

**В.А. Краюшкин<sup>1</sup>, Э.Е. Гусева<sup>1</sup>,  
У.З. Науменко<sup>1</sup>, Н.Н. Черниенко<sup>1</sup>, Н.Б. Шевченко<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Институт геологических наук НАН Украины, Киев

<sup>2</sup> ЦГТИ ПАО «Укрнафта», Киев

## **К ПРОБЛЕМЕ ГАЗОНЕФТЕРАЗВЕДКИ НА ЮЖНОМ СКЛОНЕ УКРАИНСКОГО ЩИТА**

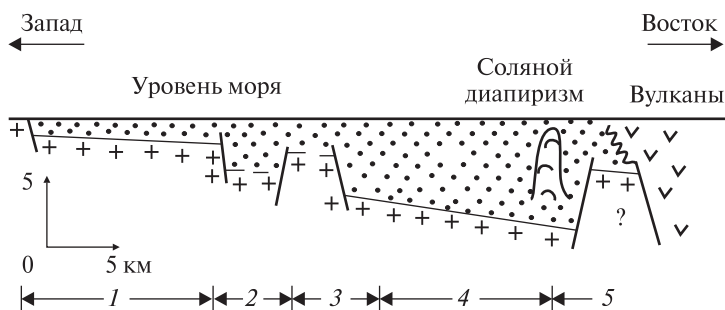
---

*Около 1,3 трлн м<sup>3</sup> нефти и почти 14 трлн м<sup>3</sup> природного газа открыто на восточном склоне Бразильского щита, северном склоне Гвианского и западном склоне Канадского в условиях активного водообмена. Нечто подобное существует и на южном склоне Украинского щита: здесь расположены Азовское (Ростовское), Екатериновское, Кущевское, Обуховское, Приазовское, Синявское и Тузовское газовые месторождения. Они имеют около 43,5 млрд м<sup>3</sup> природного газа в активно водообменных земных недрах и, в целом, свидетельствуют об успешности будущей газонефтегазовой разведки в подобных гидродинамических условиях.*

**Ключевые слова:** нефть, газ, запасы, активный водообмен.

Южноукраинская моноклинал — это крупная кратогенная область мезозойско-кайнозойского континентального и морского осадконакопления на южном склоне Украинского щита (УЩ), горные породы которого слагают ее кристаллический фундамент (КФ). Моноклиналная, наклоненная на юг поверхность КФ несет следы палеоэрозии и палеоденудации, меридиональных и широтных глубинных разломов и осложняется впадинами и депрессиями, например, Генической, Гуляйпольской, Конкско-Ялынской, Скадовской, Херсонской и др. [5]. Размещение здесь геофизических работ по выявлению и подготовке перспективных площадей к нефтегазопроисковому бурению, его объемы и глубина нацеливались на поиски газовых и нефтяных залежей в антиклиналях при застойном режиме пластовых вод в их недрах. В то же время открытие при бурении на пресную воду в 1987 г. на глубине 83—138 м Приазовского *моноклиналного* газового месторождения [2, 4] в сарматских песках с *активной открытой водообменной зоной* на склоне Приазовского погребенного выступа УЩ, в 25 км от Мелитополя, свидетельствует о перспективах нефтегазоносности гидрогеологически раскрытых земных недр всего южного склона

© В.А. КРАЮШКИН, Э.Е. ГУСЕВА, У.З. НАУМЕНКО,  
Н.Н. ЧЕРНИЕНКО, Н.Б. ШЕВЧЕНКО, 2016



**Рис. 1.** Типичные тектонические элементы строения КФ в прибрежных нефтегазоносных бассейнах Бразилии [16]: 1 — неглубоко залегающая платформа, 2 — прибрежный грабен, 3 — внутренний горст, 4 — глубокий бассейн, 5 — внешний горст

УЩ, как это установлено на моноклинальных склонах Бразильского, Гвианского и Канадского щитов, где выявлены и освоены значительные структуры нефтегазоаккумуляции и нефтегазодобычи [5—9].

Бразильский щит окаймлен на востоке Приатлантической низменностью, где, простираясь друг за другом на юг от морского порта Ресифе, располагаются на суше и в Атлантике восемь осадочных бассейнов — Сержип/Алагуаш, Реконкаву, Камаму/Алмада, Жекитиньонья, Кумурухатиба, Эшпириту Санту, Кампуш и Сантуш. Типичные тектонические элементы строения их КФ показаны на рис. 1, а стратиграфический разрез начинается сверху отложениями голоцена/плейстоцена, затем идут неоген, палеоген, сенон, неоком и докембрий. В общем, это — пески, песчаники, глины, аргиллиты, карбонаты, вулканиты, эвапориты и КФ (граниты, гнейсы, кристаллические сланцы и филлиты).

Типичные ловушки нефти и газа здесь — это антиклинали, моноклинали, чрепаховидные структуры-поднятия, стратиграфические и литологические экраны, где на побережье Бразилии и в Атлантике, на участке длиной 2650 км с севера на юг, шириной 330 км с запада на восток и площадью 834,5 тыс. км<sup>2</sup> выявлено 195 газовых и нефтяных месторождений. На глубине от 160 до 6100 м их начальные суммарные извлекаемые запасы исчисляются 903 млрд м<sup>3</sup> природного газа и 13 650,5 млн т нефти плотностью от 800 до 987 кг/м<sup>3</sup> в песчаниках неогена, палеогена, мела, юры, доаптских подсолевых карбонатах и докембрийских гранитах восточного погребенного склона Бразильского щита. Индивидуальные начальные дебиты скважин, опробованных на приток, измеряются от 53 тыс. до 3 млн м<sup>3</sup>/сут природного газа, до 95 м<sup>3</sup>/сут конденсата и от 205 до 7950 м<sup>3</sup>/сут нефти.

Западная граница всех упомянутых бассейнов — это восточная граница обнаженного Бразильского щита. Она тоже имеет длину 2650 км, четко наблюдается на всем ее протяжении от морского порта Ресифе до Рио-де-Жанейро, Сан-Паоло и более 240 км южнее, являясь активной открытой зоной водообмена в осадочном чехле и его КФ. Гидрогеологическая раскрытость недр прослеживается и на 77 км мористее побережья: здесь, в глубоководном (1247—1325 м) гигантском (364 млн т) нефтяном месторождении Дзубарт, вскрыты бурением на глубине 3154 м четыре нефтяные залежи с водонапорным режимом [5].

Северная граница Гвианского щита, сложенного архейскими гнейсами, гранитами, железистыми кварцитами и железными рудами, проходит вдоль реки Ориноко, на левом берегу которой его погребенный моноклиальный (угол наклона 0,5—3° на север) склон вскрыт бурением на глубине 300—600 м и служит КФ осадочной толщи Оринокского нефтяного пояса на юге платформенной части Восточновенесуэльского бассейна (рис. 2).

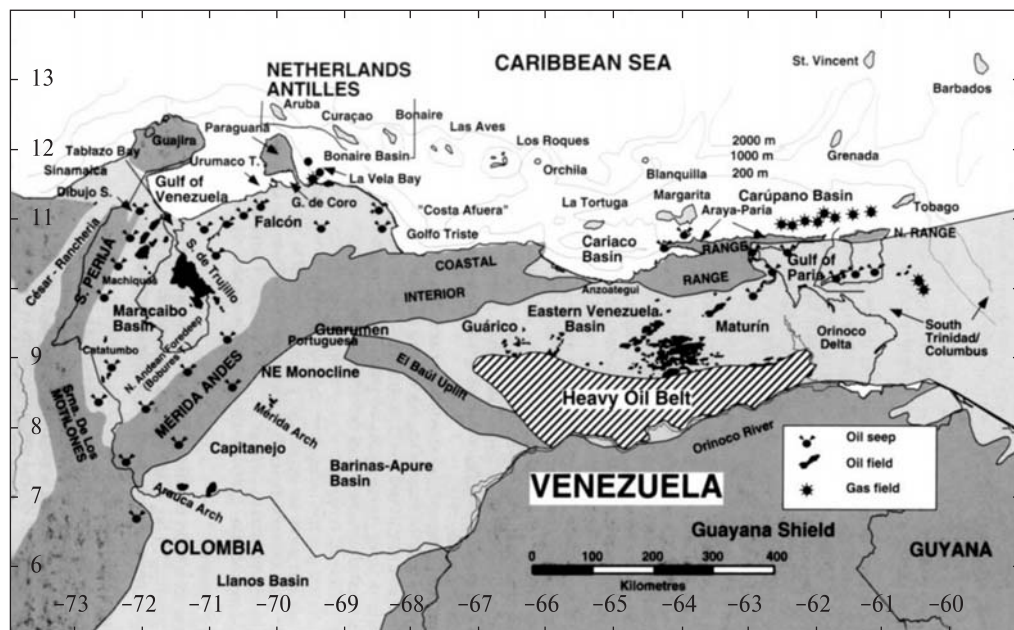


Рис. 2. Главные нефтяные и газовые месторождения Венесуэлы [19]

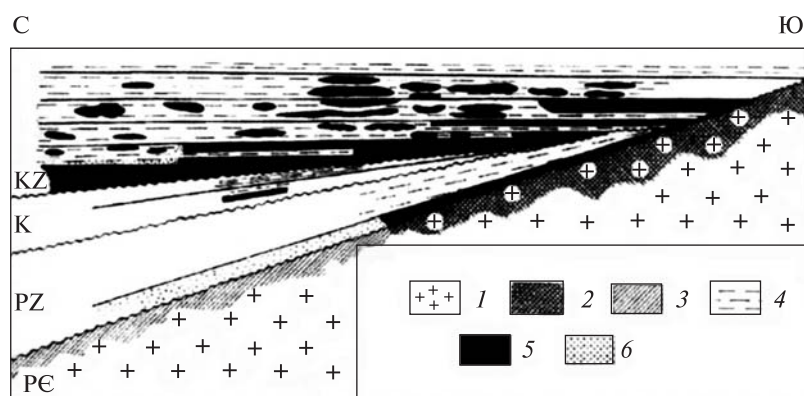
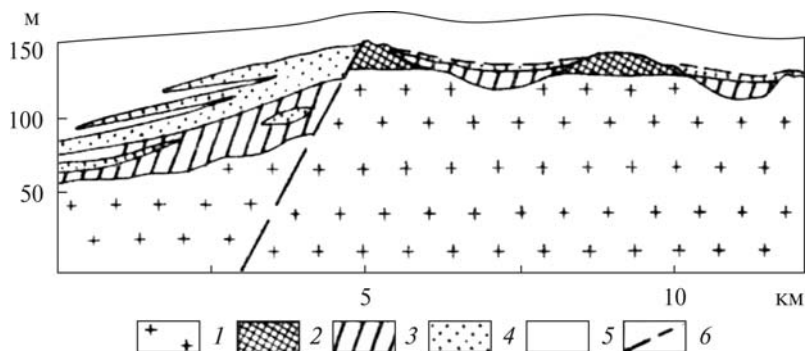


Рис. 3. Поперечный геологический разрез нефтяного пояса Ориноко на северном склоне Гвианского щита, Венесуэла [17]: 1 — граниты, гранито-гнейсы и другие кристаллические горные породы Гвианского щита, 2 — кора выветривания и трещиноватость, 3 — неразведанная потенциальная нефтегазоносность, 4 — глинисто-песчаная толща, 5 — нефть, 6 — песчаник

Ориноковский нефтяной пояс — это сверхгигантская (475—600 млрд м<sup>3</sup>) нефтяная *моноклиальная* (рис. 3) аккумуляция длиной более 600 км и средней шириной 90 км и такая же гигантская зона гидрогеологической раскрытости земных недр с активным открытым водообменном, где нефть плотностью 979—1030 кг/м<sup>3</sup> добывается с глубины 183—2375 м преимущественно из олигоценых песков и песчаников. Их пористость 30—45 %, проницаемость от  $1 \cdot 10^{-12}$  до  $2 \cdot 10^{-12}$  (от 1 до 20 дарси), пластовое давление 8,4—9,8 МПа и более, температура 48—66 °С, так что каждая, даже неглубокая (183—915 м), скважина типично и стабильно дает несколько десятков тонн нефти в сутки с помощью штанговых глубинных насосов [6, 8].

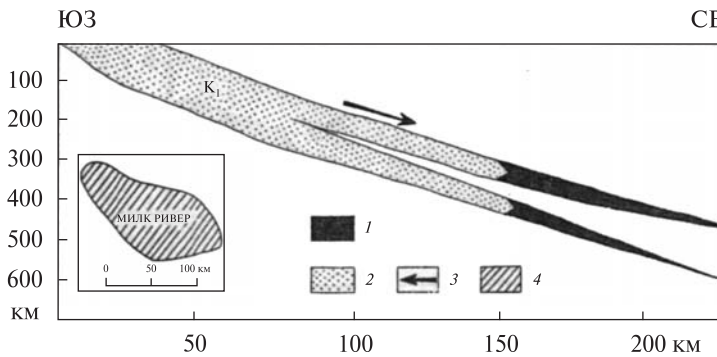
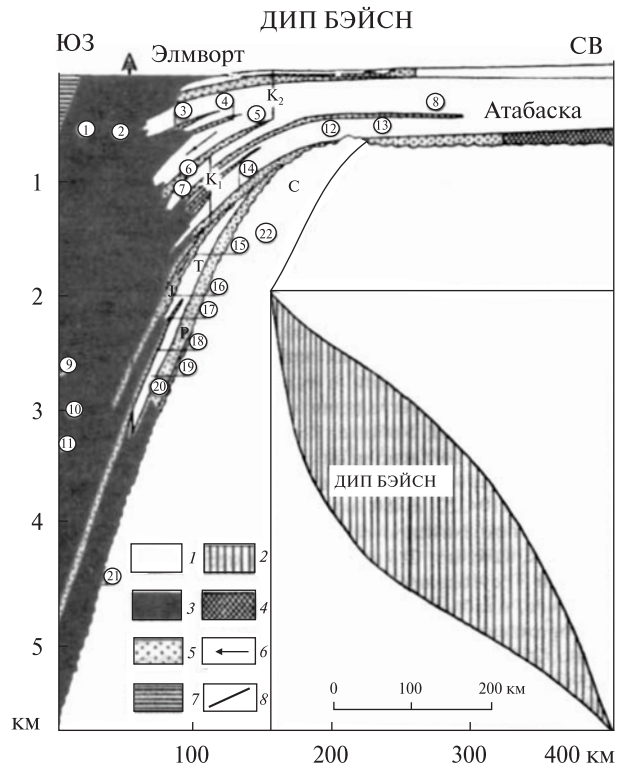


**Рис. 4.** Схема строения КФ, базальной части осадочной толщи и нефтяных залежей в месторождении Пис Ривер, Западная Канада [22]: 1 — граниты, 2 — промышленно-нефтеносные зоны трещиноватости КФ, 3 — промышленно нефтенасыщенная гранитная дресва (псефитовый делювий), 4 — аркозовый базальный песчаник докембрийско-среднедевонского возраста (псаммитовый делювий гранитов фундамента), 5 — среднедевонский карбонатный (вверху — песчаники) комплекс Элк-Пойнт, 6 — разлом

На западном моноклиальном склоне Канадского щита самая замечательная нефтегазоносность присуща гидрогеологически раскрытой осадочной толще мела, карбона, девона и КФ Западноканадского бассейна, где нефтяное месторождение Атабаска (187 млрд т) на восточной его границе пересекают реки Атабаска и Клируотер, обнажая на их берегах и в руслах нижнемеловые нефтяные пески [7, 9, 15]. В этой зоне активного открытого водообмена длиной 960 км разрабатываются сверхгигантские нефтяные месторождения Атабаска (максимальная ширина 125 км, длина 250 км), Колд Лэйк (50; 125), Пис Ривер (145; 180) и Уобаска (максимальная ширина 60 км, длина 125 км). Их нефть имеет плотность от 946,5 до 1030 кг/м<sup>3</sup> и геологические запасы, равные 92,4—187 млрд м<sup>3</sup> в Атабаске, 32—75 млрд м<sup>3</sup> в Колд Лэйк, 15—19,332 млрд м<sup>3</sup> (плюс 147 млрд м<sup>3</sup> природного газа) в Пис Ривер и 4,452—50 млрд м<sup>3</sup> в Уобаске. Здесь же имеется и сверхгигантское скопление тяжелой (1015—1030 кг/м<sup>3</sup>) нефти — Карбонатный Треугольник, под нефтяными песками Атабаски, Колд Лэйк, Пис Ривер (рис. 4) и Уобаски, содержащий на глубине 75 м и площади 70 тыс. км<sup>2</sup> около 200—215 млрд м<sup>3</sup> нефти в карбоне и девоне, только недавно его начали разрабатывать [7, 9].

В самой глубокой части Западноканадского бассейна разрабатывается сверхгигантское газовое (12,5 трлн м<sup>3</sup>) моноклиальное месторождение Дип Бэйсн (рис. 5) на глубине 610—5500 м в песчаниках и других породах верхнего и нижнего мела, юры, триаса, перми и карбона, вниз по падению от Атабаски, Колд Лэйк, Пис Ривер, Уобаски и Карбонатного Треугольника [9, 20]. Кроме того, на склоне свода Суит Грасс, отделяющего Уиллистонский бассейн от Западноканадского, разрабатывается моноклиальное (угол наклона 5—6° на северо-восток) месторождение Милк Ривер (рис. 6). Его природный газ (255 млрд м<sup>3</sup>) залегает на глубине 330—600 м в песчаниках нижнего мела. Они обнажаются на юго-западе пров. Альберта, вниз по падению от обнажений становятся коллектором пресной воды для сотен скважин, пробуренных на фермах, а еще северо-восточнее вмещают месторождение Милк Ривер, где пресная вода в формации Милк Ривер течет вниз по падению ее пластов к газовым залежам площадью 17 920 км<sup>2</sup> [20].

**Рис. 5.** Месторождение Дип Бэйсн (12,5 трлн м<sup>3</sup> газа), Западная Канада, в разрезе и плане [20]: 1 — негазоносные отложения, 2 — промышленно газоносная площадь, 3 — промышленно газоносная толща плотных (пористость до 10 %, проницаемость 0,0001—0,005 мдарси) алевролитов, аргиллитов, глин, глинистых сланцев, песчаников, углей и др., 4 — нефтяные залежи Атабаски, 5 — крупнопористые водоносные пески, песчаники и конгломераты проницаемостью 50—1000 мдарси, 6 — направление инфильтрации, 7 — надвинутые отложения Скалистых гор, 8 — глубинный разлом на границе между Дип Бэйсн и Скалистыми горами. *Свиты и формации* (цифры в кружках): 1 — Белли Ривер, 2 — Чинук, 3 — Бэдхарт, 4 — Пенбина, 5 — Кардимум, 6 — Уоскахиган, 7 — Дунвеган, 8 — Викинг-Кинселла, 9 — Кадотт, 10 — Нотикуин, 11 — Фалер, 12 — Кег-Ривер, 13 — Харматн, 14 — Геттинг, 15 — Кадомин, 16 — Никанассин, 17 — Балдонелл, 18 — Хафуэй, 19 — Пиджей, 20 — Беллой, 21 — Кискаatineу, 22 — Деболт



**Рис. 6.** Месторождение Милк Ривер (255 млрд м<sup>3</sup> газа), Западная Канада, в разрезе и плане [20]: 1 — газоносный песок пористостью 14 % и проницаемостью 1 мдарси, 2 — водоносный песок (25 % и 100 мдарси), 3 — направление инфильтрации воды, 4 — газоносная площадь

Как видно из вышеизложенного, на западном моноклинальном склоне Канадского щита разрабатываются семь сверхгигантских газовых и нефтяных месторождений. Их начальные суммарные запасы оцениваются 12,9 трлн м<sup>3</sup> природного газа и 695 млрд м<sup>3</sup> нефти на площади 277 360 км<sup>2</sup> и глубине 0—5500 м в гидрогеологически раскрытой толще горных пород мезозоя, карбона, девона и докембрия. Индивидуальные дебиты газовых скважин колеблются от 2,8 до 283 тыс. м<sup>3</sup>/сут, суммарная нефтедобыча (экскавация, внутрипластовое горение, циклическая закачка пара) достигает 8,135 млн т/год [7]. Вместе с восточным склоном Бразильского щита и северным склоном Гвианского, земные недра, находящиеся в зоне активного открытого водообмена, характеризуются площадью более 1 111 860 км<sup>2</sup> и запасами 13,8 трлн м<sup>3</sup> природного газа и 1183,65—1308,65 млрд м<sup>3</sup> нефти на глубине 0—6100 м.

Южный моноклиальный склон УЩ известен угленосностью эоценовой бучакской свиты Днепровского буроугольного бассейна, где в полосе шириной 100—160 км, длиной более 650 км и площадью около 160 тыс. км<sup>2</sup> имеется около 200 месторождений и проявлений бурого угля, который добывают в открытых карьерах и шахтах с глубины от 10 до 150 м в Днепропетровской, Житомирской, Запорожской, Кировоградской и Черкасской областях. Южный склон УЩ славится добычей докембрийских железных руд в открытых карьерах глубиной до 300 м и шахтах глубиной до 850—1200 м в Днепропетровской (Криворожский железорудный бассейн), Запорожской (Белозерский железорудный район) и Полтавской (Кременчугский железорудный район) областях [1]. Этими и другими горными работами установлена гидрогеологическая раскрытость кайнозойско-мезозойской осадочной толщи и верхней части КФ, вскрыты и изучены по площади и разрезу их водоносные горизонты. Мощный (70—100 м) и самый водообильный горизонт трещинных вод кристаллических пород докембрия (КФ) служит основным источником централизованного водоснабжения городов и поселков городского типа [14].

Южному склону УЩ присуща и промышленная газоносность неогеновых, палеогеновых и меловых отложений, а также КФ в Приазовье, где в разное время разрабатывалось восемь газовых и газоконденсатных месторождений — Приазовское (рис. 7) в Украине, Азовское (Ростовское), Екатериновское, Зерноградское, Кушевское, Обуховское, Синявское и Тузловское в РФ. Кровля КФ в Приазовском месторождении вскрыта на глубине от 220 до 500 м, в Азовском (Ростовском) — от 400 до 600 м, в Синявском — от 515 до 615,8 м. Эти восемь газовых месторождений на моноклиальных склонах Приазовского и Ростовского погребенных выступов УЩ находятся в артезианской многопластовой водонапорной системе, охватывающей мел-третичную осадочную толщу, и совокупно содержат начальные извлекаемые запасы природного газа, равные 43,5 млрд м<sup>3</sup> в отложениях неогена, палеогена, мела и КФ на глубине от 83 до 2687 м [2—4, 11].

В Западном Предкавказье алевритово-песчаная толща альба — это вместилище региональной водонапорной системы площадью 600 тыс. км<sup>2</sup>, прослеженной в Азово-Кубанском прогибе на 300 км с юг-юго-востока на север-северо-запад, до Ростовского погребенного выступа УЩ. К ней приурочены семь газоконденсатных месторождений Краснодарского края РФ с суммарными запасами 239 млрд м<sup>3</sup> природного газа: Березанское (61 млрд м<sup>3</sup>), Каневское (34,7), Крыловское (10), Ленинградское (52,8), Сердюковское (20), Старо-Минское (33,6) и Челбасское (26,9 млрд м<sup>3</sup>). Здесь, на северном платформенном борту Азово-Кубанской впадины, уменьшается с ее юг-юго-востока на север-северо-запад напор пластовых вод альба и увеличивается их минерализация. Альбские напорные пластовые воды вытесняются вверх по разрезу, засолоняют верхние артезианские пластовые воды и разгружаются в зоне выклинивания альбских песков на юго-восточном моноклиальном склоне Ростовского погребенного выступа УЩ. Газоконденсатные залежи упомянутых месторождений Ейско-Березанского вала находятся на глубине от 1624 до 2700 м, откуда скважины индивидуально фонтанировали от 189 до 954 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа на невысоких (115—225 м), пологих (угол наклона крыльев от 1—7 до 13—20°) антиклиналях, отделенных региональным стратиграфическим и угловым несогласием от послеоценовой осадочной толщи, моноклиально наклоненной на юг под углом от 30 до 40°. Наиболее высококонцентри-

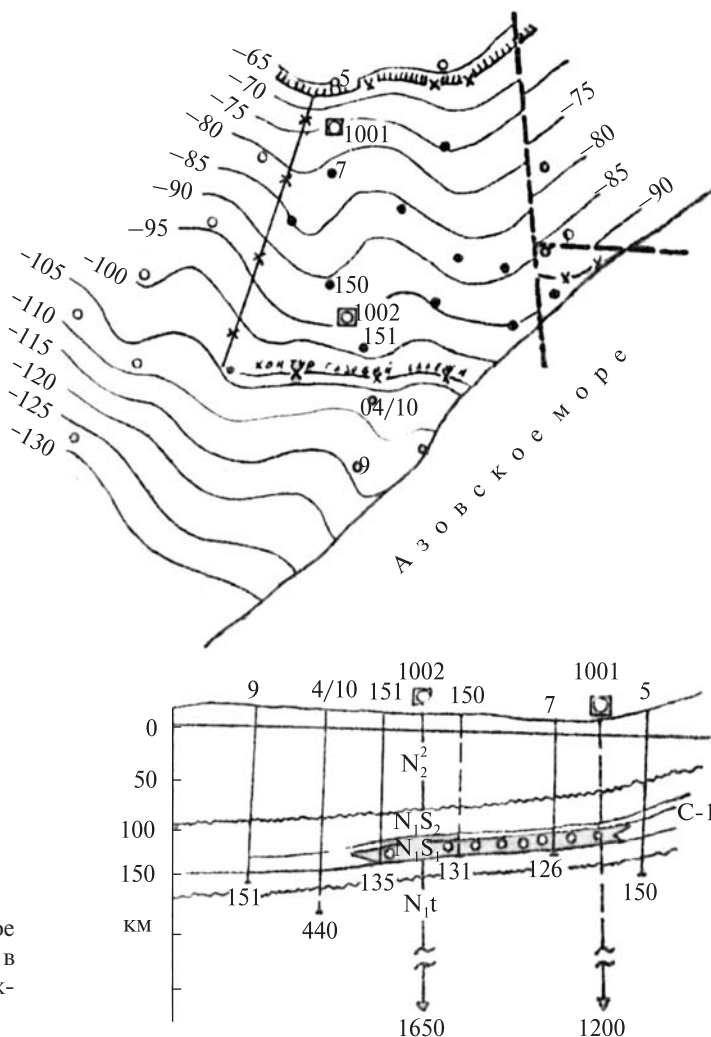


Рис. 7. Приазовское газовое месторождение [2]: газ в сармате (С-1) показан кружками)

рованные пластовые воды с минерализацией до 2 г/л и выше сохранились севернее зоны Ленинградского, Кушевского и Староминского месторождений, тогда как в самой этой зоне и южнее пластовые воды альба опреснены наполовину, а в альбском газодобывном горизонте (2487—2600 м) крупнейшего (85,6 млрд м<sup>3</sup> газа) в Краснодарском крае Майкопского газоконденсатного месторождения (брахиантиклиналь 12 × 4 км с углами падения крыльев от 2 до 4°) — в десять раз [3, 12].

Что касается центральной осевой части Азово-Кубанской впадины, здесь, в 125 км на запад от Краснодара, на брахиантиклинали длиной 21 км, шириной 2,3 км, высотой 110 м и наклоном крыльев от 4—5 до 10—14°, в Анастасиевско-Троицком газонефтяном месторождении, минерализация контурных высоконапорных пластовых вод у 14 залежей газа и нефти достигает 0,8—0,9 г/л в семи плиоценовых песчано-алевролитовых горизонтах меотиса и понта, а начальные извлекаемые запасы природного газа — 65,7 млрд м<sup>3</sup> на глубине от 750 до 1720 м, откуда скважины индивидуально фонтанировали от 7 до 600 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Во II и V продуктивных горизонтах понта разведаны две газонефтяные залежи

с наклонными водонефтяными контактами (ВНК): в южной части залежи II горизонта ВНК имеют абсолютную отметку (–1195) м, а в северной — –1222 м, в южной части залежи V горизонта ВНК имеет абсолютную отметку –1654 м, а в северной — –1668 м, т. е. обе эти газонефтяные залежи наклонены на север-северо-восток и смещены на северное крыло, в сторону регионального падения пластов [3].

Центральное Предкавказье в 1960-х гг. также было местом промышленного освоения более 220 млрд м<sup>3</sup> природного газа Безопасненского (1 млрд м<sup>3</sup> газа), Казино-Грачевского (0,2), Казинского (2,4), Мирненского (5,6), Петровско-Благодарненского (10,3), Расшеватского (16,9), Сенгилеевского (3,2), Североставропольско-Пелагиадинского (202,9) и Тахта-Кугульгинского (30,8 млрд м<sup>3</sup> газа) месторождений, находящихся на склонах и в центре Ставропольского сводового поднятия, ограниченного на западе Азово-Кубанским прогибом, на севере — Маньчским прогибом, на востоке — Терско-Кумской впадиной и на юге — прогибом перед складчатым сооружением Кавказа. В общем, упомянутые здесь газовые месторождения — это брахиантиклинали высотой от 10–70 до 140–300 м, длиной от 7–12 до 19–37 км, шириной от 4–8 до 12–19 км, наклоном крыльев от 0°10' до 2°20', а их пластовые сводовые залежи газа оконтуриваются напорными пластовыми водами, минерализация которых измеряется от 0,1 до 2 г/л в песчано-алевритовых толщах бадения (караганский и чокракский горизонты) на глубине от 64–68 до 150–180 м и от 80–92 до 200–300 м, соответственно, верхнего олигоцена (майкопская свита) на глубине 250–600 м, нижнего олигоцена (хадумский горизонт) на глубине 320–1179 м и эоцена (зеленая свита) на глубине более 980–1000 м.

Главным объектом разработки было, конечно, Североставропольско-Пелагиадинское месторождение. Оно имело наибольшую газовую залежь (202,9 млрд м<sup>3</sup> на площади 600 км<sup>2</sup>), а скважины при депрессии всего 0,1–0,2 МПа работали с индивидуальным дебитом до 1 млн м<sup>3</sup>/сут газа без штуцеров и насосно-компрессорных труб через восьмидюймовые эксплуатационные колонны [3, 12].

Газонакопление в земных недрах Ставропольского сводового поднятия имеет гидродинамическую природу. Помимо опресненности пластовых вод, контактирующих с газовыми залежами, об этом свидетельствуют и неодинаковый гидростатический напор пластовых вод в скважинах, пробуренных на южных и северных крыльях газоносных складок, и наклон на север или северо-восток и смещение в ту же сторону пластовых сводовых залежей природного газа, и неодинаковые абсолютные отметки газоводяных контактов (ГВК). Наклоненные и смещенные на север или северо-восток залежи природного газа выявлены в недрах Мирненского, Петровско-Благодарненского, Североставропольско-Пелагиадинского, Сенгилеевского, Расшеватского и Тахта-Кугульгинского месторождений. В первом из них газоносна верхнемайкопская толща. Из ее VI продуктивного горизонта (глинистый алевролит) получены притоки газа с абсолютно свободным дебитом 1140–3390 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Эта пластовая сводовая залежь наклонена и смещена на северо-восток: в ее юго-западной части ГВК имеет абсолютную отметку –379 м, а в северо-восточной — –381 м. Наклонена и смещена на северо-восток, восток и юго-восток верхнемайкопская газовая залежь и Петровско-Благодарненского месторождения: в ее западной части ГВК имеет абсолютную отметку –107 м, а в северо-восточной, восточной и юго-восточной — от –115 до –117 м.



Остальные газовые залежи с негоризонтальными ГВК — в хадумском горизонте и зеленой свите. Первая из них (197,19 млрд м<sup>3</sup>) выявлена в хадумском горизонте Североставропольско-Пелагиадинского месторождения; на ее западе ГВК имеет абсолютную отметку –470 м, а на северо-востоке — –525 м. Вторая негоризонтальная газовая залежь (5,646 млрд м<sup>3</sup>) этого же месторождения находится в зеленой свите на глубине порядка 1000 м, смещена на север, имеет подошвенную пластовую воду гидрокарбонатнонатриевого типа, хлоридной группы. В хадуме Сенгилеевского месторождения разведаны три газовые залежи. Одна из них смещена и наклонена на юг и юго-восток: на ее западе и юго-западе ГВК имеет абсолютную отметку –120 м, на севере — –145 м, на юго-востоке — –165 м. На Расшеватском месторождении в хадуме были две наклонные газовые залежи: ГВК на юге первой имел абсолютную отметку –980 м, а на севере — –982 м, тогда как в южной части второй газовой залежи –105 и –115 м соответственно. Газовая залежь верхней части хадума в Тахта-Кугульгинском месторождении имеет площадь около 1000 км<sup>2</sup>, начальное пластовое давление 6,7 МПа, абсолютную отметку ГВК –584 м на севере и –531 м на юге.

Гидростатический напор хадумских вод в Североставропольско-Пелагиадинском газовом месторождении колеблется от +80 до +190 м и закономерно понижается на север-северо-восток, что связано с движением подземных вод в этом направлении. Казинское газовое месторождение находится 800 м восточнее Североставропольского, но в нем наблюдается гораздо меньшая разница напора хадумских пластовых вод, что видно по статическим уровням воды в 10 опробованных скважинах. Так, в скв. 1 статический уровень воды находится на абсолютной отметке +133,4 м, скв. 2 — на +136,25 м, скв. 3 — на +127,97 м, скв. 4 — на +134 м, скв. 6 — на +130,6 м, скв. 9 — на +127 м, скв. 12 — на +138 м, скв. 15 — на +141 м, скв. 21 — на +134,5 м, а в скв. 8 — на +143 м. Здесь пластовые воды хадума также движутся на север-северо-восток.

Не менее важна примета, присущая газонакоплению в гидрогеологически раскрытых земных недрах Центрального Предкавказья, — приуроченность его промышленной газоносности к зонам с аномально низким пластовым давлением (АНПД), что видно в Казинском, Мирненском, Петровско-Благодарненском, Североставропольско-Пелагиадинском, Сенгилеевском и Расшеватском месторождениях. В первом хадумская газовая залежь вскрыта бурением на глубине 850–900 м при начальном пластовом давлении 6,6 МПа, что, как минимум, на 1,9 МПа ниже нормального гидростатического. В Мирненском месторождении газоносен верхний майкоп на глубине 450–650 м. Из I, самого верхнего, продуктивного пласта в интервале глубин от 490 до 500 м получен приток 2125 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа при пластовом давлении 2,9 МПа, что на 2 МПа ниже нормального гидростатического, равного, как минимум, 4,9 МПа. В верхнем майкопе Петровско-Благодарненского месторождения на глубине 400–600 м имеются пять (I, II, III, IV, VI) газодобывных горизонтов. Пять скважин, опробовавших I продуктивный горизонт, фонтанировали из него индивидуально с дебитом от 2,8 до 36 тыс м<sup>3</sup>/сут при пластовом давлении 2,18 МПа, что на 1,82 МПа ниже нормального гидростатического. Хадумский горизонт Североставропольско-Пелагиадинского месторождения состоит из двух газодобывных пачек: алевроитовой на глубине 700–750 м и пачки чередования на глубине 710–850 м. Залежь газа хадумского горизонта имеет площадь 600 км<sup>2</sup>, и обе продуктивные пачки представляют

собой единый резервуар. Начальное пластовое давление в нем было равно 6,65 МПа, т. е. на 0,4—1,85 МПа ниже нормального гидростатического. АНПД было и в зеленой свите эоцена: залежь природного газа (5,646 млрд м<sup>3</sup>) обнаружена на глубине порядка 1000 м, а пластовое давление было 7,3 МПа вместо 10 МПа.

АНПД было в недрах Сенгилеевского, а также Расшеватского месторождения. В первом из них, где хадумская газовая залежь (3,2 млрд м<sup>3</sup>) находится на глубине 320—430 м, пластовое давление измерялось 2,7—2,8 МПа вместо 3,2—4,3 МПа. Во втором при испытании хадума в скв. 2, 8, 10 и 19 получен приток газа с индивидуальными дебитами от 5,5 до 97 тыс. м<sup>3</sup>/сут в интервале глубины от 1059 до 1178 м при пластовом давлении 10,1 МПа на глубине 1059—1075 м; 10,68 МПа на глубине 1083—1099 м; 10,6 МПа на глубине 1164—1178 м; 10,9 МПа на глубине 1135—1140 м и 10,1 МПа на глубине 1122—1140 м.

Два промышленных газодобывных миоценовых горизонта — караганский и более глубокий чокракский, присутствующие в разрезе месторождений Казино-Грачевского (0,119 млрд м<sup>3</sup> газа), Североставропольско-Пелагиадинского (0,716 млрд м<sup>3</sup> газа) и Расшеватского (0,360 млрд м<sup>3</sup> газа), наиболее гидрогеологически раскрыты, залегая на глубине, соответственно равной от 64—68 до 150—180 м и от 88—92 до 200—300 м, и обнажаясь в ряде случаев на дневной поверхности в пониженных частях рельефа — по балкам и оврагам. Караган — это глины с прослоями песков и мергелей, чокрак сложен песчаниками и глинами с прослоями мергелей и известняков. Пластовое давление в карагане — 0,01—0,1 МПа. Для добычи газа из карагана еще в 1910—1943 гг. пробурено около 30 скважин, фонтанировавших с индивидуальным дебитом от 0,17 до 3 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Некоторые из них в Североставропольско-Пелагиадинском месторождении эксплуатировались около 30 лет. Скв. 1 Дербетовского месторождения в 1960 г. дала фонтан газа дебитом 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут из карагана, вскрытого в интервале 64—68 м. Давление газа на устье скважин, добывавших газ из чокрака, колеблется от 0,03 до 0,4 МПа, а свободный дебит газа — от 2 до 33 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Одна из чокракских скважин в Североставропольско-Пелагиадинском месторождении фонтанировала с рабочим дебитом 2—3 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа в течение более четырех лет без падения пластового давления в залежи с извлекаемыми запасами 0,716 млрд м<sup>3</sup>. На Дербетовском месторождении в 1960 г. скв. 1 из чокрака с глубины 88—92 м при статическом давлении 0,8 МПа дала 150 м<sup>3</sup>/сут газа [3].

Восточное Предкавказье (Ингушетия, Чечня, Дагестан и Кубино-Прикаспийский район Азербайджана) славится нефтяным богатством миоцен-эоценовых алевролитово-песчаных отложений караганского, чокракского и хадумско-фораминиферового горизонтов, обнаженных в зоне активного открытого водообмена на Черногорской моноклинали, Брагунском, Сунженском, Терском и других передовых хребтах Кавказа. Большинство газовых, газонефтяных и нефтяных месторождений, в том числе Акка-Юртовское, Алхазовское, Величаевское, Гора-Горская, Грозненское, Гудермесское, Дагестанские Огни, Дузлакское, Замангуловское, Зимняя Ставка, Малгобек-Вознесенское, Озексуатское, Хошмензилское, Червленное, Эльдарово-Мужим-Биру и др., уже выработаны или очень истощены и обводнены высоконапорными пластовыми, активно продвигающимися пресными водами. Глубина залегания нефти и газа разная: от сотен до нескольких тысяч метров в брахиантиклиналях, осложненных взбросами, надвигами и сбросами [3, 12].

Сиазаньская *моноклиналь*, простирается с запад-северо-запада на восток-юго-восток в юго-восточных предгорьях Кавказа и земных недрах прилегающей равнины. Нефть залегает в полосе длиной 75 км вдоль всего простираения моноклинали, но преимущественно в 6—12 песчаных пластах нижней части майкопской свиты, песках и алевролитах бадения, эоцена и палеоцена в поднадвиге, а также в карбонатах мелового возраста в надвиге. Добыча нефти производится с глубины от 300 до 1400 м в Амирханлы, Заглы, Зейва, Саадане и Сиазань-Нардаране, где нефтегазонакопление приурочено к контакту меловых и кайнозойских отложений вдоль простираения Сиазаньской моноклинали, западная часть которой обнажена на земной поверхности в предгорьях юго-восточного погружения Кавказа, в зоне активного открытого водообмена. Толщина главной нефтедобывной толщи (майкопская свита) колеблется от 40 до 60 м, а индивидуальный дебит скважин — от 5 до 10 (иногда и 60) т/сутки нефти. С 1941 по 1994 гг. из гидрогеологически раскрытых недр здесь добыто почти 14 млн т нефти. За 1995 г. «Сиазаньнефть» добыла ее около 180 тыс. т [21].

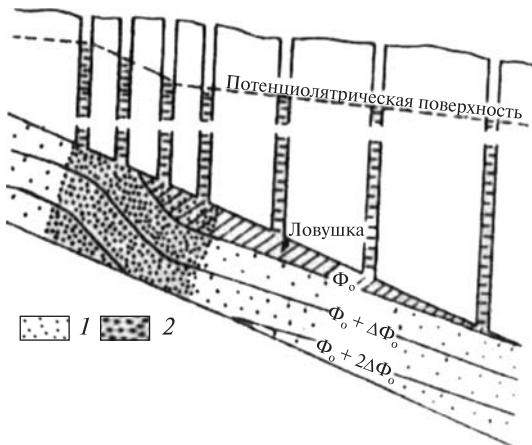
В общем, все газовые и нефтяные месторождения Западного, Центрального и Восточного Предкавказья открыты и разрабатывались в гидрогеологически раскрытых земных недрах, как Приазовское газовое месторождение, что на юго-западном склоне Приазовского погребенного выступа УЩ, и как Азовское (Ростовское), Екатериновское, Зерноградское, Кушевское, Обуховское, Синявское и Тузловское газовые месторождения, что на вершине и склонах Ростовского погребенного выступа УЩ, и характеризуются накопленной почти за 125 лет добычей около полутриллиона кубических метров попутного нефтяного и природного газа и сотен миллионов тонн нефти [3, 12, 21].

Согласно [10], газонакоплению на склонах Ростовского погребенного выступа УЩ сопутствуют зоны с пониженным напором пластовых вод и / или с АНПД. Это же наблюдается и в промышленно газоносных недрах Центрального Предкавказья. На Ставропольском сводовом поднятии в двух газовых месторождениях (Казинское и Североставропольско-Пелагиадинское) гидростатический напор пластовых вод колеблется от +127 до +143 и от +80 до +190 м соответственно, закономерно понижаясь на север-северо-восток, в сторону движения подземных вод, а в семи месторождениях (Казинское, Мирненское, Петровско-Благодарненское, Расшеватское, Североставропольско-Пелагиадинское, Сенгилеевское и Тахта-Кугульгинское) их газодобывные толщи имеют АНПД, т. е. начальное пластовое давление, которое на (0,35—0,5) — (1,5—2,7) МПа ниже нормального гидростатического [3].

И АНПД, и зоны понижения гидростатических напоров пластовых вод — это, как видно на рис. 8, позитивные критерии промышленной газонефтеносности земных недр.

На Ставропольском сводовом поднятии такие зоны имеют площади от 76—80 до 400—1000 км<sup>2</sup> и газовые залежи от 1 млрд м<sup>3</sup> до 202,9 млрд м<sup>3</sup> [3].

Есть и другие примечательные явления сосуществования АНПД, зон понижения напора пластовых вод и промышленной газонефтеносности. Так, например, начальное пластовое давление в газодобывных меловых песках Месаверде месторождения Сан Хуан на площади 8038 км<sup>2</sup> и глубине 1647 км равно 9,6 МПа, т. е. на 6,8 МПа (!?) ниже нормального гидростатического, а начальные суммарные извлекаемые запасы — более 935 млрд м<sup>3</sup> природного газа. Эта сверхгигантская



**Рис. 8.** Преломление линий течения воды, создающее гидродинамическую аномалию типа залежи (АТЗ) — место потенциального газонефтенакопления в активно-водообменной зоне моноклиналичного строения [18]: 1 — крупнозернистый песок с водонасыщенностью 100 % и проницаемостью, напр., 1000 мдарси, 2 — тонкозернистый песок с той же водонасыщенностью и проницаемостью, напр., 500 мдарси

газовая аккумуляция (ее другие названия — Бланко Бэйсн и Бланко Месаверде), будучи синклинальной и гидрогеологически раскрытой, располагается поперек длинной оси бассейна Сан Хуан; разрабатывали ее тремя тысячами скважин в шт. Нью-Мексико, США [15].

Сосуществование АНПД, понижения гидростатического напора пластовых вод и аккумуляции  $>2$  трлн  $\text{м}^3$  природного газа, 10 млрд  $\text{м}^3$  гелия и 223 млн т нефти установлено и в месторождении Хьюгтон-Панхендл. Оно открыто в 1918 г. в земных недрах штатов Канзас, Оклахома и Техас, имеет длину около 500 км, ширину 13—90 км, площадь более 20 000  $\text{км}^2$ , моноклиналичное строение (угол наклона 5—12° на восток и юго-восток), гидродинамическую циркуляцию контурных пластовых вод в газонефтеносной толще разных возраста и литологии, простирается с севера на юг в бассейне Анадарко. До выработки основной части его запасов было самым крупным в США месторождением природного газа и гелия. Здесь пробурено более 20 000 скважин, и первые фонтаны природного газа и нефти получены не из осадочной толщи: первой промышленный газ дала скв. 1-Мастерсон-Си, фонтанировавшая 150 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  газа из риолита (липарита) КФ с глубины 730,5 м в декабре 1918 г. Первая промышленная нефть выявлена скв. 2-Барнетт, фонтанировавшей 27 т/сут нефти из «переотложенных гранитов» (кора выветривания — КВФ) в мае 1921 г. В 1950 г. после ремонта и переоборудования забоя дебит газа в скв 1-Мастерсон-Си увеличился до 450 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , в 1967 г. он достиг 232 тыс., а в 1970 г. — 30 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , так что за более чем 50-летний период эксплуатации эта скважина дала из риолита КФ накопленную добычу более 290 млн  $\text{м}^3$  природного газа [13].

Нефть и газ в Хьюгтон-Панхендле добывают преимущественно из пермских кавернозных и трещиноватых доломитов, известняков и песчаников Уолфкемп и из докембрийского КФ (граниты, диориты и гнейсы погребенных гор Амарильо) с глубины от 430—610 до 1016—1670 м, т. е. с глубины 15—437 м выше уровня моря при начальном пластовом давлении 2,9 МПа во всех частях этой сверхгигантской моноклиналичной нефтегазовой аккумуляции, где газонефтеносные горные породы переслаиваются с глинами, глинистыми сланцами, аргиллитами и мергелями, а газ и нефть образуют при АНПД единую газонефтяную залежь. Все ее части гидродинамически взаимосвязаны по вертикали и латерали

с единым ГВК или ВНК, который везде наклонен и пересекает границы всех горизонтов и формаций, что установлено по данным из 20 000 скважин. В Панхендле ГВК наклонен на северо-восток, а ВНК вдоль северо-восточной границы находится на следующих абсолютных отметках:  $-15$  м,  $+36$ ;  $+15$ ;  $+45$ ;  $+27$  и  $+60$  м, тогда как вдоль юго-западной периферии Панхендла нефти нет, а ГВК выявлен на отметке  $48$  и  $66$  м выше уровня моря. Хьюгтон — чисто газоносный. ГВК на его восточной границе располагается на глубине  $42-60$  м выше уровня моря, а на западной — на глубине  $240-390$  м выше уровня моря [13, 15].

Нефтяные и газовые залежи всех вышеупомянутых месторождений находятся в гидрогеологически раскрытых земных недрах, как газовые залежи Приазовского месторождения на склоне одноименного погребенного выступа УЩ в Украине и как газовые залежи Азовского (Ростовского), Екатериновского, Зерноградского, Обуховского, Синявского и Тузовского месторождений на вершине и склонах Ростовского погребенного выступа УЩ. Это свидетельствует о возможности открытия и других гидродинамически экранированных газовых и нефтяных залежей на южном склоне УЩ.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Геологія і корисні копалини України*. Атлас: М 1: 5 000 000 / Ред.: Л.С. Галецький. — К.: УЩПТ «Геос—XXI століття», 2001. — 168 с.
2. *Атлас родовищ нафти і газу України*. У 6-х томах. Т. 6. / Ред.: М.М. Іванюта. — Львів: Центр Європи, 1998. — С. 146—150.
3. Белов К.А., Васильев В.Г., Елин Н.Д. и др. Газовые месторождения СССР. — Л.: Гостоптехиздат, 1961. — 748 с.
4. Евдощенко Ю.В. Очаги ранней газификации: Северное Приазовье // Газ России. — 2014. — № 4. — С. 86—93.
5. Краюшкин В.А., Гусева Э.Е. Нефть и природный газ на восточном склоне Бразильского щита // Геол. и полезн. ископ. Миров. океана. — 2014. — № 3. — С. 36—43.
6. Краюшкин В.А., Гусева Э.Е., Шевченко Н.Б. Нефтенакопление на северном моноклиналильном склоне Гвианского щита — эмпирическая основа перспективности южного склона Украинского щита // III Кудрявцевские Чтения. Тез. докл. Всеросс. конф. по глубин. генезису нефти (Москва, ЦГЭ. 20—23 октября 2014). — М., 2014.
7. Краюшкин В.А., Гусева Э.Е., Шевченко Н.Б. Зоны активного водообмена и их небиогенный нефтегазовый потенциал на западном склоне Канадского щита // Глубинная нефть [Электрон. ресурс]. — 2014. — II, № 9. — С. 1408—1417. — Режим доступа: URL: <http://journal.deeroil.ru/>
8. Краюшкин В.А., Гусева Э.Е. Успехи нефтегазозалежки на северном склоне Гвианского щита // Геол. журн. — 2015. — № 1. — С. 69—76.
9. Краюшкин В.А., Гусева Э.Е., Науменко У.З., Черниенко Н.Н. Зоны активного водообмена и их нефтегазовый потенциал на западном склоне Канадского щита // Геол. и полезн. ископ. Миров. океана. — 2015. — № 1. — С. 5—14.
10. Назаренко В.С., Зайчиков Г.М., Муравьев А.Н. Давление пластовых флюидов в мезокайнозойских отложениях Ростовского свода // Геол. журн. — 1995. — № 5. — С. 123—125.
11. *Нафтогазоперспективні об'єкти України*. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі / П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, В.О. Краюшкін, М.І. Євдошук. — К.: ЕКМО, 2006. — 340 с.
12. *Нефтяные и газовые месторождения СССР* / Ред.: С.П. Максимов. Справочник. В 2-х томах. Т. 1. Европейская часть. — М.: Недра, 1987. — 712 с.
13. Питин Л. Месторождение нефти и газа Панхендл-Хьюгтон, Техас-Оклахома-Канзас (первые 50 лет разведки) // Геология гигантских месторождений нефти и газа. — М.: Мир, 1973. — С. 170—189.

14. Радзивилл А.Я., Гуридов С.А., Самарин М.А. и др. Днепровский бурогольный бассейн. — К. : Наук. думка, 1987. — 328 с.
15. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. В 2-х кн., кн. 1. Европа, Северная и Центральная Америка / Ред. : И.В. Высоцкий. — М. : Недра, 1967. — 600 с.
16. Vascocoli J., Meister E.M. Good oil bet: Brazil's east coast // Oil and Gas J. — 1975. — 73, No 6. — P. 94—101.
17. De Rojas i. Geological evaluation of San Diego Norte Pilot Project, Zuata Area, Orinoco Oil Belt // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1987. — 71, No 10—A. — P. 1294—1303.
18. Hubbert M.K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1953. — 37, No 8. — P. 1954—2026.
19. James K.H. The Venezuelan hydrocarbon habitat, Part I: tectonics, structure, palaeogeography and source rocks // J. Petrol. Geol. — 2000. — No 23. — P. 5—53.
20. Masters J.A. Deep Basin gas trap, West Canada // Oil and Gas J. — 1978. — 76, No 38. — P. 326—241.
21. Narimanov A.A., Palaz I. Oil history, potential converge in Azerbaijan // Oil and Gas J. — 1995. — 93, No 21. — P. 32—39.
22. Scholten R.B. Synchronous highs: preferential habitat of oil? // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1959. — 43, No 8. — P. 1793—1832.

Статья поступила 12.05.2015

*В.О. Краюшкин, Е.С. Гусева,  
У.З. Науменко, Н.М. Чернієнко, М.Б. Шевченко*

#### ДО ПРОБЛЕМИ ГАЗОНАФТОРОЗВІДКИ НА ПІВДЕННОМУ СХІЛІ УКРАЇНСЬКОГО ШИТА

Майже 1,3 трлн м<sup>3</sup> нафти і близько 14 трлн м<sup>3</sup> природного газу відкрито на східному схилі Бразильського щита, північному схилі Гвіанського та західному схилі Канадського в умовах активного водообміну. В дещо подібних умовах на південному схилі Українського щита існують Азовське (Ростовське), Єкатеринівське, Кушівське, Обухівське, Приазовське, Синявське та Тузлівське газові родовища. Вони мають майже 43,5 млрд м<sup>3</sup> природного газу в активно водообмінних земних надрах і, в цілому, свідчать про успішність майбутньої газонафторозвідки у подібних гідродинамічних умовах.

**Ключові слова:** нафта, газ, запаси, активний водообмін.

*V.A. Krayushkin, E.Ye. Guseva,  
U.Z. Naumenko, N.N. Cherniyenko, N.B. Shevchenko*

#### TO THE PROBLEM OF EXPLORATION FOR PETROLEUM IN SOUTH SLOPE OF THE UKRAINIAN SHIELD

About 1.3 trillion m<sup>3</sup> of oil and about 14 trillion m<sup>3</sup> of natural gas were discovered in east slope of the Brazil Shield, north slope of the Guayana Chield and west slope of the Canadian Shield under active water-exchange conditions there. Something alike also exists in south slope of the Ukrainian Shield: there are the Azov (Rostov), Yekaterinov, Kushtchevka, Obukhov, Priazov, Sinyav and Tuzlov gas fields. They have about 43.5 billion m<sup>3</sup> of natural gas in their active water-exchange subsurface and, on the whole, evidence to the successfulness of future exploration for petroleum under such hydrodynamic conditions.

**Key words:** oil, gas, reserves, active water-exchange.