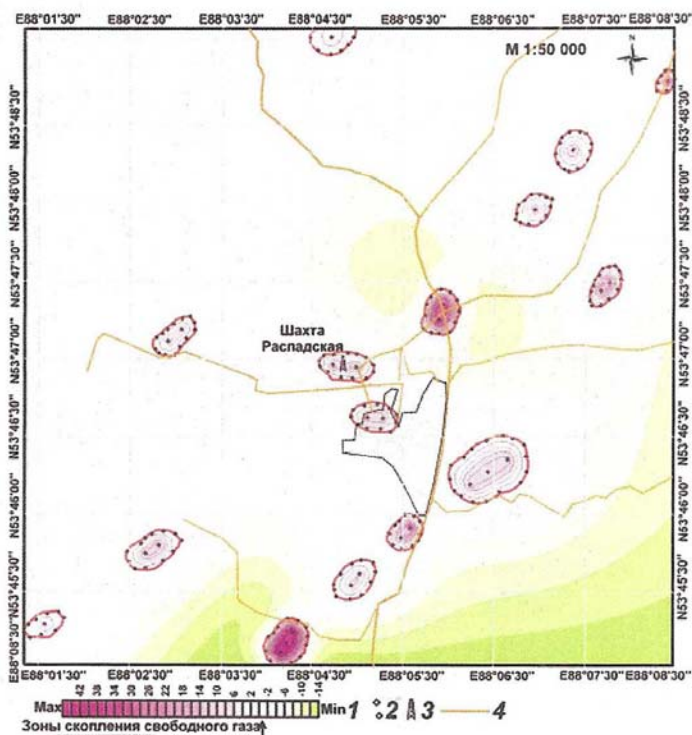


Рис. 6. Схематическая карта зон (труб?) поступления свободного газа в недра шахты «Распадская»

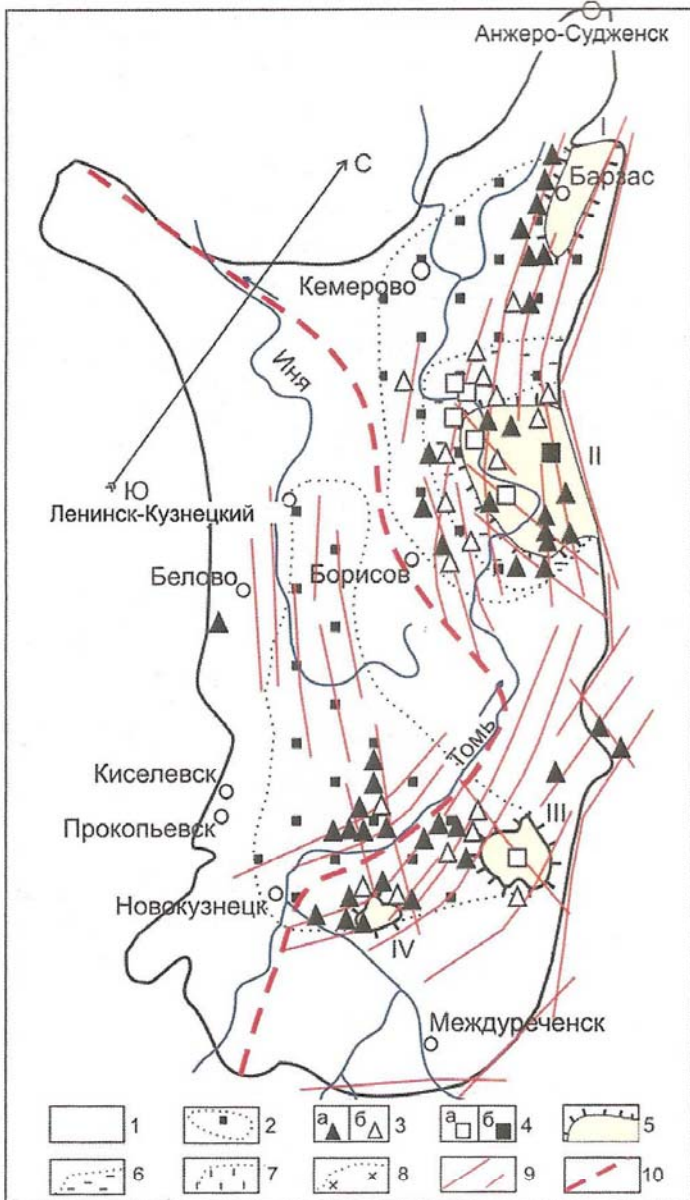
1 – шкала интенсивности значений аномального отклика; 2 – пункты регистрации отклика; 3 – положение ствола шахты; 4 – дороги

ской (желтовато-зеленый, желто-бурый, темно-коричневый мазеподобный и жидкий битумы, пропитывающие песчаники в ерунаковской (P<sub>2</sub>) подсерии, ускатской и ленинской (P<sub>2</sub>) свитах).

Отмечается общее погружение осадков чехла к центру Кузнецкого бассейна, в подземных водах которого выделяются две гидрохимические зоны: верхняя от поверхности до глубины 2500 м гидрокарбонатно-кальциевых вод и нижняя замедленного водообмена хлоридно-натриевых. По подновленным в конце мезозоя – кайнозое разломам Кузнецко-Алатауского рифта в пределах поднятий в хлоридно-натриевых водах девонско-нижнекембрийских отложений появляются узкие зоны сульфатно-гидрокарбонатно-натриевых, содержащих в больших количествах СН<sub>4</sub> и N<sub>2</sub> и в меньших – СО<sub>2</sub>, He, H<sub>2</sub>, УВ С<sub>2</sub>–С<sub>10</sub>, инертные газы. Воды, поднимаясь по разломам, разгружаются у поверхности на поднятиях в девон-карбонные трещиноватые породы и в пермские угленосные отложения – пористые коллекторы, которые из-за обилия угольных шахт и разрезов, окруженных воронками осушения, обладают открытой пористостью, позволяющей глубинным водам самотеком медленно двигаться внутри наклонных коллекторов (100–500 м от поверхности) к центру бассейна, освобождаясь по встречающимся разломам от газовой составляющей и жидких УВ, и примерно через 20–30 км от поднятий они становятся «чистыми» от нефти (рис. 7).

В результате поступления в пермские коллекторы глубинных вод с поднятий на территории Кузбасского осадочного бассейна среди вод

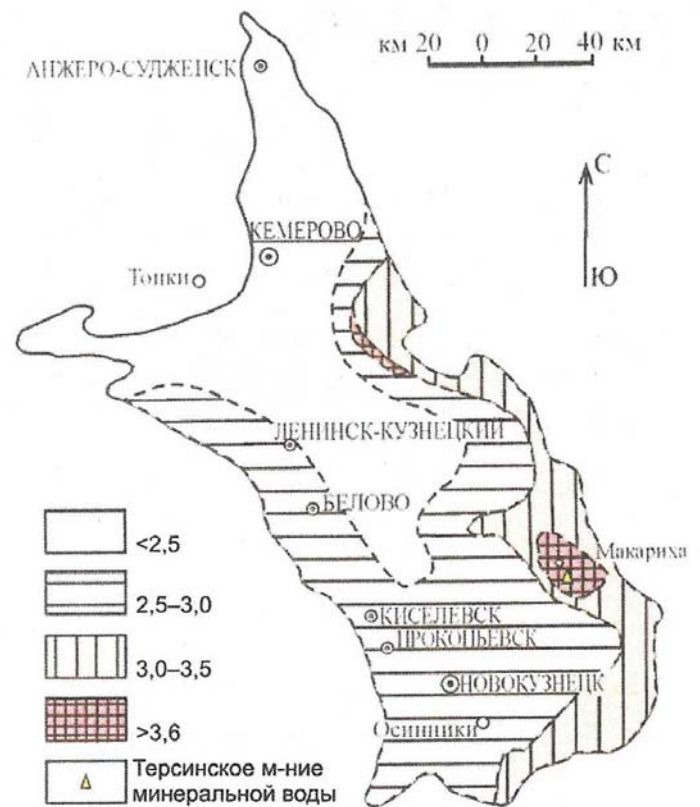




**Рис. 7.** Схема распространения основных нефте- и газопоявлений в Кузнецком прогибе (по материалам ЗСГУ) Площади распространения в Кузбассе: 1 – гидрокарбонатно-кальциевых вод, 2 – сульфатно-гидрокарбонатно-натриевых вод; проявления: 3 – нефти (а) и газа (б), 4 – давосонита (а) и жерновых (кремнистых) камней (б); 5 – поднятия (I – Барзасское, II – Крапивинское, III – Макарихинское, IV – Абашевское); зоны эпигенетического изменения пород: 6 – карбонатизации, 7 – каолинизации и гидрослюдизации, 8 – окремнения; 9 – разломы; 10 – Виноградовский разлом-рифт

верхней гидрохимической зоны сформировалось два резервуара сульфатно-гидрокарбонатно-натриевых вод, в пределах которых сосредоточены почти все нефте- и газопоявления (см. рис. 7). Состав газов на Терсинском поднятии (%):  $CH_4$  83,9–91,8,  $C_nH_{2n}$  1,5–1,6,  $CO_2$  1,1–3,4,  $N_2$  3,1–11,3, He,  $H_2$ , Ne, Ar, Xe 0,04–0,21. Судя по наличию в газах He и  $H_2$ , происхождение их глубинное.

На неотектонических поднятиях вдоль подновленного Кузнецко-Алатауского рифта установлен самый высокий для Кузбасса градиент температур – 3–4 °C/100 м (рис. 8), а на Терсинском поднятии он достигает 4,3 °C/100 м, измеренная в скважинах температура подземных вод на глу-



**Рис. 8.** Схематическая карта геотермического градиента Кузбасского прогиба (по материалам ЗСГУ)

бине 2500–3000 м составляет 120–125 °C. Здесь изотермы 900–1000 °C в осадках проходят на глубине примерно 24–25 км, т. е. в нижних горизонтах земной коры, где в настоящее время, по представлениям В. И. Будникова (1960 г.), существует магматический очаг. По составу поступающих из глубины сульфатно-гидрокарбонатно-натриевых вод (азотно-кремнистые термы), газов и современной давсонитовой минерализации, обогащенной Sr и Au, этот очаг отнесен нами к щелочной K-Na гранитизации [3, 13]. Состав катализаторов и температур гидрогенизации, используемых в лабораторных опытах получения нефти [6, 9, 18], позволяет отметить, что такие условия вполне могут существовать в очагах щелочной гранитизации, где из простых ароматических УВ синтезировались бы сложные цепи нефтяных УВ. С этих позиций мы полагаем, что очаг щелочной гранитизации под Терсинским поднятием не будет служить помехой для формирования нефтяных залежей в более высоких горизонтах земной коры.

Что же собой представлял Кузнецкий прогиб во время формирования его чехла? Во-первых, тогда эта часть Алтае-Саянской складчатой области (АССО) испытала каледонскую (O–S) коллизию и превратилась в консолидированную складчатую область, которая еще не является платформой, но уже развивается дальше в платформенном режиме, т. е. в ее тектонике начинают преобладать вертикальные блоковые движения и этапы тектономагматической активизации сопровождаются контрастным габбро-гранитным магматизмом щелочно-земельной или щелочной ветви, поскольку в это время глубина разломов способна достигать



Система	Кузнецкий прогиб		Кузнецкий Алатау и Горная Шория	
	Виноградовский разлом	Состояние разломов	Кузнецко-Алатауский разлом	
	Магматический, вулканический комплекс		Магматический, вулканический комплекс	
N-Q	Нет осадков			Нет осадков
K <sub>2</sub> -P <sub>3</sub>	Гравий, песок, немые пестроцветные гидрослюдисто-монтмориллонитовые глины минеральных источников			Тыргешский щелочно-базальтовый дайковый позднемеловой
J-K <sub>1</sub>	Конгломераты, алевролиты K <sub>1</sub> . Угли, песчаники, туфопесчаники J <sub>1-2</sub>			Узунгольский риолитовый дайковый J <sub>2</sub> -K <sub>1</sub> (?)
T	Мальцевская свита: базальтовые лавы и их туфы			Порожинский щелочно-земельный гранитный
P	Тутягский (Кузбасский) щелочно-базальтовый P <sub>2</sub> . Бентонины ишановский свиты P <sub>1</sub>			Мустагский щелочной гранитный
C <sub>2-3</sub>	Нет сведений			Нет осадков
C <sub>1</sub>				
D	Красногорская, дмитриевская, барзаская эффузивно-туфогенные толщи (диабазовые порфириты и их туфы)			Чебулинский щелочной гранит-граносиенитовый

Рис. 9. Схема этапов тектономагматических активизаций периода формирования чехла Кузнецкого прогиба (сост. Г. Н. Черкасов, 2011 г., по данным геологических съемок и материалам СНИИГГиМСа). Цветом обозначено состояние разломов: зеленый – растяжение, красный – сжатие

100–200 км [15]. Во-вторых, при блоковых сбросо- или взбросо-сдвиговых движениях на этапе тектономагматической активизации возникают обычно зоны растяжения и сжатия. По зоне растяжения из мантии к поверхности поступает щелочной базальтовый расплав, насыщенный мантийным газом-жидким флюидом, который богат различными химическими элементами и углеродом (CH<sub>4</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, примесь простых УВ). Щелочной базальтоидный мантийный расплав изливается на поверхность диабазовыми и андезитовыми лавами, сопровождаемая выбросами их туфов. Газово-жидкий флюид при этом выносится в атмосферу и рассеивается, в лучшем случае оставляя следы в лавах в виде включений антраксолитов, как, например, в щелочных базальтах имирской (S<sub>2</sub>-D<sub>1</sub>) свиты Минусинской впадины или аппаинской (D<sub>2</sub>) в Якутии. Зона сжатия для расплава из-за его вязкости оказывается непроницаемой. Вязкость же газового флюида, постоянно насыщающего расплав, на 2–3 порядка ниже, чем расплава, и, следовательно, его проницаемость выше. Когда внутреннее давление во флюиде начинает превышать литостатическое давление перекрывающей земной коры, флюид уходит по закрытому для расплава разлому к земной поверхности. В момент попадания в зоны разуплотнения (пустоты), которые всегда встречаются в земной коре, во флюиде резко сбрасывается давление и мгновенно повышается температура, часто достаточная (до 800 °С) для начала плавления вмещающих пород, обеспечивающих формирование очага гранитизации. Таким образом возникают

разобценные в пространстве, но разновозрастные эффузивно-туфогенные толщи основного и магматические породы кислого состава щелочной ветви, относящиеся к единому контрастному габбро-гранитному комплексу.

Из схемы этапов тектономагматической активизации и состояния разломов Кузнецкого прогиба (рис. 9) видно, что в состоянии растяжения (период формирования вулканогенно-осадочного чехла прогиба) Виноградовский глубинный разлом с девона по нижний меп включительно находился в состоянии растяжения (характерен основной вулканизм). Кузнецко-Алатауский глубинный разлом – в состоянии сжатия, ему присущ гранитный магматизм щелочной и щелочноземельной ветви. Но на границе раннего – позднего мела австрийская фаза складчатости, широко проявившаяся в альпийской зоне тектогенеза от Пиренеев до Гималаев (его отголоски фиксируются и на сопредельных территориях) и связанная, по-видимому, с пульсацией Земли, изменила состояние граничных глубинных разломов Кузнецко-Алатауского рифта на противоположное. Кузнецко-Алатауский разлом оказался в зоне растяжения, по нему фиксируются проявления Тыргешского щелочно-базальтового дайкового комплекса K<sub>2</sub>, открывающего позднемеловую – палеогеновую систему, а Виноградовский глубинный разлом и вся восточная часть прогиба с позднего мела находится в состоянии сжатия. На рис. 10 видно, что сжатый блок Кузнецко-Алатауского рифта занимает почти половину Кузнецкого прогиба, а Виноградовский разлом раздваивается в своей центральной ча-



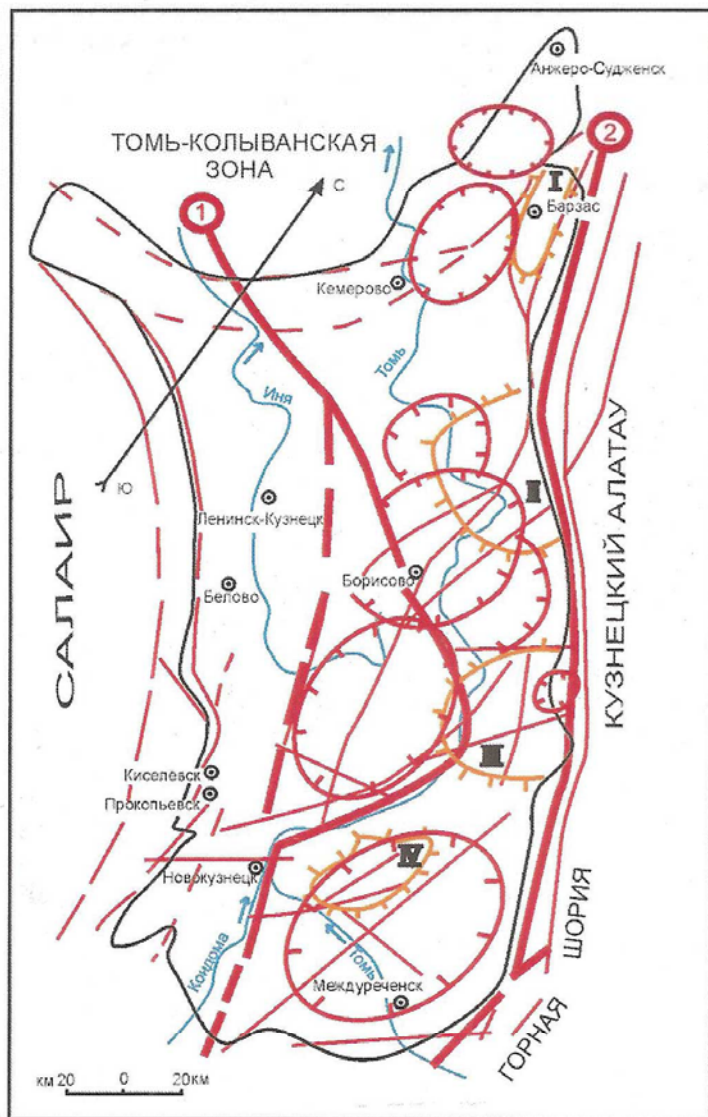


Рис. 10. Тектоническая схема Кузнецкого прогиба (сост. Г. Н. Черкасов, 2011 г., по материалам [7] и топопланшетам м-ба 1:300 000)

1 – граничные глубинные разломы Кузнецко-Алатауского рифта и их номера (1 – Виноградовский, 2 – Кузнецко-Алатауский); 2 – прочие глубинные разломы: а – установленные, б – предполагаемые; 3 – кольцевые структуры; 4 – купольные части поднятий и их номера (I – Барзасское, II – Крапивинское, III – Терсинское, IV – Абашевское); 5 – граница Кузнецкого прогиба

сти. Вызвано это давлением Салаирской надвиговой пластины. На Новобачатском угольном участке, юго-западнее г. Белово (у разлома) скв. 1157 вскрыты крутопадающие пермские угленосные отложения, на которых горизонтально залегают сохранившиеся от эрозии среднедевонские (эйфельские) органогенные известняки хвоцевской свиты Салаира. В целом в процессе сжатия нижне-среднепалеозойскими породами салаирской пластины были сдвинуты отложения чехла и частично фундамента (О–S) Кузнецкого прогиба, залегающего несогласно на кембрийских породах, при этом образовались тектонические покровы и складки волочения (рис. 11). В том же блоке сосредоточены все кольцевые структуры, отраженные на космогеологической карте СССР [7] и вы-

несенные и скорректированные нами по рельефу речной сети с топопланшетов м-ба 1:300 000. В западной части прогиба, где породы чехла, а частично и фундамента, смяты в крутые складки, подобных структур нет.

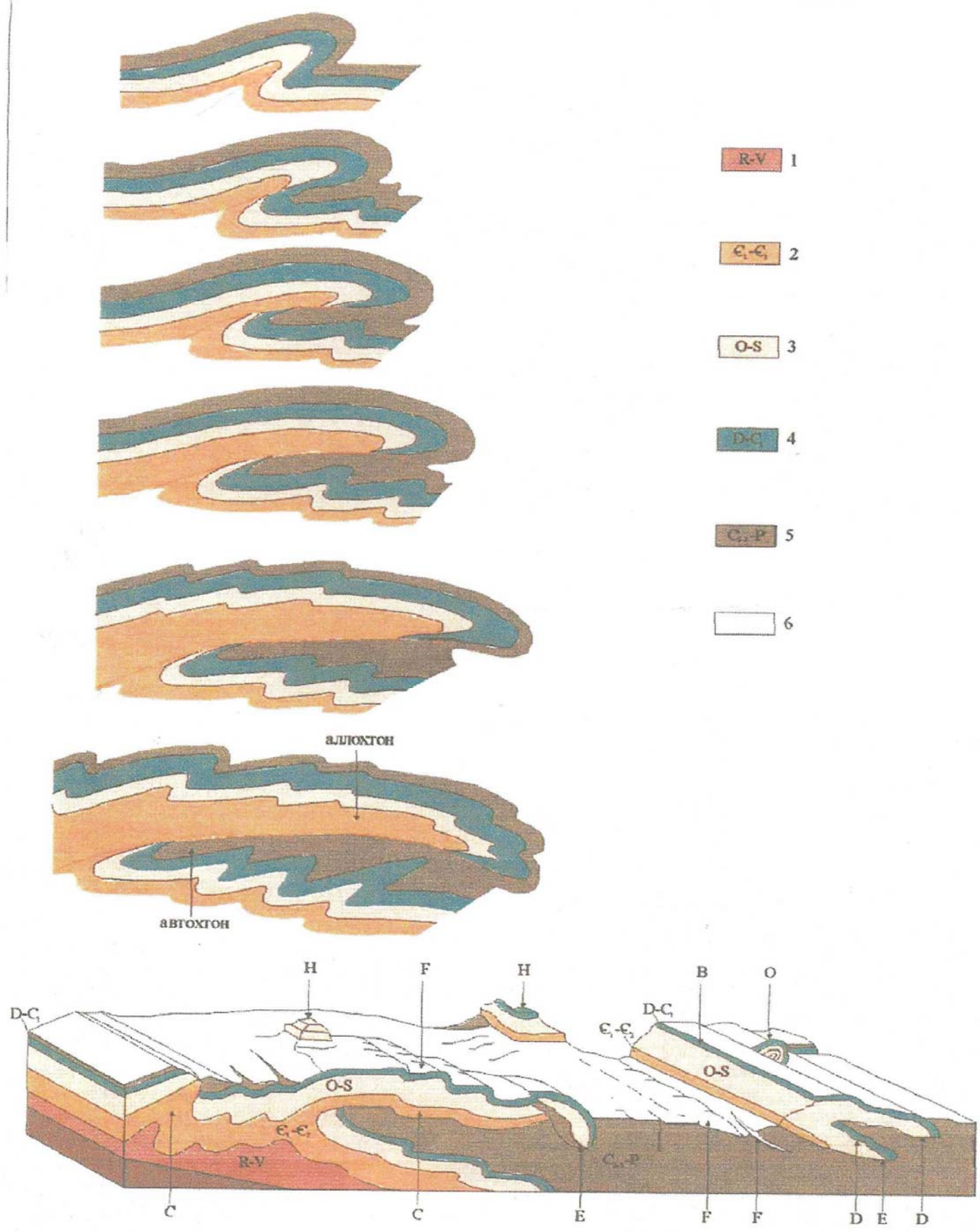
Каждое неотектоническое поднятие (I–IV) вдоль Кузнецко-Алатауского разлома сопровождается своими кольцевыми структурами, которые, по нашему мнению, представляют собой следы молодых очагов гранитизации, отраженных на поверхности и локализованных на глубине, где из метана и его простых производных могли синтезироваться сложные цепи нефтяных УВ. Кольцевые структуры Крапивинского купола разновозрастные: две древние (по-видимому, мел-палеогеновые), на них наложена более молодая (неогеновая) крупная кольцевая структура, а все остальные – палеоген-неогенового возраста. Залежи нефти могли концентрироваться в зонах разуплотнения под неотектоническими поднятиями. Сопоставляя рис. 9 и 10, можно заключить, что нефть и газ имели возможность формироваться и накапливаться только в позднемеловое – палеогеновое и неоген-четвертичное время. Это полностью подтверждается нашими определениями абсолютного возраста газов из резервуаров чехла, вскрытых скважинами.

Следует отметить, что первые такие определения были проведены М. Р. Лозовской и О. К. Овечкиной в лаборатории ВНИГРИ еще в 1950-х гг. Тогда ожидалось, что абсолютный возраст газа (если он генерируется пермскими углями) будет соответствовать возрасту угленосной толщи, из которой газ отбирался. Однако ожидания не оправдались: газ везде оказался значительно моложе вмещающих его пород. Результаты анализов отложили и забыли о них. Мы провели еще 15 определений абсолютного возраста газа по формуле  $(\text{He}/\text{Ar}) \cdot 25 \cdot 10^6 = T$  (лет).

Полученные результаты сведены в таблицу, из которой следует, что возраст метана точно соответствует времени сжатия Виноградовского разлома (см. рис. 9) и всей восточной части Кузнецкого прогиба от верхнего мела (турон–сантон) – палеогена (эоцен–олигоцен) до неогена (миоцен–плейстоцен) включительно.

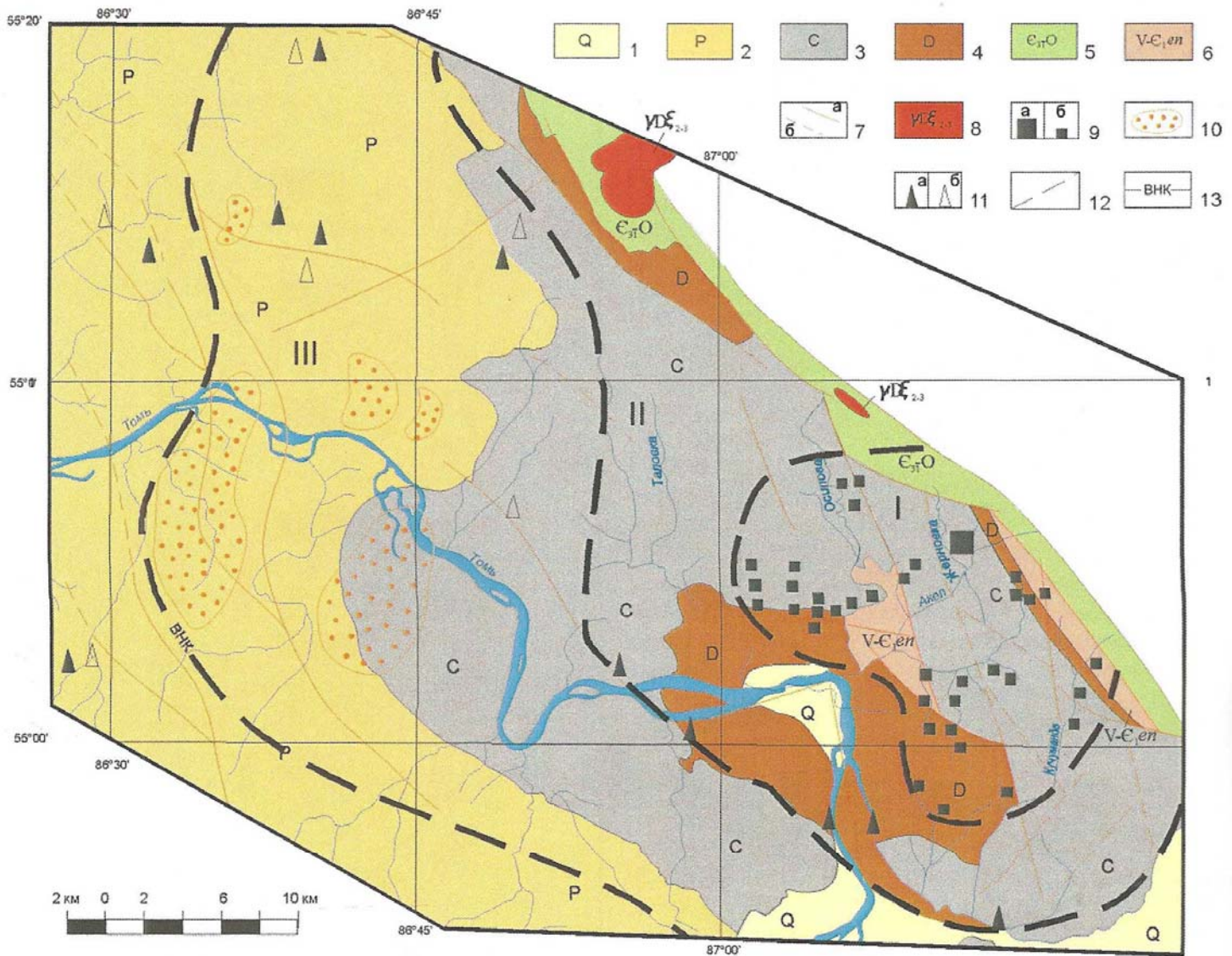
Напомним, что в Кузнецком прогибе установлены два типа нефти: более древние метановые высокопарафинистые, тяжелые и легкие молодые метано-нафтенные без парафина. Для позднемезозойского – палеогенового этапа нефть должна быть палеогеновая (эоцен-олигоценная). Эоценовая нефть в России известна на Камчатке в морских эоценовых кварцитах и кварцитовидных песчаниках с прослоями аргиллитов [11]. На Сахалине она залегают в континентальных осадках дагинской свиты среднего миоцена ( $N_1^2$ ), являясь эпигенетической (более молодой) по отношению к вмещающим породам, и на шельфе о. Сахалин в песчано-алевритовых морских отло-





**Рис. 11.** Схематические разрезы, иллюстрирующие развитие тектонических покровов и складок волочения [2]  
 В – верхний покров, С – нижний покров, DD – пальцеобразные фронтальные шарниры, Е – фронтальный плоский шарнир, F – чешуи, Н – отторженцы покровов, О – окно; 1–5 – отложения: 1 – рифейско-вендские, 2 – кембрийские, 3 – ордовикско-силурийские, 4 – девона – нижнего карбона, 5 – среднего и верхнего карбона и перми; 6 – разрывные нарушения





**Рис. 12.** Геохимическая зональность по поверхности потенциально перспективного на нефть Крапивинского поднятия (сост. Г. Н. Черкасов, 2010 г., по данным геологических съемок и материалам СНИИГГиМСа)

Отложения: 1 – четвертичные, 2 – пермские терригенно-угленосные, 3 – каменноугольные терригенно-карбонатные, 4 – девонские вулканогенно-терригенные, 5 – нижнепалеозойские вулканогенно-терригенно-карбонатные, 6 – кремнисто-карбонатные енисейской серии; 7 – разломы: а – установленные, б – предполагаемые; 8 – щелочно-гранитоидные интрузии; 9 – кварц-халцедон-опаловые с гиббситом месторождения (Жерновское) (а) и проявления (б); 10 – нортстрандит-давсонитовые рудные столбы; 11 – проявления нефти (а) и газа (б); 12 – границы предполагаемых геохимических зон: I – окремнения, II – гидрослюдисто-каолинитовых изменений, III – карбонатно-гидрокарбонатных (анкерит-кальцит-сидерит-нортстрандит-давсонит) изменений; 13 – предполагаемая граница водонефтяного контакта

жениях натовской и окабыкайской свит верхнего миоцена – плиоцена, в которые она попала уже готовой, но формировала залежи, сингенетичные по возрасту с вмещающими осадками. Поскольку в Кузнецком прогибе до сих пор функционируют очаги гранитизации, а следовательно, возможна и генерация молодой легкой нефти, то возраст ее может варьировать в пределах плиоцена – голоцена (N<sub>2</sub>–Q). Погашение ресурсов поздне меловой и палеогеновой нефти – потери невозобновляемые. Ресурсы N–Q нефти возобновляемые. Она может долгое время заполнять отработанные резервуары мел-палеогеновых нефтей и формировать свои, постоянно регенерируя их после отработки.

Таким образом, на основании изложенного можно констатировать, что самым перспективным

на промышленные нефтегазовые скопления является позднерифейско-раннекембрийский карбонатный комплекс.

Исследование отложений поверхностных геохимических полей над нефтегазовыми месторождениями Сибири в конце 1990-х гг. позволило по метасоматическим изменениям в перекрывающих породах наметить их примерное зональное строение от центра: зоны окремнения – глинизации – карбонатизации – граница ВНК [5].

Подобное зональное строение в первом приближении имеет геохимическое поле на относительно хорошо петрографически изученных нами (по скважинам и обнажениям) отложениях Крапивинского купола (рис. 12). Следует отметить, что площадь основания поднятия на-





## Определения абсолютного возраста свободных метановых газов, отобранных из колонковых и разведочных скважин

Скважина (глубина)	Содержание, %		He / Ar	Абсолютный возраст, млн лет	Индекс
	He	Ar			
<b>Барзасское поднятие</b>					
Скв. 29-к Метановый газ, растворенный в воде	0,0010	1,1000	0,0009	0,0225	N <sub>3</sub> <sup>3</sup>
	0,0040	1,1300	0,0035	0,0885	N <sub>3</sub> <sup>3</sup>
Скв. 40-к	0,050	0,550	0,091	2,28	N <sub>2</sub> <sup>3</sup>
Скв. 1-к	0,044	0,208	0,2115	5,29	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>
Скв. 38-к, гл. 217 м	0,103	0,550	0,1873	4,68	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>
Скв. 38-к, гл. 403 м*	0,100	0,370	0,270	6,75	N <sub>1</sub> <sup>3</sup>
<b>Крапивинское поднятие</b>					
Скв. 7-р	0,0059	0,6800	0,0087	0,22	N <sub>3</sub> <sup>2</sup>
Скв. 37-к	0,0260	0,5010	0,0520	1,30	N <sub>3</sub> <sup>1</sup>
Скв. 13-к	0,0170	0,1000	0,1700	4,25	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>
Скв. 6-к	0,0279	0,0210	1,3300	27,25	P <sub>3</sub> <sup>2</sup>
Скв. 12-к*	0,0265	0,0139	1,9000	48,00	P <sub>2</sub> <sup>2</sup>
Скв. 10-к	0,0250	0,0080	3,1250	78,13	K <sub>2</sub> st
Скв. 4-к	0,0250	0,0067	3,7300	93,25	K <sub>2</sub> t
<b>Терсинское поднятие</b>					
Скв. 141	0,0050	0,0180	0,2800	7,00	N <sub>1</sub> <sup>3</sup>
	0,0800	0,0540	1,5000	37,5	P <sub>2</sub> <sup>3</sup>
<b>Абашевское поднятие</b>					
Группа из 5 скважин на Нарыкском участке	0,0290	0,1810	0,4375	10,94	N <sub>2</sub> <sup>1</sup>
	0,0140	0,0320	0,1600	4,00	N <sub>1</sub> <sup>3</sup>
Группа скважин на участке Увальном	0,0050	0,0050	1,0000	25,00	P <sub>3</sub> <sup>2</sup>

\*Анализы, выполненные М. Р. Лозовской и О. К. Овечкиной в лаборатории ВНИГРИ (1955).

много превышает площадь их купольной части, выведенной в современный эрозионный срез. Поскольку поднятия относительно молодые, то породы, выполняющие склоны поднятий, сохраняют первоначальную складчатость и антиклинально-синклинальное строение. В центре Крапивинского купола в зоне окремнения располагается Жерновское месторождение точильных камней. Для него характерно нахождение в породах первичных гелей Si и Al в свободном состоянии. Поэтому наблюдается вся цепь переходов опал – халцедон – кварц (77–90 %) и аллофан – гиббсит Al(OH)<sub>3</sub> (до 15 %). Как метастабильная форма, аллофан древнее неогена не встречается [17]. Эти гиббсит-кварцевые породы прослежены в купольной части на площади 15×18 км. Далее следует зона глинизации, где весь обломочный материал пермских терригенных пород замещается гидроокислами железа, гидрослюдой и каолинитом; затем зона карбонатизации, в которой осадочные породы подвергаются кальцитизации, анкеритизации, сидеритизации и давсонитизации; последняя представлена пятью столбами давсонитового [NaAl(OH)<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>] оруденения, переходящего к основанию в нордстрандитовое (щелочная разновидность гиббсита); далее по подножию купола следует предполагаемая зона ВНК.

В геохимической зоне карбонатизации по поверхностным отложениям чехла Крапивинского купола встречаются проявления нефти и газа. М. В. Елизаровская (СФ ВНИГРИ), изучавшая гидрогеологию на склоне северной части купо-

ла в Заломненской депрессии и на юго-западе у дер. Борисово, установила, что гидрохимический профиль подземных вод до глубины 1000–1200 м от поверхности представлен гидрокарбонатно-кальциевыми, а ниже в зоне затрудненного водообмена – хлоридно-натриевыми водами. Однако пробуренные на этих участках скважины из обеих гидрохимических зон фонтанировали сульфатно-гидрокарбонатно-натриевыми водами с метаном, причем воды напорные с дебитом 15–35 л/с. Некоторые скважины, пробуренные здесь в 1952–1955 гг., фонтанируют до сих пор такими же экзотическими водами.

На основании результатов сейсмических работ и изучения более 600 битумно-нефтегазовых проявлений можно предполагать, что к настоящему времени в куполах антиклинальных складок на склонах поднятий в девонско-каменноугольном комплексе на глубине 2900–4200 м и пермских отложениях на глубине около 1000 м, вероятно, уже смогли сформироваться небольшие залежи нефти и газа. В связи с этим остаются перспективными для попутной проверки Виноградовская, Сыромолотненская, Южно- и Северо-Борисовская антиклинальные структуры [12], хотя проведенные в 1950–1960-е гг. работы на нефть и газ промышленных скоплений УВ в них не выявили. Основное внимание надо уделить карбонатному позднепермско-раннекембрийскому (2500 м) комплексу фундамента, представленному трещиноватыми мраморами, мраморизованными известняками и доломитами с просло-



Система	Индекс	Мощность, м	Характеристика пород
Мезозой	T - J2	0-2000	Песчаники, алевролиты, конгломераты, пласты бурого угля Покровы базальтов, песчаники, туфопесчаники, конгломераты
	Чехол D1 - P2er	3000-6000	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, пласты каменного угля В девоне и карбоне-прослои известняков В девоне-порфириды, туфы, конгломераты, аргиллиты, песчаники
Нижний палеозой Фундамент		E2 O1t	1500
	R3V-E1	2500	Мраморы, мраморизованные известняки, доломиты, горизонты кварцитов, мергели
	PR kn	1500-2000	Амфиболовые, амфибол-эпидот-цизитовые и хлорит-серицитовые сланцы

Рис. 13. Геолого-литологический разрез чехла и фундамента на крыльях Крапивинского поднятия (по материалам геологических съемок)

ями кварцитов (рис. 13), перекрытыми в кровле различными сланцами, кварцитами, кварцевыми порфирами и альбитофирами верхов кондомской свиты (1500 м), выполняющими роль флюидоупора. Сульфатно-гидрокарбонатно-натриевые азотно-кремнистые термы весьма агрессивны, особенно по отношению к карбонатным породам. Из опыта работ на Байкале с такими средами по программе «Динамика и химизм подземных вод тектонически активных районов юга Сибири», проводившихся СНИИГГиМСом в 1992–1998 гг., можно заключить, что, попадая в трещины карбонатных пород, термы вырабатывают в них большое количество каналов и даже гроты [14]. Обменные реакции между термами и карбонатами приводят к выпадению из вод различных по цвету гидрослюдисто-монтмориллонитовых глин и выделению в больших количествах свободного CO<sub>2</sub>. Это сейчас и наблюдается на Терсинском и Абашевском поднятиях, где содержания в газах CO<sub>2</sub> достигают иногда 79 %. В верхнемеловых отложениях Кузнецкого прогиба имеются немые пестроцветные гидрослюдисто-монтмориллонитовые глины, видимо, минерализованных источников. Поднимающийся следом УВ флюид мог практически полностью кольматироваться в карбонатных коллекторах новообразованными глинами и вышележащим нижнекембрийским жестким флюидоупором, разбитым разломами. Поэтому в пе-

рекрывающие флюидоупор девонско-пермские коллекторы по разломам могла поступать незначительная часть нефти, проявления которой мы и наблюдаем в чехле. На Крапивинском поднятии наиболее перспективна для поисков нефти, сосредоточенной в фундаменте, зона карбонатизации, где в чехле встречена основная часть жидких и вазелиноподобных нефтепроявлений.

Примерная глубина залегания древнейших продуктивных пород фундамента (по кровле) на Барзасском поднятии 3,0–4,0 км, на Крапивинском – 4,5–5,5 км, на Терсинском – 5,0–6,0 км, на Абашевском – 5,5–6,5 км. На трех последних поднятиях генерация нефти, по-видимому, еще продолжается.

Для проведения эффективных поисковых работ на нефть в Кузбассе необходимо:

1) завершить работу по проектным профилям ГСЗ, которые должны пройти через все поднятия восточной части Кузнецкого прогиба, что позволит определить примерную глубину залегания перспективных отложений позднерифейско-раннекембрийского карбонатного комплекса фундамента, девонско-каменноугольного и пермского комплексов чехла и облегчит выбор глубины заложения поисковых скважин и интервалы их опробования на нефть;

2) провести на Барзасском, Крапивинском, Терсинском, Абашевском поднятиях литогеохимическую съемку и интерпретировать ее результаты по методике, разработанной в СНИИГГиМСе [5], т. е. рассчитать местоположение и границы зон окремнения – глинизации – карбонатизации и ВНК, что позволит определить места заложения поисковых скважин.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ашурков, В. А. Углеводородный потенциал Кузнецкой котловины [Текст] / В. А. Ашурков, Г. Н. Черкасов, Г. Н. Шаров // Современное состояние наук о Земле (Матер. Междунар. конф., посвящ. памяти В. Е. Хаина). – М.: Геологический факультет МГУ, 2011. – С. 2051–2055.
2. Борщ, С. С. Новые данные о геологическом строении Кузнецкого прогиба [Текст] / С. С. Борщ, Л. Ю. Беспечная, Г. В. Ведерников // Геофизика. – 2001 (спецвыпуск). – С. 102–109.
3. Валуконис, Г. Ю. Роль подземных вод в формировании месторождений полезных ископаемых [Текст] / Г. Ю. Валуконис, А. Е. Ходьков. – Л.: Недра, 1978. – 296 с.
4. Губкин, И. М. Избранные сочинения. Т. II [Текст] / И. М. Губкин. – М.: Изд-во АН СССР, 1953. – 339 с.
5. Коробов, Ю. И. Особенности строения поверхности геохимических полей над залежами углеводородов [Текст] / Ю. И. Коробов, Л. Д. Малюшко // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Матер. IV Междунар. конф. – М., 2000. – С. 134–136.





6. **Королев, Ю. М.** Новые аспекты происхождения нефтяных углеводородов [Текст] / Ю. М. Королев // Нефтехимия. – 2001. – Т. 41, № 1. – С. 258–263.
7. **Космогеологическая** карта территории СССР масштаба 1:2 500 000 [Карты] / Гл. ред. Е. А. Козловский. – М.: Объединение «Аэрогеология», 1982.
8. **Мегеря, В. М.** Поиски и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли [Текст] / В. М. Мегеря. – М.: GEOTECH, 2010. – 255 с.
9. **Новые** данные о возможности каталитического абиогенного синтеза углеводородов в земной коре [Текст] / К. Г. Ионе, В. М. Мысов, В. Г. Степанов [и др.] // Нефтехимия. – 2001. – Т. 41, № 3. – С. 178–184.
10. **Практический** опыт поисков и картирования геоэлектрическими методами скоплений свободного метана на шахтах Донбасса [Текст] / С. П. Левашов, Н. А. Якимчук, И. Н. Корчагин [и др.] // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. – 2010. – Наук. праць. 3 б. – С. 216–231.
11. **Свистунов, Е. П.** Новые данные о нефтегазоносности глинисто-кремнистых отложений эоцена западной Камчатки [Текст] / Е. П. Свистунов // Геологическое изучение и использование недр. – М.: Геоинформмарк, 1999. – С. 3–10.
12. **Черкасов, Г. Н.** Новый подход к оценке перспектив нефтегазоносности Кузбасса (Западная Сибирь) [Текст] / Г. Н. Черкасов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа, системы осадочных бассейнов. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 475–477.
13. **Черкасов, Г. Н.** Эволюция основных тектонических структур литосферы и идеология их алмазоносности [Текст] / Г. Н. Черкасов // Вулканизм, биосфера и экологические проблемы: Матер. IV Междунар. науч. конф.). – Туапсе, 2006. – С. 24–27.
14. **Черкасов, Г. Н.** Современный Центрально-Азиатский суперплюм и его нефтидо-рудогенез [Текст] / Г. Н. Черкасов // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ и их парагенезисы. – М.: ГЕОС, 2008. – С. 512–515.
15. **Угольный** газ Кузбасса и перспективы его промышленного освоения [Текст] / Г. Н. Шаров, Ю. К. Бердников, А. П. Авдеев [и др.] // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения. Т. 2. – СПб., 1992. – С. 56–57.
16. **Шкодзинский, В. С.** Происхождение мантии, кимберлитов, алмаза и генетические критерии алмазоносности [Текст] / В. С. Шкодзинский, И. И. Колодезников // Проблемы прогноза, поиска и изучения месторождений полезных ископаемых на пороге XXI века. – Воронеж: ВГУ, 2003. – С. 602–605.
17. **Щербина, В. В.** Основы геохимии [Текст] / В. В. Щербина. – М.: Недра, 1972. – 295 с.
18. **McCollom, T. M.** Hydrous pyrolysis of polycyclic aromatic-hydrocarbons and implications for the origin of PAH in hydrothermal petroleum [Text] / T. M. McCollom, B. R. Simoneit, E. L. Shock // Energy and Fuels: J. An Amer. Chemical. Soc. – 1999. – Vol. 13, № 2. – P. 401–410.