

УДК 552.578.3:553.98.042(470+571)

ОЦЕНКА РЕСУРСОВ УВ БИТУМИНОЗНЫХ ТОЛЩ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ РОССИИ

© 2017 г. | Т.К. Баженова

АО «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт», Санкт-Петербург, Россия; ins@vnigri.ru

HC RESOURCES ESTIMATION OF BITUMINOUS FORMATIONS OF RUSSIAN OIL AND GAS BEARING BASINS

© 2017 | T.K. Bazhenova

AO "All-Russia Petroleum Research Exploration Institute", St. Petersburg, Russia; ins@vnigri.ru

Поступила 20.07.2017 г.

Принята к печати 09.09.2017 г.

Ключевые слова: битуминозные толщи; органическое вещество; генерация; эмиграция; катагенез; биоценотический состав.

В статье рассмотрены битуминозные толщи континентальной России в сравнительном аспекте их нефтепроизводительных способностей; приводятся их характеристики по концентрации $C_{нк}$, биоценотическому составу и катагенезу ОВ. Для каждой толщи рассчитывается общая сумма генерации нефти и ее составляющие — миграционная и остаточная. Приведены краткие сведения о нефтескоплениях и нефтепроявлениях внутри этих толщ. Первое место по масштабам нефтеобразования занимает баженовская свита (J_3) Западно-Сибирской плиты; второе — доманиковая формация (D_3) Восточно-Европейской платформы; третье — куонамская свита (C_{1-2}) востока Сибирской платформы. К битуминозным толщам меньшей значимости относятся малгинская и ирэмэкенская свиты рифея Сибирской платформы, граптолитовые сланцы нижнего силура Сибирской платформы и Калининградской области, кумская и хадумская свиты палеогена Предкавказья и кремнистые толщи олигоцена — миоцена Охотоморского региона. Суммарная генерация нефти в перечисленных толщах составляет 10782 млрд т, суммарная эмиграция — 7460 млрд т (69,2 %); на остаточную нефть приходится 3321 млрд т (30,8 %).

Received 20.07.2017

Accepted for publishing 09.09.2017

Key words: bituminous formations; organic matter; generation; emigration; catagenesis; biocenotic composition.

Bituminous formations of Russian continental part are comparatively analyzed in the article considering their oil production possibilities; their characteristics regarding concentration of $C_{нк}$, biocenotic composition and OM catagenesis are given. The total amount of generated oil and its migrated and residual constituting parts are calculated for each formation. Brief information on oil accumulations and oil manifestations within these strata is also given. The Bazhenov suite J_3 occurring in the West Siberian plate holds the first place minding the extent of oil generation; the D_3 formation developed in the East European Platform ranks the second and the third position is occupied by the Kuonam suite C_{1-2} located in the East of the Siberian Platform. Bituminous strata of less importance are as follows: Malginskaya and Iremekenskaya suites in the Riphean of the Siberian Platform; Lower Silurian graptolite shales occurring in the Siberian Platform and the Kaliningrad Region; Kumskaya and Hadumskaya suites of the Paleogene age in the Pre-Caucasus and siliceous sequences of the Oligocene — Miocene in the Okhotsk Sea region. The total quantity of oil generated in these strata is equal to 10782 billion tons, the total emigrated and residual oils amounting to 7460 billion tons (69.2 %) and 3321 billion tons (30.8 %), respectively.

Органическое вещество осадочных пород — материнский источник УВ — распределено в разрезах осадочных бассейнов неравномерно. Повышенные концентрации ОВ характерны для определенных стратиграфических уровней, соответствующих, как правило, трансгрессивным и регрессивным эпохам в циклах седиментации разных порядков, тогда как уровни инудационных и эмерсивных эпох обычно не обогащены ОВ. Обогащение ОВ в разрезах обычно выражается присутствием темноцветных формаций, которые и являются нефтегазоматеринскими гори-

зонтами. По концентрации УВ ($C_{нк}$) осадочные породы (и формации) подразделяются на доманикитные ($C_{нк} > 5,0 \%$), доманикоидные ($C_{нк} = 0,5...5,0 \%$), субдоманикоидные ($C_{нк} = 0,1...0,5 \%$) и образования со сверхрассеянной формой ОВ ($C_{нк} < 0,1 \%$); последние не являются нефтегазоматеринскими. Эта классификация подразумевает сапропелевый либо существенно сапропелевый тип ОВ. В случае существенно гумусового типа субдоманикоидная категория из разряда нефтегазоматеринских выпадает.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Табл. 1. Основные параметры битуминозных толщ России

Table 1. Main properties of Russian bituminous formations

| Регион, свита | Геологический возраст | Тип ОБ | Мощность, м | Площадь развития, тыс. км | Содержание $C_{\text{ниж}}$ % ; диапазон; \bar{x} | Σ генерации нефти, млрд т | Σ эмиграции нефти, млрд т | Σ генерации УВ-газа, трлн м ³ | Средние плотности | | | Остаточное количество нефти в формации, млрд т | |
|--|---|-------------------|---|---------------------------|---|----------------------------------|----------------------------------|---|---|---|---|--|-------|
| | | | | | | | | | генерированной нефти, млн т/км ² | эмигрировавшей нефти, млн т/км ² | генерированного УВ-газа, млрд м ³ /км ² | | |
| Западно-Сибирская плита; баженовская свита | J ₃ bj | Альгосапропелиты | 10–1000 \bar{x}^* – 30–40 | ~1500 | 1–25 \bar{x} – 8,0 | 5700,0 | 4000,0 | ~1800,0 | 3,8 | 2,6 | 1,2 | 1700,0 | |
| Юрубчено-Тохомская зона, ирэмэнская свита | RF ₃ irem | | 10–15 | 1,0 ? | 2–10 \bar{x} – 8,0 | 0,85 | 0,60 | 0,30 | 0,85 | 0,6 | 0,3 | 0,25 | |
| Алдано-Майский прогиб, малгинская свита | RF ₂ ml ² | | 20–200 | 66,8 | 0,5–10 | 154,0 | 123,0 | 44,5 | 2,3 | 1,84 | 0,67 | 31,0 | |
| Юдомо-Оленекская зона, куонамская свита | Є ₁₋₂ kn | | 30–100 \bar{x} – 40–50 | 634 | 0,1–19,5 \bar{x} – 4,4 | 1252,0 | 1002,0 | 358,0 | 1,97 | 1,58 | 0,56 | 250,0 | |
| Запад Сибирской платформы, граптолитовая толща | S ₁ l ² | | 15–150 \bar{x} – 30–40 | ~150 | 0,5–11,0 \bar{x} – 7,7 | 360,0 | 290,0 | 175,0 | 2,4 | 1,9 | 1,2 | 70,0 | |
| Восточно-Европейская платформа | Тимано-Печорский бассейн | Альгосапропелиты | 10–100 \bar{x} – 30–40 | 190 | 0,1–30,3 \bar{x} – 4,95 | 195,0 | 136,4 | 37,4 | 1,0 | 0,72 | 0,2 | 58,6 | |
| | | | 40–300 \bar{x} – 100–150 | 150 | 0,1–21,6 \bar{x} – 1,0 | 392,0 | 274,1 | 77,4 | 2,6 | 1,8 | 0,5 | 117,9 | |
| | Волго-Уральский бассейн | | 10–100 \bar{x} – 30–40 | 600 | 0,5–25,5 \bar{x} – 5,5 | 653,0 | 435,0 | 114,0 | 1,1 | 0,73 | 0,2 | 218,0 | |
| | | | 40–200 \bar{x} – 50–100 | ~450 | 0,5–18,5 \bar{x} – 3,0 | 1440,0 | 900,0 | 225,0 | 3,2 | 2,0 | 0,5 | 540,0 | |
| | Балтийская синеклиза, Калининградская область | | S ₁ l | 20–100 \bar{x} – 50 | 15 | 0,6–12,1 \bar{x} – 5,1 | 28,5 | 11,3 | 9,8 | 1,9 | 0,75 | 0,65 | 17,2 |
| Предкавказье | Кумская свита | Р ₂ km | Альгосапропелиты | 50–200 \bar{x} – 80 | ~160 | 0,2–8,1 \bar{x} – 2,1 | 304,0 | 208,0 | 134,0 | 1,9 | 1,3 | 0,84 | 96,0 |
| | Хадумская свита | Р ₃ hd | Альгосапропелиты, зоосапропелиты, гумитосапропелиты | 50–150 \bar{x} – 100 | ~200 | 0,25–9,2 \bar{x} – 2,0 | 252,0 | 55,0 | 67,4 | 1,26 | 0,275 | 0,34 | 197,0 |
| О-в Сахалин, пиленгская свита | Р ₃ pl | Альгосапропелиты | 150–1100 | 50 | 0,3–2,9 \bar{x} – 1,2 | 50,0 | 25,0 | ? | 1,0 | 0,5 | ? | 25,0 | |

* \bar{x} — среднее значение.

Нефтегазоматеринские формации, или горизонты, очень широко распространены. Многие имеют трансбассейновое и даже глобальное распространение (нефтегазоматеринские горизонты верхнего девона, верхней юры, эоцена – олигоцена и др.). В осадочных бассейнах нефтегазоматеринские толщи могут занимать 1/3 общего объема. На Земле также известны халистатические бассейны, где накопление ОВ происходило в течение нескольких периодов и нефтегазоматеринские горизонты занимают почти 100 % разреза. Таких бассейнов немного и далеко не везде плоды их деятельности сохранились до исторической эпохи. И если от халистазы Скалистых гор Канады (D–J) остались нефтегазовые месторождения Альберты и знаменитое битумное месторождение Атабаска, то от халистазы Таймыра ($E_{1-2}-C_1$) – ничего, кроме твердых битумов-антраксолитов в окаймляющих рифах.

Нефтегазоматеринские формации очень разнообразны по литологическому составу, структуре, концентрации и типам ОВ, степени его зрелости. Их естественная классификация до сих пор не создана, что является насущной задачей формациологии.

Среди многочисленных разнотипных нефтегазоматеринских формаций выделяется группа так называемых битуминозных толщ, особенностью которых является высокое содержание **сапропелевого ОВ** (доманикоидно-доманикитного уровня) с относительно низкой и средней степенью зрелости (ПК₃ – начало МК₃), что и определяет их высокую битуминозность. Основная функциональная роль подобных толщ такова, что они, с одной стороны, обеспечивают нефтегазоносность окружающих коллекторов, а с другой – могут быть и сингенетично нефтеносными. К этой группе не следует относить толщи с крайне низкой зрелостью ОВ (стадия катагенеза ПК₁, эстонско-ленинградский кукурсит), из которых УВ можно получать только путем искусственного термического воздействия).

Среди битуминозных толщ России наиболее значима **баженовская свита** J₃ Западно-Сибирской плиты, затем следует доманиковая формация (s. lato) D₃sm–C₁t Восточно-Европейской платформы (Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов), далее – куонамская свита E_{1-2} востока Сибирской платформы. Однако, наряду с тремя перечисленными формациями, занимающими наибольшие площади, в пределах континентальной России можно выделить еще несколько битуминозных толщ: прежде всего, это граптолитовые сланцы нижнего силура запада Сибирской платформы и Прибалтики (в данном случае имеется в виду Калининградская область); малгинская и ирэмэкенская свиты рифея Сибирской платформы; кумская и хадумская свиты кайнозоя Предкавказья и, наконец, одновозрастная им крем-

нистая формация Охотоморского региона (в частности, пиленгская свита F_3 восточного Сахалина). Этим, вероятно, исчерпывается перечень «битуминозных объектов» формационного уровня континентальной России.

В статье дана сравнительная оценка реализованного УВ-потенциала этих толщ, прежде всего, нефтяного – как в целом генерированной, так и его составляющих (эмигрировавшей и остаточной долей).

Основные параметры, характеризующие реализованный УВ-потенциал перечисленных битуминозных толщ, приведены в табл. 1.

Для относительно достоверной региональной оценки реализованного УВ-потенциала толщ требуется прежде всего расчетное моделирование генерации – эмиграции УВ и геохимическое картирование аналитических и расчетных параметров. Расчетное моделирование проводилось в соответствии с балансовой моделью, основы которой были заложены классиком органической геохимии В.А. Успенским в 1954 г. Им была рассчитана балансовая модель генерации газов гумусовыми углями. Генерация жидких УВ (нефти) впервые была оценена С.Г. Неручевым в 1976 г. [9]. Он создал балансовую модель нефте- и газогенерации для осредненных сапропелитов, а совместно с Е.А. Рогозиной – осредненных гуммитов. В дальнейшем на основе методики С.Г. Неручева автором статьи были созданы балансовые модели генерации – эмиграции жидких и газообразных УВ для различных подтипов сапропелитов и сапропелитогумитов [2, 4]. Балансовая модель основана на данных об элементном составе нерастворимого ОВ (керогена), выходе летучих веществ (V^t), степени битуминизации ОВ, элементном и групповом составе синбитумоидов на различных катагенетических уровнях, по возможности от начала до конца катагенеза или от подстадии протокатагенеза до апокатагенеза. В модели рассчитываются следующие параметры: жидкие УВ (генерированные и эмигрировавшие), газообразные УВ и «кислые» компоненты – CO₂, H₂O, H₂S, N₂. Балансирующим значением здесь является параметр V^t , т. е. их сумма, рассчитанная при моделировании, в итоге должна быть равна начальному значению V^t .

Такие исследования были выполнены для объектов Сибирской платформы, Тимано-Печорского бассейна и частично для силура Калининградской области [3, 4, 6]. По остальным объектам автор статьи руководствовался данными других исследователей [11, 12, 14–17]. Расчеты параметров реализованного потенциала для этих объектов проводились в соответствии с моделями генерации – эмиграции УВ для соответствующих типов ОВ, разработанными в АО «ВНИГРИ». Следует отметить, что, в связи с отсутствием необходимого набора геохимических

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

карт, точность расчетов по второй группе объектов несколько меньше, чем по первой. Тем не менее она вполне может использоваться для сравнительного анализа.

Продуктивность УВ-потенциала ОВ (прежде всего, нефтяного потенциала) в первую очередь определяется биоценотическим составом этого ОВ. Как известно, наибольшей нефтепродуктивностью обладает ОВ, представленное альгопланктоном, поскольку последний содержит в своем составе наибольшее количество липидов. В табл. 2 представлены данные, отражающие генерацию жидких и газообразных УВ различными биоценотическими типами ОВ, характерными для битуминозных толщ (см. табл. 1). Цифры отражают полный цикл катагенеза ОВ и получены при расчетном моделировании генерации–эмиграции УВ. Альгогенные сапропелиты представляют следующий набор планктона: *Cyanophyta*, *Clorophyta*, *Acritharcha* (в разных соотношениях). Современные *Cyanophyta* и *Clorophyta* содержат 10–12 % липидов; акритархи современных аналогов не имеют, но считаются предками *Clorophyta*. Наиболее липидным является диатомовый планктон (20 % и более). К сожалению, для этого типа планктонного ОВ не удастся создать расчетную модель генерации–эмиграции УВ, так как катагенез диатомового ОВ кайнозойских кремнистых отложений Дальнего Востока не выходит за пределы градации МК₃ (поэтому не рассчитано газообразование в пиленгской свите F₃ Сахалина; см. табл. 1, 2).

Как было отмечено, наиболее значимой среди битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов (НГБ) России является баженовская свита J₅ Западно-Си-

бирской плиты. История ее изучения как формации насчитывает более полувека. Практически все геохимические школы России — Московская, Петербургская (Ленинградская) и особенно Сибирская, внесли немалый вклад в исследование особенностей геохимии названного объекта на разных уровнях организации вещества — от изотопного до формационного, а также в оценку его нефтегазогенерационных способностей. Обобщая результаты исследований, можно заключить, что на породном и более низких уровнях баженовская свита представляет собой типичную нефтегазоматеринскую формацию глинистого и глинисто-кремнистого состава, обогащенную сапропелевым ОВ, биоценотическую основу которого составляет альгопланктон — в основном зеленые водоросли и акритархи, а также перидинеи [16]. По характерным для такого типа объектов признакам, таким как диапазон концентраций ОВ на породном уровне (от 1–2 % до 20–25 % и более), остаточный генерационный потенциал ОВ (по данным пиролитического метода Rock-Eval) на соответствующих грациях катагенеза и некоторым другим показателям, баженовская свита ничем не выделяется. Ее уникальность (на формационном и бассейновом уровнях) — в очень широком ареале развития баженовской формации (площадь более 1,5 млн км²) с преобладанием **доманикоидных** концентраций формационного уровня (т.е. осредненных). Доманикоидные концентрации C_{нк} развиты лишь по окраинам Западно-Сибирского НГБ, для большей его части характерны осредненные концентрации 6–10 %, на отдельных участках увеличивающиеся до 12–16 %. Можно утверждать,

Табл. 2. Генерация углеводородов различными типами ОВ битуминозных толщ России от начала до конца катагенеза и степень сохранности ОВ и C_{нк} в конце катагенеза

Table 2. HC generation by different organic matter types of Russian bituminous strata from the beginning to the end of catagenesis and the preservation degree of OM and HC concentration at the end of catagenesis

| Типы ОВ | Генерация УВ, % на ОВ начала катагенеза | | | Соотношение нефть / газ | Сохранность ОВ и C _{нк} , % на соответствующие параметры начала катагенеза | |
|---|---|-------|----------|-------------------------|---|-----------------|
| | нефть | газ | сумма УВ | | ОВ | C _{нк} |
| Альгогенные сапропелиты | 35,16 | 15,73 | 50,89 | 2,24 | 26,20 | 35,1 |
| Альгозоогенные сапропелиты с тентакулитовой основой | 29,40 | 11,73 | 41,13 | 2,51 | 35,60 | 48,7 |
| Альгозоогенные сапропелиты с граптолитовой основой | 21,32 | 14,19 | 35,51 | 1,50 | 38,30 | 52,8 |
| Смесь альгогенных зоогенных сапропелитов и сапропелитогумитов (майкопская серия Предкавказья) | 23,32 | 15,67 | 38,99 | 1,49 | 33,73 | 45,58 |

что по приведенным характеристикам баженовская свита является крупнейшей в мире сапропелитовой формацией, по крайней мере в пределах континентов. Ее аналоги на древних платформах России — доманиковая формация верхнего девона Восточно-Европейской платформы и куонамская формация нижнего–среднего кембрия Сибирской платформы развиты на площади 0,7–0,8 млн км², а осредненные концентрации $C_{нк}$ достигают лишь нижнего предела доманикитности — 5 %. За рубежом масштабы уникальных запасов нефти (и битумов) Канадского бассейна и бассейна Персидского залива определяются совокупностью нефтегазоматеринских формаций, но ни одна из них в отдельности не имеет столь высокой степени «региональной доманикитности», как баженовская свита Западной Сибири [5]. По мнению А.Э. Конторовича, 80 % запасов Западно-Сибирского НГБ приходится именно на баженовскую свиту [10]. Градации катагенеза ОВ в пределах ареала развития баженовской свиты варьируют в диапазоне ПК₃–МК₃.

В начале 1990-х гг. исследованиями С.Г. Неручева с соавторами [15] было установлено, что отток генерированных флюидов из баженовской свиты вызван условиями ее «изоляции», т. е. проницаемостью перекрывающих и подстилающих ее отложений. Зона затрудненного оттока флюидов с существенно глинистой покрывкой и подложкой баженовской свиты (так называемая закрытая) зона выделяется к западу от меридиональной оси НГБ и охватывает большую часть Ханты-Мансийской и Надымской мегавадин и Пурского мегапрогиба. Ее окаймляет промежуточная (так называемая полужакрытая зона) с затрудненным оттоком флюидов вниз и свободным — вверх; остальную территорию НГБ занимает открытая зона со свободным оттоком флюидов.

С.Н. Белецкая (ВНИГРИ) исследовала распределение битумоидов в поровой системе пород баженовской свиты на разных градациях катагенеза ОВ в зонах с различной степенью «закрытости» [8]. Прежде всего, было установлено, что по степени оттока флюидов полужакрытая зона почти неотличима от открытой, т. е. вектор миграции УВ направлен в основном вверх. Эмиграция флюидов происходит из открытых пор, в том числе и в закрытой зоне, но в последней менее активно. В процессе генерации за счет флюидоразрыва УВ из закрытых пор переходят в открытые. По завершении генерации процесс оттока прекращается. На градации МК₃ закрытая зона теряет свойства «закрытости» и выделение флюидов происходит более активно [8].

Несмотря на то, что начальный нефтематеринский потенциал ОВ баженовской свиты далеко не исчерпан, генерация УВ в пределах Западно-Сибирского бассейна не происходит. Основные причины — падение теплового потока (очевидно, произошедшее

в начале квартала, но не столь значительное, как на древних платформах), а также, в большинстве случаев, немаксимальная современная глубина залегания нефтегазоматеринских отложений. Одним из косвенных геохимических доказательств этого является низкая степень битуминизации ОВ в закрытых порках и ее относительное выравнивание в системах разной степени открытости [8]. Осуществляется ли эмиграция из открытых пор при отсутствии генерации? Возможно, да — это может быть обусловлено механическими причинами — микросейсмическими проявлениями и т. д. Суммарные масштабы генерации нефти в баженовской свите составляют около 5700 млрд т, масштабы эмиграции — 4000 млрд т, т. е. количество остаточной нефти — 1700 млрд т (см. табл. 1). Как известно, в баженовской свите открыт ряд нефтяных месторождений (Салымское и др.) с «сухими» залежами (т. е. процессы перераспределения и аккумуляции УВ внутри свиты происходят за счет энергии ОВ без участия воды).

Следующей по масштабам распространения и генерационно-эмиграционному «богатству» является **доманиковая формация** Восточно-Европейской платформы (Тимано-Печорский и Волго-Уральский НГБ). Суммарная площадь развития формации — 0,8 млн км², $\frac{3}{4}$ ее приходится на Волго-Уральский НГБ, $\frac{1}{4}$ — на Тимано-Печорский. На самом деле площадь формации намного больше, так как на севере она продолжается в Печорское море, а на юге — в Прикаспийскую впадину, однако последняя в подавляющей своей части — уже не территория России.

Литолого-геохимический облик, мощность, стратиграфический диапазон формации в обоих НГБ однотипны. Формация представлена глинисто-карбонатно-кремнистыми породами с хорошо выраженной слоистостью. Практически все разности пород (за исключением редких «чистых» известняков) обогащены ОВ. В обоих НГБ доманиковая формация подразделяется на две части: собственно доманиковую (семилукскую) мощностью 10–100 м (чаще 30–40 м) и верхнефранско-турнейскую с возрастанием стратиграфического диапазона и мощности в целом с запада на восток — от D₃f⁵ до D₃f⁵–C₁t и от 40–60 до 200–300 м соответственно. Биоценотический состав ОВ доманиковой формации весьма своеобразен и представлен зоопланктоном — тентакулидами (отряд *Pteropoda*) и альгопланктоном (*Chlorophyta* и *Acritharcha*); встречаются также споры и пыльца высших растений. Наиболее обогащена ОВ нижняя, семилукская часть формации — в ней диапазон концентрации $C_{нк}$ в основном доманикоидно-доманикитного уровня (от 0,5 до 25–30 %). В верхнефранско-турнейской части формации концентрации $C_{нк}$ в целом снижаются вверх по разрезу. В разрезах Тимано-Печорского бассейна нередко

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

прослой карбонатных пород с субдоманикоидным уровнем концентрации $C_{\text{нк}}$ (0,1–0,5 %), хотя встречаются и концентрации доманикитного уровня. При общем диапазоне значений 0,1–21,6 % среднее составляет 1,0 % (см. табл. 1). В Волго-Уральском НГБ верхняя часть доманиковой формации несколько богаче: при близком диапазоне концентраций $C_{\text{нк}}$ среднее значение увеличивается до 3 % (см. табл. 1).

В Тимано-Печорском НГБ диапазон катагенеза ОВ доманиковой формации очень широкий — МК₁–АК₁. Подстадия протокатагенеза зафиксирована только в соседнем Вычегодском прогибе. В Волго-Уральском НГБ катагенез ОВ не выходит за пределы подстадии мезокатагенеза.

Суммарные масштабы генерации нефти в доманиковой формации D₃ Тимано-Печорского НГБ составляют 587 млрд т (195,0 млрд — D_{3sm}; 392,0 млрд — D_{3f^s}–C_{1t}); суммарные масштабы эмиграции — 410,5 млрд т (136,4 млрд — D_{3sm}; 274,1 млрд — D_{3f^s}–C_{1t}); сумма остаточной нефти — 176,5 млрд т (58,6 млрд — D_{3sm}; 117,9 млрд — D_{3f^s}–C_{1t}) (см. табл. 1). В Волго-Уральском НГБ суммарные масштабы генерации нефти — 2093,0 млрд т (653,0 млрд — D_{3sm}; 1440,0 млрд — D_{3f^s}–C_{1t}); суммарные масштабы эмиграции — 1335,0 млрд т (435,0 млрд — D_{3sm}; 900,0 млрд — D_{3f^s}–C_{1t}); сумма остаточной нефти — 758,0 млрд т (218,0 млрд — D_{3sm}; 540,0 млрд — D_{3f^s}–C_{1t}) (см. табл. 1). В качестве примера приведем карты масштабов эмиграции нефти из семилукской и верхнефранско-турнейской частей доманиковой формации Тимано-Печорского НГБ (рис. 1, 2).

В обоих НГБ все величины, характеризующие верхнюю часть доманиковой формации, в 2,0–2,2 раза превосходят таковые для нижней, семилукской части, несмотря на меньшую площадь развития и более низкие значения $C_{\text{нк}}$. В данном случае расчетные параметры генерации – эмиграции УВ увеличиваются за счет возрастания мощности верхней части формации, по сравнению с нижней, не только в 2–3, а иногда и в 5–10 раз [4].

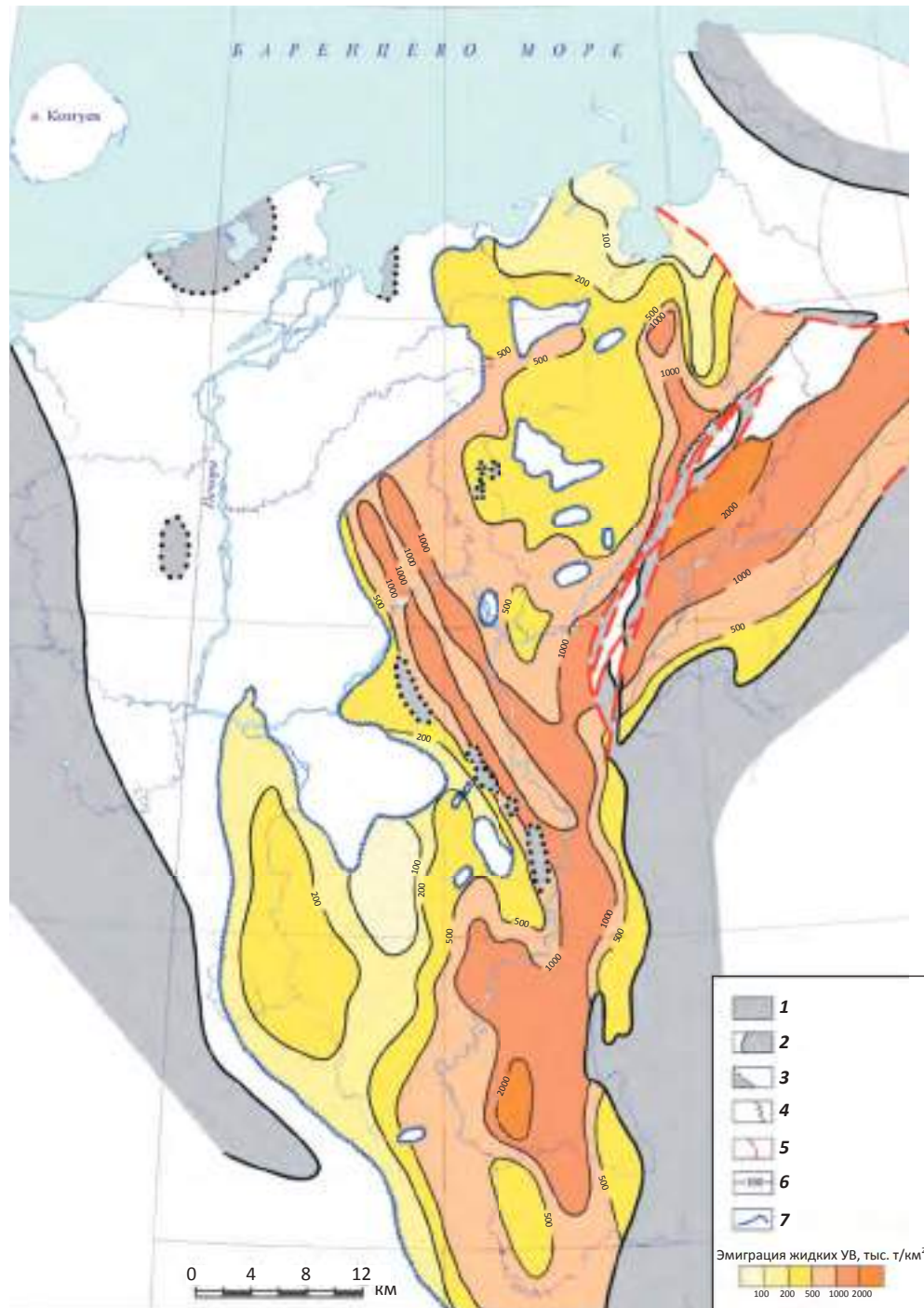
Притоки нефти, полученные из доманиковой формации Тимано-Печорского НГБ, — это притоки из карбонатных пород, т. е. из обычного трещинно-порового коллектора (однако нефтесбор внутри доманиковой формации, несомненно, также происходил).

В Волго-Уральском бассейне открыто большое число месторождений нефти в верхнедевонских доманикоидо-доманикитах. В Татарстане нефтеносность группируется в трех районах: на Альметьевской вершине Южно-Татарского свода, на его северном склоне, обращенном к Нижнекамскому прогибу Камско-Кинельской системы, и на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода. Здесь открыты месторождения Шуйское, Шуганское, Бастрыкское и др.

Дебиты нефти достигают 40–50 т/сут. Многочисленные промышленные нефтепроявления установлены в отложениях семилукского и бургского горизонтов в сводовой части Южно-Татарского свода (площади Миннибаевская, Березовская и др.). Большинство залежей приурочено к зонам флексур и разломов. Нефтенакопления нередко являются структурно-литологическими. Коллекторы порово-трещинные с низкой полезной емкостью и флюидопроводимостью. На территории Башкирии нефтеносность доманикоидов установлена как в платформенной части (преимущественно в Благовещенской впадине), так и Бельской депрессии Предуральского прогиба [12]. До сих пор не совсем ясно, какие из залежей являются «сухими», а какие «обычными», т. е. с подошвенной водой. Доманиковая формация почти повсеместно имеет глинистый экран; однако она не изолирована по латерали, так как переходит сначала в карбонатно-обломочные, а затем рифогенные фации. В связи с этим масштабы эмиграции УВ из нее достаточно велики и она обеспечивает существенную долю нефтеносности всего верхнедевонского комплекса (и не только) в обоих НГБ.

Третьей по площади развития и масштабам нефтегазообразования может быть названа **куонамская свита** E₁₋₂ востока Сибирской платформы. Она занимает практически весь восток Сибирской платформы (так называемую Юдомо-Оленекскую зону). На востоке она погружается в Предверхооянский прогиб и структуры Сетте-Дабана, а на западе обрамляется полосой рифогенных образований. Зона перехода фаций протягивается от среднего течения р. Амги, через верховья р. Синей и далее на северо-запад к Анабарскому массиву. Литологический состав формации — глинисто-кремнисто-карбонатные породы в различных количественных сочетаниях их минеральных составляющих. Органическое вещество куонамской формации является практически полностью альгинитовым, представленным в основном цианофитным планктоном р. *Gloeocapsamorpha*, реже встречаются планктонные зеленые водоросли, подобные р. *Tasmanites*. Практически все разности пород в разной степени обогащены ОВ; им свойственны доманикоидный (0,5–5,0 %) и доманикитный (5,0–25,0 %) типы концентраций $C_{\text{нк}}$; субдоманикоидные концентрации (0,1–0,5 %) редки и характеризуют наиболее карбонатные разности. На формационном уровне (т.е. осредненные) концентрации $C_{\text{нк}}$ = 1–5 %, при этом наблюдается снижение концентрации в сторону обрамляющей рифогенной полосы. Диапазон мощностей формации 30–100 м, чаще — 40–50 м. Площадь развития 634 тыс. км². Катагенез ОВ в пределах антеклиз — ПК₃–МК₂; на склонах Вилуйской синеклизы — МК₂–МК₄₋₅, в центральной части последней — АК₁–АК₃. Суммарные масштабы генерации нефти в куонамской свите — 1252 млрд т

Рис. 1. Схема масштабов эмиграции жидких УВ из нефтегазоматеринского доманиковского (семилукского) горизонта D_3f^2
Fig. 1. Scheme showing the extent of liquid HC emigration from oil and gas source Domanik (Semiluk) horizon D_3f^2

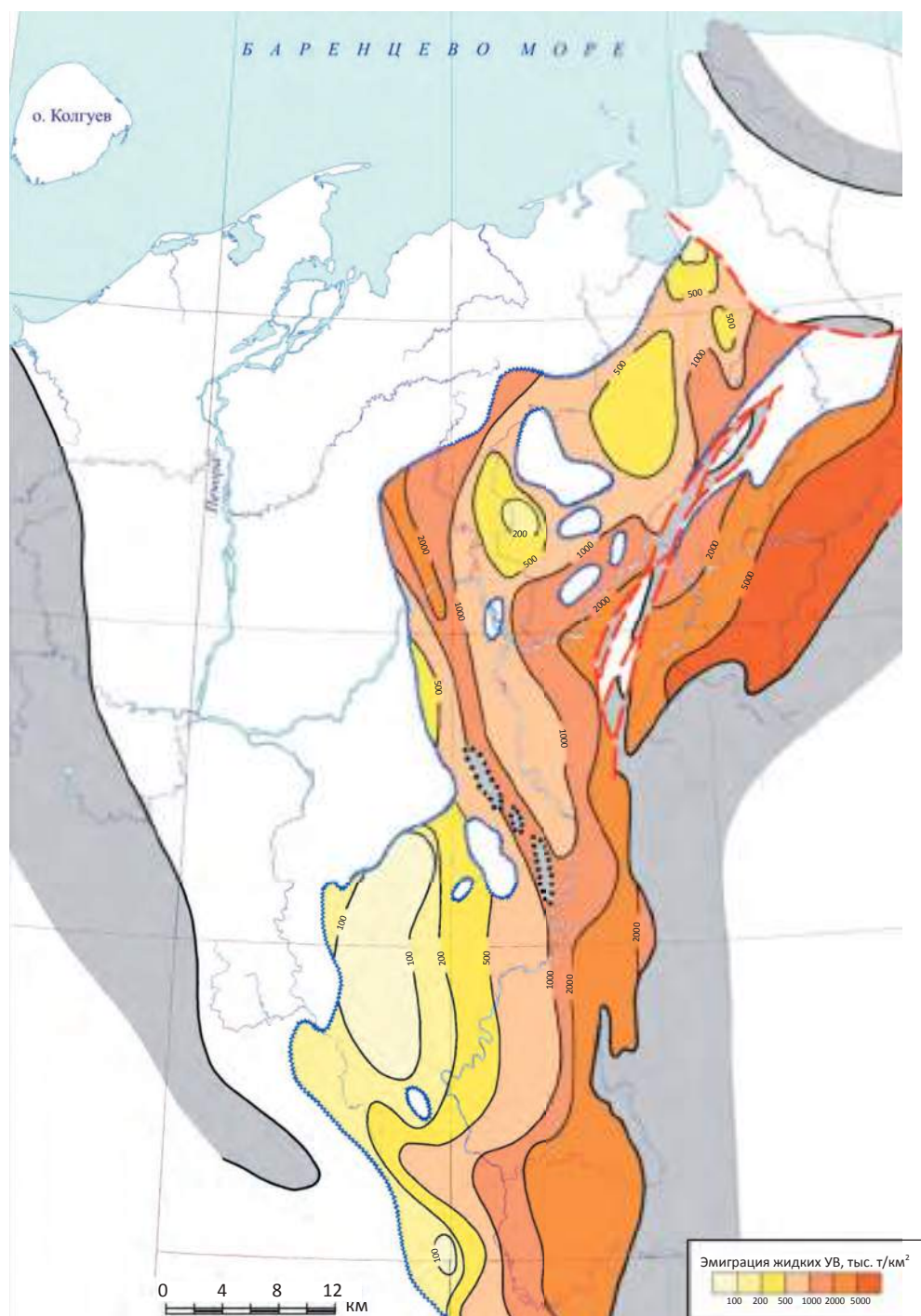


1 — области отсутствия отложений; **2** — обобщенный контур современного размыва отложений; **3** — граница древнего размыва отложений; **4** — линия выклинивания нефтематеринских отложений; **5** — дизъюнктивные нарушения; **6** — линии равных плотностей эмиграции жидких УВ, тыс. т/км²; **7** — фронтальные границы замещения депрессионных отложений D_{3sm} рифогенными и банковыми

1 — deposits-free zone; **2** — generalized contour of the recent deposits erosion; **3** — boundary of ancient deposits erosion; **4** — line of oil source rocks wedging out; **5** — disjunctive faults; **6** — contour lines of equal densities of liquid hydrocarbon emigration, thous. ton/km²; **7** — front boundaries of the D_{3sm} depression deposits replacement with reef and bank facies

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 2. Схема масштабов эмиграции жидких УВ из нефтегазоматеринских отложений $D_3f^3 - C_1t$ (верхней части доманиковой формации)
Fig. 2. Scheme showing the extent of liquid HC emigration from oil and gas $D_3f^3 - C_1t$ source deposits (upper part of the Domanik formation)



Усл. обозначения см. на рис. 1
 For Legend see Fig. 1

(средняя плотность генерации 1,97 млн т/км²). Суммарные масштабы эмиграции нефти — 1002 млрд т (средняя плотность — 1,58 млн т/км²), т. е. в миграцию было вовлечено 80 % нефти. Сумма остаточной нефти — 250 млрд т (см. табл. 1).

Внутри куонамской свиты встречаются небольшие нефтидопроявления, хотя экран над ней проницаемый — мергели, карбонатные алевролиты, доломиты майского яруса E_2 . В то же время нефтидопроявления окружают куонамскую свиту со всех сторон — и в подстилающих, и в перекрывающих отложениях, а в пределах востока Анабарской антеклизы другого источника УВ практически нет. В пределах большей части площади развития куонамской формации E_{1-2} последняя либо обнажена, либо перекрыта маломощными юрскими и/или пермскими осадками. В глубоководных частях Вилюйской синеклизы, в зоне апокатагенеза куонамская нефть не могла сохраниться: в основном она эмигрировала либо в вышележащие отложения, либо в вышестоящие борты синеклизы. Остатки нефти на глубине зоны апокатагенеза (если таковые имели место) трансформировались в газ и твердые битумы, и только на узких бортах Вилюйской синеклизы в зонах катагенеза MK_2^2 – MK_3 нефтяные залежи куонамского генезиса могли сохраниться. В этих зонах генерировано примерно 150 млрд т нефти. Возможна также сохранность жидкой куонамской нефти, а не в виде асфальтовых битумоидов (как на склонах всех поднятий Анабарской и Алданской антеклиз) в Суханском прогибе площадью 22 тыс. км², где было генерировано около 10–12 млрд т нефти. Здесь глубина залегания куонамской свиты достигает 1000–1300 м. Не исключено также наличие жидкой нефти куонамского (иниканского) генезиса в Алдано-Майском прогибе. Масштабы эмиграции жидких УВ из куонамской свиты Сибирской платформы показаны на рис. 3.

На крайнем юго-востоке Сибирской платформы в Алдано-Майском — Юдомо-Майском прогибе, в зоне сочленения платформы со складчатой системой Сетте-Дабана в верхней половине RF_2 выделяется **малгинская свита**. Верхняя ее подсвита представлена глинисто-карбонатными, реже — кремнистыми породами, обогащенными ОВ. Мощность темноцветной формации составляет от 20–30 м на юго-западе до 200 м на востоке; средние концентрации $C_{нк}$ — от 0,5–1 % на породу. На породном уровне концентрации изменяются в диапазоне от десятых долей процента до 8–10 % (горючие сланцы). Катагенез ОВ в кровле малгинской свиты изменяется от MK_1 на юго-западе до AK_{2-3} на востоке Юдомо-Майского прогиба, т. е. по существу во всем диапазоне катагенетической эволюции ОВ, когда происходит генерация и эмиграция и жидких, и газообразных УВ. Данный нефтегазоматеринский горизонт залегает на

пестроцветной глинисто-карбонатной нижней подсвите малгинской свиты и перекрывается светлыми водорослевыми карбонатами ципандинской свиты мощностью до 300 м и более. Малгинский нефтегазоматеринский горизонт беднее ОВ по сравнению с куонамским E_{1-2} , однако по общему литолого-геохимическому облику обе формации сходны. Органическое вещество верхнемалгинской формации, естественно, альгинитовое, но в ряде образцов, наряду с альгопланктоном, присутствует менее липидный альгобентос. При площади развития 66,8 тыс. км² масштабы генерации нефти — 154,0 млрд т; масштабы эмиграции — 123 млрд т; сумма остаточной нефти — 31 млрд т (см. табл. 1). Средние плотности генерации и эмиграции УВ в верхнемалгинской формации RF_2 выше таковых в куонамской формации E_{1-2} , несмотря на меньшие концентрации ОВ в первой формации; это связано прежде всего с большими мощностями RF_2 ml² в Юдомо-Майском прогибе (между Кыллахско-Нельканским и Бурхалинским разломами). По расчетам автора статьи, «полезная» миграция жидких УВ (т. е. аккумуляция в зоне выклинивания рифея в Алдано-Майском прогибе) из нефтегазоматеринского горизонта верхнемалгинской подсвиты RF_2 составила 2,6 млрд т, т. е. 2,1 % масштабов эмиграции; остальное — путевые вертикальные и латеральные потери. Как и в случае куонамской свиты E_{1-2} , нефтидопроявления наблюдаются внутри верхнемалгинской подсвиты и в карбонатах окружающего рифея [7]. Очевидно, процессы внутреннего нефтесбора происходили в обоих нефтегазоматеринских горизонтах — и E_{1-2} kn, и RF_2 ml², однако отдача УВ преобладала прежде всего вследствие плохой изоляции, к тому же коллекторские свойства этих толщ низкие.

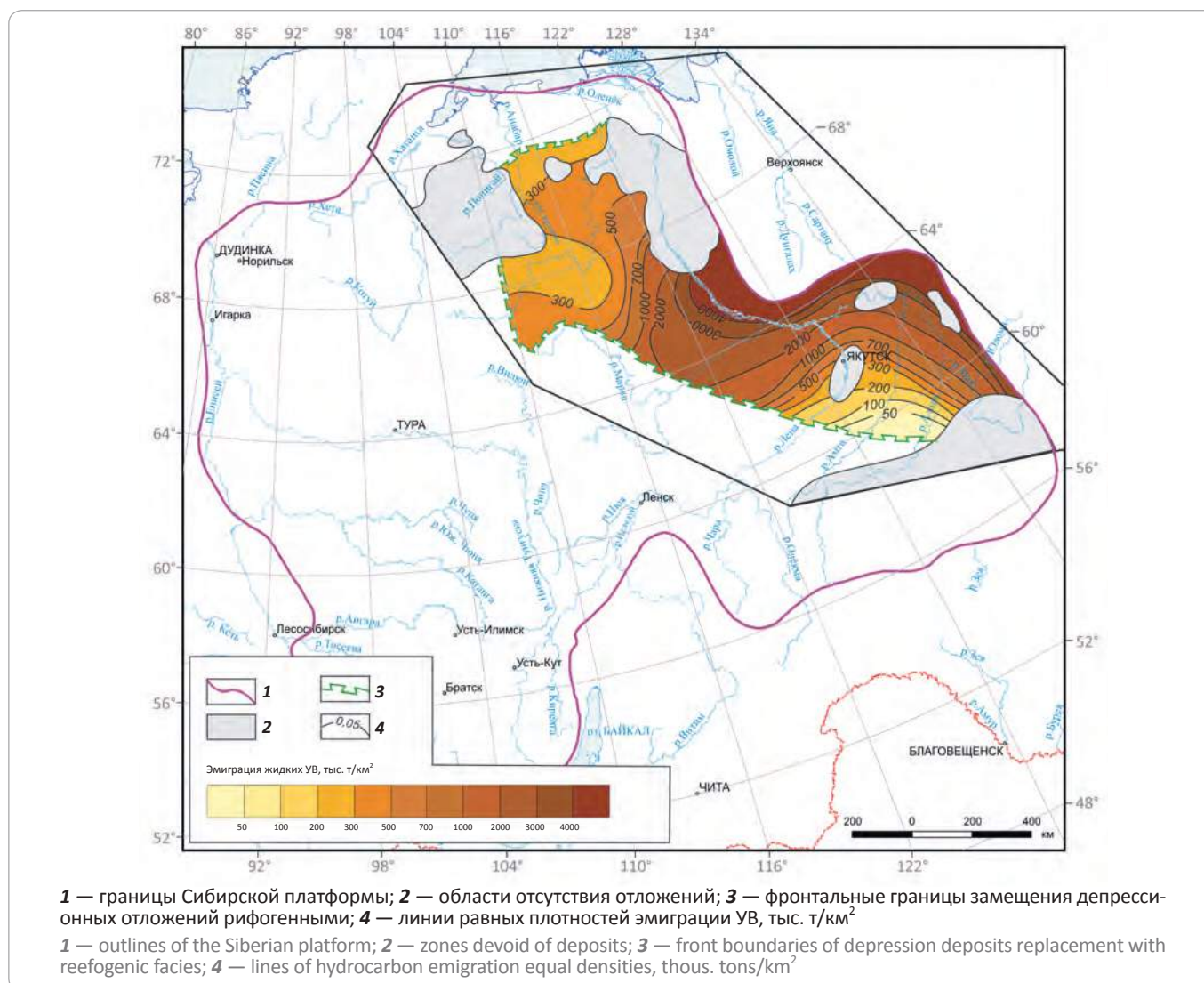
В пределах западной части Сибирской платформы в Юрубчено-Тохомской зоне Байкитской антеклизы при бурении была обнаружена пачка битуминозных черных аргиллитов мощностью 10–12 м с очень высоким средним значением $C_{нк}$ — 8 %. Эта пачка входит в состав карбонатной **ирэмэкенской свиты** RF_3 , самой верхней свиты местного рифейского разреза. Она встречена всего в двух скважинах; вероятно, это «реликты» предвендского размыва. Катагенез альгогенного ОВ этой пачки соответствует градации MK_1 . При условной площади ее распространения 1 тыс. км² масштабы генерации составляют 0,85 млрд т, масштабы эмиграции — 0,6 млрд т. Возможно, эта пачка более широко распространена под подошвой венда и в дальнейшем может быть обнаружена.

Наконец, последней битуминозной толщей Сибирской платформы являются **графтолитовые сланцы** нижнего силура (S_1l^2), развитые в основном в северо-западной части. Эта толща представлена

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 3. Схема масштабов эмиграции жидких УВ из нефтегазоматеринских отложений куонамской свиты E_{1-2}

Fig. 3. Scheme showing the extent of liquid HC emigration from oil and gas Kuonamsk suite E_{1-2} source deposits



черными известковыми аргиллитами и мергелями с концентрацией $C_{нк}$ 0,5–11 % (\bar{x} — 7,7 %). Биоцено-тический состав этой толщи — зоопланктон (граптолиты), причем основание толщи ОВ представлено исключительно зоопланктоном, а выше по разрезу появляется примесь альгопланктона, что отражается в увеличении доли водорода в составе керогена. Катагенез ОВ в граптолитовой толще изменяется в диапазоне МК₁–МК₅. При углететрографических описаниях нерастворимого ОВ последнее идентифицируется как хитинит (коллохитинит); также идентифицируется и тентакулитовое ОВ доманиковой формации D₃. Однако между обоими типами ОВ наблюдаются резкие различия в составе битумоидов и характере изменений в катагенезе. Если в доманиковом ОВ содержание асфальтенов в битумоидах максимальное

среди других типов ОВ (до 50 %), то в граптолитовом оно составляет единицы процентов. В доманиковом ОВ генерация битумоидов «растянута» почти по всей подстадии мезокатагенеза, а в граптолитовом она практически заканчивается к началу градации МК₂. Граптолитовое ОВ выделяется среди других типов сапропелитов наиболее низкими значениями генерации УВ и отношениями нефть/газ (см. табл. 2).

Удельный масштаб генерации жидких УВ-флюидов в граптолитовом ОВ наименьший по сравнению с другими сапропелитами, но эти флюиды наиболее легкие и наиболее миграционноспособные, в том числе и за счет большей доли генерированного газа. При площади развития около 150 тыс. км² суммарные масштабы генерации нефти в граптолитовой толще

S_1^2 Сибирской платформы составляют 360 млрд т, масштабы эмиграции — 290 млрд т, сумма остаточной нефти — 70 млрд т (см. табл. 1). Несмотря на меньшую удельную нефтепродуктивность ОВ этой толщи, плотность генерации и эмиграции нефти в ней одного порядка с другими толщами, где ОВ имеет более высокую нефтепродуктивность (см. табл. 1, 2). Последнее обусловлено повышенными осредненными концентрациями $C_{нк}$ почти баженовского уровня (см. табл. 1). Нефтепроявления в граптолитовой толще Сибирской платформы связаны с карбонатными конкрециями, в септариевых полостях которых содержится легкая нефть [1].

Аналогом описанной толщи в пределах Восточно-Европейской платформы можно считать граптолитовую толщу нижнего силура Прибалтики. Авторами статьи она исследовалась в российской части Прибалтики, Калининградской области [6]. Литологически и по концентрации $C_{нк}$ прибалтийская граптолитовая толща практически аналогична сибирской, но, судя по составу битумоидов и пиролитическим данным, ОВ нижнего силура ни в одном из исследованных образцов Калининградской области не являлось исключительно граптолитовым. По сравнительным расчетам доля граптолитового ОВ составила от 18 до 80 %; остальная часть — альгогенная, скорее всего, цианофитной природы. Катагенез ОВ в пределах Калининградской области изменяется с востока на запад от границы ПК–МК до начала МК₁₋₂. Масштабы генерации и эмиграции УВ рассчитывались пропорционально долям граптолитового и альгогенного ОВ по моделям для этих типов ОВ [6]. При площади 15 тыс. км² суммарные масштабы генерации нефти составили 28,5 млрд т, масштабы эмиграции — 11,3 млрд т, сумма остаточной нефти — 17,2 млрд т (см. табл. 1).

На территории Предкавказья в пределах Скифской плиты и Предкавказского передового прогиба известны две битуминозные толщи: **кумская свита** P_2 и **хадумская свита** (горизонт) P_3 . Кумская свита представлена темноцветными глинисто-карбонатными породами, концентрация $C_{нк}$ в которых варьирует от субдоманикоидов до доманикитов (0,2–8,1 %; \bar{x} — 2,1 %); мощность свиты — 50–200 м. Биоценотический состав ОВ свиты представлен в основном альгопланктоном — динофлагеллятами, акритархами, реже — зелеными водорослями; встречаются также споры и пыльца высших растений [13]. Динамика нефтеобразования в кумской свите на градациях катагенеза ПК–МК₂ была подробно изучена С.Г. Неручевым с соавторами [16]. В соответствии с этими данными авторами статьи выполнен региональный подсчет масштабов нефтегазообразования. При условной площади 200 тыс. км² масштабы генерации нефти составили 304 млрд т, масштабы эмиграции — 208 млрд т, сумма остаточной нефти — 96 млрд т (см. табл. 1).

Хадумский горизонт P_3 представляет собой нижнюю часть майкопской серии P_3-N_1 . Он сложен глинистыми породами с алевритовой примесью, в различной степени обогащенными ОВ. По концентрации $C_{нк}$ породы хадумского горизонта практически аналогичны таковым кумской свиты P_2 (0,25–9,2 %; \bar{x} — 2,0 %). Однако биоценотический состав ОВ хадумского горизонта значительно более разнообразный: динофлагелляты, донные водоросли, споры и пыльца высших растений, птероподы, чешуя рыб, остатки листовой флоры (по углепетрографическим ингредиентам — альгинит, псевдовитринит, куитинит, хитинит, витринит) [17]. Для ОВ майкопской серии ранее автором статьи была создана расчетная балансовая модель нефтегазообразования (см. табл. 2). В соответствии с этой моделью проводился региональный подсчет масштабов генерации–эмиграции УВ. Катагенез ОВ майкопской серии колеблется в широких пределах; в данном случае подсчет проводился для верхней половины катагенетической шкалы. Масштабы генерации нефти в хадумском горизонте P_3 — 252 млрд т, масштабы эмиграции — 55 млрд т; остаточная нефть — 197 млрд т (см. табл. 1).

В Северо-Сахалинском бассейне присутствуют глинисто-кремнистые и кремнистые толщи олигоцен-миоцена значительной мощности — 100–1000 м и более, обогащенные исключительно сапропелевым ОВ. Средние концентрации ОВ ($C_{нк}$) в них не столь велики по сравнению с битуминозными толщами платформ (редко превышают 1 %), хотя на породном уровне значения $C_{нк}$ могут достигать 3 %. Главной особенностью ОВ этих толщ является его биоценотический состав, представленный диатомовыми водорослями — среди прочих групп альгопланктона и альгобентоса они обладают наибольшей липидностью. Если циано- и хлоропланктон, которым в основном сложено ОВ докайнозойских нефтегазоматеринских горизонтов, содержит в своем составе не более 10–12 % липидов, то в диатомовых водорослях это значение достигает 20 %, а иногда и 35 %, к тому же они содержат липиды, которые в процессе катагенеза ранее прочих превращаются в УВ. Все это обуславливает наиболее высокую битуминозность кремнистых диатомовых толщ и ранние процессы нефтеобразования в них [11].

Среди подобных толщ Сахалина наибольший интерес представляет **пиленгская свита** олигоцен-миоцена Пограничного прогиба (восточное побережье Среднего Сахалина и прилегающий шельф). Здесь, на шельфе, в данной свите открыто нефтяное месторождение Окружное. Пиленгская свита Пограничного прогиба мощностью 150–1100 м и со средним содержанием $C_{нк}$ 1,2 % (0,3–2,9 %) повсеместно обладает повышенной битуминозностью (0,02–1,5 %; $\beta^{ХВА}$ — 12–51 %). Катагенез в пределах Пограничного

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

прогиба — ПК₃–МК₃, в пределах Окружного месторождения — ПК₃. Широко распространены процессы перераспределения битумоидов, т.е. процессы нефтенакопления внутри свиты. Окружное месторождение Восточно-Сахалинского шельфа приурочено к антиклинальной складке размером 6,5×1,1 км. Высота залежи 550 м. Помимо силицитов пиленгской свиты, нефтеносными являются кремнистые алевролиты перекрывающей борской свиты; вместе с пиленгской свитой они образуют единый массивный резервуар. Залежь экранируется глинистыми породами верхней части борской свиты. Среди кремнистых пород пиленгской свиты различаются три основных литотипа: опоквидные силициты, халцедонолиты и кремнистые аргиллиты. Все три типа пород обладают одновременно и нефтематеринскими, и коллекторскими свойствами.

Наиболее обогащены ОВ опоквидные силициты ($C_{\text{нк}} = 0,8\text{--}2,9\%$; $m_o = 1,2\%$), несколько менее — кремнистые аргиллиты ($C_{\text{нк}} = 0,6\text{--}2,9\%$; $m_o = 1,0\%$), еще менее — халцедонолиты ($C_{\text{нк}} = 0,3\text{--}0,9\%$; $m_o = 0,7\%$). Все три литотипа различаются по форме и содержанию свободного кремнезема, его структуре, микроструктуре, физическим и фильтрационно-емкостным свойствам. В опоквидных силицитах установлена агрегатно-глобулярная микроструктура, где основным морфологическим элементом являются глобулы, образующие агрегаты — глобулиты, формирующие жесткий каркас породы. В строении матрицы также принимают участие остатки диатомовых раковин, имеющие характерную ячеистую структуру. Открытая пористость матрицы на Окружном месторождении составляет 8–25%. Сама матрица практически непроницаема, но трещинная проницаемость породы достигает десятых долей квадратных микрометров ($\bar{x} = 0,15 \text{ мкм}^2$).

В халцедонолитах прослежена агрегатно-кристалломорфная структура в сочетании с глобулярной. Открытая пористость этих пород 5–10%, трещинная проницаемость — 0,08 мкм². Кремнистые аргиллиты характеризуются глобулярно-пластинчатой микроструктурой при открытой пористости 5–15% и трещинной проницаемости, приближенной к проницаемости халцедонолитов. В целом коллектор пиленгской свиты Р₃ Восточного Сахалина трещинно-межгранулярный, имеющий удовлетворительные фильтрационно-емкостные свойства, но характеризующийся высокой латеральной неоднородностью (вследствие неравномерного распределения кремнезема и его структурных форм). Такой коллектор формируется в конце раннего протокатагенеза, но его возникновение обусловлено особенностями седиментации и диагенеза. Плотность генерационного потенциала жидких УВ пиленгской свиты в районе Окружного месторождения более 1 млн т/км².

На начальные геологические запасы нефти месторождения приходится 19,8 млн т, на извлекаемые — 6,3 млн т. Реализованный генерационный нефтяной потенциал пиленгской свиты Р₃ Восточного Сахалина как наиболее изученного объекта составляет около 50 млрд т при площади развития примерно 50 тыс. км². Если в пиленгских ловушках аккумулировалось 5% нефти, то геологические ресурсы составят 2,5 млрд т [12].

Суммарная генерация нефти всех описанных битуминозных толщ России составила 10782 млрд т: на баженовскую свиту J₃ Западной Сибири приходится более половины (52,9%), доля доманиковой формации D₃ — 24,9%, куонамской свиты E₁₋₂ — 11,6%. В целом на три «главные» битуминозные толщи России приходится 89,4% генерированной нефти; суммарная доля остальных толщ соответственно составляет 10,6%. По масштабам эмиграции нефти при общей сумме 7460 млрд т долевое участие распределяется следующим образом: баженовская свита J₃ — 53,6%; доманиковая формация D₃ — 23,4%; куонамская свита E₁₋₂ — 13,4%; остальные — 9,6%. При общей сумме остаточной нефти 3321 млрд т на долю баженовской свиты приходится 54,2%, доманиковой формации D₃ — 28,1%, куонамской свиты E₁₋₂ — 7,5%, всех остальных — 10,2%. Для каждой формации в отдельности характерно, что чем выше катагенез ОВ, тем ниже доля остаточной нефти.

Расчеты показывают внушительные величины остаточной нефти в битуминозных толщах, однако остается вопрос, какова ее аккумулированная доля. С катагенетических позиций битуминозные толщи представляют собой промежуточное звено между горючесланцевыми толщами с катагенезом ОВ градаций ПК₁–ПК₂ и так называемыми углеродистыми толщами с доманикоидно-доманикитными концентрациями C_{нк} и катагенезом ОВ МК₄₋₅–АК. Если в первых процессы нефтегенерации зафиксированы в «зародышевом» состоянии, то в последних фиксируется не только окончание процессов генерации нефти, но и практическое завершение процессов ее эмиграции, — это бывшие «битуминозные толщи» далекого геологического прошлого (например, шунтарская свита RF₃ Енисейского кряжа). Современные «битуминозные толщи» зафиксированы в главной зоне нефтеобразования.

Среди основных битуминозных толщ НГБ континентальной России (J₃bj; D₃f²⁻⁵–C₁t; E₁₋₂kn) наиболее продуктивными не только по генерационному потенциалу, но и по степени его аккумуляционной реализации оказались первые две — баженовская свита J₃ Западно-Сибирского НГБ и доманиковая формация D₃ Восточно-Европейской платформы. Куонамская свита E₁₋₂ востока Сибирской платформы по масштабам генерации и эмиграции нефти лишь в

2 раза уступает совокупной доманиковой формации D₃ Восточно-Европейской платформы. Однако ее нефтеносность еще не открыта и масштабы, вероятно, невелики в связи с низкой сохранностью, что определяется постгенерационно-постэмиграционной геологической историей куонамской свиты: эрозией и денудацией вышележащих отложений в пределах Анабаро-Оленекской и Алданской антеклиз и глубокими погружениями в зону апокатагенеза в центральной части позднепалеозой-мезозойской Вилюйской синеклизы.

Если нефтегазонасность Западно-Сибирской плиты и Восточно-Европейской платформы в значительной мере обеспечивается продуктивностью «своих» битуминозных толщ, то о Сибирской платформе этого сказать нельзя. Ее УВ-потенциал обусловлен совокупностью нефтегазоматеринских горизонтов рифея и венда, каждый из которых по концентрации ОВ (суб-

доманикоидно-доманикоидного уровня) классификационно не относится к битуминозным толщам, за исключением пачки в ирэмэкенской свите RF₃, имеющей малую мощность и небольшую площадь развития. Вероятность накопления генетически связанных с битуминозными толщами Сибирской платформы куонамской (C₁₋₂) и малгинской свит (RF₂) прогнозируется вдоль склонов Вилюйской синеклизы и в Суханском прогибе (C₁₋₂) и Алдано-Майском прогибе (RF₂).

Битуминозные толщи кайнозоя геосинклинальных систем — Предкавказского прогиба и Охотоморского региона — в значительной мере обуславливают их нефтегазонасность, в том числе и внутриформационную, особенно в последнем.

В целом внутриформационная сингенетичная аккумулятивная нефтепродуктивность битуминозных толщ определяется степенью их «закрытости» и наличием коллектирующего пространства внутри них.

Литература / References

1. Баженова Т.К., Кащенко С.А., Матухина В.Г. О битумопроявлениях в карбонатных конкрециях граптолитовых сланцев р. Курейки // ДАН СССР. — 1966. — Т. 167. — № 2. — С. 57–62.
Bazhenova T.K., Kashchenko S.A., Matukhina V.G. On bitumen occurrence in carbonate concretions of graptolite schales of the Kureyka river. Proceed. of the USSR Academy of Sciences. 1966;167(2):57–62.
2. Баженова Т.К., Боровая Г.М., Гембицкая Л.А., Фадеева Н.П. Нерастворимое органическое вещество осадочных пород — объект органической геохимии. — М.: Геоинформмарк, 1993. — 55 с.
Bazhenova T.K. Borovaya G.M., Gembitskaya L.A., Fadeeva N.P. Insoluble organic matter of sedimentary rocks is the organic geochemistry object under study. Moscow: Geoinformmark; 1993. 55 p.
3. Баженова Т.К. Генетические аспекты раздельного прогноза нефте- и газонасности бассейнов древних платформ // В сб.: Теория и практика нефтегеологического прогноза. — СПб.: ВНИГРИ, 2008. — С. 123–150.
Bazhenova T.K. Genetic aspects of separate prediction of oil and gas potential of basins located on ancient platforms. In: O.M. Prishchepa, Yu.N. Grigorenko, eds. Teoriya i praktika neftegeologicheskogo prognoza. St. Petersburg: VNIGRI; 2008. pp. 123–150.
4. Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А., Климова Л.И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. — СПб.: ВНИГРИ, 2008. — 162 с.
Bazhenova T.K., Shimansky V.K., Vasilyeva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva L.A., Klimova L.I. Organic geochemistry of the Timan-Pechora Basin. St. Petersburg: VNIGRI; 2008. 162 p.
5. Баженова Т.К., Шиманский В.К. Основные закономерности органической геохимии и размещение ресурсов нефти и газа // В сб.: Нефтегазогеологические исследования и вопросы рационального освоения углеводородного потенциала России. — СПб.: ВНИГРИ, 2009. — С. 351–363.
Bazhenova T.K., Shimansky V.K. Basic regularities in organic geochemistry characteristics and distribution of oil and gas resources. In: O.M. Prishchepa et al., eds. Neftegazogeologicheskie issledovaniya i voprosy ratsionalnogo osvoeniya uglevodородного potentsiala Rossii. St. Petersburg: VNIGRI; 2009. pp. 351–363.
6. Баженова Т.К., Шапиро А.И., Васильева В.Ф., Отмас А.А. Геохимия органического вещества и генерация углеводородов в нижнесилурийских отложениях Калининградской области [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2012. — Т. 7. — № 2. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/18_2012.pdf (дата обращения 15.05.2017).
Bazhenova T.K., Shapiro A.I., Vasilyeva V.F., Otmaz A.A. Geochemistry of organic matter and hydrocarbons generation in the Lower Silurian deposits of the Kaliningrad region. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2012;7(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/18_2012.pdf (accessed 15.05.2017).
7. Баженова Т.К., Маргулис Л.С. Нефтегазообразование в Алдано-Майском бассейне Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2014. — Т. 9. — № 4. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/44_2014.pdf (дата обращения 28.04.2017).

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Bazhenova T.K., Margulis L.S. Oil and gas generation in the Aldan-Maisk basin of the Siberian platform. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2014;9(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/44_2014.pdf (accessed 28.04.2017).

8. Белецкая С.Н., Баженова Т.К., Климова Л.И. Геохимия процессов эмиграции углеводородов в баженовской свите верхней юры Западной Сибири // *Разведка и охрана недр*. – 2010. – № 4. – С. 54–58.

Beletskaya S.N., Bazhenova T.K., Klimova L.I. Geochemistry of the hydrocarbon emigration processes in the Bazhenov suite of the Upper Jurassic in West Siberia. *Razvedka i okhrana neдр*. 2010;4:54–58.

9. Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков / Под ред. А.А. Трофимука, С.Г. Неручева. – Новосибирск : Наука, 1976. – 198 с.

Hydrocarbons generation in the process of sediment lithogenesis. In: A.A. Trofimuk, S.G. Neruchev, eds. Novosibirsk: Nauka; 1976. 198 p.

10. Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. Западная Сибирь / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.

Geology and mineral resources of Russia. V. 2. West Siberia. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, eds. St. Petersburg: VSEGEI; 2000. 477 p.

11. Гладенков Ю.Б., Баженова О.К., Гречин В.И., Маргулис Л.С., Сальников Б.А. Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность. – М. : ГЕОС, 2002. – 223 с.

Gladenkov Yu.B., Bazhenova O.K., Grechin V.I., Margulis L.S., Salnikov B.A. The Sakhalin Cenozoic and its oil and gas potential. Moscow: GEOS; 2002. 223 p.

12. Зайдельсон М.И., Суровиков Е.А., Казьмин Л.Л., Вайнбаум С.Я., Семенова Е.Г. Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманиковых формаций // *Геология нефти и газа*. – 1990. – № 6. – С. 3–9.

Zaidelson M.I., Surovnikov E.A., Kazmin L.L., Weinbaum S.Ya., Semenova E.G. Particular features of HC generation, migration and accumulation in Domanik formations. *Geologiya nefi i gaza*. 1990;(6):3–9.

13. Запорожец Н.И. Палинологические комплексы кумского горизонта среднего эоцена Кавказа и его возрастных аналогов в сопредельных регионах // *Стратиграфия. Геологическая корреляция*. – 2001. – Т. 9. – № 6. – С. 83–103.

Zaporozhets N.I. Palynological characteristics of the Kumsk horizon of the Caucasus Middle Eocene and its age equivalents in adjacent regions. *Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya*. 2001;9(6):83–103.

14. Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // *Геология нефти и газа*. – 2013. – № 3. – С. 76–87.

Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. Domanik deposits in Timan-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya nefi i gaza*. 2013;(3):76–87.

15. Неручев С.Г. и др. Закономерности распространения и превращения ОВ в породах баженовской свиты Западной Сибири в связи с прогнозом нетрадиционного типа залежей нефти в материнских породах // В сб.: *Органическое вещество, процессы его превращения и генерации углеводородов в условиях свободного и затрудненного оттока флюидов*. – СПб. : ВНИГРИ, 1993. – С. 100–113.

Neruchev S.G. et al. Regularities in distribution and transformation of organic matter in rocks of the Bazhenov suite of West Siberia due to prediction of unconventional oil accumulations in source rocks. In: S.G. Neruchev, G.M. Parparova, eds. *Organic matter, its transformation and generation of hydrocarbons under conditions of free and hindered fluids expulsion*. St. Petersburg: VNIIGRI; 1993. pp. 100–113.

16. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / Под ред. С.Г. Неручева. – Л. : Недра, 1986. – 247 с.

Oil and gas generation in deposits of Domanik type. In: S.G. Neruchev, ed. Leningrad: Nedra; 1986. 247 p.

17. Сен-Жермес М.Л., Баженова О.К., Боден Ф., Запорожец Н.И. Органическое вещество в майкопских отложениях олигоцена Северного Кавказа // *Литология и полезные ископаемые*. – 2000. – № 1. – С. 56–73.

Saint-Germes M.L., Bazhenova O.K., Boden F., Zaporozhets N.I. Organic matter in Maikop deposits of the North Caucasus Oligocene. *Litologiya i poleznyie iskopaemye*. 2000;(1):56–73.