

**В.А. Краюшкин, Э.Е. Гусева,  
У.З. Науменко, Н.Н. Черниенко**

Институт геологических наук НАН Украины, Киев

## **ЗОНЫ АКТИВНОГО ВОДООБМЕНА И ИХ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НА ЗАПАДНОМ СКЛОНЕ КАНАДСКОГО ЩИТА**

---

*На западном склоне Канадского щита имеются гигантские нефтяные и газовые месторождения, запасы которых равны 12 902 млрд м<sup>3</sup> природного газа и 695 млрд м<sup>3</sup> тяжелой нефти на глубине 0—6000 м в мезозойских и палеозойских отложениях, а также в докембрийских гранитах в условиях активного там водообмена.*

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

Западноканадский осадочный бассейн шириной 650 км, длиной 2675 км и площадью 1 187 500 км<sup>2</sup> [2] является на востоке склоном плиты, на западе — передовым прогибом вдоль фронта Скалистых гор, будучи заполнен отложениями кайнозоя (антропоген/плейстоцен, неоген, палеоген) мощностью 2 км, мезозоя (мел, юра и триас) мощностью 5,3 км и палеозоя (пермокарбон, девон и кембрий) мощностью 3,9 км. Промышленная газоносность Западноканадского бассейна установлена в 1883 г., а промышленная нефтеносность — в 1920 г. Здесь имеются 950 месторождений, в том числе более 650 газовых и более 300 нефтяных. Нефть и природный газ залегают в песчаниках верхнего и нижнего мела, пермокарбона и среднего девона, трещиноватых аргиллитах юры, песчаниках и известняках триаса, известняках карбона (миссисипий), верхнего девона и кембрия [2], а также в докембрийских гранитах КФ [17, 19, 20].

Нефтяное месторождение Атабаска (36 млрд т) находится на восточной границе Западноканадского бассейна. Эта граница протрассирована с севера от бухты Амундсена Гудзонова залива на юг через западную часть Большого Медвежьего озера к западному концу Большого Невольничьего, к западному концу озера Атабаска и далее на юг-юго-восток. Реки Атабаска и Клируотер пересекают нефтяное месторождение Атабаска, обнажая на их берегах и в руслах нижнемеловые нефтяные пески [2]. В этой зоне активного водообмена, простирающейся в виде дугообразной полосы длиной

© В.А. КРАЮШКИН, Э.Е. ГУСЕВА, У.З. НАУМЕНКО, Н.Н. ЧЕРНИЕНКО, 2015

960 км от Пис-Ривер через Атабаску (пров. Альберта) до Ллойдминстера (пров. Саскачеван), 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). В северной части этого пояса находятся также месторождения нефтяных песков Бафелову Хэд Хиллз, Бэд Рэпидз и Лун Ривер, а в южной части пояса — месторождения Боннивил, Ллойдминстер и др. Все нефти здесь залегают в нижнемеловых песках, принадлежат к единой нефтеносной системе и провинции, являются молодыми, незрелыми, непревращёнными, асфальтовыми, содержат большие количества серы, имеют плотность от 946,5 до 1030 кг/м<sup>3</sup> и вязкость от нескольких 10<sup>-1</sup> Па · с до нескольких тысяч Па · с при 15,55 °С. Исследования изотопов серы, концентраций микроэлементов и соединений высокого молекулярного веса указывают на фундаментальное сходство между природными нефтями от Атабаски до Боннивила и Ллойдминстера, хотя нефти из более глубоко залегающих коллекторов на южном конце пояса более лёгкие и менее вязкие, чем нефти из неглубоко залегающих отложений на северном конце пояса [16, 23]. Нижнемеловые пески содержат геологические запасы нефти, 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> в Пис Ривер, 4,452 — 50 млрд м<sup>3</sup> в Уобаске и 2 — 5 млрд м<sup>3</sup> нефти в Ллойдминстере [1, 4, 5, 14, 16, 18, 19, 21, 23].

Разрез нижнего мела Западноканадского осадочного бассейна представлен переслаивающимися песчаниками и глинистыми сланцами, несогласно залегающими на эродированных отложениях юры, триаса и палеозоя, согласно перекрываясь отложениями верхнего мела. Нижняя песчаная часть нижнего мела в земных недрах Центральных Равнин Западной Канады относится к группе Мэнвил и её латеральным стратиграфическим эквивалентам, характеризуясь обычно мощностью 150—185 м, которая увеличивается на запад, в направлении к предгорьям Канадских Скалистых гор и тектонической депрессии западнее Пис Ривер. Верхний мел здесь — это толща преимущественно морских глинистых сланцев Колорадо. Отложения группы Мэнвил делят обычно на две части. Нижняя, будучи базальным горизонтом нижнего мела, является континентальным песчаником, распространённым вкрест простирания на большей части площади Западной Канады. Главные скопления тяжёлой нефти в песках нижней части группы Мэнвил находятся на площадях Атабаска, Колд Лэйк, Пис Ривер и Уобаска, но Атабаска является самым крупным месторождением (открыто в 1788 г.) Западной Канады, где нефть плотностью 1015—1030 кг/м<sup>3</sup> залегают в песчанике Уобиску-Макмерри (группа Мэнвил). Толщина этого песчаника 91,5 м, а его эффективно нефтенасыщенная толщина местами достигает 82 м, но в среднем не превышает 18,5 м. Песчаники с нефтью в нижней части горизонта Уобиску-Макмерри имеют флювиальное или дельтовое происхождение, а песчаники верхней части Уобиску-Макмерри отлагались в условиях солоноватых (до морских) вод. На востоке, вдоль р. Клируотер, вверх по восстанию от нефтяного скопления Атабаска, песчаники нижнего мела обнажаются в русле и на берегах р. Атабаска и её притоков. Более 10 % суммарных геологических запасов нефти Атабаски находятся на восточном крыле соседней синклинали [23].

Пласты нижнемеловых песчаников, которые содержат тяжёлую (973—1000 кг/м<sup>3</sup>) нефть в месторождении Колд Лэйк, вскрыты в 91,5—137 м ниже кровли отложений группы Мэнвил. Достаточно крупные количества нефти выявлены

и в более молодых песчаниках, часть которых характеризуется континентальным генезисом. Суммарная эффективно насыщенная нефтью мощность нижнемеловых песков в Колд Лэйк местами достигает 61 м, а глубина до кровли нефтяного скопления лежит в границах от 274,5 до 488 м. Главная нефтяная залежь приурочена к своду крупного структурного перегиба. Юго-западнее и вниз по падению имеются разрозненные скопления нефти в тех же песчаниках мощностью более 9,15 м, а восточнее они водоносны. Нефтяное скопление Колд Лэйк вскрыто и пройдено многими скважинами [16, 18, 23].

Месторождение Пис-Ривер содержит около 147 млрд м<sup>3</sup> природного газа в отложениях миссисипия (карбон)-мела и от 15 до 19,332 млрд м<sup>3</sup> тяжёлой (1015 кг/м<sup>3</sup>) и очень вязкой нефти в нижнемеловых песках Мэнвил, докембрийской (?) гранитной дресве-делювии и зонах трещиноватости на сводах палеоэрозионных погребённых выступов докембрийского КФ, являющегося погребённым полого моноклинальным склоном Канадского щита примерно 270 км северо-западнее Эдмонтона [1, 12, 17, 19]. Крупный разлом рассекает здесь КФ на два блока. Нефть в приподнятом блоке образует сводовые массивные нефтяные залежи, подпираемые подошвенной водой в упомянутых выступах КФ, и массивные залежи нефти типа «нефтегудронных» песков в гранитной дресве между выступами КФ. Наоборот, в теле опущенного блока КФ не содержится свободной нефти, но на нём, экранируясь разломом, залегает в виде высокой мощной насыпи, выклинивающейся вниз по падению, докембрийский (?) гранитный псефитовый (дресва) делювий, насыщенный промышленной нефтью («нефтегудронные» пески), как и в нижнемеловых песчаниках и песках Мэнвил. Покрышкой всех нефтяных залежей в обоих дизъюнктивных блоках КФ служат нефтеносный, «сухой», аркозовый базальный песчаник, являющийся псаммитовым докембрийско-среднедевонским делювием гранитов КФ, и среднедевонские карбонаты Элк-Пойнт [1, 17, 19, 20].

Тяжёлая (1015 кг/м<sup>3</sup>) нефть Пис Ривер залегает на глубине 300—770 м и в базальном песчанике нижнемеловой группы Буллхэд, и в перекрывающих отложениях формации Блюски. Эта нефтеносная толща располагается на срезанных палеоэрозией юрских, пермских и каменноугольных (миссисипий) отложениях, согласно перекрываясь глинистыми сланцами Спирит Ривер. Сразу же за границей нефтяной залежи мощность нефтеносной толщи уменьшается на северо-восток. Максимальная суммарная мощность нефтяных песков в месторождении Пис Ривер равна около 38 м, а само оно находится в стратиграфически экранированной ловушке, которая сформировалась в раннемеловое время с отложением глинистых сланцев Спирит Ривер, а затем наклонилась на запад и юго-запад [16, 23].

Согласно Т.Б. Хейтсу [8] и Дж.К. Спрулу [19—21], в допалеозойское время западная часть Канадского щита и его западный склон были разбиты на отдельные блоки-глыбы сетью глубинных разломов-сбросов. В палеозое — кайнозое эти блоки испытывали вертикальные и горизонтальные подвижки вследствие каледонской, вариссийской и кайнозойской (альпийской) фаз диастрофизма. Иначе говоря, все упомянутые разломы неоднократно подвергались омолаживающей реактивизации, причём современные движения упомянутых блоков по омолаженным, реактивизированным древним разломам чётко отражены в послеледниковой дренажной сети. Один из разломов этого вида протрассирован от бухты Ранкин Гудзонова залива, что на востоке, через площадь «нефтяных песков» месторождений Атабаска и Пис-Ривер и далее на запад вплоть до передовых хребтов Скалистых

гор, что на западе. С этим дизъюнктивом связаны и нижнемеловые пески Мэнвил, и содержащаяся в них тяжёлая и вязкая нефть Атабаски и Пис-Ривер, как пишет об этом Дж.К. Спрул [21]. В связи с этим вспоминается и следующее. В 1994 г. на западной окраине Форты Макмерри, что в границах площади нефтяного месторождения Атабаска, пробурена на глубину 1678 м скв. 7-32-89-10-w-4. Обсадная колонна этой скважины спущена до глубины 598,4 м, забой находится в габбро, в котором пройдено шесть метров ствола, кровля КФ (гранит) вскрыта на глубине 543 м, а газо- и нефтепроявления встречены на глубине 787—817 м, 884—915, 1421—1451, 1479—1510 м в гранитах и 1662—1678 м в габбро. Из-за отсутствия финансирования бурение прекращено, и скважину законсервировали [15].

Залежь тяжёлой ( $973 \text{ кг/м}^3$ ) нефти месторождения Уобаска находится юго-западнее Атабаски и вниз по падению нижнемеловых отложений, будучи сосредоточена как в нижнемэнвилских (нефтяные пески Уобиску-Макмерри), так и в верхнемэнвилских (нефтяные пески Грэнд Рэпидз) отложениях. Глубина залегания нефти здесь изменяется от 91,5 до 425 м [16, 23].

Залежи тяжёлой нефти, разведанные в районе Боннивил и Ллойдминстер, преимущественно связаны с верхнемэнвилскими отложениями. Наибольшая часть нефти залегает в песчаниках Спарки и Дженерал Петролеум, а ловушки, содержащие нефтяные залежи, относятся к их структурно-стратиграфическому виду: многие залежи нефти находятся на структурных носсах и террасах, являющихся структурами уплотнения над выступами поверхности донижнемелового стратиграфического и углового несогласия. Коллекторские пески отсортированные, проницаемые и нефтеносные в пределах упомянутых ловушек, но аргиллитистые и водоносные вне ловушек. Суммарная эффективно нефтенасыщенная толщина песчаников обычно измеряется 36 м, а глубина их залегания — 275—855 м. В отличие от нефтей Атабаски, Колд Лэйк, Пис Ривер и Уобаски природные нефти Боннивила и Ллойдминстера добываются традиционными способами из обычных буровых скважин [16, 23].

В Западноканадском осадочном бассейне имеется ещё одно сверхгигантское скопление тяжёлой ( $1015\text{—}1030 \text{ кг/м}^3$ ) нефти, залегающее под нефтяными песками Атабаски, Колд Лейк, Пис Ривер и Уобаски. Это — «Карбонатный Треугольник», содержащий на площади 70 тыс. км<sup>2</sup> около 200—215 млрд м<sup>3</sup> нефти в карбонатах нижнего карбона (ф. Эксшоу), а также франского яруса верхнего девона (ф. Гросмонт) и только недавно начавший разрабатываться. Сверхзалежь нефти «Карбонатный Треугольник» приурочена к обширной, ныне погребённой, мелководно-морской карбонатной платформе примерно 160 км шириной, 500 км длиной и, в среднем, 150 м толщиной. Наиболее высокие концентрации здесь нефти/битума разведаны у восточной границы месторождения. В главном местилище нефти, горизонте Верхний Гросмонт-2, нефтенасыщенность обычно превышает 70 %, а местами достигает 100 % имеющегося порового пространства. Пористость в нефтенасыщенных карбонатах Гросмонт равна, в среднем, 20 %, но местами приближается к 40 %. Проницаемость также превосходная. Вязкость нефти/битума измеряется  $10^{-3}$  Па·с, глубина залегания 75—400 м, а элементный состав следующий: углерода содержится 80,30 % массы, водорода — 8,14, азота, серы, кислорода и др. — около 11,5 %, Н/С = 1,21 и О/С = 0,01. Содержание серы высокое: 7,81 % массы в нефти Атабаски и 8,17 % в нефтебитуме «Карбонатного Треугольника». Нефтебитумы нефтяных песков Атабаски и подстилающих вы-

ветрелых карбонатов «Карбонатного Треугольника» очень близко родственны как в терминах их источника, так и зрелости, но наилучшим образом коррелируется генетическое родство нефтебитума Атабаски и «Карбонатного Треугольника» на основе их микроэлементного состава [11].

Залежи нефтяных песков Атабаска, Пис-Ривер, Колд Лэйк, Уобаска и др. находятся внутри площади с региональным геотермическим градиентом выше  $40\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ , а несколько «горячих пятен» внутри данной площади имеют градиенты более  $50\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . Залежь нефтяных песков Примроз, находящаяся между Атабаской и Колд Лэйк, имеет геотермические градиенты выше  $40\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . Месторождение нефтяных песков Колд Лэйк приурочено к «горячему пятну», где геотермический градиент равен  $50\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . Южнее Колд Лэйк разрабатывается месторождение тяжёлой нефти Ллойдминстер, площадь которого ассоциируется с геотермическими градиентами около  $40\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$  [10].

В 1990-х гг. министерство энергии и её использования (МЭИА) Альберты и министерство энергии Канады (МЭК) уже иначе оценивали геологические запасы нефти/битума в Атабаске, Колд Лэйк, Пис Ривер и Уобаске, которые совокупно занимают  $122\,880\text{ км}^2$ , что равно площади почти всей Бельгии. МЭИА считает, что в упомянутых месторождениях имеются геологические запасы нефти, равные  $270\text{ млрд м}^3$ , МЭК же считает, что они равны  $400\text{ млрд м}^3$  [5], а Х.М. Холейдер [9] — даже  $480\text{ млрд м}^3$ . В этом же аспекте следует помнить, что под нефтяными песками Атабаски, Колд Лэйк, Пис Ривер и Уобаски, на глубине  $75\text{—}400\text{ м}$  от земной поверхности, выявлены и уже разрабатываются ещё  $200\text{—}215\text{ млрд м}^3$  нефти, залегающей в нижнекаменноугольных/верхнедевонских карбонатах «Карбонатного Треугольника» и генетически родственной с нефтью Атабаски, Колд Лэйк, Пис-Ривер и Уобаски, т.е. здесь выявлено суммарно от  $470$  до  $695\text{ млрд м}^3$  нефти.

Нефтяные пески Атабаски, Колд Лейк, Пис-Ривер и Уобаски разрабатываются уже в течение более 30 лет. В Атабаске добыча нефти ведётся открытым способом только той части нефтяной залежи, которая находится на глубине  $0\text{—}50\text{ м}$ , поскольку при толщине вскрыши более  $50\text{ м}$  экскавация нефтяных песков нерентабельна. Извлекаемые запасы нефти Атабаски равны  $5,193\text{ млрд т}$  и подсчитаны только для упомянутого интервала глубин. В более глубокой части этого месторождения нефть добывается из скважин с помощью пяти установок по закачке пара в пласт. К 18.09.1992 г. накопленная добыча нефти, добытой экскавацией и переработанной на нефтеперерабатывающем заводе фирмой «Синкруд»  $40\text{ км}$  севернее Форты Мак-Мерри, превысила  $95\text{ млн т}$  «синтетической» нефти, и нынешний уровень нефтедобычи здесь давно и намного превышает  $7,6\text{ млн т/год}$  [4, 5, 14, 16, 18]. Разработка нефтяных песков в Уобаске ведётся на глубине  $91,5\text{—}425\text{ м}$  с помощью внутрислоевого горения на уровне добычи  $35\text{ тыс. т/год}$  нефти [16, 18], в Колд Лейк — с помощью стимулирования паром и внутрислоевого горения на уровне добычи более  $2,5\text{ млн т/год}$  нефти [1, 5, 14], а в Пис-Ривер — с помощью установок по циклической закачке пара в пласт, давно превышая добычу  $500\text{ тыс. т/год}$  нефти [1, 4, 5, 14, 16, 18]. Нефтяная залежь «Карбонатный Треугольник» с нефтью на глубине  $75\text{—}400\text{ м}$  разрабатывается с 1985 г. в опытно-промышленном порядке с использованием технологии стимулирования паром. Разрабатывается пока здесь нефтяная залежь только в верхнедевонских карбонатах Гросмонт-2. Их нефтенасыщенность обычно превышает  $70\%$ , местами достигая даже  $100\%$ , пористость — разная, в среднем  $20\%$ , но местами доходит до  $40\%$ . Проницаемость

тоже превосходная, что обусловлено выщелачиванием пресными инфильтрационными водами этих карбонатов в течение их обнаженности и выветривания, длившихся с франского по раннемеловое время, т.е. около 200 млн лет [11].

Предполагалось [10, 17, 19, 20, 23], что в Атабаску, Колд Лэйк, Ллойдминстер, Пис Ривер и Уобаску могла латерально мигрировать вверх по восстанию на расстояние 200—500 км нефть за счёт её всплывания из очага органического образования, находящегося в самой глубокой части Западноканадского бассейна. И это казалось возможным до открытия именно там (перед фронтом глубинного разлома-надвига, отделяющего Скалистые горы от Западноканадского бассейна) сверхгигантского газового (12,5 трлн м<sup>3</sup> природного газа) месторождения Дип Бэйсн в 1976 г. скв. 1-Элмуорт, принадлежавшей компании «КанХантер» и фонтанировавшей по 283 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 170 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа из двух зон в мезозойских отложениях на глубине 1922 м. Вслед за этим «КанХантер» сделала еще 24 промышленных открытия газа в семи мезозойских формациях Дип Бэйсн на площади 1382 км<sup>2</sup>, пробурила более 100 скважин и выявила здесь более 20 газодобывных зон, из которых пять приходятся на горизонт Фалер нижнемеловой формации Спирит Ривер. Промышленные запасы природного газа имеются на этой моноклинали начиная с глубины 610 м (ф. Белли Ривер верхнего мела) и кончая глубиной более 5500 м (ф. Деболт карбона) в песках, песчаниках, конгломератах, алевролитах, аргиллитах, глинистых сланцах и пластах каменного угля формаций и горизонтов (сверху вниз) Белли Ривер, Чинук, Бэдхарт, Пембина, Кардиум, Уоскахиган и Дунвеган верхнего мела, Викинг-Кинселла, Кадотт, Нотикуин, Фалер, Кег Ривер, Харматн, Гетинг и Кадомин нижнего мела, Никанассин юры, Балдонелл, Хафуэй и Пиджей триаса, Беллой перми, Кискатинеу и Деболт карбона. В северной части Дип Бэйсн фирма «Тоул Петролеум» получила в скважине даже нефть плотностью 830 кг/м<sup>3</sup> из песчаников мелового возраста, а в скв. 1-Хит — также неопубликованное количество нефти из горизонта Хафуэй триаса 13,5 км юго-восточнее предыдущей скважины [6, 13].

Моноклиналиное газовое месторождение Дип Бэйсн при его максимальной ширине 180 км прослежено на 725 км с северо-запада на юго-восток перед фронтом Скалистых гор параллельно их простиранию и начало разрабатываться с участка Элмуорт-Вапити, ограниченного на юго-западе предгорьями Скалистых гор, а на севере и северо-востоке — сводом Пис Ривер. Главным газодобывным объектом вначале были зоны «А» и «Б» горизонта Фалер. В общем, это — тонко- и среднезернистые пески (иногда с прослоями конгломерата) морских циклов седиментации. В центральной части участка Элмуорт, где газопродуктивная толща горизонта Фалер становится грубозернистее вверх по её разрезу и восстанию, превращаясь в конгломерат из галек кремня и окремнелых известняков, скважины фонтанируют газом естественно, без помощи технологии гидроразрыва пласта. Газонасыщенные конгломераты присутствуют в разрезе эпизодически в виде небольших линз, но проницаемость имеют в несколько дарси (несколько  $1 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>). Дебиты газовых фонтанов из конгломератов — от 57 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 283 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Контактующие с ними по вертикали и латерали осадочные породы характеризуются пористостью 10—15 % и проницаемостью от  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> до  $1 \cdot 10^{-14}$  м<sup>2</sup> (1—10 мД), а газовые фонтаны из таких пород измеряются от 28 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 85 тыс. м<sup>3</sup>/сут [13].

Дип Бэйсн с суммарными начальными геологическими запасами природного газа в 12,5 трлн м<sup>3</sup> занимает площадь около 66 560 км<sup>2</sup>, где газ насыщает весь раз-

рез верхнего и нижнего мела, юры, триаса, перми и верхней части карбона на глубине от 610 до 6000 м. Эффективно газонасыщенная толщина газоносной пачки равна 3050 м, согласно данным из 350 скважин, пробуренных здесь еще до 1979 г. Вверх по восстанию всех пластов газоносной толщи мезозоя от Дип Бэйсн до мезозойской же нефтеносной толщи Атабаски, находящейся 210 км северо-восточнее Дип Бэйсн, в них находится зона постепенного перехода от почти 100 %-ной газонасыщенности к 100 % водонасыщенности. Между газоносной и водоносной зонами в каждом пласте нет ни литологического, ни стратиграфического, ни дизъюнктивного барьера, препятствующего передвижению пластовых флюидов. Наоборот, каждый пласт вверх по восстанию становится всё крупнопористее и проницаемее [6, 13].

С момента открытия Дип Бэйсн прошло 38 лет, пробурена уже не одна сотня новых скважин, выполнены тщательные исследования керн и пластовых условий. Коллекторами газа в Дип Бэйсн являются плотные горные осадочные породы. Среди них типичными считаются плотные песчаники нижнемеловой ф. Спирит Ривер. Её горизонт Фалер в южной части Дип Бэйсн слагают неморские кластиты и ископаемые угли, а на участке Элмуорт — пять трансгрессивных и регрессивных циклов седиментации. Каждый цикл состоит из косослоистого, рассланцованного, тонкозернистого песчаника с непостоянными количествами более грубозернистого песчаника или конгломерата и локально перекрывается ископаемым углём.

Результаты петрофизических исследований свидетельствуют, что тонкозернистые песчаники газоносной толщи Дип Бэйсн теряли пористость вследствие образования наростов кварца на их зернах, дробления обломков породы и цементации карбонатами и глинами. Эти процессы имели место и в конгломератах, но в них сохранилась значительная часть первичной пористости и возникла кое-какая вторичная: диагенез может эффективно и уменьшать, и уничтожать проницаемость осадков после их погребения. В кернах песчаников ф. Спирит Ривер проницаемость равна 0,001—0,5 миллиарси ( $1 \cdot 10^{-18}$ — $5 \cdot 10^{-16}$  м<sup>2</sup>), а в положении «in situ», т.е. в пластовых условиях Дип Бэйсн, их же проницаемость на один порядок величины меньше, будучи для глубин 3—4 км равной от 0,0001 до 0,05 миллиарси ( $1 \cdot 10^{-19}$ — $5 \cdot 10^{-17}$  м<sup>2</sup>) [6, 13].

В диагенетических цементах газоносных конгломератов и песчаников горизонтов Кадотт и Фалер в Дип Бэйсн выявлены друзы кварца. Их большинство отложилось из слабосолёных (2—3 мас. %-эквивалента NaCl) вод при температуре 170—195 °С. Кальцитовый цемент отложился позднее при пластовых температурах 108—169 °С. Эти горячие флюиды мигрировали с запада на восток из полости надвига-глубинного разлома на границе Скалистые горы/Западноканадский бассейн в земные недра Дип Бэйсн, что подтверждается локализацией друз кварца. Самые крупные и самые многочисленные из них обнаружены только в западной части Дип Бэйсн. Здесь могут приниматься во внимание только два возможных пути притока и течения горячих вод: 1) вертикально восходящий поток вод из подстилающих отложений через трещины, вертикально или субвертикально пересекающие эти отложения, 2) внутрипластовое течение горячих высоконапорных вод с запада на восток (т.е. из зоны надвига-глубинного разлома, ограничивающего на западе газовые залежи Дип Бэйсн и одновременно отделяющего Западноканадский бассейн от Скалистых гор), по восстанию пластов проницаемых пород или по трещинам вдоль плоскостей напластования. Горячие воды из подстилающей

карбонатно-эвапоритной (каменная соль) толщи пермотриаса принесли бы в мезозойские отложения Дип Бэйсн высокую солёность и  $\delta^{18}\text{O} = 7\text{--}9\text{‰}$ , а пластовые воды, например, горизонта Фалер имеют малую солёность (только 2—3 мас.%-эквивалента NaCl) и  $\delta^{18}\text{O} = 3\text{‰}$ . Таким образом, горячие газонасыщенные воды получены не из нижележащей эвапоритоносной толщи пермотриаса и не из-под неё [22].

Граниты, вскрытые бурением на глубине 543 м в Атабаске, — это горные породы Канадского щита, западный склон которого моноклинально погружается в Западноканадский осадочный бассейн по направлению к Скалистым горам. Соприкасаясь с ними вдоль их фронта на протяжении 725 км и моноклинально наклоняясь к ним в виде полосы газоносности шириной 180 км, площадь (66 560 км<sup>2</sup>) месторождения Дип Бэйсн является не очагом газонефтеобразования из органики самой глубокой части Западноканадского бассейна, а местом аккумуляции 12,5 трлн м<sup>3</sup> природного газа, выделившегося там из глубинного разлома-надвига, который простирается вдоль фронта Скалистых гор. Не является эта площадь и местом, откуда нефть гравитационно мигрировала латерально вверх по восстанию пластов в Атабаску, Бафелоу Хэд Хиллз, Боннивилль, Бэд Рэпидз, Колд Лэйк, Ллойдминстер, Лун Ривер, Пис Ривер и Уобаску. Согласно [6, 13, 23], между ними и Дип Бэйсн залегают нижне- и верхнемеловые пористые, хорошо проницаемые (1 дарси, т.е.  $1 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>) водоносные песчаники и конгломераты, по которым должен был бы, в первую очередь, всплыть вверх по восстанию и достигнуть упомянутых месторождений нефти и нефтяных песков природный газ из Дип Бэйсн вследствие его меньшей, чем у нефти и воды, плотности и, казалось бы, огромной силы всплывания его 12,5 трлн м<sup>3</sup>.

Однако, газ из Дип Бэйсн не может мигрировать к Атабаске. Этому препятствует капиллярное сопротивление водонасыщенной проницаемой пористой среды. Согласно [7], капиллярное сопротивление всегда возникает при перемещении нефти и/или газа из одной поры в другую через более узкий проход между порами, заполненными водой, и определяется уравнением:

$$P_k = 2 \lambda \cdot \cos \theta \left( \frac{1}{r_1} - \frac{1}{r} \right),$$

где « $\lambda$ » — поверхностное натяжение (дин/см) между нефтью (газом) и водою на границе их раздела, « $\theta$ » — угол (в градусах) контакта нефти (газа) и воды, « $r_1$ » — средний радиус межпорового прохода (см), « $r$ » — средний радиус пор (см). Средними их значениями в типичном песке являются  $\lambda = 20$  дин/см,  $\theta = 60^\circ$  ( $\cos \theta = 0,5$ ),  $r = 0,005$  см,  $r_1 = 0,25$  г. Подставляя эти величины в упомянутое уравнение, получаем, что  $P_k = 12\,000$  дин/см<sup>2</sup>. При этом перепады давления благодаря силе плавучести нефти равны порядка 1 или 10 дин/см<sup>2</sup>, и оказывается, что капиллярное сопротивление в 12 000 или 1200 раз больше силы всплывания нефти. Поверхностное же натяжение между природным газом и водою в 40 раз больше, чем между нефтью и водою, а это означает и соответственно меньшую у природного газа возможность всплывания в пористой, проницаемой и водонасыщенной среде [1, 3, 7].

На северо-восточном моноклинальном склоне свода Суит Грасс, отделяющего Западноканадский бассейн от бассейна Уиллистон, открыто месторождение Милк Ривер, где газ (255 млрд м<sup>3</sup>) залегают в плотных и почти непроницаемых песчаниках мелового возраста в нижней, наиболее глубокой части по падению моноклинали, тогда как в верхней, наименее глубокой её части, эти же песчаники, уже крупнопористые и хорошо проницаемые (1 дарси, т.е.  $1 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>), содержат



пресную воду. Гигантское газовое месторождение Милк Ривер было случайно открыто ещё в 1883 году скважиной, принадлежавшей железнодорожной компании «Канадиэн Пэсифик Рэйлроуд» и пробуренной на пресную воду. Милк Ривер не разрабатывалось до 1973 г. Его отменно-пляжные пески ф. Милк Ривер обнажаются в южной части пров. Альберты, немного ниже по падению пластов от обнажений становятся коллектором пресной воды для сотен скважин, пробуренных на фермах, а еще северо-восточнее постепенно изменяются фашиально в мелководно-прибрежные, морские, слоистые, маломощные пески и глинистые сланцы с сопутствующей потерей пористости и проницаемости. Именно здесь и сосредоточены огромные запасы газа месторождения Милк Ривер. Пресная вода в ф. Милк Ривер течёт вниз по падению пластов к газовым залежам, и нет никакого литологического, стратиграфического и структурно-тектонического экрана или барьера между газом и водой. Имеется лишь переходная от газа к воде зона шириной от 9,5 до 13 км. Пористость водоносных песков около 25 %, проницаемость 100 миллидарси ( $1 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ ), а газоносных — лишь 14 % и 1 миллидарси ( $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ), при водонасыщенности последних 45 %. Площадь месторождения 17 920 км<sup>2</sup>, средняя глубина залегания газа 335,5 м, средняя эффективно газонасыщенная толщина газовой залежи 18,3 м, начальное пластовое давление 3,1 МПа, площадь дренажа, приходящаяся на скважину, 128 га и средняя газодобыча одной скважины 2,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут [13].

Дип Бэйсн и Милк Ривер — это сверхгигантские газовые скопления, Атабаска же, Колд Лэйк, Ллойдминстер, Пис Ривер и Уобаска — сверхгигантские скопления тяжёлой нефти, но у всех этих скоплений газа и нефти есть общая особенность: у них нет их источника в осадочной толще. Кроме того, залегание газа в Дип Бэйсн и Милк Ривер свидетельствует, что в водоносных пластах гравитационная латеральная миграция газа и нефти вверх по восстанию есть science fiction. Это относится, конечно, и к капиллярной миграции нефти и газа, поскольку капиллярные силы не вытеснили газ из мелких пор-капилляров в крупные поры-сверхкапилляры, а воду — из крупных пор в мелкие, хотя капиллярные силы были обязаны обеспечить именно такое вытеснение, ведь это и является сущностью капиллярных явлений, согласно [1, 3, 7].

Обращает на себя внимание, что на западном моноклиальном склоне Канадского щита самая замечательная нефтегазонасность присуща гидрогеологически раскрытой осадочной толще и кристаллическому фундаменту Западноканадского осадочного бассейна. Это обстоятельство следует учитывать при изучении осадочного чехла моноклиальных склонов Украинского щита.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. — Киев: Наук. Думка, 1984. — 176 с.
2. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. В 2-х книгах. Кн. 1/Ред.: И.В.Высоцкий. Европа, Северная и Центральная Америка. — М.: Недра, 1976. — 600 с.
3. *Arps J.J.* Engineering concepts useful in oil finding // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1964. — 48, No. 2. — P. 157—165.
4. *Canada.* A special report // International Petroleum Encyclopedia / Ed.: J. McCaslin. — Tulsa (OK): Petrol. Publ. Co., 1979. — P. 402—407.
5. *Canadian oilsands, heavy oil poised for surge in development* // Oil and Gas J. — 1996. — 94, No. 21. — P. 25—28.

6. *Cant D.J.* Spirit River formation — a stratigraphic diagenetic gas trap in the Deep Basin of Alberta // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1983. — 67, No. 4. — P. 577—587.
7. *Fox A.F.* The World of Oil. — Oxford (G.B.): Pergamon, 1964. — 221 p.
8. *Haites T.B.* Transcurrent faults in Western Canada // Alberta. Soc. Petrol. Geol. J. — 1960. — 33, No. 2. — P. 150—162.
9. *Hawlder H.M.* Comparative hydrocarbon geology of two Mesozoic Circum-Pacific forland basins as function of sediment provenance: Surat Basin, Eastern Australia, and Western Canada Basin // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1990. — 74, No. 6. — P. 977—978.
10. *Hitchon B.* Geothermal gradients, hydrodynamics, and hydrocarbon occurrences, Alberta, Canada // Ibid. — 1984. — 68, No. 6. — P. 713—743.
11. *Hoffman C.F., Strausz O.P.* Bitumen accumulation in Grosmont platform complex, Upper Devonian, Alberta, Canada // Ibid. — 1986. — 70, No. 9. — P. 1113—1128.
12. *International Petroleum Encyclopedia.* — Tulsa (OK): Petrol. Publ. Co., 1969. — 424 p.
13. *Masters J.* Deep Basin gas trap, West Canada // Oil and Gas J. — 1978. — 76, No. 38. — P. 226—241.
14. *Moritis G.* New techniques improve heavy oil production feasibility // Ibid. — 1998. — 96, No. 42. — P. 58—61.
15. *Oil in granite concept due test under Athabasca area* // Ibid. — 2002. — 100, No. 37. — P. 49.
16. *Seifert S.R., Lennox T.R.* Development in tar sands in 1984 // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1985. — 69, No. 10. — P. 1890—1897.
17. *Sholten R.B.* Synchronous highs: preferential habitat of oil? // Ibid. — 1959. — 43, No. 8. — P. 1793—1832.
18. *Sinclud produces 600 millionth bbl* // Oil and Gas J. — 1992. — 90, No. 39. — P. 37.
19. *Sproule J.C.* Origin of McMurrey oil sands, Alberta // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1938. — 22, No. 11. — P. 1133—1149.
20. *Sproule J.C.* Clastic reservoirs on Precambrian surface in North America // Ibid. — 1957. — 41, No. 5. — P. 848—860.
21. *Sproule J.C.* The tectonics of the Canadian shield and adjoining sedimentary basins in relation to oil and gas occurrences // Tectonics of Canadian Shield. — Toronto: Univer. Press, 1962. — P. 402—431.
22. *Tilley B.J., Nesbitt B.E., Longstaffe F.* Thermal history of Alberta Deep Basin: comparative study of fluid inclusion and vitrinite reflectance data // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1989. — 73, No. 10. — P. 1206—1222.
23. *Vigrass L.W.* Geology of Canadian heavy oil sands // Ibid. — 1968. — 52, No. 10. — P. 1984—1999.

Статья поступила 02.10.2014 г.

*В.О. Краюшкин, Е.О. Гусева, У.З. Науменко, Н.М. Черниенко*

#### ЗОНИ АКТИВНОГО ВОДООБМІНУ ТА ЇХ НАФТОГАЗОВИЙ ПОТЕНЦІАЛ НА ЗАХІДНОМУ СХІЛІ КАНАДСЬКОГО ЩИТА

На західному схилі Канадського щита є гігантські нафтові і газові родовища, запаси яких дорівнюють 12 902 млрд м<sup>3</sup> природного газу та 695 млрд м<sup>3</sup> важкої нафти на глибині 0—6000 м у мезозойських і палеозойських відкладах, а також у докембрійських гранітах в умовах активного там водообміну.

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

*V.A. Krayushkin, E.O. Guseva, U.Z. Naumenko, N.M. Cherniyenko*

#### ACTIVE WATER-EXCHANGE ZONES AND THEIR PETROLEUM POTENTIAL IN THE WESTERN SLOPE OF CANADIAN SHIELD

In the Canadian shield western slope, there are giant oil and gas fields which reserves are equal to 12 902 billion m<sup>3</sup> of natural gas and 695 billion m<sup>3</sup> of heavy oil at the depth of 0—6000 m in the Mesozoic and Paleozoic beds as well as Precambrian granites under the active water-exchange conditions there.

**Keywords:** oil, gas, reserves, monocline, Precambrian, active water-exchange.