

УДК 553.98 (81+571.6)

Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова

Нефтеносность зон растяжения земной коры на примере оффшорной части Бразилии и востока России

Нефтеносность зон растяжения глубоководных окраин континентов

Ровно через 40 лет после начала освоения на шельфе Северного моря месторождения Экофиск (1971 г.) началась промышленная добыча нефти на уникальном глубоководном месторождении Лула в Бразилии (2011 г.). Так, мировая нефтегазовая индустрия вступила в исторический период масштабной разработки залежей углеводородов (УВ) с глубин более 5,5 км ниже дна моря под толщей воды в 2÷3 км. Такой диапазон глубин уже освоен рядом международных компаний в Мексиканском заливе, в Южно-Каспийской впадине, вблизи западного побережья Экваториальной Африки и в ряде других районов мира. Несмотря на то, что совокупный объем добычи УВ в таких районах пока не превысил первых процентов мирового производства, в оффшорной зоне Бразилии к 2020 г. планируется ежегодно добывать до 400 млн т нефти (т.е. более 10 % мирового производства).

Значение открытия глубоководных и сверхглубоких (подсолевых) скоплений УВ на континентальных окраинах Южной Америки и Западной Экваториальной Африки трудно переоценить. Геологи и геотехнологи вошли в новое геологическое пространство этой части планеты и Мирового океана в целом.

По данным выступлений участников 34-го Международного геологического конгресса (Австралия, 2012 г.), краткая история геологического развития Южной Атлантики выглядит следующим образом:

- протяженные деформации, наблюдаемые вдоль современных Южно-Американской и Африканской плит, зародились в верхнеюрское титонское время (около 150 млн лет назад) и стали важными составляющими продолжающегося раскола материка Гондваны [1, 2];
- в берриасе (около 142 млн лет назад) началось формирование и заполнение карбонатными и в меньшей степени терригенными осадками рифтов, которые стали одновременно и гигантскими нефтегазоносными бассейнами. Синрифтовая стадия осадконакопления продолжалась в течение всего неокома (берриас – баррем), т.е. около 20 млн лет, ширина рифтов – 110÷170 км [3];
- в нижнемеловое аптское время произошло формирование надрифтовых впадин, где накапливались мощные толщи солей;
- начиная с альба и до настоящего времени длится стадия пассивного дрейфа континентальной окраины при раздвиге океана [4–6].

По мнению авторов, о возможных событиях ранней фазы открытия Южной Атлантики в начале мезозоя, когда плиты Южной Америки и Африки составляли единое целое, можно судить по истории развития рифтовых систем на рубеже перми и триаса в Западной Сибири, в олигоцен-четвертичное время в Восточной Африке, в раннемезозойское время в районе Мексиканского залива.

В Западно-Сибирском регионе на рубеже палеозоя и мезозоя сформировалась сложная система субмеридиональных рифтов (Колтогорско-Уренгойский, Хадутейский, Худосейский, Ляпинский и ряд других). Как правило, они заполнены мощными (более 1500 м) комплексами базальтов, а в северной части Западно-Сибирского региона рифты находятся на глубине 6÷8 км.

Ключевые слова:

нефтеносность, зоны растяжения, Восточная Сибирь, Дальний Восток России, Бразилия, Мексиканский залив.

Keywords:

oil-bearing capability, Eastern Siberia, the Far East of Russia, Brazil, the Gulf of Mexico.

Во втором случае в пределах Восточной Африки в позднем олигоцене сформировалась триада из двух ветвей рифтов и разделяющего их широкого горста. Новейшие данные о хронологии поднятия, вулканизме и рифтообразовании свидетельствуют о синхронности формирования двух ветвей рифтов Восточно-Африканской рифтовой системы 25÷26 млн лет назад [7]. Если исходить из модели рождающегося океана (допускаемого некоторыми авторами), то центральному горсту в будущем предстоит испытать глубокое погружение и неким образом преобразоваться в зону океанического спрединга. Обращает на себя внимание тот факт, что в последние годы в осадочном заполнении западной ветви рифта, в районе оз. Альберта (Уганда), обнаружены значительные промышленные залежи нефти [8].

Применительно к Южной Атлантике этот пример может свидетельствовать о том, что богатые нефтеносные рифтовые бассейны вдоль побережья западной части Экваториальной Африки и восточного побережья Бразилии генетически связаны между собой, но не тождественны. Таким образом, в обоих рассмотренных примерах процессы рифтообразования и подъем к поверхности мантийного вещества связаны с зонами растяжения земной коры и, возможно, литосферы в целом.

Нефтегазоносность континентальной окраины Бразилии

В 2007 г. компания Petrobras сообщила об открытии первого подсолового нефтяного месторождения Тупи на континентальной окраине Бразилии, которое позднее было переименовано в честь бывшего президента Бразилии и стало называться Лула (Lula) (рис. 1).

Скважина-первооткрывательница Тупи-1, заложенная в бассейне Сантус при глубине воды 2126 м в 150 км южнее Рио-де-Жанейро, была пробурена до истинной вертикальной глубины ниже дна моря 19680 футов (5998 м). Она пересекла толщу соли нижнемелового аптского возраста мощностью около 2000 м и из подсоловых карбонатно-терригенных образований нижнемелового неокомского возраста на глубине 5486 м ниже дна океана дала приток 4900 барр./сут (670 т/сут) нефти и 0,6 млн м³/сут газа через 5/8-дюймовый штуцер.

Вторая скважина, пробуренная в 9,5 км юго-восточнее первой, при глубине воды 2166 м дала приток 274 т/сут нефти и 65 тыс. м³/сут газа, причем дебит был ограничен техническими возможностями.

Месторождение Лула является крупнейшим мировым открытием (после месторождения Кашаган в Казахстане) и крупнейшим в Америке. Важно, что нефть в подсоловой зоне

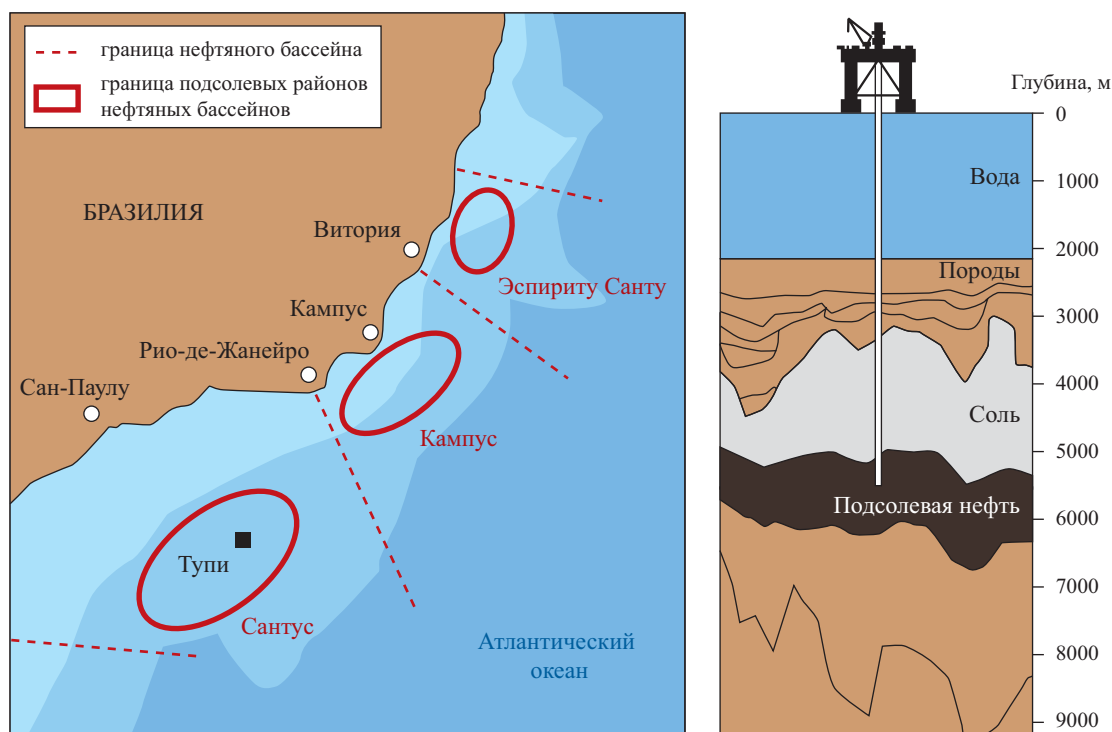


Рис. 1. Схема размещения и разрез подсоловых отложений нефтяных месторождений Бразилии

является более качественной (светлая, мало-сернистая, плотность по API – $28 \div 30^\circ$), чем в большинстве до сих пор известных бразильских месторождений. При последующем бурении первоначальная оценка ресурсов УВ месторождения Лула в $710 \div 1140$ млн т получила подтверждение. В подсолевом этаже были также выявлены нефтяные месторождения Кариока (Carioca), Жара (Jara), Гуара (Guara), Перегрино (Peregrino), Юпитер (Jupiter) и др. На месторождении Юпитер (в $10 \div 15$ км восточнее месторождения Лула) толщина нефтенасыщенных отложений с прекрасной пористостью и проницаемостью составляет 176 м.

По последним данным специалистов Университета Рио-де-Жанейро (2012 г.), открытые извлекаемые ресурсы высококачественной подсолевой нефти в глубоководной оффшорной зоне Бразилии оцениваются в 120 млрд барр. (16 млрд т), что позволяет этой стране планировать увеличение добычи нефти с 121,5 млн т/год в 2011 г. до 400 млн т к 2020 г. В этом случае страна окажется в пятерке крупнейших мировых производителей нефти. Реализация планов Бразилии может вызвать существенные изменения на мировом энергетическом рынке [9].

В ближайшие 20–25 лет, по мнению многих экспертов, Бразилия может стать единственным (за исключением стран ОПЕК) крупнейшим поставщиком нефти. Площадь распространения подсолевых нефтяных ресурсов оффшорной зоны на юго-востоке Бразилии составляет 800×200 км (см. рис. 1). Следует обратить внимание также на то, что в настоящее время подсолевое пространство оффшорной Бразилии вскрыто пока только на глубину около 500 м, и углеводородный потенциал этой территории в полном объеме еще не оценен [10].

На начало 2012 г. объем добычи на месторождении Лула в годовом нефтяном эквиваленте составил около 5,2 млн т. В середине 2012 г. месторождение Перегрино (бассейн Кампус), разрабатываемое компаниями Statoil и Petrobras, вышло на уровень годовой добычи 5,8 млн т. Совместное предприятие, созданное компаниями Бразилии, Великобритании, Испании и Китая по разработке подсолевого месторождения Гуара, переименованного в Сапинхоа (Sapinhoa), в 2013 г. должно выйти на проектный уровень годовой добычи около 7 млн т [9].

Нефтегазоносность впадины Мексиканского залива по первым результатам бурения скважин глубиной более 10 км

В последние 4–5 лет компанией McMoRan Exploration Co. в прибрежной мелководной зоне Мексиканского залива в районе дельты р. Миссиссипи бурятся самые глубокие скважины планеты (рис. 2). Этот район является частью сверхглубокого (до $15 \div 16$ км) осадочного бассейна Мексиканского залива и располагается над зоной растяжения земной коры его периферии. Сверхглубокое бурение ведется на палеогеновые купольные подсолевые структуры, установленные по геофизическим данным на глубине более $8 \div 8,5$ км. Ниже приводится информация по официальным отчетным данным компании McMoRan, имеющимся на ее сайте в Интернете [11, 12].

Скважинами, достигшими к настоящему времени глубин более 10 км, установлено наличие отложений верхнего, среднего и нижнего миоцена, олигоцена (формации Frio и Vicksburg), верхнего эоцена (карбонатная формация Sparta), нижнего эоцена – палеоцена (формация Vilcox) и верхнего мела (карбонатная формация Tuscaloosa), продуктивность которых установлена ранее на суше и в глубоководной части Мексиканского залива, и в международных водах.

По данным бурения на суше и в западной части Мексиканского залива в районе Perdido, в разрезе подсолевых отложений мелководья дельты р. Миссиссипи можно предположить наличие среднеэоценовой формации нефтегазоматеринских глубоководных сланцев (аналога кумской свиты южного борта Западно-Кубанского прогиба в России), а также нижнемеловых глубоководных карбонатных и верхнеюрских мелководных терригенных (включая нефтегазоматеринские сланцы) отложений и нижнеюрских солей формации Louann.

Подсолевая структура Блэкберд (Blackbeard) расположена в 180 км к юго-западу от г. Новый Орлеан и в 45 км от побережья штата Луизиана (см. рис. 2). В своде структуры при глубине воды 21 м была пробурена скважина Блэкберд Вест (Blackbeard West), а в 4 км к востоку уже на склоне структуры при глубине воды 24 м – скважина Блэкберд Ист (Blackbeard East) [11–13].

Скважина Blackbeard West-1 расположена в блоке South Timbalier Block 168. Бурение

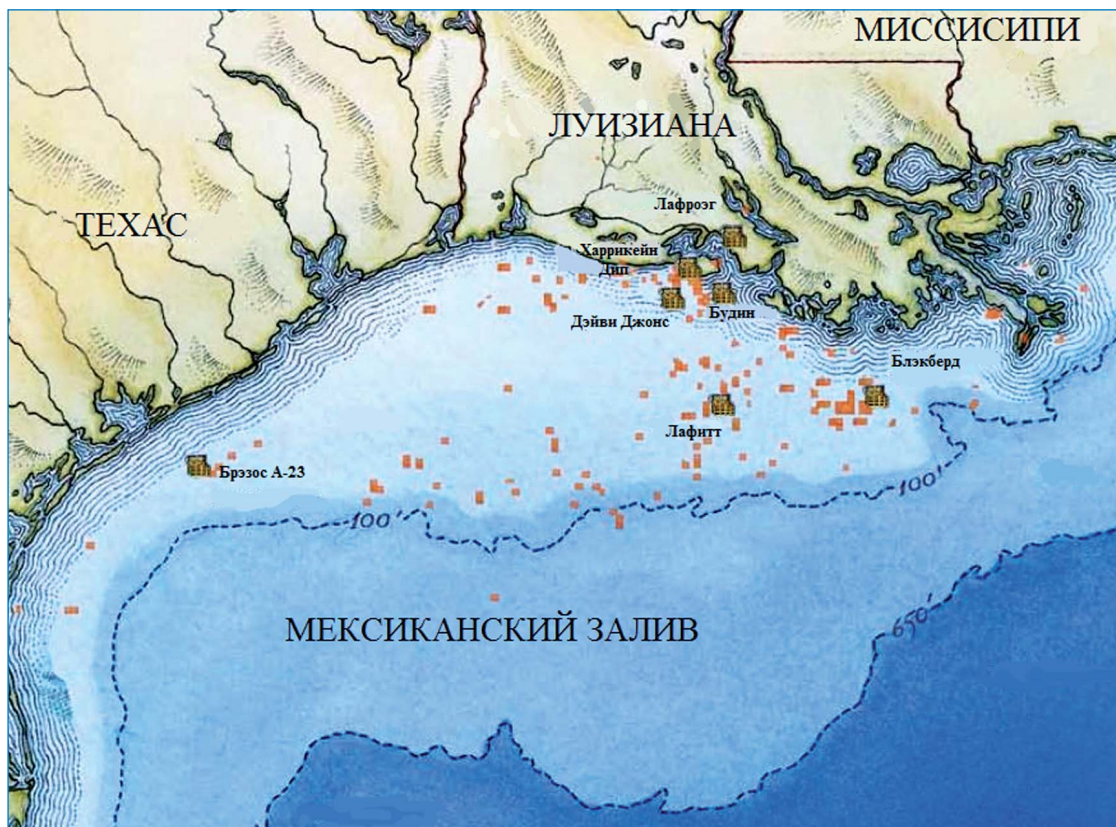


Рис. 2. Положение структур Блэкберд и Лафитт в мелководной части Мексиканского залива (глубина указана в футах)

началось в первой половине 2005 г. и первоначально осуществлялось до глубины 9164 м компанией Еххон. После ее отказа продолжать бурение из-за технических и экологических проблем оператором проекта стала компания McMoran, которая завершила бурение в октябре 2008 г. при общей глубине 10057 м и глубине ниже дна моря 10036 м. Три последующих года достигнутая глубина оставалась мировым рекордом бурения в осадочных бассейнах. На забое были вскрыты карбонатные отложения формации Sparta верхнеэоценового возраста. Скважина обсажена до глубины 8230 м. Давление на забое превышает 204 МПа. При геофизических исследованиях ниже глубины 9164 м установлены четыре зоны с потенциальным углеводородным насыщением. Ресурсы УВ оцениваются в 150 млн т у.т. Скважина временно законсервирована [13].

Скважина Blackbeard East-1 расположена в блоке South Timbalier Block 144. Бурение началось 4 марта 2010 г, окончено в январе 2012 г. Достигнутая (с использованием второго ствола) общая глубина скважины – 10180 м, ниже дна – 10155 м, фактический горизонт – карбонатные отложения формации Sparta верхнеэоценового

возраста. Эксплуатационная колонна спущена до забоя.

Бурение велось с помощью буровой установки Ralph Coffman (jackup). При глубине 9924 м произошли выброс газа, обрыв и падение на забой 1281 м бурильного инструмента. Позднее 854 м оторвавшегося инструмента было поднято, но соединиться с оставшейся 427-метровой частью инструмента не удалось. С глубины 8924 м был забурен второй ствол. Задержка в бурении скважины составила около полугода.

Данные геофизических исследований свидетельствуют о наличии выше солей в средне-верхнемиоценовых отложениях на глубине 5944÷7498 м горизонтов с углеводородным насыщением толщиной 54,3 м. Параметры давлений и температур в миоценовых песках позволяют использовать при испытании пластов этого интервала традиционные оборудование и технологии.

Ниже тела солей углеводородное насыщение установлено в олигоценых формациях Frio и Vicksburg, а также в карбонатах верхнеэоценовой формации Sparta. Верхний горизонт насыщенных углеводородами песков фор-

мации Frio встречен на глубине около 9144 м. Вскрытый интервал формации Sparta в 91,5 м, насыщенный углеводородами, представлен трещиноватыми карбонатами. В настоящее время скважина законсервирована и ожидает испытаний на приток пластовых флюидов.

Подсолевая структура Лафитт (Lafitte) расположена в блоке Eugene Island Block 223 в 90 км к западу от структуры Blackbeard в акватории Мексиканского залива с глубиной воды 43 м (см. рис. 1).

Бурение скважины Лафитт – одной из самых глубоких скважин в осадочных бассейнах мира – началось 3 октября 2010 г., окончено в марте 2012 г. Достигнутая общая глубина скважины – 10413 м, ниже дна – 10370 м. Забой в отложениях верхнеэоценовой формации Sparta. Давление на забое более 210 МПа. Геофизические исследования показали наличие 35-метрового интервала углеводородного насыщения в среднемиоценовых отложениях, 17,6-метрового интервала в нижнемиоценовой формации Cris-R и 12-метрового интервала в олигоценной формации Frio (в интервале глубин 9540÷9662 м), в верхнеэоценовой карбонатной формации Sparta, а также двух насыщенных углеводородных зон суммарной толщиной 20 м в более древней, терригенной части средне-верхнеэоценового разреза – песках Jackson (Jagua), встреченных ниже глубины 10107 м. Остается открытым вопрос о присутствии в призабойной части скважины нефтегазоматеринских сланцев среднеэоценового возраста типа известных в разрезе района Perdido в западной части Мексиканского залива.

В октябре 2012 г. компания McMoran приняла план проведения исследований скважины Лафитт и оформляет необходимые разрешения на проведение работ в столь сложных условиях. Решаются вопросы изготовления компаниями Cooper Cameron, Schlumberger и Halliburton оборудования, необходимого для испытания скважин глубиной более 10000 м в условиях давлений более 210 МПа и температур более 260 °C [11, 12].

К настоящему времени в пределах глубоководной акватории Мексиканского залива пробурена целая группа скважин глубиной 8÷9 км ниже морского дна, открывших крупные нефтяные и газовые залежи. Типичными примерами для центральной части Мексиканского залива могут служить структуры **Kaskida** и **Tiber**.

Структура Kaskida расположена в Мексиканском заливе в блоке 292 каньона Китли в 400 км к юго-западу от Нового Орлеана. Бурение первой скважины, завершённое 31 августа 2006 г., велось при глубине воды 5900 футов (1798 м). Скважина Kaskida имеет общую глубину около 32500 футов (9906 м), ниже дна – 8108 м. Нефтеносность установлена в неогеновых и палеогеновых отложениях. По данным геофизических исследований, в палеогеновой призабойной части вскрытого разреза установлено 800 футов (234 м) нефтегазонасыщенных песков. Геологические запасы нефти оцениваются в 3 млрд барр. (411 млн т), извлекаемые запасы – в пределах 80÷125 млн т (при коэффициенте извлечения – 20÷30 %).

Структура Tiber находится в Мексиканском заливе примерно в 400 км к юго-востоку от Хьюстона (штат Техас, США) и в 480 км к юго-западу от Нового Орлеана (штат Луизиана, США) в блоке 102 каньона Китли. Первая скважина пробурена при глубине воды 1259 м. Ее общая глубина – 35055 футов (10685 м), ниже дна – 9426 м. Бурение завершено в сентябре 2009 г. По данным геофизических исследований установлено углеводородное насыщение пород в призабойной части палеогеновых отложений. Геологические запасы нефти оценены в пределах 4÷6 млрд барр. (548÷820 млн т), извлекаемые запасы – 110÷250 млн т (при коэффициенте извлечения 20÷30 %).

В связи с получением прямой геологической информации об отложениях с глубин более 10 км во впадине Мексиканского залива необходимо обратить внимание на ряд обстоятельств. Во-первых, около одной трети разреза этой впадины в диапазоне глубин 10÷16 км остается не вскрытой бурением. Во-вторых, наличие гигантских залежей нетрадиционных (сланцевых) углеводородов более древнего возраста, например верхнемелового (Игл-Форд) или верхнеюрского (Хайнесвилл), непосредственно севернее рассматриваемой территории позволяет очень высоко оценивать углеводородный потенциал еще не вскрытых бурением отложений в диапазоне глубин 10÷16 км. В-третьих, если судить по данным глубоководных скважин в западной части впадины Мексиканского залива, можно предположить существование в районе дельты р. Миссиссипи на глубине 12÷13 км нижнеюрской соли (Louann) и, возможно, еще одного уровня подсолевых залежей УВ.

Большой геологической и неизученной проблемой является природа соляной толщи, имеющей сложное строение и широкое площадное распространение в глубоководной впадине Мексиканского залива на глубинах 5÷9 км. Геология глубоководных соляных пластов пока еще изучена не до конца, но, как показывает практика, это сложные системы с большим числом вариантов внутреннего строения, что в особенности относится к зонам швов между сросшимися слоями соли, где можно обнаружить различные проникающие включения осадочных пород из близлежащих формаций [14].

Одним из признаков активного движения соляных масс во впадине Мексиканского залива является формирование высоковязких пачек подвижных битумов в основании соляных тел мощностью от 3 до 30 м [15].

Авторы настоящей работы полагают, что во впадине Мексиканского залива масса соли замещает (заполняет, раздвигает) первоначально субгоризонтальную, но позднее нарушенную новейшими разрывами *зону разуплотнения* земной коры. Как известно, впервые зона разуплотнения была описана на глубине 9÷10 км в Кольской сверхглубокой скважине в начале 1980-х гг. Если предлагаемая модель отвечает действительности, то глубинный этаж нефтегазоносности впадины Мексиканского залива правильнее рассматривать не подсолевым, а находящимся ниже верхней зоны разуплотнения земной коры этого региона.

Можно ли отнести вышеизложенное к слоям глубоководной континентальной окраины Бразилии, покажет будущее.

Нефтегазоносность Нелькано-Сетте-Дабанской зоны растяжения земной коры Востока России

К Нелькано-Сетте-Дабанской зоне отнесена территория меридионального простираения шириной 100÷150 км, расположенная между структурами архей-нижнепротерозойских пород Алданского щита и Охотского массива. Общая протяженность этой зоны между широтой поселков Хандыга (Верхоянский хребет) на севере и Нелькан на юге составляет около 600 км. На севере распространение бассейна ограничено Верхоянским орогенно-складчатым надвиговым поясом, на юге – планетарной зоной глубинных разломов Тихоокеанского кольца, определяющими положение современной северной границы Охотского моря, тектони-

ческого горста хребта Джугджур и Охотско-Чукотского вулканогенного пояса.

В геологическом отношении – это зона рифейского авлакогена, в северной части которого мощность рифейско-среднепалеозойских осадков достигает 15÷18 км [16, 17]. В процессе последующей инверсии авлакоген превратился в горст-антиклинорий хребта Сетте-Дабана. Учитывая прилегающие погруженные зоны восточной периферии Алданского щита и северо-западной периферии Охотского массива, общая площадь Нелькано-Сетте-Дабанского бассейна осадконакопления составляет 100÷120 тыс. км².

По данным геологического картирования [18, 19] мощность толщи средне-верхнего рифея достигает 5÷7 км, из которых одна треть приходится на карбонатные и две трети – на терригенные породы. В вендском разрезе (0,4÷0,5 км) одну треть составляют терригенные породы и две трети – карбонатные. Мощность сводного, преимущественно карбонатного разреза нижнего и среднего палеозоя составляет около 12 км, содержание терригенных пород – менее 3 %.

Ранее рассматриваемая территория признавалась перспективной в нефтегазоносном отношении, поскольку в рифейских и кембрийских отложениях присутствуют черные листоватые битуминозные сланцы; черные битуминозные песчаники, известняки и доломиты; кавернозные известняки с заполнением каверн асфальтитами и жидкой ароматической нефтью; строматолитовые известняки с насыщением асфальтитами; натеки и примазки нефти; нефтяные пленки на поверхности воды и интенсивный запах бензина на свежем сколе породы [20]. Химический состав битумов нефтегазоматеринских сланцев малгинской свиты (%): С – 90,36÷83,09; Н – 7,64÷10,64; S – 0,56÷1,20; N + O – 1,44÷5,07; H₂O – 1,22; золы – 0,26. Их компонентный состав (%): керотены и карбоиды – 48,38; асфальтены – 16,84÷17,50; масла – 6,35÷23,55; смолы – 29÷59,95. Растворимость битума в бензоле – 76÷79 %, в бензине – 17÷20 %, калорийность – 9300÷9500 ккал/кг.

Согласно данным анализов, битумы явно нефтяного ряда. В скважине, пробуренной на р. Большой Лаханде, с глубины 513 м был поднят керн доломитов, каверны которых были заполнены жидкой ароматической нефтью.

Нефтегазоматеринскими толщами и потенциальными объектами разработки сланцевой нефти являются верхняя часть среднерифейской

малгинской свиты толщиной до 140 м и кембрийская иниканская свита толщиной от 20÷40 до 250÷400 м. Имеются менее мощные сланцевые интервалы в других частях разреза, в первую очередь это относится к верхам верхнего отдела кембрия (бияхская и улахская свиты).

Малгинская свита (PR₂ml) в верхней части представлена битуминозными известняками темно-серого и черного цветов, с прослоями черных кремней [18]. Слоистая и микрослоистая текстуры пород обусловлены чередованием карбонатных и карбонатно-глинистых слоев. В тонкослоистых битуминозных известняках тончайшие (0,01÷0,04 мм) прослой полупрозрачного темно-бурого органического вещества чередуются с глинисто-карбонатными прослоями (до 0,15 мм), обогащенными непрозрачным органическим веществом.

Иниканская свита (Є_{1,2}in) по своему литологическому составу контрастна с ниже- и вышележащими толщами. По данным геологического картирования [19], в нижней части разреза она представлена чередованием пластов (5÷12 м) черных аргиллитов с редкими прослоями (0,2÷0,5 м) черных мелкозернистых песчаников и пачек (до 20 м) тонкого (0,02÷0,1 м) переслаивания черных аргиллитов и черных битуминозных известняков. Встречаются отдельные пласты (1÷3 м) черных окремненных и глинистых известняков. Верхняя часть разреза сложена пластами (20÷30 м) черных кремнисто-карбонатных и кремнистых пород и пачками (40÷50 м) переслаивания (0,15÷1,0 м) черных кремнистых пород, кремнистых аргиллитов, алевролитов и известняков. В основании разреза свиты присутствуют до четырех горизонтов (0,5÷14 м) черных тонкослоистых углистых кремнисто-глинистых аргиллитов, содержащих желваковые фосфориты. В его кровле отмечается прослой туфов кислого состава мощностью 3÷4 см.

Нижняя часть разреза (по ископаемым остаткам в отложениях) датируется как тойонский ярус нижнего кембрия, верхняя – как амгинский ярус среднего кембрия. В южной части листа Р-53-ХVIII [19] мощность иниканской свиты максимальна (400 м).

Разрез иниканской свиты на правом берегу р. Юдомы составляют (снизу вверх) [18]:

- аргиллиты черные сапропелевые с прослоем черных битуминозных известняков с трилобитами (бороулахский маркирующий горизонт), мощность – 1,5 м;

- мергели битуминозные черные и коричневые с включением зерен пирита, местами кремнистые, с пакетом черных сапропелевых аргиллитов в средней части; ископаемые остатки трилобитов характеризуют тойонский ярус нижнего кембрия; мощность – 9,5 м;

- мергели черные, коричневатые-черные кремнистые, в кровле пласт коричневатых-серых битуминозных известняков с тонкими пропластками кремнистых аргиллитов; ископаемые остатки трилобитов характеризуют амгинский ярус среднего кембрия; мощность – 4,5 м.

Общая мощность описанного разреза – 15,5 м. Мощность иниканской свиты в пределах этого листа – от 20 (западная зона) до 40 м (восточная зона) [18].

Иниканская свита является аналогом нефтегазоматеринского куонамского комплекса восточной окраины Сибирской платформы, который был детально изучен в скв. 7-Хоточу на Лено-Амгинском междуречье [21]. По данным этой скважины, изученная мощность куонамского комплекса составляет 79 м, он представлен чередованием темно-серых и черных известняков и силицитов, реже – породами смешанного состава с преобладанием карбонатного или кремнистого вещества, содержание $C_{орг}$ изменяется от 0,2 до 7,5 %.

Бияхская свита (Є₃bl). По данным [22], в стратотипической местности бияхская свита представлена монотонной толщей тонкого (преимущественно по 1÷5 см) переслаивания темно-серых и черных глинистых известняков и алевролитов, черных известковистоглинистых сланцев. По всему разрезу отмечаются единичные пласты (до 0,5÷1,0 м) черных горизонтально-слоистых доломитистых известняков. Мощность свиты колеблется от 130 до 250 м. Позднекембрийский возраст определяется находками ископаемых остатков трилобитов и граптолитов.

Традиционные УВ миграционной природы могут заполнять многочисленные ловушки литологического, структурного и тектонического типов. Большой интерес в плане насыщения мигрирующими углеводородами представляет ципандинская свита (трещиноватые, пористые и кавернозные доломиты мощностью до 400 м), которая залегает непосредственно выше нефтегазоматеринских слоев малгинской свиты и имеет мощную (около 150 м) непроницаемую крышку из чередующихся аргиллитовых и алевролитовых слоев.

Присутствие в Нелькано-Сетте-Дабанском осадочном бассейне зрелых нефтегазоматеринских пород, многочисленных битумо- и нефтепроявлений, наличие различных типов коллекторов, ловушек и покрышек позволяют предполагать в его недрах значительные ресурсы как традиционного, так и нетрадиционного (сланцевые нефть и газ) углеводородного сырья. Помимо испытывавшего складчато-надвиговые деформации и инверсию осадочного выполнения рифейского авлакогена и наследующего его венд-палеозойского прогиба промышленные залежи УВ могут находиться в периферийных погруженных зонах Алданского щита и Охотского массива [23].

Нелькано-Сетте-Дабанская зона по своим размерам и набору геологических параметров вполне соответствует понятию *нефтегазоносный бассейн* (НГБ), хотя в качестве таковой она никогда не выделялась [20, 24, 25]. Этот НГБ находится между Лено-Вилюйским, расположенным к западу, и Северо-Охотским потенциально нефтегазоносным бассейном, расположенным к югу. Ближайшими к нему (600÷1000 км к западу, северо-западу и югу, юго-востоку соответственно) являются газовые и газоконденсатные месторождения Вилюйской впадины, а также нефтяные и газовые месторождения суши и шельфа северной части о. Сахалин.

Таким образом, авторы статьи ставят вопрос о целесообразности выделения самостоятельного и весьма специфичного **Нелькано-Сетте-Дабанского нефтегазоносного бассейна**, приуроченного к зоне растяжения земной коры между Алданским щитом и Охотским массивом. Стратиграфическая последовательность и набор нефтегазоматеринских толщ этого бассейна в целом соответствуют бассейнам Сибирской платформы, но мощности стратиграфических подразделений, их литолого-фациальный состав и история тектонического развития существенно отличаются. Следовательно, можно говорить о чертах сходства и различия с Сибирской платформой в отношении процессов нефтегазогенерации и нефтегазонакопления, величине углеводородного потенциала и возможности выявления крупных и гигантских месторождений.

Оценка углеводородного потенциала выделяемого авторами настоящей работы Нелькано-Сетте-Дабанского нефтегазоносного бассейна в отсутствие данных глубокого бурения и

геохимических исследований требует особого подхода. Метод аналогии с близкими по возрасту площадями и месторождениями Сибирской платформы не совсем корректен, поскольку рассматривается глубокопогруженный прогиб рифтогенной природы в зоне растяжения земной коры.

Процесс оценки извлекаемых углеводородных ресурсов Нелькано-Сетте-Дабанского нефтегазоносного бассейна удобнее начать с нетрадиционных ресурсов – сланцевых нефти и газа. Имеющиеся зрелые нефтегазоматеринские сланцевые толщи (малгинская, иниканская и бияльская), распространенные практически на всей площади бассейна (порядка 120 тыс. км²), могли обеспечить огромный объем нефтегазогенерации, который включает две составляющие: традиционный миграционный (в поровом кавернозно-трещинном пространстве) и нетрадиционный автохтонный сланцевый углеводородный потенциал.

Условный пересчет 50 % площади бассейна (с высокопродуктивными нефтегазоматеринскими сланцами) на минимальную суммарную толщину нефтегазоматеринских сланцевых толщ (около 50 м), минимальную извлекаемую величину сланцевой нефти (1 кг из 1 м³ породы) дает потенциал извлекаемой сланцевой нефти в объеме 3 млрд т. Если предположить, что объем извлекаемой миграционной нефти равен половине объема извлекаемой сланцевой нефти, то общий объем извлекаемой нетрадиционной и традиционной нефти можно оценить в 4,5 млрд т.

При всей условности такого расчета полученный объем ресурсов может служить основанием для планирования сейсмических и буровых нефтегазопроисловых работ. В 2013 г. в пределах Нелькано-Сетте-Дабанского бассейна впервые начинается глубокое бурение. На восточной границе Алданского щита будет пройдена Усть-Майская параметрическая скважина проектной глубиной 3700 м, с проектным горизонтом – малгинская свита среднего рифея.

На востоке России впервые выделяется самостоятельный Нелькано-Сетте-Дабанский нефтегазоносный бассейн со значительными ресурсами УВ. Значимым конкурентным преимуществом при освоении его ресурсов может стать близость к побережью Охотского моря, а значит, возможность транспортировки нефти морским транспортом без создания трубопровода большой протяженности.

Список литературы

1. Heine C. Plate kinematics and lithosphere dynamics in the evolving South Atlantic rift / C. Heine, S. Brune, A. Young et. al // 34th International Geological Congress. – 2012.
2. Unternehr P. Presalt evolution of the South Atlantic conjugate margin / P. Unternehr // 34th International Geological Congress. – 2012.
3. Hamsi G.P. Crustal and lithosphere thinning profiles determined along the northeast Brazilian rifted margin / G.P. Hamsi, N. Kusznir // 34th International Geological Congress. – 2012.
4. Contreras J. Seismo-stratigraphy and numerical basin modeling of the Campos, Santos, and Peloras basin, offshore Brazil / J. Contreras, R. Zuenlke, T. Bechstaedt et. al // 34th International Geological Congress. – 2012.
5. Japsen P. Episodic burial and exhumation in NE Brazil after opening of the South Atlantic / P. Japsen, J.M. Bonov, P.F. Green et. al // Geological Society of America Bulletin. – 2012.
6. Magnavita L.P. Kinematics of the Cretaceous rift along the eastern Brazilian margin: implications for petroleum / L.P. Magnavita, N.M. Dehler, P.V. Zalan et. al // 34th International Geological Congress. – 2012.
7. Roberts E.M. Did the western and eastern branches of the East African rift system develop synchronously? / E.M. Roberts, N.J. Stevens, P.M. O’Konnor et. al // 34th International Geological Congress. – 2012.
8. Tullow finds Uganda’s shallowest oil to date // Oil & Gas Journal. – Sept. 15, 2008.
9. The Future Belongs to Brazil // Oil & Gas Journal. – June 4, 2012. – (Вкладка в журнал после 48 с.).
10. Пушаровский Ю.М. Микроконтиненты в Атлантическом океане / Ю.М. Пушаровский // Геотектоника. – 2013. – № 4. – С. 3–12.
11. McMoRan Exploration Co: Annual report 2011 // Oil and gas activities. – 2012.
12. McMoRan Exploration Co: Reports third-quarter – nine-month 2012. Results. – 2012.
13. Petzet A. Ultradeep shelf well logs four indicated pays in Miocene / A. Petzet // Oil & Gas Journal. – Nov. 10, 2008.
14. Wilson S.M. Geomechanics considerations for through and near-salt well design / S.M. Wilson, J.T. Fredrich // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, oct. 2005. – Paper SPE 95621.
15. Romo L.A. Challenges associated with subsalt tar in the mad dog field / L.A. Romo, H. Prewett, J. Shaughnessy et. al // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Anaheim, California, USA, 2007. – Paper SPE 110493.
16. Мокшанцев Д.Б. Тектоника Якутии / Д.Б. Мокшанцев, Д.К. Горнштейн, Г.С. Гусев и др. – Новосибирск: Наука, 1975. – 198 с.
17. Сагир А.В. Структура и эволюция Южного Верхоянья / А.В. Сагир, А.П. Кропачев, А.П. Бабич // Отечественная геология. – № 3. – 2002.
18. Российская Федерация. Государственная геологическая карта Российской Федерации: лист О-53-Х (Усть-Юдома). – 1 : 200 000. – М., 1998. – (Серия майская).
19. Российская Федерация. Государственная геологическая карта Российской Федерации: лист Р-53-ХVIII (Усть-Наталья). – 1 : 200 000. – М., 1998. – (Серия майская).
20. Геология СССР: в XLVIII т. – Т. XIX: Хабаровский край и Амурская область. Полезные ископаемые. – М.: Недра, 1976.
21. Парфенова Т.М. Геохимические предпосылки нефтеносности кембрийских отложений Лено-Амгинского междуречья (юго-восток) Сибирской платформы / Т.М. Парфенова, И.В. Коровников, В.Н. Меленевский и др. // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 87–91.
22. Сухоруков В.И. Новые данные о расчленении и корреляции улахской серии Сетге-Дабана (Южное Верхоянье) / В.И. Сухоруков, В.Н. Осипов, Ю.А. Зубков // Геология и геофизика. – 1989. – № 10.
23. Цветков Л.Д. Сланцевые углеводороды: библиогр. обзор / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова. – Ярославль, 2012.
24. Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. – Т. 3: Восточная Сибирь. – СПб., 2002.
25. Геология нефти и газа и нефтегазоносные провинции / под ред. Э.А. Бакирова и В.И. Ларина. – М., 1998.