

## УСПЕХИ НЕФТЕРАЗВЕДКИ НА СЕВЕРНОМ СКЛОНЕ ГВИАНСКОГО ЩИТА

**В.А. Краюшкин<sup>1</sup>, Э.Е. Гусева<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина. E-mail: geoj@bigmir.net  
Доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник, академик  
Украинской нефтегазовой академии.*

<sup>2</sup> *Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина.  
Главный химик.*

На северном склоне Гвианского щита имеются наибольшие в мире промышленные запасы нефти, измеряемые 600 млрд м<sup>3</sup> на глубине от 183 до 2375 м в кайнозойских и мезозойских осадочных породах в условиях активного там водообмена.

*Ключевые слова:* нефть, аккумуляция, моноклираль, водообмен.

## ADVANCES OF EXPLORATION FOR PETROLEUM IN NORTH SLOPE OF THE GUIANA SHIELD

**V.A. Krayushkin<sup>1</sup>, E.E. Guseva<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kiev, Ukraine, E-mail: geoj@bigmir.net  
Doctor of geological-mineralogical sciences, professor, main research worker, member of the  
academician Ukrainian Oil and Gas Academy.*

<sup>2</sup> *Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kiev, Ukraine.  
Chief chemist.*

In the Guiana shield northern slope, there are world's largest commercial oil reserves measured to 600 billion m<sup>3</sup> at the depth of 183 to 2375 m under the active water-exchange conditions there.

*Key words:* oil, accumulation, monokline, water-exchange.

## УСПІХИ НАФТОРОЗВІДКИ НА ПІВНІЧНОМУ СХІЛІ ГВІАНСЬКОГО ЩИТА

**В.О. Краюшкін<sup>1</sup>, Е.О. Гусева<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: geoj@bigmir.net  
Доктор геолого-мінералогічних наук, професор, головний науковий співробітник, академік  
Української нафтогазової академії.*

<sup>2</sup> *Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна.  
Головний хімік.*

На північному схилі Гвіанського щита є найбільші у світі промислові запаси нафти, виміряні 600 млрд м<sup>3</sup> на глибині від 183 до 2375 м у кайнозойських і мезозойських осадових породах в умовах активного там водообміну.

*Ключові слова:* нафта, акумуляція, монокліраль, водообмін.

Одна из доминант методики поисков нефтяных и газовых месторождений – это «антиклинальная» теория. На ее основе ищутся и разбуриваются в земных недрах антиклинали, валы, горсты, глино- и соледиапиры, купола и своды, несмотря на то, что нефтегазоразведка осадочного чехла на пологих склонах докембрийских кристаллических щитов также результативна. На южном склоне Украинского щита (УЩ) с его Южноукраинской моноклиналию в 1929 г. открыто Приазовское газовое месторождение моноклиналию строения в гидрогеологически раскрытой толще песков и песчаников сармата на глубине 85-135 м [Гожик и др., 2010]. Более же крупное нефтегазонакопление на глубине 183-2375 м выявлено, разведано и разрабатывается в осадочном гидрогеологически раскрытом чехле на северном моноклиналию склоне Гвианского докембрийского кристаллического щита в Венесуэле, о чем будет сказано ниже.

Оринонская аллювиальная равнина окаймляет Гвианское нагорье, являющееся на севере Южной Америки ее «краеугольным камнем» – Гвианским докембрийским кристаллическим щитом. Его северная граница проходит по долине р. Ориноко; южная – по крутым обрывам Гвианского нагорья, представленного здесь горами Парима и Пакараима, а также массивом Рораима; восточная – по грядам и хребтам докембрийских кристаллических горных пород, а на западе, северо-западе и севере к Гвианскому щиту примыкает система альпийских депрессий и поднятий Анд, где складчатость завершилась в неогене. Гвианское нагорье – это, в общем, приподнятое горное плато низкого рельефа, достигающее высоты в среднем от 350 до 500 м над уровнем моря на востоке, от 500 до 1000 м на западе и от 750 до 2771 м на юго-западе, где высятся горы Дуидо (2396 м), Киката (2261), Нава (1639) и наивысшая точка нагорья – гора Рораима (2771 м). Древнейшими горными породами Гвианского щита и кристаллического фундамента (КФ) одноименного нагорья являются архейские плитчатые гнейсы и гнейсовидные граниты. Они составляют главную часть докембрийского кристаллического комплекса, но вблизи от границы с Бразилией имеется и немного силифицированных порфириновых вулканитов. В северной же части Гвианского щита, неподалеку от р. Ориноко, присутствуют железистые кварциты и железные руды формации Иматака, которые уже начали играть важную роль в экономике Венесуэлы. Возраст формации Иматака не известен, и даже ее контакт с гнейсами маскируется присутствием интрузивного гранита. Все эти горные породы прорваны интрузиями габбро, диабазов и других базальтоидов, и на пенепленном рельефе поверхности обнаженных гнейсов, гнейсовидных гранитов и кристаллических сланцев имеются пологие куполовидные холмы и массивы [Краюшкин, 2007; Veeby Thompson, 1950].

Гвианский щит долго сохранялся стабильным и высоко стоящим над уровнем океана древнейшим геоблоком континентальной кристаллической коры Земли. Это изменялось только дважды. Так, есть данные о двух группах горных пород, появившихся на Гвианском щите после его образования, хотя ни одна из них не имеет морского генезиса. Первая группа – это вулканические горные породы серии Пастора, залегающие возле Кальяо, а вторая – формация Рораима, развитая в Бразилии, Венесуэле (область Гран Сабана), Гвиане и Суринаме. Формация Рораима сложена белыми до бледно-пурпурового цвета песчаниками, кварцитовыми песчаниками и кварцитами, конгломератами и сланцами, а также красными и зелеными крапчатыми вулканическими туфами, интрузивными габбро и диоритом, что свидетельствует об образовании и накоплении горных пород формации Рораима на гигантской аллювиальной равнине, когда по соседству с ней действовали вулканы. К сожалению, нет возможности узнать, когда это происходило точно, но формация Рораима литологически наиболее близко напоминает формацию Ла-Кинта раннемелового возраста. Горные породы формации Рораима имеют сводную мощность не менее 2400 м, и это свидетельствует о весьма длительном периоде погружения поверхности Гвианского щита, но без признаков складчатости и орогенеза, поскольку эти горные породы все еще сохраняют донные практически горизонтальное залегание, при котором они были отложены. О мезозойском возрасте формации Рораима говорит косвенно и то, что несколько скважин, пробуренных севернее р. Ориноко, вскрыли граниты сразу же под отложениями мелового возраста. Второй эпизод реактивизации Гвианского щита свя-

70 ISSN 0367–4290. Геол. журн. 2015. № 1 (350)

зан с его также неорогенным воздыманием, которое длится донныне, и, по-видимому, с одной из фаз алмазоносного кимберлитового тектоно-магматизма. Во всяком случае, эрозия и денудация Гвианского нагорья длятся очень долго, судя по тому, что на нем сохранились лишь остатки песчаникового покрова формации Рораима, хотя ее сводная мощность достигает 2400 м. Под меловыми отложениями залегают докембрийские кристаллические горные породы и в изолированной группе возвышенностей Эль-Бауль и Кохедес, которые представлены розовым гранитом, серым сиенитом, светло-серыми до красных филлитами, кварцитами, риолитом и трахитом [Краюшкин, 2007]. На Гвианском щите известны богатые коренные месторождения алмазов, асбеста, железных руд, золота, изумрудов, меди, платины, ртути, серебра и др., а промышленная нефтегазоносность установлена в песках и песчаниках кайнозойско-мезозойского осадочного чехла, залегающего на северном моноклиналином (угол наклона от 0,5 до 3°, на север) склоне Гвианского щита, а также северо-западнее и северо-восточнее, куда простирается Оринокский нефтегазоносный осадочный бассейн Венесуэлы [Beeby Thompson, 1950; Mencher et al., 1953].

Согласно [Справочник..., 1976], Оринокский (Восточно-Венесуэльский) нефтегазоносный бассейн – это Предантильский передовой прогиб на севере и северный погребённый моноклиналиный склон Гвианского докембрийского кристаллического щита, являющийся южным моноклиналиным платформенным бортом бассейна, характеризующегося длиной 950 км, шириной 250 км, площадью 182,6 тыс. км<sup>2</sup> и осадочной толщей плейстоцена, неогена и палеогена сводной мощностью 12 км и мезозоя мощностью 5680 м.

Разрез этого бассейна начинается сверху глинами, песками, песчаниками и иногда конгломератами антропогена/плейстоцена общей мощностью 460 м. Далее идут плиоценовые алевролиты и песчаники формации Альгаррабо мощностью 490 м, алевролиты, песчаники и лигниты формации Лас-Пьедрас того же возраста мощностью 1220 м. Их подстилают миоценовые глины, алевролиты и песчаники формации Фрейтес мощностью 1100 м и олигоценые глины, алевролиты, лигниты, песчаники и изредка известняки формации Офисина мощностью

2730 м, песчаники и глины формации Перикита мощностью 200 м, залегающие на поверхности регионального стратиграфического несогласия в кровле отложений мелового возраста. Последние – это пески, алевролиты и глины формации Гуавинита мощностью 110 м (в нефтепромысловом районе Большая Офисина), известняки формации Инфанте мощностью 20 м (в нефтепромысловом районе Большая Мерседес), песчаники, глины, известняки формации Ла-Крус мощностью 300 м (в районе Большая Мерседес), алевролиты, глины, песчаники и доломиты формации Темблатор мощностью 610 м. Ниже, под региональным стратиграфическим и угловым несогласием, вскрыты бурением отложения юры/триаса и изверженные и метаморфические кристаллические горные породы докембрия.

Нефть и природный газ залегают в алевролитах и песчаниках неогенового, палеогенового и мелового возраста, а также в гнейсах, гранитах и гранитогнейсах докембрия. Природный газ и нефть добываются из 218 месторождений. Наиболее известными из них являются Брузуаль, Бударе, Гуавинита, Гуара, Гуарио, Киамаре, Кирикир, Ла-Вьеха, Ла-Сейба, Лас-Мерседес, Леона, Леонсо, Маригал, Мата Гранде, Мури, Офисина, Паласио, Педерналес, Пилон, Пласер, Руис, Сабан, Сан-Хоакин, Санта Ана, Санта Барбара, Санта Роса, Темблатор, Тукупидо, Тукупита, Хобо, Хусепин, Чимире и Эль-Робле. Самые крупные среди них – это Кирикир с начальными суммарными извлекаемыми запасами 135 млн т нефти, Офисина (108), Чимире (43,1), Лас-Мерседес (24,6) и Темблатор (15,7 млн т нефти), а наиболее крупные по нефтедобыче (млн т/год) – Офисина (2,0), Хобо (1,9), Бударе (1,3), Кирикир (0,8), Чимире (0,7), Леона (0,6) и Темблатор (0,3 млн т/год нефти) [Справочник..., 1976; Mencher et al., 1953].

Большинству нефтяных месторождений Оринокского нефтегазоносного бассейна присуща связь нефтегазоаккумуляции с антиклиналями и брахиантиклиналями. Однако в восточной, западной и центральной частях платформенного борта бассейна выявлены, разведаны и давно разрабатываются 11 месторождений, где промышленные запасы нефти 342 млн т плотностью от 750 до 986 кг/м<sup>3</sup> находятся на глубине от 250 до 3904 м в зоне разломов на гомоклиналях,

в гидрогеологически раскрытой толще песков и песчаников неогена, олигоцена или мела, как, например, в Бударе, Кирикир, Лас-Мерседес, Леоне, Офисине, Сабане, Тембладоре, Тукупидо, Тукупита, Хобо и Чимире [Справочник..., 1976].

На юге центральной части венесуэльского шт. Ансуатехи в 1937 г. было открыто нефтяное месторождение Офисина, в 1946 г. – Северная Офисина, которые стали разрабатываться под общим названием Большая Офисина, где в 1992 г. эксплуатировались 25 скважин. Совместно они тогда давали уже только 790 т/сут нефти плотностью от 878 до 898 кг/м<sup>3</sup> с глубины от 1800 до 2105 м из песков и песчаников олигоценовой формации Офисина. Отсюда получена накопленная нефтедобыча, равная 108 млн т и позволяющая считать это месторождение нефтяным гигантом на южном моноклиномальном борту бассейна, где его КФ являются плычатые гнейсы и гранитогнейсы северного моноклиномального погребенного склона Гвианского докембрийского кристаллического щита, неподалеку от р. Ориноко, откуда вниз по падению, т.е. по наклону на север, из зоны активного открытого водообмена в направлении на нефтяные залежи Большой Офисины, движутся напорные пресные пластовые воды [Краюшкин, 1967; Mencher et al., 1953].

Начальные суммарные извлекаемые запасы нефти месторождения Кирикир, открытого 25 км севернее Матурина (столица шт. Монагас) в 1928 г., измеряются 135 млн т и осваиваются скважинами, пробуренными вниз по падению пластов осадочных пород от места, где на земной поверхности существовали тысячи активных естественных выходов нефти и природного газа, а также обнажаются плиоцен-плейстоценовые нефтеносные отложения формации Кирикир перед фронтом гор Серрания-дель-Интеритор, сложенных осадочной толщей мелового возраста [Beeby Thompson, 1950; Borger, 1952]. Около 3 км северо-западнее месторождения Кирикир обнажаются известняки и песчаники среднего мела, сильно затронутые складчатостью, дизъюнктивной тектоникой и слагающие предгорья Серрания-дель-Интеритор. Формация Кирикир простирается и наклонена от предгорий на юг, в сторону центра Восточно-Венесуэльского (Ориноковского) бассейна, где она сменяется по латерали толщей отложений Меса-Лас-Пьедрас. Формация

Кирикир – это переслаивание континентальных валунных галечников, гравия, песков и глин, площадное распространение которых приурочено непосредственно к фронту гор Серрания-дель-Интеритор, параллельно этому фронту в северной части шт. Монагас. Сводная мощность формации Кирикир достигает от 490 до 500 м на северной окраине нефтяного месторождения и 1660 м – на юго-восточной.

Ингредиенты формации Кирикир отложены потоками и в озерах как продукт седиментации в условиях образования и развития аллювиальных конусов выноса терригенно-обломочного материала. В этой осадочной толще есть признаки некоторой цикличности ее седиментации, что видно, например, по чередованию в разрезе слоев глины и конгломерата (галечника). Источник сноса – гористая местность, находящаяся на севере. Горные реки-потоки, перегруженные твердым стоком, освобождались от него вдоль пояса предгорий при выходе на равнинную местность. Это и дало начало формированию здесь фестоноподобных и взаимно перекрывающихся аллювиальных серий конусов выноса, которые залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на смятых в складки отложениях возрастом от мелового до миоценового. Континентальная осадочная толща формации Кирикир – это конечная фаза вышеупомянутой седиментации и продуктивная толща месторождения Кирикир, где нефть промышленно насыщает преимущественно валунные галечники, гравий и пески формации Кирикир. Согласно данным по скважинам, грубообломочные и грубозернистые кластиты плиоплейстоцена доминируют в северной части нефтяного месторождения Кирикир, а тонкозернистые (глины и песчаные глины) – в недрах южной. Нефть добывают с глубины от 378 до 2196 м на моноклинали (гомоклинали), угол падения которой равен от 4 до 6°, азимут падения – около 130°, а простираения – 55°. Пластовые воды формации Кирикир являются пресными. Их общая минерализация равна 50 г/т, а нефти являются асфальтовыми, тяжелыми. Их плотность измеряется от 935 до 986 и даже более 1000 кг/м<sup>3</sup>. Нефтяной слой на всем протяжении этого месторождения защищен как сверху, так и снизу песками, импрегнированными вязкой нефтью, плотность которой выше плотности пресной воды. Средняя пористость нефтедобывных песков здесь измеряется



20%, проницаемость – от 0,1 до 11 пм<sup>2</sup> (0,1-11 дарси), а накопленная нефтедобыча равна 104 млн т [Borger, 1952; Mencher et al., 1953].

Суммарные начальные извлекаемые запасы нефти месторождений Бударе, Кирикир, Лас-Мерседес, Леона, Офисина, Сабан, Тембладор, Тукупидо, Тукупита, Хобо и Чимире, которые исчисляются 342 млн т и осваиваются в течение многих десятков лет скважинами, пробуренными в зонах разломов, параллельными группами секущих эти гомоклинали гидрогеологически раскрытых песчаных толщ, свидетельствуют наглядно и материально о немалом промышленном нефтяном потенциале гидрогеологически раскрытых осадочных толщ с активным открытым водообменом. Но самое крупное в мире нефтенакopление, измеряемое от 475 до 600 млрд т и известное как Оринокский нефтяной пояс, находится южнее в олигоценых и более древних песчаниках, а также их докембрийском КФ на левом берегу р. Ориноко, где кровля северного склона Гвианского щита вскрыта бурением на глубине от 300 до 600 м, а промышленная нефтеносность – на глубине от 183 до 2375 м. Длина Оринокского нефтяного пояса с востока на запад около 750 км, средняя ширина – 90 км, и здесь северный склон Гвианского щита – это пологая моноклираль, наклоненная на север под углом от 0,5 до 3° [Краюшкин, 2008; Справочник..., 1976; Beeby Thompson, 1950; Mencher et al., 1953; International..., 1976]. Оринокский нефтяной пояс – это и гидрогеологически раскрытая зона земных недр также длиной 750 км и шириной 90 км. Нефтеносные пески здесь имеют пористость от 30 до 35%, проницаемость от 1 до 20 дарси (от  $1 \cdot 10^{-12}$  до  $2 \cdot 10^{-11}$  м<sup>2</sup>), эффективно нефтенасыщенную толщину одного пласта от 4,5 до 40 м, но описания их нефти как смолы, гудрона или битума не соответствуют действительности, поскольку эта нефть является такой подвижной в пластовых условиях (давление 8,4-9,85 МПа и более, температура 48-66 °С), что каждая, даже неглубокая (183-915 м) скважина типично и стабильно дает несколько десятков тонн нефти в сутки с помощью штанговых глубинных насосов [Краюшкин, 2008; Croft, Stauffer, 1996; Mencher et al., 1953; International..., 1976].

Нефть заполняет все пески вниз по разрезу до водо-нефтяного контакта (ВНК), глубина залегания которого контролируется дизъюнктивной тектоникой. Моноклираль

или гомоклираль Оринокского нефтяного пояса осложнена системой крупных вертикальных сбросов восток-северо-восточного простирания и более молодой системой правосторонних сбросов север-северо-западного простирания. Нефтенакopление происходило там, где сбросы, идущие из докембрийского КФ, рассекают толщу флювиально-дельтовых песков. Вертикальные сбросы восток-северо-восточного простирания падают в сторону Гвианского щита с амплитудами смещения до 61 м по кровле КФ. Плоскости этих продольных сбросов волнистые и скошенные. Их падения в сторону Гвианского щита и отсутствие утолщения осадочных пород на опущенных крыльях сбросов свидетельствуют против конседиментационного роста сбросов и в пользу постседиментационных подвижек в ответ на коробление Гвианского кратона снизу вверх. Сбросы север-северо-западного простирания почти сугубо трансляционные, противостоят восток-северо-восточным сбросам и являются планарными, невертикальными и без скосов-искривлений их плоскостей. Закартированы горизонтальные дизъюнктивные смещения до 500 м и вертикальные до 12 м. Сбросы достигают земной поверхности, так что многочисленные реки, речки (притоки Ориноко) и элементы земного рельефа либо совпадают с линиями сбросов, либо пересекают их, указывая тем самым на действие нынешних тектонических движений [Contrymen, Flores, 1988; De Rojas, 1987].

В нефтяном поясе Ориноко для добычи нефти выделены в направлении с востока на запад четыре главных сектора – Серро Negro, Амака, Суата и Мачете. Нефть уже добывается скважинами в Серро Negro, Амака и Суата. Самый западный сектор, Мачете, содержит нефть на большей глубине и пока не разрабатывается. Подсчитанные геологические запасы нефти в Серро Negro равны 34 млрд м<sup>3</sup>, в Амака – 35 млрд<sup>3</sup>, в Суата – 80 млрд м<sup>3</sup> [De Rojas, 1987].

В северной части сектора Амака тяжелая (959-1030 кг/м<sup>3</sup>) и вязкая ( $14 \cdot 10^{-2}$  –  $21 \cdot 10^1$  Па·с) нефть добывается на участках Арекуна, Бар и Мелонес. Здесь, на северном погружении моноклинали, нефтяные залежи находятся на глубине 183-1220 м. Пористость нефтяных песков равна в среднем 32%, а проницаемость 10 дарси ( $1 \cdot 10^{-11}$  м<sup>2</sup>). В зале-

жах Арекуна и Бар среднее пластовое давление 8,4-9,85 МПа, а пластовая температура – от 54 до 66°C. Бурение скважин с призабойным длинным горизонтальным стволом началось здесь в 1993 г., и некоторые из таких скважин дают по 318 м<sup>3</sup>/сут нефти и более. Суммарная текущая нефтедобыча из Арекуны, Бара и Мелонес измеряется около 15 900 м<sup>3</sup>/сут. Южнее Амако-Бар разрабатывается участок Амако площадью 657 км<sup>2</sup>, дающий пока 6520 м<sup>3</sup>/сут нефти, а когда пробурят новые скважины, то нефтедобыча на ее «плато» достигнет 26 235 м<sup>3</sup>/сут. Геологические запасы нефти в Амако оцениваются от 4135 до 4295 млн м<sup>3</sup>, а извлекаемые – от 413,5 до 429,5 млн м<sup>3</sup> (коэффициент нефтеотдачи равен 0,1). Нефть добывается из формации Офисина, сложенной песчаниками непостоянной толщины и алевролитами. Глубина залегания нефти – от 610 до 915 м. Пористость песчаников – от 30 до 35%, проницаемость – от  $1 \cdot 10^{-11}$  до  $2 \cdot 10^{-11}$  м<sup>2</sup>, плотность нефти – 1007 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – 4 Па·с при температуре от 52 до 55°C, газовый фактор равен 18 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Режим пласта описывается как «режим газа в вязком растворе», не применяя термина «пенистая (пенообразная) нефть», поскольку пены не образуется. При режиме вязко-растворенного газа критическая газонасыщенность, при которой газ начинает течь в виде непрерывной фазы, гораздо больше (около 9-10%), чем обычно предполагалось бы. Газ выходит из раствора в виде пузырьков, а не пены. Скважины – насосные, но насосы установлены не на забое. У скважин призабойные горизонтальные стволы длиной от 500 до 900 м. Скважины пробурены по сетке одна скважина на 80 или 90 га со специальных «подушек», чтобы свести до минимума вредное экологическое воздействие на окружающую природную среду [Croft, 1996; De Rojas, 1987; Moritis, 1998].

В секторе Серро Негро добывается тяжелая (1015 кг/м<sup>3</sup>) и вязкая (от 2 П·с до 5 П·с) нефть из 250 скважин. Уже добыто более 16 млн м<sup>3</sup>, и сейчас нефтедобыча достигла 11 130 м<sup>3</sup>/сут из песка Моричаль формации Офисина. В 1997 г. схему разработки пересмотрено. Принята новая сетка расположения скважин, при которой одна скважина приходится на 54 га и имеет призабойный горизонтальный ствол длиной около 915 м, а также дебит до 400 м<sup>3</sup>/сут нефти [De Rojas, 1987; Moritis, 1998].

Сектор Суата находится на южном моноклиальном борту Восточно-Венесуэльского осадочного бассейна, примерно 315 км юго-восточнее Каракаса, и даёт нефтедобычу 19 080 м<sup>3</sup>/сут. Здесь, на площади 14 500 км<sup>2</sup>, в 1979-1983 гг. пробурены 162 скважины, геологические запасы которых 80 млрд м<sup>3</sup> нефти плотностью 934-1022 кг/м<sup>3</sup> и сернистостью 3-4% на площади 9200 км<sup>2</sup>. Недра Суаты сложены породами возрастом от палеозойского до кайнозойского. Они перекрывают изверженные и метаморфические кристаллические породы Гвианского докембрийского щита. Главные скопления нефти с природным газом разрабатываются в базальных песках формации Офисина, а остальные нефтяные залежи выявлены в песках формации Тембладор, залегающих под формацией Офисина. С применением радиально-лучевой закачки пара в пласт средний дебит одной скважины равен 25 м<sup>3</sup>/сут, но, когда изменили метод закачки пара, дебит каждой скважины увеличился в среднем до 200 м<sup>3</sup>/сут нефти плотностью от 934 до 1022 кг/м<sup>3</sup> и сернистостью от 3 до 4%. В южном направлении нефтяные пески формации Офисина олигоцен залегают на все более и более древних горных породах, а на крайнем юге эти базальные пески лежат на докембрийских породах погребенного северного склона Гвианского щита. Пористость базальных песков 33-34%, проницаемость от 1,1 до 7,2 дарси (от  $1 \cdot 10^{-12}$  до  $7,2 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>), нефтенасыщенность 65-90%, толщина от 7,6 до 42 м и эффективно нефтенасыщенная толщина от 4,5 до 11 м. Уплотнение песка является главным механизмом добычи нефти из очень рыхлых песков, что может увеличить коэффициент нефтеотдачи пласта от 0,04 до 0,12 вследствие циклической закачки пара в нефтяной песок. В 2001 г. здесь установлен мировой рекорд по бурению долотом диаметром 311 мм в течение 14 месяцев семью буровыми станками для отклонения от вертикали до горизонтали траекторий 100 скважин отдаленного достижения на отрезках длиной более 5000 м. Длина такого ствола в предыдущем рекорде была равна 3622 м. В северной части сектора Суата залегает нефть плотностью 934-986 кг/м<sup>3</sup> в маломощных песках со множеством различных ВНК, а в южной – ее скважины имеют плохую продуктивность из-за плотности нефти более 1015 кг/м<sup>3</sup>

и низкой пластовой температуры, обусловленной меньшей глубиной [De Rojas, 1987; Snyder, 2001].

Южнее сектора Суата, в шт. Ансуатеги, разрабатываются нефтяные залежи площади Сан-Диего Оринокского нефтяного пояса, где средняя мощность продуктивной толщи песков равна 60 м, продуктивность скважин высокая и нет прослоев водоносных песков. Здесь пока 12 наклонных скважин (семь эксплуатационных на расстоянии по 300 м друг от друга и пять наблюдательных), пробуренных из их «куста» с целью изучения нефтедебитности и характера уплотнения третичных песков с нефтью. Для Сан-Диего характерно следующее: глубина до кровли нефтяной залежи 427 м ниже уровня моря, пористость песков 34%, проницаемость 5,5 дарси ( $5,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ), толщина слоя нефти 107 м, эффективная мощность нефтяного песка 40 м, плотность нефти  $1000 \text{ кг/м}^3$ , пластовая температура  $48^\circ\text{C}$ , геологические запасы нефти 5,2 млрд  $\text{м}^3$ . Западнее площади Сан-Диего, в шт. Гуарико, имеется похожая мощная нефтепродуктивная зона, но высокая плотность нефти, равная в среднем  $1014 \text{ кг/м}^3$ , низкая пластовая температура и прослойки водоносного песка уменьшают продуктивность этой зоны [Croft, 1996; De Rojas, 1987; Moritis, 1998].

Полагают, что нефть Оринокского нефтяного пояса образовалась, по-видимому, либо в отложениях мелового возраста, либо в глинисто-сланцевых пластах эквивалента олигоцен-миоценовой формации Офисина на севере, вне Оринокского нефтяного пояса [Beeby-Thompson, 1950; Mencher et al., 1953]. Правда, пески формации Офисина представляют собой взаимно переплетенные шнурковые песчаные тела, отложенные в меандровых флювиальных поясах, причем точечные песчаные бары и заполнение речных русел и проток составляют от 80 до 90% суммарной мощности песка [Beeby-Thompson, 1950; De Rojas, 1987; Mencher et al., 1953]. Это свидетельствует об отсутствии повсеместного развития песчаного проницаемого латерального пути для латеральной

гравитационной миграции нефти из предполагаемого источника нефтеобразования на севере, в самой глубокой части Восточно-Венесуэльского бассейна, к далекому месту аккумуляции нефти на юге, в Оринокском нефтяном поясе, лежащем на северном погребенном моноклиналином склоне Гвианского щита. Наибольшая часть запасов нефти Оринокского нефтяного пояса имеет плотность от 1000 до  $1030 \text{ кг/м}^3$ . Эта нефть такая вязкая, как паста. Так что о всплывании такой нефти в водонасыщенных песках можно утверждать лишь под эгидой science fiction. Кстати, до сих пор никто так и не отважился воспользоваться современной общепринятой количественной геохимической моделью генезиса нефти из керогена осадочных пород для Оринокского пояса, что в общем-то понятно: если, согласно этой модели, образованию 31,8 млрд  $\text{м}^3$  нефти месторождения Боливар необходим нефтегенерационный бассейн площадью в семь раз больше площади Венесуэлы, то во сколько же раз больше оказался бы бассейн, кероген которого был бы источником 480-600 млрд  $\text{м}^3$  нефти Оринокского пояса? [Краюшкин, 2008].

Нефтяные залежи вышеупомянутых месторождений находятся в гидрогеологически раскрытых земных недрах с зоной активного открытого водообмена, как газовые залежи Приазовского месторождения, что на юго-западном склоне Приазовского выступа УЩ в Запорожской области, и как газовые залежи Азовского, Зерноградского, Обуховского, Синявского и Тузловского месторождений, что на своде и склонах Ростовского выступа УЩ в Ростовской области РФ [Гожик и др., 2010]. И это свидетельствует о возможности открытия не только газовых, но и крупных нефтяных гидродинамически экранированных залежей в осадочной толще Южноукраинской моноклинали и ее КФ, водоносный горизонт которого также развит здесь повсеместно, имеет толщину от 70 до более 100 м и является основным источником централизованного водоснабжения многих городов и поселков.

## Список литературы / References

1. Краюшкин В.А. Условия образования нефтяных и газовых месторождений на моноклиналях. В кн.: *Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых*

*месторождений на Украине*. Киев: Наук. думка, 1967. С. 72-84.

Krayushkin V.A., 1967. Conditions for a formation of oil and gas fields in monoclines. In: *Conditions for*

a Formation and Regularities of Distribution of Oil and Gas Fields in Ukraine. Kiev: Naukova Dumka, p. 72-84 (in Russian).

2. Краюшкин В.А. Древнейшие геоблоки мирового взморья – щиты: их рельеф, молодой тектоно-магматизм, современная сейсмичность и нефтегазоносность. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2007. № 3. С. 15-50.

Krayushkin V.A., 2007. The most ancient geoblocks of world sea coast – the shields: their relief, young tectonics-magmatism, recent seismicity and petroleum presence. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*, No 3, p. 15-50 (in Russian).

3. Краюшкин В.А. Природа сверхгигантских скоплений нефти и газа. *Там же*. 2008. № 1. С. 19-54.

Krayushkin V.A., 2008. Nature of supergiant accumulations of oil and gas. *Ibid.*, No. 1, p. 19-54 (in Russian).

4. Гожик П.Ф., Чебаненко И.И., Клочко В.П., Евдошук Н.И., Краюшкин В.А., Франчук В.Г., Крупский Б.Л., Гладун В.В., Максимчук П.Я., Галко Т.Н., Кришталь А.Н., Полухтович Б.М., Захарчук С.М., Мельничук П.Н., Багрий И.Д., Довбыш Н.С., Седлерова О.В., Смирнов И.В., Якубенко Г.М. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Теоретическое и практическое обоснование поисков нефти и газа в акваториях Украины. Киев: ЭКМО, 2010. 200 с.

Gozhik P.F., Chebanenko I.I., Klochko V.P., Yevdoschuk N.I., Krayushkin V.A., Franchuk V.G., Krupsky B.L., Gladun V.V., Maksimchuk P.Ya., Galko G.M., Kryshstal A.N., Poluhtovich B.M., Zaharchuk S.M., Melnichuk P.N., Bagriy I.D., Dovbysh N.S., Sedlerova O.V., Smirnov I.V., Yakubenko G.M., 2010. Objects of Ukraine Perspective for Oil and Gas. Theoretical and Practical Substantiation of Exploration for Oil and Gas in Ukraine's aquatories. Kiev: EKMO, 200 p. (in Russian).

5. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран / ред. И.В. Высоцкий. Южная Америка, Африка, Ближний и Средний Восток, Южная Азия, Центральная Азия, Дальний Восток, Юго-Восточная Азия, Океания, Австралия и Новая Зеландия. Москва: Недра, 1976. 584 с.

Sourcebook on Oil and Gas Fields of Foreign Countries, 1976 / Ed. I.V. Vysotsky. South America, Africa, Near and Middle East, South Asia, Central Asia, Far East, South-East Asia, Oceania, Australia and New Zeland. Moscow: Nedra, 584 p. (in Russian).

6. Beeby Thompson A. Oil-Field Exploration and Development. Vol. 1. Oil-Field Principles. London: Techn. Press, 1950. 546 p.

Beeby Thompson A., 1950. Oil-Field Exploration and Development. Vol. 1. Oil-Field Principles. London: Techn. Press, 546 p. (in English).

7. Borger H.D. Case history of Quiriquire field, Venezuela. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 1952. Vol. 36, No. 12. P. 2291-2330.

Borger H.D., 1952. Case history of Quiriquire field, Venezuela. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, vol. 36, No. 12, p. 2291-2330 (in English).

8. Countrymen R.L., Flores D.M. Fault patterns in part of Orinoco heavy oil belt, Eastern Venezuela Basin. *Ibid.* 1988. Vol. 72, No. 2. P. 174.

Countrymen R.L., Flores D.M., 1988. Fault patterns in part of Orinoco heavy oil belt, Eastern Venezuela Basin. *Ibid.*, vol. 72, No. 2, p. 174 (in English).

9. Croft G., Stauffer K. Venezuelan projects advance to develop world's largest heavy oil reserves. *Oil and Gas J.* 1996. Vol. 94, No. 28. P. 62-63.

Croft G., Stauffer K., 1996. Venezuelan projects advance to develop world's largest heavy oil reserves. *Oil and Gas J.*, vol. 94, No. 28, p. 62-63 (in English).

10. De Rojas I. Geological evaluation of San Diego Norte Pilot Project, Zuata Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 1987. Vol. 71, No. 10-A. P. 1294-1303.

De Rojas I., 1987. Geological evaluation of San Diego Norte Pilot Project, Zuata Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, vol. 71, No. 10-A, p. 1294-1303 (in English).

11. Mencher E., Fichter G., Rentz H.H., Smith J.E., Vasquez E. Geology of Venezuela and its oil fields. *Ibid.* 1953. Vol. 37, No 4. P. 690-777.

Mencher E., Fichter G., Rentz H.H., Smith J.E., Vasquez E., 1953. Geology of Venezuela and its oil fields. *Ibid.*, vol. 37, No 4, p. 690-777 (in English).

12. *International Petroleum Encyclopedia* / Ed. J. McCaslin. Tulsa (OK): Petrol. Publish. Co., 1976. 456 p.

*International Petroleum Encyclopedia*, 1976 / Ed. J. McCaslin. Tulsa (OK): Petrol. Publish. Co., 456 p. (in English).

13. Moritis G. New techniques improve heavy oil production feasibility. *Oil and Gas J.* 1998. Vol. 96, No. 42. P. 58-61.

Moritis G., 1998. New techniques improve heavy oil production feasibility. *Oil and Gas J.*, vol. 96, No. 42, p. 58-61 (in English).

14. Snyder R.E. Drilling records in Venezuela. *World Oil.* 2001. Vol. 222, No. 1. P. 25.

Snyder R.E., 2001. Drilling records in Venezuela. *World Oil.*, vol. 222, No. 1, p. 25 (in English).

Статья поступила  
06.06.2014