

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГЕОСИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ»
(СГУГиТ)

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ

XIV Международный научный конгресс

Международная научная конференция

**«НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО. НАПРАВЛЕНИЯ
И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ЭКОНОМИКА. ГЕОЭКОЛОГИЯ»**

Т. 2

Сборник материалов

Новосибирск
СГУГиТ
2018

Ответственные за выпуск:

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН,
главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии
и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
А. Э. Конторович

Доктор технических наук, академик РАН,
главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии
и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
М. И. Энов

Доктор технических наук, директор Института нефтегазовой геологии
и геофизики СО РАН, Новосибирск
И. Н. Ельцов

Кандидат технических наук, директор Института горного дела
им. Н. А. Чинакала СО РАН, Новосибирск
А. С. Кондратенко

Кандидат геолого-минералогических наук, исполнительный директор
Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики
и минерального сырья, г. Новосибирск
М. Ю. Смирнов

Начальник департамента по недропользованию по Сибирскому федеральному округу
Федерального агентства по недропользованию «Роснедра», Новосибирск
А. И. Неволько

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XIV Междунар. науч. конгр., 23–27 апреля
2018 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное
дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторож-
дений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов
в 6 т. Т. 2. – Новосибирск : СГУГиТ, 2018. – 239 с.

В сборнике опубликованы материалы XIV Международного научного конгресса
«Интерэкспо ГЕО-Сибирь», представленные на Международной научной конференции
«Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разра-
ботки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» (секции «На-
правления и перспективы поиска, разведки и разработки месторождений полезных ис-
копаемых Сибири» и «Экономика недропользования»).

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГУГиТ

Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 3

© СГУГиТ, 2018

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ НА РАЗЛИЧНЫХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Юлия Станиславовна Глязнецова

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат химических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: gchlab@ipng.ysn.ru

Ираида Николаевна Зуева

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: inzu@ipng.ysn.ru

Сара Хаимовна Лифшиц

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат химических наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: shlif@ipng.ysn.ru

Ольга Николаевна Чалая

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: oncha@ipng.ysn.ru

В работе показано, что при использовании комплекса аналитических методов, применяемых в органической геохимии и геохимии нефти, в значительной степени возрастают возможности экологического мониторинга для решения большого круга вопросов, повышается правильность оценки современного состояния почв на загрязнение нефтепродуктами и его отклонения от природного фона. Становится возможным определение типа загрязнителя и установление источника загрязнения, дается более точная оценка влияния нефтезагрязнения на различные компоненты окружающей среды. Данные по природному геохимическому фону и формированию аномальных поверхностных техногенных углеводородных полей на территориях объектов нефтегазового комплекса могут быть использованы при создании геоинформационных систем.

Ключевые слова: нефтезагрязнение, природный геохимический фон, почва, органическое вещество, углеводороды, битумоид.

GEOCHEMICAL FEATURES OF OIL POLLUTION ON DIFFERENT OBJECTS OF OIL AND GAS COMPLEX

Yuliya S. Glyaznetsova

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Leading Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: gchlab@ipng.ysn.ru

Iraida N. Zueva

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Leading Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: inzu@ipng.ysn.ru

Sara S. Lifshits

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Leading Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: shlif@ipng.ysn.ru

Olga N. Chalaya

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Leading Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: oncha@ipng.ysn.ru

It is shown that using the complex of analytical methods used in organic geochemistry and oil geochemistry, significantly increase possibilities of ecological monitoring to solve a wide range of issues, the accuracy of the assessment of the current state of soils on pollution by the oil products and its deviation from the natural background is increasing. Determination of the type of pollutant and detection of a pollution source, as well as assessing attack of oil pollution on various components of the environment become possible. Data on a natural geochemical background and a formation of abnormal surface technogenic hydrocarbon geochemical fields in the territories of oil and gas complex can be used to create geo-information systems.

Key words: oil pollution, natural geochemical background organic matter, soil, organic matter, hydrocarbons, bitumoid.

Основными источниками загрязнения окружающей среды нефтью и нефтепродуктами (НП) являются предприятия по добыче нефти, транспортировке, хранению и переработке нефти и НП. Функционирование этих объектов сопровождается разливами и утечками, которые загрязняют окружающую среду и как следствие приводят к образованию техногенных потоков углеводородов (УВ) [1].

При оценке уровня загрязнения почв следует учитывать, что происходит наложение нефтезагрязнения на устойчивый природный геохимический фон. В составе органического вещества (ОВ) современных осадков, почв и донных отложений присутствуют автохтонные битуминозные вещества – синбитумоиды, которые извлекаются органическими растворителями (хлороформом, спиртобензолом и др.). Их содержание в почвах изменяется в больших пределах и может достигать аномально высоких значений (более 0,2 %), на порядок превышая средние фоновые значения 0,01–0,03 % [2]. По нашим данным, в пробах торфяников выход синбитумоидов может составлять более 1 %. В их групповом составе сингенетичной составляющей присутствуют УВ, смолы и асфальтены. Содержание УВ составляет от единиц до 10 %, а в отдельных случаях – до 20 %. В эколого-геохимических исследованиях вместе с нефтяными УВ из анализируемых проб будет экстрагироваться и синбитумоидная составляющая, которая может быть оценена как нефтяное загрязнение.

Одной из основных задач геоэкологических исследований является подбор аналитических методов для дифференцированной оценки вклада природной и техногенной составляющих в битумоидах почвенных проб. Природные УВ и их гетероорганические компоненты широко распространены в почвах и обра-

зуют устойчивый геохимический фон, на который и происходит наложение нефтяных УВ [3–5].

Решению вопросов диагностики загрязнения почв нефтью и НП может способствовать применение методов органической геохимии и геохимии нефти. Некоторые исследователи выделяют отдельные научные направления: органическую геохимию техногенеза, представляющую раздел экогеохимии, изучающий поведение и трансформацию природных и техногенных органических соединений в окружающей среде [6]; нефтегазовую геоэкологию, связанную с изучением воздействия на биосферу углеводородов [1].

Здесь полезным может быть опыт геохимических исследований ОВ пород и нефтидов. В разделе органической геохимии по изучению ОВ современных осадков содержатся сведения по результатам исследований битуминозной составляющей ОВ (битумоидов), рассматриваются особенности их состава для ОВ различных типов почв. Значительные вариации в содержании битумоидов в составе ОВ современных осадков и разнообразие их состава приводят к пониманию, что оценка вклада битумоидов нативного ОВ в суммарное содержание экстракта из проанализированных проб с нефтезагрязненных территорий не может быть сведена к простому арифметическому вычитанию «среднего значения природного фона», определенному по выходу битумоида в фоновых пробах [7]. Более того, как показывают геохимические исследования, сами фоновые пробы, которые отбираются на «чистых» территориях, могут оказаться загрязненными НП. Знание геохимического природного фона, специфики состава ОВ почв необходимо, начиная со стадии выбора фоновых проб, что требует проведения специальных геохимических исследований.

С другой стороны, в геохимии нефти и газа содержится обширная и детальная информация по составу конденсатов и нефтей, особенностям распределения индивидуальных УВ, наличию в их составе УВ-биомаркеров. Эти данные могут быть полезны при идентификации того или иного типа загрязнителя, изучении процессов трансформации нефтяного загрязнения. В нефтяной геохимии также с большой степенью детальности изучены вопросы деградации нефти как в условиях залежей, так и по результатам многочисленных модельных экспериментов. Эти результаты могут быть полезны при изучении особенностей деградации нефтезагрязнения во времени, роли бактериального окисления УВ в аэробных условиях, избирательности и этапности протекания этих процессов.

В наших исследованиях был использован комплекс аналитических методов: ИК-Фурье спектроскопия, газожидкостная хроматография, хромато-масс-спектрометрия и геохимический подход при выборе аналитических параметров, который позволил учесть специфику состава загрязнителей и природного геохимического фона почв.

Нами были разработаны геохимические параметры, которые позволяют: 1) дифференцировать нефтезагрязнение от геохимического фона; 2) определять остаточное содержание нефтяных УВ при разливах как легких (бензины, керосины, конденсаты), так и тяжелых (нефть, мазуты, масла) НП, что особенно

важно при многолетнем мониторинге загрязненных территорий; 3) по характеру распределения индивидуальных УВ идентифицировать тип загрязнителя и степень деградации нефтезагрязнения [8, 9].

В настоящей работе приведены примеры изучения состава нефтезагрязненных почв с различных объектов нефтегазового комплекса Якутии. Показаны геохимические особенности состава загрязнений с различным сроком давности. Показаны отклонения от природного геохимического фона при сравнительном изучении состава и химической структуры битумоидов нефтезагрязненных и фоновых проб почв.

При исследовании участка, загрязненного в результате аварийного разлива нефти Талаканского месторождения, для характеристики природного фона были изучены пробы почв, отобранные на значительном расстоянии от места разлива. По данным ИК-Фурье спектроскопии, показана идентичность хлороформенных битумоидов (ХБ) фоновых проб с битумоидами ОВ современных осадков. В структурно-групповом составе ХБ фоновых проб кислородсодержащие соединения преобладают над углеводородными структурами, на что указывает доминирование полос поглощения (п.п) гидроксильных групп в области $3\,300\text{ см}^{-1}$, карбонильных групп в области $1\,700\text{--}1\,740\text{ см}^{-1}$ и поглощение эфирных связей в области $1\,170\text{ см}^{-1}$ над п.п. алифатических структур (характерный дублет 720 и 730 см^{-1} для длинных метиленовых цепей, $1\,380\text{ см}^{-1}$ – для метильных групп, $1\,460\text{ см}^{-1}$ – метиленовых групп) и ароматических циклов – 750 и $1\,600\text{ см}^{-1}$ (рис. 1, спектр 2). В ИК-спектре загрязненной пробы, как и в спектре нефти, доминируют п.п. углеводородных структур – набор интенсивных п.п. в области $650\text{--}1\,000\text{ см}^{-1}$, $1\,380$, $1\,460$ и $1\,600\text{ см}^{-1}$ и наблюдается практически полное отсутствие п.п. кислородсодержащих групп и связей (рис. 1, спектр 1). Выявленные различия в ИК-спектрах экстрактов почв были использованы для установления присутствия техногенной составляющей в составе ХБ.

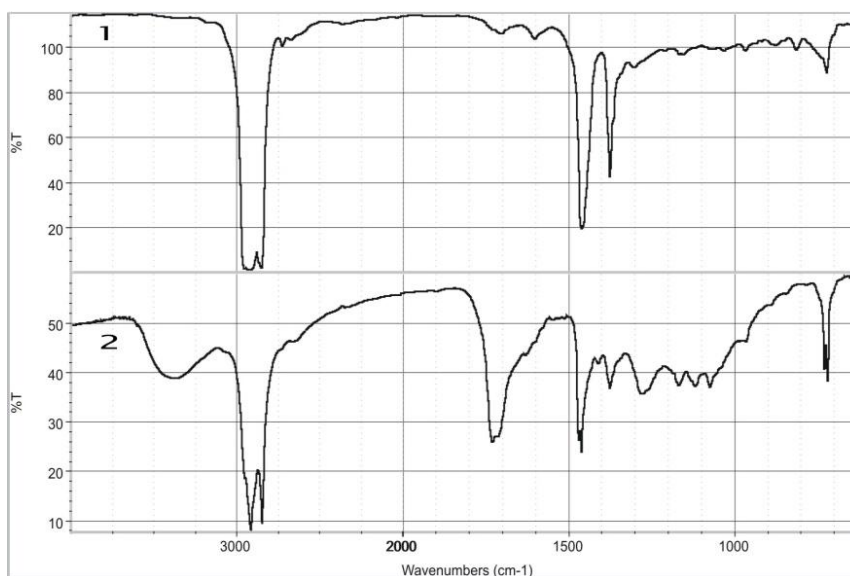


Рис. 1. ИК-спектры ХБ проб почв с нефтезагрязненного участка (1), фоновая проба (2)

По данным хромато-масс-спектрометрии, в индивидуальном составе насыщенных УВ ХБ максимум распределения н-алканов в фоновых пробах лежит в высокомолекулярной области на nC_{29} , nC_{31} (рис. 2, *c*); в нефтезагрязненных пробах его положение смещается в низкомолекулярную область на nC_{15} , nC_{16} , nC_{17} , nC_{19} (рис. 2, *b*). Информативным является коэффициент, отражающий соотношение содержания суммы низкомолекулярных н-алканов к высокомолекулярным ($\Sigma n.k.-nC_{20}/\Sigma nC_{21}-k.k.$): так, для ХБ фоновых проб его значение равно 0,30 по сравнению с 1,8–10,2 в ХБ загрязненных проб. Для н-алканов этих проб концентрационное соотношение нечетных и четных н-алканов (коэффициент $nч/ч$) близок к единице (0,9–1,0), что характерно для НП и нефтей (рис. 2, *a*), в отличие от фоновых проб, в которых коэффициент $nч/ч$ выше 2,0, что присуще незрелому ОВ современных осадков. В нефтезагрязненной пробе, как и в пробе нефти, в составе насыщенных УВ обнаружены реликтовые УВ 12-,13-метилалканы, которые являются молекулами-биомаркерами, присущими древним нефтям востока Сибирской платформы, к которым относится нефть Талаканского месторождения (рис. 2, *a*).

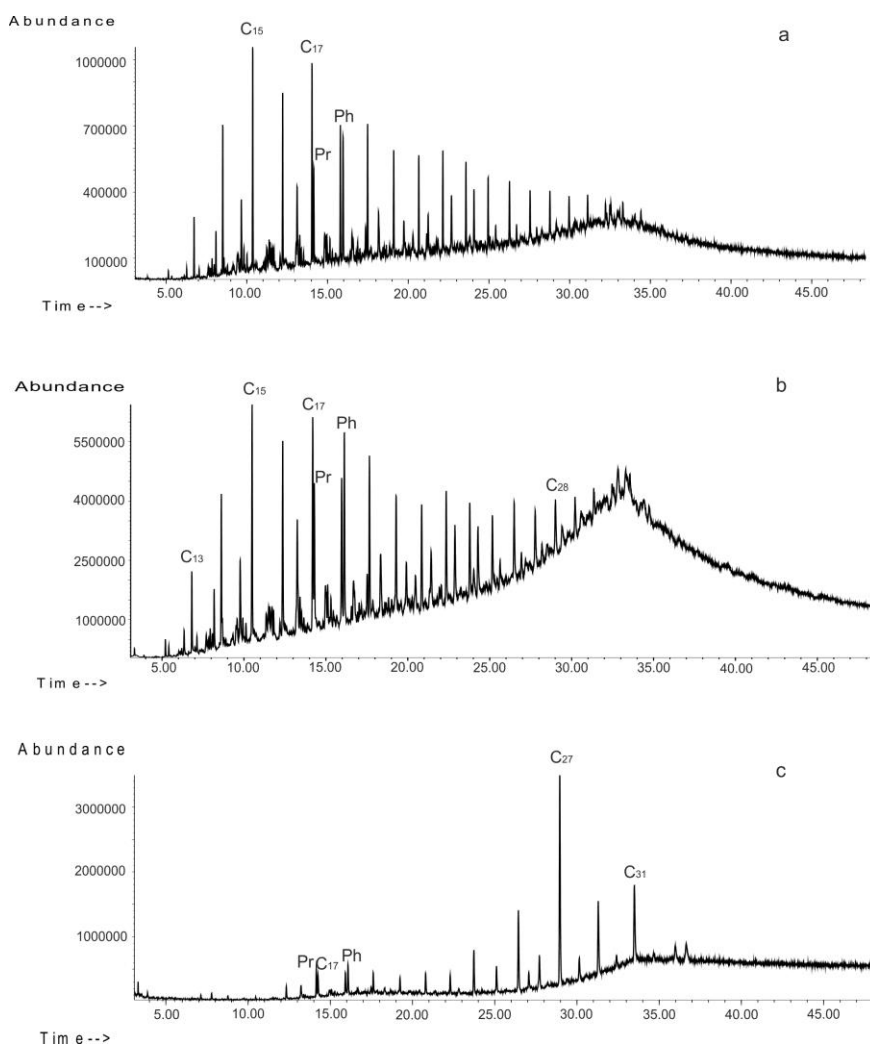


Рис. 2. Масс-хроматограммы углеводородных фракций нефти (*a*), ХБ нефтезагрязненной пробы почвы (*b*) и фоновой (*c*)

В дальнейшем установленные различия в индивидуальном составе насыщенных УВ были использованы для установления техногенного загрязнения почв. Присутствие молекул-биомаркеров в составе загрязнения может быть использовано для идентификации типа загрязнителя.

Детальное изучение химического состава нефтезагрязнения позволяет дифференцировать загрязнения с различным сроком давности. Так, на одной из нефтебаз, расположенной в Арктической зоне Якутии, были проведены исследования с целью выяснения особенностей состава «старых» нефтезагрязнений почв, образованных за счет накопления НП в результате разливов и утечек за долгие годы эксплуатации нефтебазы при многократных новых поступлениях НП на ранее сформировавшееся загрязнение.

В ИК-спектре пробы с участка, загрязненного в результате разлива 15-летней давности, присутствуют интенсивные п.п. как карбонильных и гидроксильных групп – $1\ 700$ и $3\ 300\ \text{см}^{-1}$, так и ароматических соединений (рис. 3, спектр 3, 4), в отличие от ИК-спектра пробы, отобранной с участка, где визуально были выявлены свежие утечки нефти (рис. 3, спектр 2), и спектра нефти (рис. 3, спектр 1). Вместе с тем по характеру спектров 3 и 4 со «старым» загрязнением прослеживается большое сходство со спектрами проб почв, в которых нефтезагрязнение подверглось глубокой деградации.

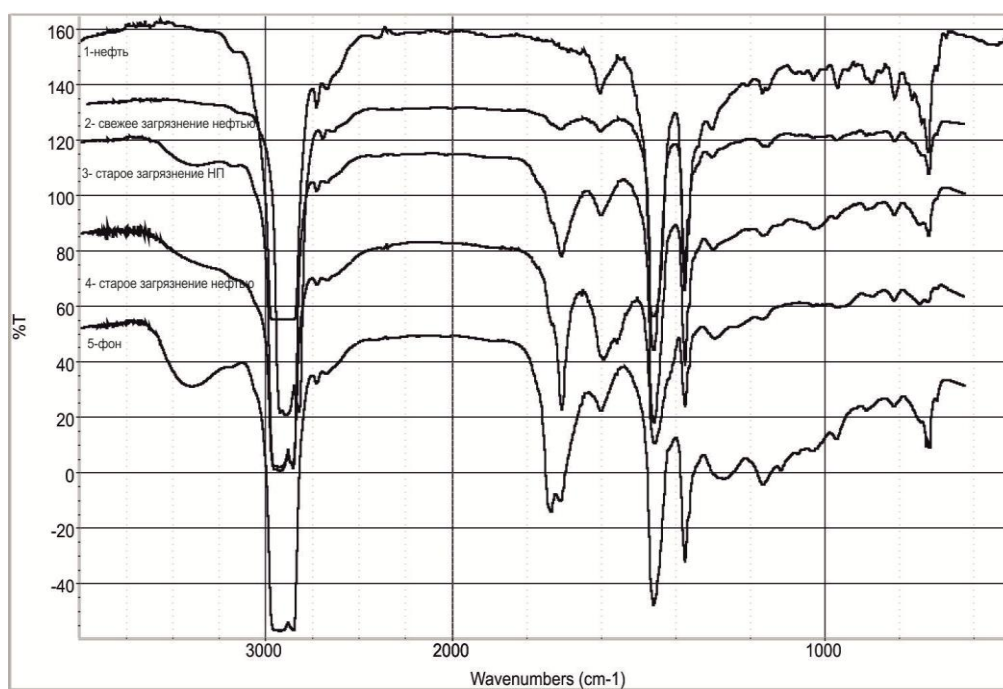


Рис. 3. ИК-спектры ХБ проб нефти (1), нефтезагрязненных почв: 2 – «свежее» загрязнение нефтью; 3, 4 – «старое» загрязнение и фоновая проба (5)

Информацию о времени поступления НП в почвы несут также данные группового состава. При загрязнении почв в результате свежих разливов в составе ХБ доминируют фракции масел (таблица). В пробах загрязненных почв,

характеризующихся длительным по времени процессом накопления НП, последующей трансформацией попавших в почву разлитых НП, возрастает содержание смол и асфальтенов и значительно уменьшается количество УВ. Как видно из таблицы, в случае «старого» загрязнения количество УВ снизилось до 65 %, в то же время содержание смол увеличилось вдвое, а асфальтеновых компонентов – почти в 8 раз.

Геохимическая характеристика состава проб почв

№ п/п	Характер загрязнения	Содержание НП, мг/кг	Групповой состав ХБ, %			Σ н.к.-нС ₂₀ Σ нС ₂₁ -к.к.	Изопреноиды/ н-алканы	Pr/ нС ₁₇	Ph/ нС ₁₈
			УВ	Σ смол	асф-ны				
1	Свежее	81181	88,5	9,0	2,5	10,67	0,44	1,19	1,25
2	Старое	34594	65,0	16,0	19,0	4,25	0,79	1,57	1,70

В составе насыщенных УВ в пробе со свежим загрязнением преобладают алканы нормального строения, среди них относительно низкомолекулярные гомологи (см. таблицу), в отличие от пробы с давним сроком загрязнения, в которой выше соотношение изопреноиды/н-алканы и значительно ниже содержание относительно низкомолекулярных н-алканов, на что указывает значение отношения Σ н.к.-нС₂₀/ Σ нС₂₁-к.к. Соотношение нормальных алканов и изоалканов определяется степенью «старения» нефтезагрязнения, в процессе которого первыми биodeградации подвергаются н-алканы. В старом загрязнении установлено увеличение соотношения пристана (Pr) над гептадеканом (нС₁₇), фита (Ph) над октадеканом (нС₁₈), что указывает на имевшие место процессы деградации нефтезагрязнения во времени.

Таким образом, с использованием комплекса аналитических методов, применяемых в органической геохимии и геохимии нефти, в значительной степени возрастают возможности экологического мониторинга для решения большого круга вопросов: повышения правильности оценки современного состояния почв на загрязнение НП и его отклонение от природного фона; определение типа загрязнителя и установление источника нефтезагрязнения, а также оценки влияния нефтезагрязнения на различные компоненты окружающей среды.

Данные по изменению геохимического фона о формировании аномальных поверхностных природных и техногенных углеводородных геохимических полей на территориях объектов нефтегазового комплекса могут быть использованы при создании геоинформационных систем.

Работа выполнена в рамках проекта АААА-А17-117040710036-4 от 07.04.2017 «Научные основы разработки методологии экологического мониторинга и реабилитации нарушенных экосистем криолитозоны на объектах нефтегазодобывающих комплексов».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Пиковский Ю. И., Исмаилов Н. М., Дорохова М. Ф. Нефтегазовая геоэкология – наука XXI века // Геополитика и экогеодинамика регионов. – 2014. – № 2 (13), Т. 10. – С. 56–62.

2. Содержание битумоидов в зональных почвах европейской части России / Р. Б. Ильичев, М. В. Вакуленко, С. Н. Жариков, Б. А. Ильичев // Почвоведение. – 2001. – № 11. – С. 1392–1401.
3. White D. M., Irvine R. L. The bituminous material in Arctic peat: implications for analyses of petroleum contamination // J. Haz. Mat'ls. – 1996. – Vol. 49. – P. 81–196.
4. Filler D. M., Snape I., Barnes D. L. Bioremediation of Petroleum Hydrocarbons in Cold Regions. – Cambridge University Press, 2008. – P. 109–125.
5. Другов Ю. С., Родин А. А. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов. – СПб. : «Анатолия», 2000. – 250 с.
6. Органическая геохимия техногенеза нефтедобывающих регионов / Б. А. Бачурин, Т. А. Одинцова, Т. А. Овечкин, Л. М. Авербух // Горные науки на рубеже XXI века (Мельниковские чтения): тез. докл. междунар. конф. – Пермь, 1997. – С. 21–22.
7. Методы исследования поверхностных углеводородных геохимических полей природного и техногенного происхождения / И. Н. Зуева, Ю. С. Глязнецова, С. Х. Лифшиц и др. // Наука и образование. – 2009. – № 1. – С. 50–55.
8. Идентификация нефтяного загрязнения почвогрунтов методами ИК-Фурье спектроскопии и хроматографии / И. Н. Зуева, С. Х. Лифшиц, О. Н. Чалая и др. // Проблемы устойчивого развития региона: сб. матер. докл. 3 школы-семинара молодых ученых России. 8–12 июня 2004 г. – Улан-Удэ : Изд-во БНЦ СО РАН, 2004. – С. 158–163.
9. Хромато-масс-спектрометрическое определение типа загрязнителей почвогрунтов при разливах нефтепродуктов / Ю. С. Глязнецова, И. Н. Зуева, О. Н. Чалая, С. Х. Лифшиц // Проблемы устойчивого развития региона: матер. 4 школы-семинара молодых ученых России. – Улан-Удэ : Изд-во БНЦ СО РАН, 2007. – С. 133–135.

REFERENCES

1. Pikovskij Ju.I., Ismailov N.M., Dorohova M.F. Neftegazovaja geojekologija – nauka XXI veka // Geopolitika i jekogeodinamika regionov. – 2014. – № 2 (13), T.10. – S. 56–62.
2. Soderzhanie bitumoidov v zonal'nyh pochvah Evropejskoj chasti Rossii / R.B. Il'ichev, M.V. Vakulenko, S.N. Zharikov, B.A. Il'ichev // Pochvovedenie. – 2001. – № 11. – S. 1392–1401.
3. White D.M., Irvine R.L. The bituminous material in Arctic peat: implications for analyses of petroleum contamination // J. Haz. Mat'ls. – 1996. – Vol. 49. – P. 81–196.
4. D.M. Filler, I. Snape, D.L. Barnes. Bioremediation of Petroleum Hydrocarbons in Cold Regions. – Cambridge University Press, 2008. – P. 109–125.
5. Drugov Ju.S., Rodin A.A. Jekologicheskie analizy pri razlivah nefti i nefteproduktov. – SPb: «Anatolija», 2000. – 250 s.
6. Organicheskaja geohimija tehnogeneza neftedobyvajushhih regionov / B.A. Bachurin, T.A. Odincova, T.A. Ovechkin, L.M. Averbuh // Gornye nauki na rubezhe XXI veka (Mel'nikovskie chtenija): tez. dokl. mezhdunar. konf. – Perm', 1997. – S. 21–22.
7. Metody issledovanija poverhnostnyh uglevodorodnyh geohimicheskikh polej prirodnogo i tehnogennogo proishozhdenija / I.N. Zueva, Ju.S. Gljaznecova, S.H. Lifshic i dr. // Nauka i obrazovanie. – 2009. – № 1. – S. 50–55.
8. Identifikacija neftjanogo zagrjaznenija pochvogruntovmi metodami IK-Fur'e spektroskopii i hromatografii / I.N. Zueva, S.H. Lifshic, O.N. Chalaja i dr. // Problemy ustojchivogo razvitija regiona: sb. mater. dokl. 3 shkoly-seminara molodyh uchenyh Rossii. 8–12 ijunja 2004 g. – Ulan-Udje: izd-vo BNC SO RAN, 2004. – S. 158–163.
9. Hromato-mass-spektrometricheskoe opredelenie tipa zagrjaznitelej pochvogruntovmi pri razlivah nefteproduktov / Ju.S. Gljaznecova, I.N. Zueva, O.N. Chalaja, S.H. Lifshic // Problemy ustojchivogo razvitija regiona: mater. 4 shkoly-seminara molodyh uchenyh Rossii. – Ulan-Udje: izd-vo BNC SO RAN, 2007. – S. 133–135.

© Ю. С. Глязнецова, И. Н. Зуева, С. Х. Лифшиц, О. Н. Чалая, 2018

ГЕОХИМИЯ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

Сергей Валерьевич Юдин

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант, тел. (913)209-19-90, e-mail: sergeyyudin@gmail.com

В работе приводятся результаты исследований водорастворенных газов нефтегазоносных отложений северных районов Новосибирской области. Установлено, что в регионе распространены газы углеводородного состава (углеводородных компонентов до 99,4 об. %). Рассчитаны коэффициенты жирности газов и приведена их классификация. Выявлены тренды, отражающие увеличение концентраций углеводородных газов до глубин 2 500 м, с последующим их снижением. Для не углеводородных газов характерен иной вид вертикальной зональности.

Ключевые слова: водорастворенные газы, новосибирская область, газогидрогеохимия, вертикальная зональность.

GEOCHEMISTRY OF WATER-DISSOLVED GASES OF OIL-AND-GAS DEPOSITS IN THE NORTHERN AREAS OF THE NOVOSIBIRSK REGION

Sergey V. Yudin

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Graduate, phone: (913)209-19-90, e-mail: sergeyyudin@gmail.com

The article presents research results of water-dissolved gasses of oil and gas deposits in the northern areas of the Novosibirsk region. It has been established that gasses of hydrocarbonic composition (up to 99.4 % hydrocarbonic component) are widespread in the region. Coefficients of light to heavy hydrocarbon gasses were calculated, and their classification presented. Trends of hydrocarbon gas concentration were shown: increasing up to the depth of 2 500 m and decreasing as depth increases from there. Other type of vertical zonality is characteristic of non-hydrocarbonic gases.

Key words: water-dissolved gases, Novosibirsk region, gas-hydrogeochemistry, vertical zonality.

Исследование растворенных газов подземной гидросферы крайне важно при поисках месторождений нефти и газа. Водорастворенные газы (ВРГ) выступают важнейшим показателем стадии преобразования органического вещества (ОВ), степени гидрогеологической закрытости бассейна, состояния геохимической среды, сохранности месторождений, насыщенности флюидами и т. д. [2].

Изучением геохимии ВРГ Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) в разные годы занимались многие исследователи: Е. А. Барс, Н. В. Дуброва, Ю. Г. Зимин, Л. М. Зорькин, А. Э. Конторович, В. Н. Корценштейн, Н. М. Кругликов, Б. Ф. Маврицкий, В. М. Матусевич, А. Д. Назаров, В. В. Нелюбин, С. Г. Неручев, И. И. Нестеров, Д. А. Новиков, Г. Д. Островская, А. А. Розин, Н. Н. Ростовцев, Б. П. Ставицкий, Г. А. Толстиков, В. Б. Торгованова, В. М. Швеиц и др. [2–10].

Ими установлены основные черты газовой зональности подземных вод и дана высокая оценка поискового значения ВРГ.

Территория исследования находится в северо-западной части Новосибирской области и охватывает граничные районы Томской и Омской областей. Нефтегазоносные отложения региона вскрыты 129 скважинами на 45 локальных поднятиях. Изученность территории глубоким бурением крайне неоднородна: наиболее изучены северо-восточные районы (рис. 1). Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, территория исследования относится к Нюрольско-Колтогорскому, Межовскому и Пудинскому нефтегазоносным районам, Каймысовской и Васюганской нефтегазоносным областям, Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [6].

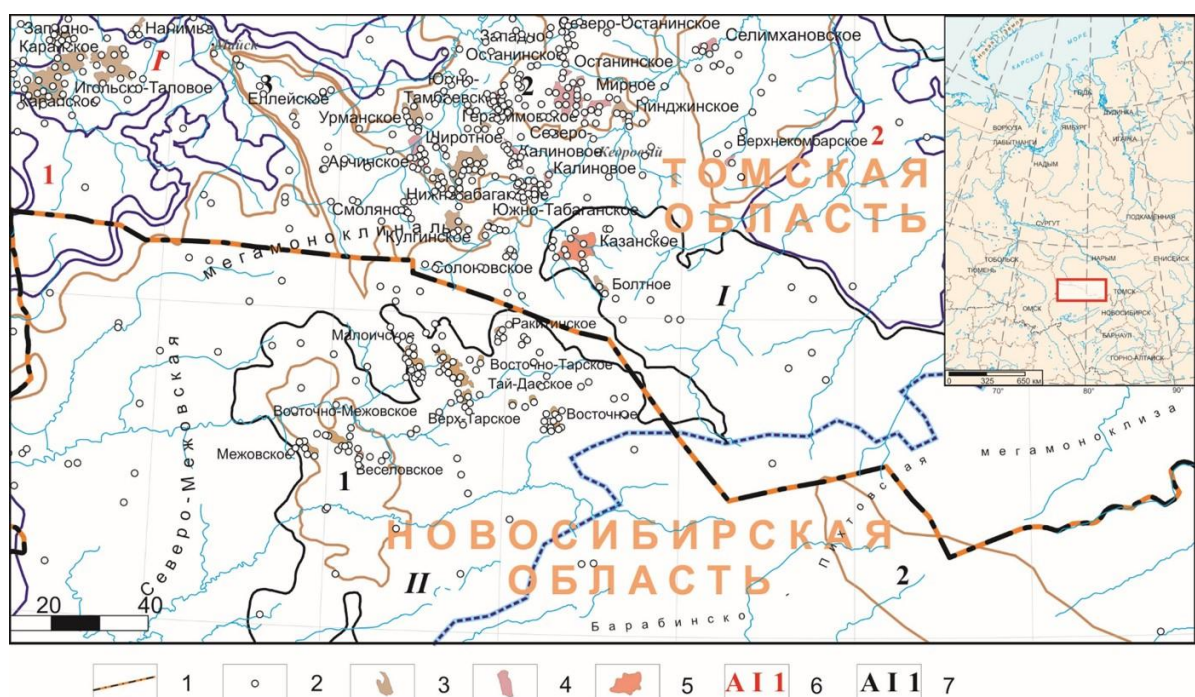


Рис. 1. Обзорная карта района исследований:

1 – административные границы, 2 – скважины; месторождения: 3 – нефтяные, 4 – нефтегазоконденсатные, 5 – газоконденсатные и газовые; тектонические элементы: 6 – Отрицательные: I – Нюрольская мегавпадина, А – Колтогорско-Нюрольский желоб, 1 – Южно-Нюрольская мезовпадина, 2 – Бакчарская мезовпадина; 7 – Положительные: А – Верхневасюганская антеклиза, I – Калгачский наклонный мегавал, II – Межовский структурный мегамыс, 1 – Западно-Межовское куполовидное мезоподнятия, 2 – Верхнешегарский мезовыступ, 3 – Лавровский наклонный мезовал

Согласно общепринятой гидрогеологической стратификации Западно-Сибирского артезианского бассейна [1], в пределах района исследования в вертикальном разрезе выделяются два водоносных этажа: верхний – зона активного водообмена, и нижний – зона затрудненного и застойного водообмена. Про-

мышленный интерес на территории исследования представляют отложения нижнего водоносного этажа, который объединяет пять водоносных комплексов (сверху-вниз): апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, ниже-среднеюрский и доюрский.

Фактическим материалом исследования послужили данные анализа 159 проб по ВРГ основных водоносных комплексов. Изученность ВРГ по комплексам крайне неоднородна: наибольший объем данных представлен в пределах неокомского комплекса (54 пробы).

В нефтегазоносных отложениях региона исследования повсеместно развиты ВРГ преимущественно углеводородного состава (по классификации Л. М. Зорькина [3]): УВ компонентов до 99,4 об. %, с содержанием гомологов метана до 18,6 об. % (таблица). В пределах апт-альб-сеноманского водоносного комплекса распространены ВРГ преимущественно метанового состава, с его содержанием от 43,8 до 94,7 об. %. Основываясь на классификации коэффициента жирности газов (отношение метана к его гомологам; газы со значениями коэффициента: > 90 – сухие, $20-90$ – нормальные, < 20 – жирные) [4], в пределах комплекса выявлены газы сухого класса. Фоновые значения содержаний тяжелых углеводородов (ТУ) составляют 0,55 об. %. Содержание азота изменяется от 4,9 до 54,4 об. % с фоновым значением: 23,09 об. %. Концентрации углекислого газа достигают 2,6 об. % (см. таблицу).

В неокомском комплексе ВРГ метанового и углеводородного типа содержание метана изменяется от 61 до 96 об. %. Максимальные концентрации ТУ установлены в скв. № 423 Останкинской площади – 11,3 об. %. В пределах комплекса установлены все классы газов по коэффициенту жирности, но доминируют газы нормального и сухого класса. Фоновое содержание азота и гелия составляют 10,8 и 0,1 об. % соответственно. Концентрация углекислого газа достигает 18 об. %, в пределах Ургульской площади (см. таблицу).

ВРГ верхнеюрского комплекса метанового типа. Доминируют газы нормального углеводородного состава. Содержание метана изменяется от 55,9 до 94,8 об. %. Максимальное содержание ТУ установлено на Нижне-Табаганской площади (16,82 об. %). Фоновое содержание азота составляет 6,4 об. %. Концентрация гелия изменяется от одной сотой процента до 1,3 об. %. Содержание углекислого газа варьирует в пределах 0,1–11 об. % (см. таблицу).

В ниже-среднеюрском водоносном комплексе выявлены метановые подземные воды углеводородного типа. Объемная доля метана варьирует в широких пределах: 75,2–93,5 об. %. Содержание гомологов метана достигает 18,6 об. %. В пределах комплекса установлены все классы ВРГ по коэффициенту жирности. Выявлено преобладание жирных (47 % проб) и нормальных (44 %) газов над сухими (9 %). Максимальные концентрации гомологов метана установлены в пределах Верхне-Комбарской (18,6 об. %) площади. Содержание азота не превышает 14,3 об. %. Фоновые концентрации гелия и углекислого газа составляют 5,5 и 2,0 об. % соответственно (см. таблицу).

Типовые пробы водорастворенных газов территории исследования

Площадь	№ скв.	Интервал		CO ₂	N ₂	He	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	ΣC ₆ H ₁₄	Sum (ТУ)
		от	до													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Апт-альб-сеноманский комплекс																
Барабинская	1	1251	1261	-	44,53	0,40	-	55,00	-	-	-	-	-	-	-	0,00
Юбилейная	402	1503	1515	2,62	15,89	-	-	80,96	0,51	0,02	-	-	-	-	-	0,53
Мирная	410	1557	1626	0,79	5,06	0,05	0,04	93,49	0,41	0,16	-	-	-	-	-	0,57
Фоновый состав:				1,27	23,09	0,11	0,01	75,54	0,17	0,04	-	-	-	-	-	0,55
Неокомский комплекс																
Ново-Троицкая	1	2013	2036	1,26	12,84	0,10	-	85,29	0,40	0,09	0,01	0,01	-	-	-	0,51
Витинская	1	2265	2272	0,14	17,52	0,12	1,15	79,05	1,58	0,29	0,05	0,06	0,02	0,02	-	2,04
Останинская	424	2672	2687	0,16	1,43	0,02	0,03	95,50	2,22	0,50	0,04	0,07	0,02	0,01	-	2,86
Фоновый состав:				1,21	10,80	0,12	0,28	87,01	0,87	0,25	0,07	0,09	0,09	0,09	0,14	1,33
Верхнеюрский комплекс																
Горбуновская	1-р	2012	2021	-	7,24	-	0,22	92,00	0,44	0,10	0,01	0,01	-	-	-	0,56
Тенисская	1	2115	2144	0,90	11,54	-	1,20	84,57	1,60	0,15	0,01	0,01	-	-	-	1,77
Олимпийская	150	2382	2569	0,38	11,17	-	0,05	86,16	1,53	0,52	0,11	-	-	0,08	-	2,16
Останинская	422	2440	2458	0,12	2,73	-	-	87,90	3,60	3,30	0,50	1,04	0,20	0,22	0,39	9,25
Верх-Тарская	5	2449	2511	3,16	14,40	-	-	79,40	2,20	0,69	0,04	0,07	0,01	0,01	-	3,02
Южно-Тарская	1	2465	2543	1,37	6,22	-	0,01	89,23	1,92	0,70	0,12	0,15	0,08	0,07	0,08	3,15
Еласская	1	2498	2504	-	15,36	-	0,22	80,47	2,25	0,77	0,16	0,19	0,15	0,18	0,18	3,88
Западно-Останинская	442	2521	2547,4	1,30	15,01	-	1,48	79,00	1,18	1,50	0,06	0,10	0,03	0,04	0,15	2,06
Воробьевская	1	2577	2584	11,00	1,08	-	-	84,73	2,10	0,90	0,10	0,09	-	-	-	-
Калиновская	3	2605	2617	0,32	6,90	-	0,81	90,22	1,25	0,29	0,05	0,06	0,02	0,01	-	1,68
Фоновый состав:				1,75	6,40	0,09	0,36	84,77	2,97	2,04	0,45	0,88	0,32	0,38	0,47	8,82

Площадь	№ скв.	Интервал		CO ₂	N ₂	He	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	ΣC ₆ H ₁₄	Sum (ТУ)
		от	до													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Нижне-среднеюрский комплекс																
Тенисская	1	2287	2295	0,35	5,73	-	0,83	91,18	1,60	0,23	0,03	0,01	-	-	-	1,87
Ново-Троицкая	1	2511	2568	-	9,00	-	0,32	89,82	0,60	0,17	0,01	0,01	-	-	-	0,79
Верх-Тарская	3	2550	2562	7,60	3,84	-	0,09	86,05	2,00	0,37	0,05	0,01	-	-	-	2,43
Бергульская	1	2577	2582	1,25	4,19	-	1,28	91,92	0,85	0,28	0,09	0,01	-	-	-	1,23
Мирная	414	2602	2653	0,39	4,38	-	-	93,41	1,48	0,29	0,03	0,02	-	-	-	1,82
Нижне-Табаганская	1	2762	2768	0,37	1,29	-	0,01	85,02	5,22	4,55	0,95	1,44	0,53	0,43	0,25	13,29
Останинская	438	2773	2781	10,81	1,31	-	1,32	84,10	1,81	0,47	0,07	0,07	-	-	-	2,39
Калиновая	3	2817	2826	0,14	8,36	-	0,01	88,60	1,40	0,37	0,25	0,18	0,26	0,15	0,22	2,83
Орловская	1	2822	2826	2,84	7,69	-	-	84,98	3,40	0,77	0,17	0,06	0,03	0,01	-	4,44
Тамбаевская	1	2936	2957	1,75	2,32	-	0,01	81,73	5,72	4,46	1,08	1,59	0,18	0,67	0,48	14,78
Фоновый состав:				2,02	5,45	0,05	0,41	86,33	3,04	1,84	0,59	0,59	0,37	0,32	0,36	7,50
Дююрские отложения																
Кулайская	1	2350	2436	2,65	27,24	0,07	-	67,50	1,68	0,58	0,20	-	-	-	-	2,46
Таргаская	3	2513	2592	7,03	18,45	-	0,07	74,45	-	-	-	-	-	-	-	8,45
Нижне-Табаганская	1	2759	2765	0,25	1,23	0,01	0,07	89,92	4,57	2,30	0,43	0,66	0,21	0,25	0,10	8,52
Малоичская	7	2776	3127	1,01	1,76	0,01	0,02	70,17	10,42	10,41	2,94	2,41	0,51	0,32	0,21	27,22
Калиновая	1	2849	2859	0,19	2,15	0,01	0,06	88,29	3,27	2,80	1,45	0,83	0,52	0,23	0,20	9,30
Нижне-Табаганская	2	3021	3028	20,68	0,89	0,02	-	76,21	1,95	0,25	-	-	-	-	-	2,20
Нижне-Табаганская	2	3042	3058	15,17	2,89	0,03	-	78,86	1,99	0,98	0,03	0,05	-	-	-	3,05
Урманская	2	3088	3103	4,96	1,62	0,01	0,36	74,90	6,95	6,27	1,72	2,04	0,68	0,45	0,04	18,15
Фоновый состав:				3,14	5,38	0,04	0,67	84,04	3,84	2,18	0,54	0,63	0,27	0,21	0,19	5,87

В доюрских отложениях распространены ВРГ метанового состава с его содержанием от 63,9 до 95,6 об. %. Основываясь на коэффициенте жирности газов, в пределах комплекса выявлены газы преимущественно нормального класса с коэффициентом жирности от 4,1 до 59,8. Фоновое значение содержания ТУ составляет 5,9 об. %. Содержание азота изменяется от 0,9 до 27,2 об. %, с фоновым значением: 5,38 об. %. Концентрация углекислого газа достигает 20,7 об. % (см. таблицу).

В пределах региона установлена вертикальная газогидрогеохимическая зональность. До глубины 2200 м содержание метана увеличивается, а затем уменьшается. Тренды фоновое содержание тяжелых углеводородов (ТУ) с глубиной схожи между собой. Резкое увеличение концентраций происходит в интервале глубин 2200–2500 м с последующим их снижением. Другое распределение концентраций с глубиной имеют азот и гелий, их фоновое содержание монотонно уменьшается по мере погружения основных водоносных комплексов. Содержание азота изменяется в пределах 0,2 – 54,4 об. %, гелия – от сотых долей до 1,3 об. %. Поведение углекислого газа носит более сложный характер: максимальный пик его концентрации отмечается на глубине 2 700 м (рис. 2), хотя на ряде площадей (Верх-Тарская, Веселовская, Межовская и др.) его содержание нередко достигает 10 об. % и более.

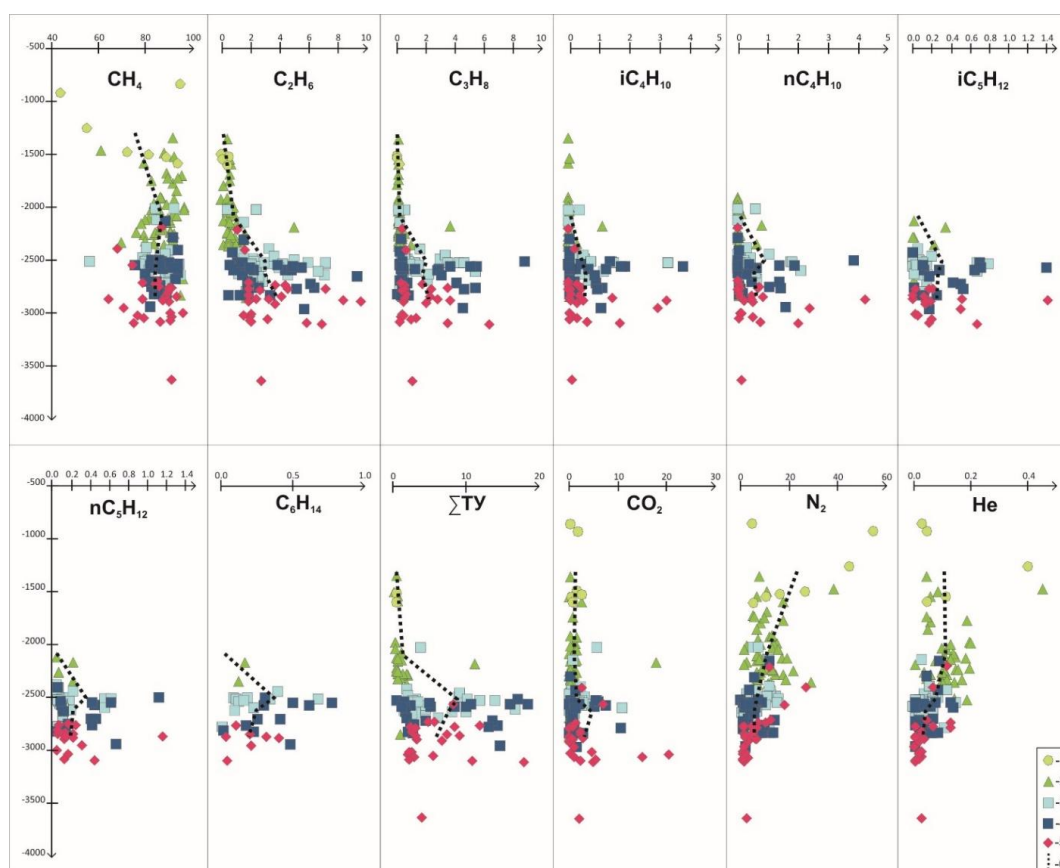


Рис. 2. Изменение состава водорастворенных газов с глубиной гидрогеологический комплекс: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский; 3 – верхнеюрский, 4 – нижне-среднеюрский, 5 – доюрский; 6 – фоновый состав

На этот факт неоднократно указывали в своих исследованиях А. А. Розин, Н. М. Кругликов, В. В. Нелюбин, О. Н. Яковлев, Л. М. Зорькин и др. В нефтяных попутных и свободных газах Западной Сибири концентрация CO_2 обычно не превышает 1 об. %, однако некоторые залежи обогащены до 10 об. % и более, а в отдельных случаях наблюдаются чисто углекислые скопления: Веселовское месторождение – 85 об. % CO_2 , Межевское – 97 об. %. Фонтан сухого газа до 200 тыс. м^3 /сутки получен из пород фундамента на Межевой площади [4, 10].

Таким образом, в пределах региона характерным является метановый водорастворенный газ углеводородного типа. Коэффициент жирности изменяется по мере погружения основных водоносных комплексов: в пределах апт-альб-сеноманского комплекса выявлены ВРГ в основном сухого класса, в то время как ниже по разрезу в основном развиты ВРГ нормального и жирного класса. Наблюдается увеличение содержания метана до глубины 2 200 м с последующим уменьшением его концентраций. Установлено резкое увеличение концентраций гомологов метана на глубинах 2 200–2 500 м. Содержание азота и гелия монотонно уменьшается с глубиной. Максимальный пик концентрации углекислого газа установлен на глубинах 2 700 м.

Исследования проводились при финансовой поддержке Российского Фонда Фундаментальных исследований и Министерства образования, науки и инновационной политики Новосибирской области в рамках научного проекта № 17-45-540086-р а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / под ред. В. А. Нуднера. – М. : Недра, 1970. – 368 с.
2. Зорькин Л. М. Генезис газов подземной гидросферы (в связи с разработкой методов поисков залежей углеводородов) // Геоинформатика. – 2008. – № 1. – С. 45–53.
3. Зорькин Л. М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. – М. : Недра, 1973. – 224 с.
4. Зорькин Л. М., Стадник Е. В., Юрин Г. А. Газы подземных вод нефтегазоносных бассейнов в связи с проблемой нефтегазоносности // Гидрогеология нефтегазоносных провинций: Сб. науч. тр. – Киев : Наукова думка, 1982. – С. 5–18.
5. Карцев А. А., Вагин С. Б., Матусевич В. М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. – М. : Недра, 1986. – 224 с.
6. Конторович А. Э., Нестерова И. И., Саламанова Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М. : Недра, 1975. – 680 с.
7. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л. : Недра, 1985. – 279 с.
8. Новиков Д. А. Оценка современного состояния нефтегазоносной системы по результатам изучения водно-газовых равновесий (на примере палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири) // Отечественная геология. – 2015. – № 3. – С. 7–15.
9. Новиков Д. А. Применение методики поисков залежей углеводородов на основе изучения водно-газовых равновесий // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 12–17.
10. Розин А. А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование. – Новосибирск : Наука, 1977 – 101 с.

REFERENCES

1. Hidrogeologiya SSSR. T. XVI: Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti) / Pod red. V. A. Nudnera. – M. : Nedra, 1970. – 368 s.
2. Zor'kin L. M. Genezis gazov podzemnoj gidrosfery (v svyazi s razrabotkoj metodov poiskov zalezhej uglevodorodov) // Geoinformatika. – 2008. – № 1. – S. 45–53.
3. Zor'kin L. M. Geohimiya gazov plastovyh vod neftegazonosnyh bassejnov. – M. : Nedra, 1973. – 224 s.
4. Zor'kin L. M., Stadnik E. V., Yurin G. A. Gazy podzemnyh vod neftegazonosnyh bassejnov v svyazi s problemoj neftegazonosnosti // Hidrogeologiya neftegazonosnyh provincij: Sb. nauch. tr. – Kiev : Naukova dumka, 1982. – S. 5–18.
5. Karcev A. A., Vagin S. B., Matusevich V. M. Hidrogeologiya neftegazonosnyh bassejnov. – M. : Nedra, 1986. – 224 s.
6. Kontorovich A. E., Nesterova I. I., Salamanova F. K. i dr. Geologiya nefiti i gaza Zapadnoj Sibiri. – M. : Nedra, 1975. – 680 s.
7. Kruglikov N.M., Nelyubin V.V., Yakovlev O.N. Hidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabassejna i osobennosti formirovaniya zalezhej uglevodorodov. – L.: Nedra, 1985. – 279 s.
8. Novikov D. A. Ocenka sovremennogo sostoyaniya neftegazonosnoj sistemy po rezul'tatam izucheniya vodno-gazovyh ravnovesij (na primere paleozojskih otlozhenij yugo-vostochnyh rajonov Zapadnoj Sibiri) // Otechestvennaya geologiya. – 2015. – № 3. – S. 7–15.
9. Novikov D. A. Primenenie metodiki poiskov zalezhej uglevodorodov na osnove izucheniya vodno-gazovyh ravnovesij // Gazovaya promyshlennost'. – 2015. – № 3. – S. 12–17.
10. Rozin A. A. Podzemnye vody Zapadno-Sibirskogo artezianskogo bassejna i ih formirovanie. – Novosibirsk : Nauka, 1977 – 101 s.

© C. B. Юдин, 2018

ИДЕОЛОГИЯ, НАУКА И ПРАКТИКА НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА В XXI ВЕКЕ

Николай Петрович Запивалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник, тел. (383)333-28-95, (903)935-87-25, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Автор считает, что в настоящее время следует сосредоточить научную мысль и практические усилия на изучении и управлении «жизнью» месторождений и рациональной разработке действующих месторождений с целью щадящей выработки остаточной (трудноизвлекаемой) нефти, а также на обнаружении новых, в том числе вторичных углеводородных скоплений по всему стратиграфическому разрезу (включая глубинные горизонты и различные породно-флюидные ассоциации) в районах с развитой многоплановой инфраструктурой.

Ключевые слова: генезис нефти, «жизнь» месторождения, реабилитационные циклы, остаточная нефть, метасоматоз.

PETROLEUM PHILOSOPHY, SCIENCE AND PRACTICE IN THE 21ST CENTURY

Nikolay P. Zapivalov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, Chief Researcher, phone: (383) 333-28-95, (903)935-87-25, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

The author's opinion is that at present theoretical and practical efforts should be focused on studying and controlling the «life» of oilfields and on well-targeted development of the active oilfields, in order to produce the residual (hard-to-extract) oil in a sparing non-damaging way, and also on discovering new hydrocarbon accumulations, including secondary ones, throughout the whole stratigraphic section, with all depth horizons and various rock-fluid associations, in regions where a well-developed diversified infrastructure is already available.

Key words: genesis of oil, oilfield «life», rehabilitation cycles, residual oil, metasomatism.

Много ли нефти на нашей планете?

Скопления нефти и газа обнаружены во всех типах пород и во всех стратиграфических горизонтах на суше и в акваториях. Мифы о «пике нефти» [1] опровергнуты новыми доказательствами и фактами [2–3]. Месторождения углеводородов могут быть открыты в самых неожиданных местах и условиях. Темпы и объемы добычи нефти и газа зависят от различных природных, техногенных и рыночных факторов. Но век углеводородной цивилизации никогда не закончится, так как открываются все новые источники углеводородов (традици-

онных и нетрадиционных), создаются инновационные методы и технологии их добычи и утилизации. Это убедительно демонстрируют графики динамики доказанных запасов нефти за последние 20 лет (рис. 1) и динамики добычи нефти в течение всего обозримого периода человеческой деятельности (рис. 2).

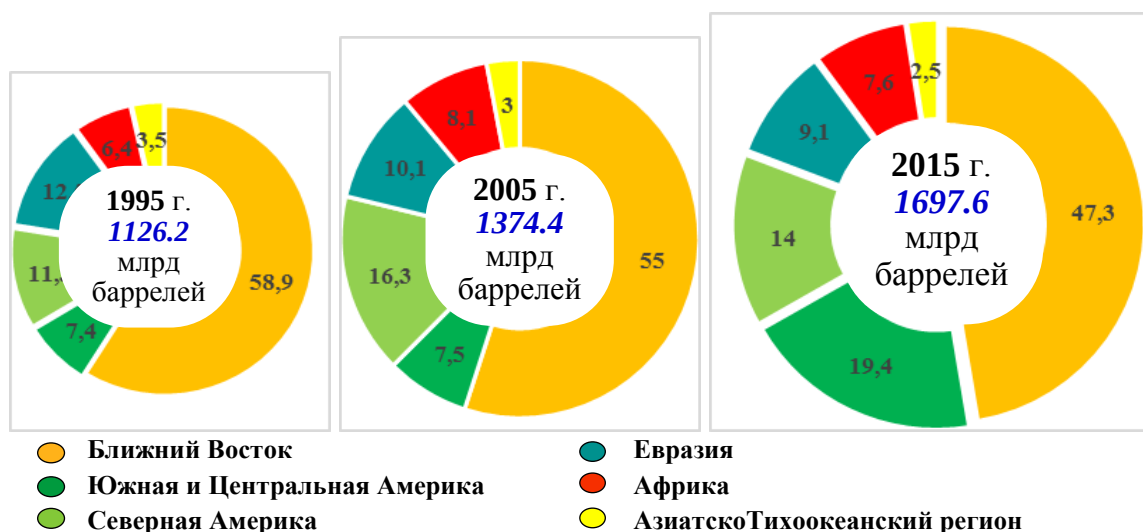


Рис. 1. Распределение доказанных запасов нефти в мире в 1995, 2005 и 2015 гг., % % (по данным BP Statistical Review of World Energy 2016)

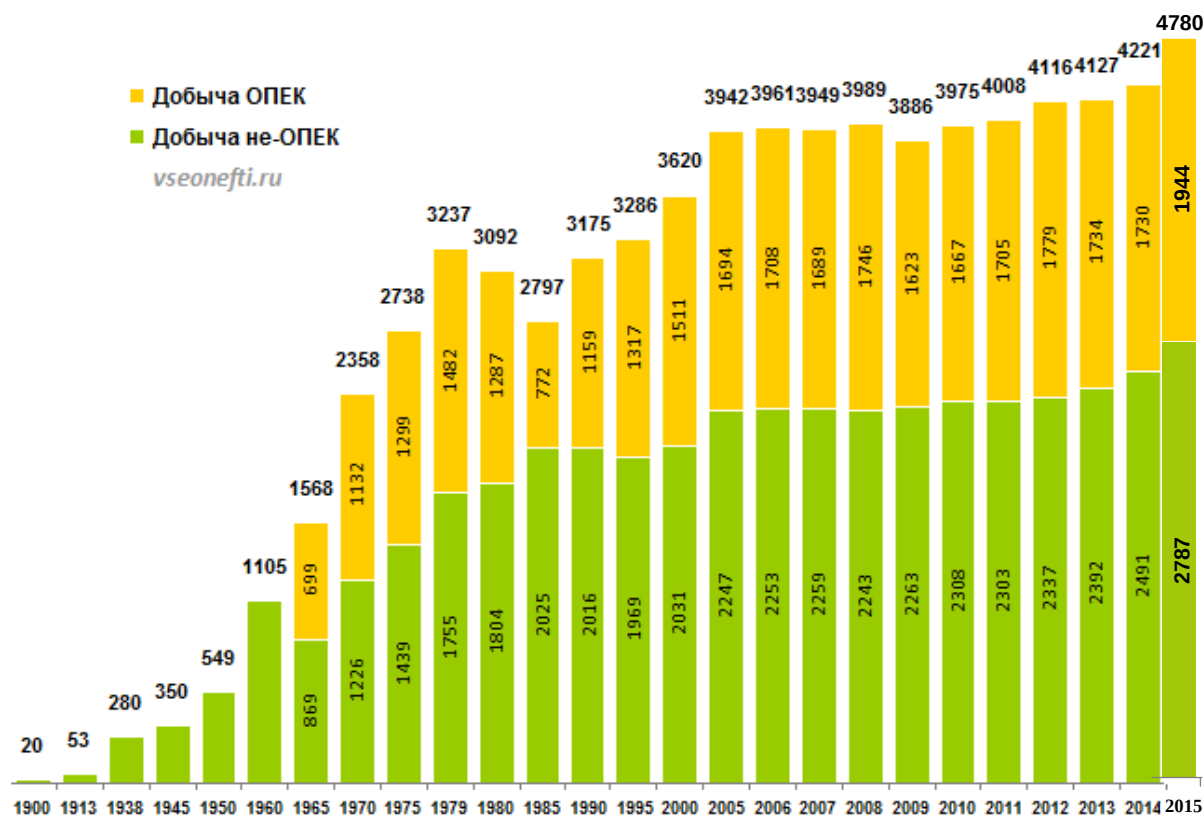


Рис. 2. Динамика добычи нефти в мире, млн. т.
(по данным BP Statistical Review of World Energy 2016)

В мире открыто 70 000 месторождений нефти, из них почти 100 гигантских (более 1 млрд тонн). Около 100 стран в том или ином масштабе осуществляют добычу нефти, и практически все государства мира используют углеводородное сырье для различных целей.

О генезисе нефти

Имеется много различных достаточно авторитетных точек зрения на генезис углеводородов. В XX веке длительное время преобладала органическая теория, но были и сторонники концепции неорганического природного синтеза углеводородов.

Автор этого доклада в начале своей геологической деятельности был активным сторонником органической теории происхождения нефти. В 1958 г. в Западной Сибири лично впервые выделил на основе изучения опорных скважин в марьяновской (впоследствии переименованной в баженовскую) свите (верхняя Юра) нефтематеринскую толщу (геохимическая пачка А). Этому была посвящена кандидатская диссертация.

Но многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел автора к выводу об ограниченной применимости классической теории. Сейчас у автора другая позиция, не предполагающая приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти.

Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо, невозможно.

Выдающийся американский ученый А. Леворсен еще в прошлом веке (1965 г.) пришел к выводу, что нефтематеринские толщи никакого отношения к практике поисково-разведочных работ не имеют [4].

Залежь нефти – живая флюидопородная система

Главный авторский тезис состоит в том, что залежь нефти – это живая флюидопородная система со всеми вытекающими последствиями.

Фундаментальным принципом развития и функционирования природных систем является цикличность, осложненная фрактальными явлениями (флуктуации, бифуркации), а также природными и техногенными катастрофическими событиями. Сходные механизмы проявляются во всех природных системах, включая человеческий организм (циклы жизни). Аналогичные принципы применимы к восстановлению и обновлению выработанных месторождений нефти и газа.

Есть много фактов, которые не вписываются в классические нефтегеологические концепции.

Весьма поучительна реализация комплексного американского проекта по изучению бассейнов Земли – GBRN (Global Basin Research Network) для систематического изучения флюидодинамических процессов в разных районах Земли. В качестве полигона было выбрано месторождение Юджин-Айленд в рай-

оне Мексиканского залива, у побережья Луизианы, где проводился полный комплекс всех геологических и геофизических исследований в режиме мониторинга. GBRN был создан в 1990 г. и включал семь университетов США и четыре компьютерно-информационных центра. Департамент энергетики США выделил 30 млн. долл. на новый этап исследований. В блоке 330 получены весьма интересные данные. В результате сейсморазведки, выполненной дважды (1985 и 1988), установлена очаговая изменчивость параметров нефтенасыщенности и движения флюидов за весьма короткий период мониторинга. Принципиально важным достижением проекта является доказательство современного активного генезиса новых масс углеводородов в разрабатываемых пластах. Этот полигон решил поставленные задачи и, видимо, закончил функционирование [5].

В Чеченской Республике (Российская Федерация) во многих скважинах после четырех военных лет простоя произошло переформирование залежей, снова выросли дебиты скважин и увеличилась добыча.

Карлинское нефтяное месторождение (Ишимбайская группа месторождений, Российская Федерация). За время консервации в течение 30 лет давление в залежи практически полностью восстановилось, произошло гравитационное разделение нефти и воды, и массивная залежь с трещиноватыми коллекторами в определенной степени «возродилась».

Свежий факт: в Томской области (Российская Федерация) на Озерном месторождении нефть добывалась с 1988 г. Скважина № 242 имела первоначальный дебит 39 т/сут. Однако в 2004 г. она прекратила фонтанировать, обводненность достигла 70 %. Простой длился 10 лет. Скважину хотели ликвидировать, нефтяной промысел закрыть, месторождение списать. Но в 2014 г. скважина опять зафонтанировала, дебит скважины достиг 46 т/сут, обводненность 6 %. Недропользователь вернулся к этому месторождению.

Очаговые процессы формирования (и переформирования) залежей, по мнению современных исследователей, происходят достаточно быстро, даже в течение нескольких лет. Поскольку доказана геологическая молодость месторождений и непрерывная восполняемость их запасов нефтью и газом, напрашивается вывод – выработанные месторождения со временем могут вновь становиться объектами нефтедобычи.

Новые технологии: Improved Oil Recovery вместо Enhanced Oil Recovery

Приведем несколько примеров перспективных технологий разведки и разработки нефтяных месторождений:

- Фрактальный анализ и наноэффекты в изучении напряжений состояния флюидопородных систем (Б. П. Сибиряков, ИНГГ, Россия);
- Геофлюидодинамические аспекты; критический порог возмущения (Н.П. Запывалов, ИНГГ, Россия);
- Динамико-флюидная модель – ДФМ (В. Б. Писецкий, Екатеринбург, Россия);

- Геомеханическая технология (георыхление) (С. А. Христианович, Россия);
- Скважинная технология горения (R. A. Schmidt, The GasGun Inc., USA);
- Новые, пока не реализованные идеи и проекты: Метасоматическая доломитизация (искусственный метасоматоз) (Н. П. Запивалов, Новосибирск, Россия).

Безусловно, имеется также много других идей, проектов и технологических новинок, уже разработанных и находящихся в процессе разработки (Improved Oil Recovery).

Неопределенности и риски: прогноз, поиски, разведка и разработка нефти

Неопределенности и риски – неизбежные спутники в нефтегазовом деле. Как их определять и учитывать, чтобы получить ожидаемый результат?

Символически можно описать нефтегазовые риски следующим образом:

$$P = Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + T_1 + T_2 + Э + К + Ф + П,$$

где Ч – человеческий фактор, профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент; G_1 , G_2 , G_3 , – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме, с обобщающими моделями; T_1 , T_2 – техника и технология с учетом инновационного набора методик и систем эффективного управления производственными процессами; Э, К – экологические факторы и природные катастрофы; Ф – финансовые возможности; П – политические факторы.

Все эти факторы надо рассматривать в динамике. Некоторые из них могут быть определяющими, отдельные риски можно не учитывать. Это зависит от многих обстоятельств (региональная и локальная динамика геологических процессов, изменения информационно-технологических систем, геополитика).

В этой связи уместно привести мнение первооткрывателя крупнейших азербайджанских месторождений «Азери», «Чираг», «Гюнешли» профессора АГНА Акифа Нариманова (на тот момент главного геолога ПО «Азнефть»), высказанное в интервью по поводу присуждения ему престижной награды Американской ассоциации геологов-нефтяников (ААГН). Он пришел к выводу, что все месторождения, открытые в азербайджанском секторе Каспия, связаны с песками, которые приносила сюда река Волга миллионы лет назад.

В интервью по поводу присуждения ему престижной награды Американской ассоциации геологов-нефтяников (ААГН) на вопрос: «В какой же мере геологическая теория соотнобразуется с результатами практических работ на Каспии?» профессор А. Нариманов ответил: «Риск неудач очень велик, даже у самых технологически прекрасно оснащенных геологических служб: вспомните об ошибках ExxonMobil, Chevron и других компаний, когда при максимальной уверенности в рентабельности бурения скважин на структурах в Каспии они

сталкивались с полным фиаско. Следует учесть, что элемент случайности присутствует даже при полной научно обоснованной уверенности. Соотношение безуспешных поисково-разведочных скважин к тем, которые дали хоть какие-нибудь притоки нефти или газа, составляет в среднем 9 : 1. Лишь одна из семи-десяти скважин, пробуренных в поиске новых месторождений нефти и газа, приводит к коммерчески выгодному открытию». На вопрос: «А какая работа ведется над уже изученными месторождениями?» он сообщил: «Мы исследуем возможности открытия на них новых пластов с применением современных технологий, имеющихся в распоряжении азербайджанских геологов. Одновременно продолжается скрупулезная работа по повышению эффективности старых месторождений. Словом, всеми силами стараемся оттянуть неизбежный период спада нефтедобычи и продлить нефтегазовую славу Азербайджана».

Авторские концепции

1. В нефтегеологической науке XXI в. преобладают идеи современной нелинейной динамики с ее концепциями хаоса и самоорганизации (А. Х. Мирзаджанзаде: нелинейность, неравновесность, неопределенность).

2. В обозримой перспективе XXI в., особенно в Западной Сибири, следует сосредоточиться на рациональной разработке действующих месторождений с развитой инфраструктурой для щадящей выработки *остаточной (трудноизвлекаемой)* нефти (*Improved Oil Recovery*). Если этого не сделать, то огромные массы утвержденных ранее остаточных и вновь образованных запасов нефти останутся в недрах до следующих «новых» открытий уже ранее открытой нефти.

3. В процессе освоения нефтегазовых месторождений и особенно в период падающей добычи необходимо применять *реабилитационные циклы*, способствующие быстрому восстановлению энергии пласта и фильтрационных свойств, а также образованию новых объемов углеводородных масс. В итоге это обеспечит длительную жизнедеятельность объекта, высокую конечную нефтеотдачу, соблюдение экологических стандартов, а также существенную экономию труда и капитала.

Следует заметить, что реабилитационный цикл – это не просто отдых, остановка системы. Необходимо предусмотреть методы и технологии активной реабилитации. Чтобы достичь эффективного и быстрого результата – восполнения активных запасов хотя бы в призабойной зоне и увеличения продуктивности скважин, – нужны инновационные методы и технологии (как в медицине).

4. Безусловно, обязательным современным направлением деятельности человека в качестве подготовки задела на перспективу должны быть поиски и освоение альтернативных источников углеводородного сырья (газогидраты, арктические акватории, сланцевая нефть, глубокие слои литосферы и т. д.).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Hubbert K. M. Nuclear energy and the fossil fuels // Drilling and Production Practice: Proc. of American Petroleum Institute Spring Meeting. – Houston, Texas, 1956. – P. 7–25.

2. Klare M. Peak oil is dead // Oil and Maritime. – 2014. – June. – P. 36–38.
3. Yergin D. There will be oil // The Wall Street Journal. – 2011. – September 17. URL: <http://www.wsj.com/articles/SB10001424053111904060604576572552998674340>
4. Леворсен А. Геология нефти и газа. Мир, Москва. Серия «Науки о земле». – 1970. – Т. 22. – 638 с.;
5. Запивалов Н. П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск : Гео, 2003. – 198 с.
6. Запивалов Н. П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 206–211.
7. Писецкий В. Б. Прогноз флюидодинамических параметров бассейна по сейсмическим данным. – Екатеринбург : УГГГА, 2011. – 10 с.
8. Христианович С. А., Коваленко Ю. Ф., Кулинич Ю. В., Карев В. И. Увеличение продуктивности нефтяных скважин с помощью метода георыхления // Oil&GasEURASIA. – 2000. – № 2. – С. 90–94.
9. Schmidt R.A. Fracturing with solid propellants offers advantages over traditional stimulation // DEW: Drilling and Exploration World. – India. – October 2009. – P. 47–51.
10. Запивалов Н.П. Метасоматическая доломитизация и нефтегазоносность карбонатных пород (наноэффекты образования вторичных высокопродуктивных коллекторов) // Наука и технологии в России. – 2009. – № 2. – Т. 88. – С. 31–39.

REFERENCES

1. Hubbert K. M. Nuclear energy and the fossil fuels // Drilling and Production Practice: Proc. of American Petroleum Institute Spring Meeting. – Houston, Texas, 1956. – P. 7–25.
2. Klare M. Peak oil is dead // Oil and Maritime. – 2014. – June. – P. 36–38.
3. Yergin D. There will be oil // The Wall Street Journal. – 2011. – September 17. URL: <http://www.wsj.com/articles/SB10001424053111904060604576572552998674340>
4. Levorsen A. Geologiya nefiti i gaza. Mir, Moskva. Seriya «Nauki o zemle». – 1970. – Т. 22. – 638 с.;
5. Zapivalov N. P., Popov I. P. Flyuidodinamicheskie modeli zalezhej nefiti i gaza. – Novosibirsk: Geo, 2003. – 198 s.
6. Zapivalov N. P. Dinamika zhizni neftyanogo mestorozhdeniya // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. – 2012. – Т. 321. – № 1. – S. 206–211.
7. Piseckij V. B. Prognoz flyuidodinamicheskikh parametrov bassejna po sejsmicheskim dannym. – Ekaterinburg: UGGGA, 2011. – 10 s.
8. Hristianovich S. A., Kovalenko Yu. F., Kulinich Yu. V., Karev V. I. Uvelichenie produktivnosti neftyanyh skvazhin s pomoshch'yu metoda georyhleniya // Oil&GasEURASIA. – 2000. – № 2. – S. 90–94.
9. Schmidt R.A. Fracturing with solid propellants offers advantages over traditional stimulation // DEW: Drilling and Exploration World. – India. – October 2009. – P. 47–51.
10. Zapivalov N.P. Metasomaticheskaya dolomitizaciya i neftegazonosnost' karbonatnyh porod (nanoэффекты obrazovaniya vtorichnyh vysokoproduktivnyh kollektorov) // Nauka i tekhnologii v Rossii. – 2009. – № 2. – Т. 88. – S. 31–39.

© Н. П. Запивалов, 2018

РИФОГЕННАЯ ПОСТРОЙКА ЛЕДЯНСКОГО ПОДНЯТИЯ КАК ПРИМЕР КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА В СИЛУРЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Ирина Валерьевна Вараксина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

Игорь Викторович Тумашов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: tumashoviv@ipgg.sbras.ru

В работе приведены результаты седиментологического изучения силурийских отложений, вскрытых скважинами в пределах Ледянского поднятия на севере Сибирской платформы. Проведенные исследования показали, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают отложения рифогенной кораллово-строматопоратовой постройки, образованной в венлокское время. Высокая первичная пористость и неоднородность рифового каркаса предопределили здесь развитие процессов растворения, стилолитизации и трещинообразования. Сочетание различных видов пустот обусловило формирование сложного типа коллектора, в качестве флюидоупора выступают мощные соленосно-сульфатные толщи верхнего силура – нижнего девона.

Ключевые слова: карбонатные породы, обстановки осадконакопления, коллектор, силур, Сибирская платформа.

A REEF OF LEDYANSK UPLIFT – THE EXAMPLE OF THE CARBONATE COLLECTOR IN SILURIAN OF SIBERIAN PLATFORM

Irina V. Varaksina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Sedimentology, phone: (383)333-23-03, e-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

Igor V. Tumashov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, Laboratory of Sedimentology, phone: (383)333-23-03, e-mail: tumashoviv@ipgg.sbras.ru

The paper reports the results of sedimentological study of the Silurian deposits exposed within the Ledyansk uplift in the north of the Siberian platform. Analysis of the relationship between filtration and capacitance properties and rock types has shown that the Venlok coral-stromatoporatous reef have the best reservoir properties. High primary porosity and heterogeneity of the reef frame contributed to the dissolution, stylolitization and fracturing. The combination of different types of voids led to a complex reservoir. The cover of this reservoir is composed of salt-sulfate rocks of the Upper Silurian – the Lower Devonian.

Key words: carbonate rocks, sedimentary environments, collector, silur, Siberian platform.

Карбонатные постройки, как правило, представляют собой хорошие коллектора, поэтому поиск залежей углеводородов в погребенных рифовых массивах является одним из приоритетных направлений многих нефтяных компаний. На Сибирской платформе все открытые месторождения, связанные с рифовыми образованиями, приурочены к венду и нижнему кембрию. Однако в силуре также наблюдается широкое распространение органогенных построек, которые развивались в протяженном поясе по краю центрального прогиба Восточно-Сибирского бассейна [1–4]. Вопрос перспективности силурийских отложений весьма актуален, поскольку для них характерны многочисленные нефтебитумопроявления и другие признаки продуктивности [5–7].

Район исследования расположен на Ледянском поднятии, которое занимает центральную часть Путоранского выступа [8]. Здесь были изучены отложения силура, вскрытые в полном объеме тремя скважинами. Стратификация силура на этой территории до сих пор дискуссионна, поэтому на сегодняшний день имеется две версии стратиграфической схемы [4, 9]. В настоящей работе за основу взят вариант, разработанный специалистами СНИИГГиМСа, согласно которому рассматриваемые разрезы находятся в Ледянской литофациальной зоне Мойеронского района, а в качестве стратотипа выбрана параметрическая скважина Л-358 [9–10]. Согласно этой схеме нижний отдел представлен мойероканской, хаастырской, агидыйской и хакомской свитами, а верхний подразделяется на янгандинскую и холюханскую свиты.

На рубеже ордовика и силура почти на всей Сибирской платформе зафиксирован стратиграфический перерыв [3]. Мощная трансгрессия в начале силура привела к формированию крупного эпиконтинентального бассейна, который на северо-западе был открыт в сторону океана. Район Ледянского поднятия находился на северо-восточной окраине этого бассейна, и на протяжении лландоверийского века здесь доминировали открыто-морские мелководные обстановки.

Накопление глинистых известняков мойероканской свиты со специфической «нодулярной» структурой, в которых «нодули» насыщены остатками бентосной фауны, проходило в сублиторальной зоне открытого пологого шельфа. Здесь в условиях спокойной гидродинамики морское дно стали заселять остракоды, брахиоподы, криноидеи и мелкие табуляты. Периодически с пологой суши, расположенной северо-восточнее, привносился глинистый материал, который препятствовал активному развитию морских организмов. В результате отлагались неоднородные глинисто-карбонатные осадки, которые впоследствии приобрели характерный узловато-слоистый, или «нодулярный» облик.

Эта относительно стабильная обстановка сохранялась и во время седиментации хаастырской свиты, что отразилось на развитии бентосных сообществ. Увеличилась роль кораллов, которые совместно со строматопоратами стали формировать мелкие биогермы. В конце хаастырского времени произошло усиление сноса глинистого материала в бассейн, о чем свидетельствуют прослои известковых аргиллитов в кровле.

Глинисто-карбонатная агидыйская свита накапливалась на открытом низкоэнергетическом шельфе, где по-прежнему продолжали селиться брахиоподы,

остракоды и криноидеи, в то же время повышенная глинистость среды препятствовала расселению каркасных организмов. Прослой известняков, содержащие крупные обломки колоний кораллов и строматопорат, указывают на близость отмелей, где проходило образование биогермных построек.

В венлоке начинается регрессивный этап в развитии бассейна. Понижение уровня моря привело к повсеместному расселению ругоз, табулят и строматопорат на рассматриваемой территории. Эти рифостроители на протяжении всего венлока участвовали в создании крупной органогенной постройки, относящейся к хакомской свите. Помимо каркасообразователей ее населяли брахиоподы, криноидеи и водоросли. Рифоподобный барьер изолировал часть акватории, в результате чего в прибрежной зоне шельфа возникла лагунная обстановка. Доломитизация рифогенных пород и включения ангидрита указывают на повышенную соленость этой лагуны, что свидетельствует об аридизации климата. К концу венлокского века кораллово-строматопоратовая постройка достигла волнового базиса и прекратила свой рост, что подтверждается появлением обильного био- и интракластического материала и оолито-пизолитовых образований.

Дальнейшее развитие регрессии в лудлове привело к существенному обмелению всего Тунгусского бассейна и расширению области мелководных прибрежных лагун. Накопление янгадинской свиты, сложенной строматолитовыми, оолито-интракласто-пизолитовыми, интракластическими и глинистыми доломитами, проходило в обстановках верхней сублиторали и литорали. Повышение солености, на что указывает появление прослоев ангидрита, привело к сокращению состава бентосной фауны и преобладанию остракод. Изменение солевого режима отразилось на облике донных организмов, которые стали формировать мелкие и тонкие раковины. К концу лудлова по мере возрастания роли сульфатных и глинистых осадков наблюдается практически полное вымирание биоты.

В пржидоле в обстановках изолированного мелководного осолоненного бассейна формировались глинисто-сульфатные отложения холюханской свиты. Крайне редкие остатки остракод, брахиопод и табулят попадали в него, вероятно, во время сильных приливов и штормов. Мелкомасштабные тонкослоистые доломит-глинисто-ангидритовые циклы обмеления, присутствие брекчированных и красноцветных прослоев свидетельствуют о доминировании литорально-супралиторальных условий. Таким образом, познесилурийская регрессия в области Ледянского поднятия завершилась образованием эвапоритовых себх.

Анализ состава, строения и обстановок осадконакопления силурийских отложений показал, что наилучшие условия для формирования первичного пустотного пространства существовали в венлокское время. Высокая первичная пористость и неоднородность рифовой постройки хакомской свиты способствовали развитию процессов растворения, стилолитизации и трещиноватости. Пустотное пространство представлено кавернами и порами выщелачивания (размером от долей мм до 1–1,5 см), которые развивались по первичным полосам в скелетах колониальных организмов и между ними. Поскольку породы

сильно перекристаллизованы, определенный вклад вносят и мелкие (≤ 1 мм) поры, образованные за счет перекристаллизации, часть которых также подверглась последующему растворению. Однако, несмотря на наличие многочисленных пор и каверн, значения открытой пористости в рифогенных породах варьируют от 3 до 14 %, что связано с сокращением объема пустот за счет частичного или полного заполнения их более поздней генерацией доломита. Дополнительную емкость создают многочисленные микростилолиты, развивающиеся по плоскостям напластования и выполненные битуминозным веществом. Наблюдается широкое развитие трещин с разной степенью раскрытости, часто с щелевидными расширениями за счет процессов растворения. Невысокие значения пористости (в среднем около 5 %) и относительно высокая проницаемость (от $1-10 \times 10^{-3}$ мкм² до 495×10^{-3} мкм²) предполагают порово-каверново-трещинный тип коллектора [5]. В качестве флюидоупоров могут выступать глинисто-эвапоритовые отложения холюханской свиты и соленосные отложения девона. Доказательством потенциальной продуктивности венлокского коллектора является наличие в изученных разрезах на этом уровне водоносного горизонта и насыщенность пород нефтидами различной степени преобразованности [5–7].

Учитывая высокий коллекторский потенциал Ледянского рифогенного массива, наличие надежных покрышек, а также прямых и косвенных признаков нефтеносности, можно предполагать высокую перспективность всего венлокского регионального резервуара.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Артющков Е. В., Чехович П. А. Силурийское осадконакопление в Восточной Сибири и отсутствие значительных изменений уровня океана // Геология и геофизика. – 2002. – № 10. – С. 893–915.
2. Рифогенные постройки в палеозое России / Л. Н. Большакова, М. Р. Геккер, Р. В. Горюнова и др. – М. : Наука, 1997. – 157 с.
3. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Силур Сибирской платформы : монография / Ю. И. Тесаков, Н. Н. Предчетенский, Т. В. Лопушинская и др. – Новосибирск : Гео, 2000. – 407 с.
4. Силур северо-запада Сибирской платформы / Ю. И. Тесаков, О. Н. Симонов, Е. О. Ковалевская и др. – Новосибирск : Гео, 2002. – 405 с.
5. Литология, органическая геохимия и перспективы нефтегазоносности северных районов Курейской синеклизы / И. В. Вараксина, И. Д. Тимошина, А. Э. Конторович, И. В. Тумашов // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 572–585.
6. Старосельцев В. С. Север плато Путорана – приоритетное направление высокоэффективных работ на нефть и газ в Восточной Сибири // Геология нефти и газа. – 2015. – № 2. – С. 17–23.
7. Геологические предпосылки высоких перспектив нефтегазоносности севера Сибирской платформы / В. С. Старосельцев, Т. А. Дивина, Л. А. Кроль, Б. Б. Шишкин // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 565–571.
8. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А. Э. Конторович, С. Ю. Беляев, А. А. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 8. – С. 851–862.

9. Литостратиграфия силура северо-запада Сибирской платформы / Н. В. Мельников, Т. В. Лопушинская, Т. А. Дивина и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 4 (20). – С. 3–17.

10. Ордовик и силур Ледянской площади по данным бурения / Т. А. Дивина, В. С. Старосельцев, Т. В. Лопушинская, А. Г. Ядренкина // Геология и геофизика. – 1992. – № 3. – С. 19–27.

REFERENCES

1. Artjushkov E.V., Chehovich P.A. Silurijskoe osadkonakoplenie v Vostochnoj Sibiri i otsutstvie znachitel'nyh izmenenij urovnja okeana // Geologija i geofizika. – 2002. – № 10. – S. 893–915.

2. Rifogennye postrojki v paleozoe Rossii / L.N. Bol'shakova, M.R. Gekker, R.V. Gorjunova i dr. – M.: Nauka, 1997. – 157 s.

3. Stratigrafija neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Silur Sibirskoj platformy: monografija / Ju.I. Tesakov, N.N. Predchetenskij, T.V. Lopushinskaja i dr. – Novosibirsk: Geo, 2000. – 407 s.

4. Silur severo-zapada Sibirskoj platformy / Ju.I. Tesakov, O.N. Simonov, E.O. Kovalevskaja i dr. – Novosibirsk: Geo, 2002. – 405 s.

5. Litologija, organicheskaja geohimija i perspektivy neftegazonosnosti severnyh rajonov Kurejskoj sineklizy / I.V. Varaksina, I.D. Timoshina, A.Je. Kontorovich, I.V. Tumashov // Geologija i geofizika. – 2017. – T. 58, № 3–4. – S. 572–585.

6. Starosel'cev V.S. Sever plato Putorana – prioritetnoe napravlenie vysokojeffektivnyh работ na нефть i газ в Vostochnoj Sibiri // Geologija нефти i gaza. – 2015. – № 2. – S. 17–23.

7. Geologicheskie predposylki vysokih perspektiv neftegazonosnosti severa Sibirskoj platformy / V.S. Starosel'cev, T.A. Divina, L.A. Krol', B.B. Shishkin // Geologija i geofizika. – 2017. – T. 58, № 3–4. – S. 565–571.

8. Tektonicheskaja karta vend-nizhnepaleozojskogo strukturnogo jarusa Leno Tungusskoj provincii Sibirskoj platformy / A.Je. Kontorovich, S.Ju. Beljaev, A.A. Kontorovich i dr. // Geologija i geofizika. – 2009. – T. 50, № 8. – S. 851–862.

9. Litostratigrafija silura severo-zapada Sibirskoj platformy / N.V. Mel'nikov, T.V. Lopushinskaja, T.A. Divina i dr. // Geologija i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2014. – № 4 (20). – S. 3–17.

10. Ордовик и силур Ледянской площади по данным бурения / Т. А. Дивина, В. С. Старосельцев, Т. В. Лопушинская, А. Г. Ядренкина // Геология и геофизика. – 1992. – № 3. – С. 19–27.

© И. В. Вараксина, И. В. Тумаилов, 2018

ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ РАСТВОРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАФИНОВ В РАЗЛИЧНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕАГЕНТАХ МЕТОДОМ ДСК

Изабелла Карловна Иванова

Северо-Восточный федеральный университет им. М. К. Аммосова, 677000, Россия, г. Якутск, ул. Белинского, 58, кандидат химических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, e-mail: iva-izabella@yandex.ru

Владилина Владимировна Корякина

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, младший научный сотрудник, e-mail: kvladilina@mail.ru

Матвей Егорович Семенов

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, младший научный сотрудник, e-mail: xotoy_82@mail.ru

В работе рассматриваются ДСК результаты кинетического анализа процесса растворения нефтяных и промысловых парафинов в газовом конденсате и композициях на его основе, которые представляли собой смеси с циклогексаном и *n*-ксилолом. Кинетическое описание процессов выполнено при помощи уравнения Аврами. На основании полученных данных рассчитаны константы скоростей, порядок реакций и периоды полупревращений процессов растворения.

Ключевые слова: парафины, растворение, композиционные растворители, константы скоростей, порядок реакции.

DISSOLUTION KINETICS INVESTIGATION OF PETROLEUM AND COMMERCIAL PARAFFINS IN VARIOUS HYDROCARBON REAGENTS BY DSC METHOD

Izabella K. Ivanova

Ammosov North-Eastern Federal University, 58, Belinskogo St., Yakutsk, 677000, Russia, Ph. D., Associate Professor, Leading Researcher, e-mail: iva-izabella@yandex.ru

Vladilina V. Koryakina

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Junior Researcher, e-mail: kvladilina@mail.ru

Matvey E. Semenov

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Junior Researcher, e-mail: kvladilina@mail.ru

The paper reviews the DSC results of kinetic analysis of the dissolution process of petroleum and commercial paraffins in gas condensate and compositions based on it, which were mixtures with cyclohexane and *p*-xylene. Kinetic description of the processes is carried out using the Avrami equation. Based on the obtained data, the rate constants, the order of the reactions, and the half-life time periods of the dissolution processes were calculated.

Key words: paraffins, dissolution, composite solvents, rate constants, reaction order.

Проблемы разработки нефтяных месторождений Восточной Сибири тесно сопряжены с вопросами решения задач удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Интенсификация процессов осаждения высокомолекулярных соединений нефти в виде отложений на поверхности нефтедобывающего оборудования и в стволах скважин при добыче нефти на этих территориях обусловлены влиянием толщи многолетней мерзлоты и низкотемпературными климатическими условиями. В борьбе с АСПО применяются различные методы: как физические – термическое воздействие, воздействие ультразвуковым или магнитным полем, так и химические – использование присадок, ПАВ, ингибиторов и растворителей. Традиционным считается использование углеводородных (УВ) растворителей в виде добываемых на конкретном месторождении газового конденсата или бензина [1], а также композиций на их основе. Так, на Иреляхском газонефтяном месторождении (ГНМ) (Республика Саха (Якутия)) для очистки нефтепромыслового оборудования от АСПО используется газовый конденсат, который добывается на этом же месторождении. В составе этого конденсата преобладают алкановые УВ, а ароматические и нафтеновые находятся в подчиненных количествах [2]. Как показал опыт его применения [2], при помощи этого растворителя полностью очистить оборудование от АСПО не удастся. Это объясняется тем, что АСПО являются сложной дисперсной системой, представленной в основном парафинами, смолами и асфальтенами, которые растворяются в той или иной мере в УВ-растворителях в соответствии со своей природой и свойствами растворителя. Парафины лучше растворяются в парафиновых УВ, смолы – в парафиновых, нафтеновых и ароматических УВ, а асфальтены растворяются только в ароматических УВ. Поэтому наиболее перспективные растворители должны соответствовать составу АСПО и представлять собой композиции алифатических, нафтеновых и ароматических УВ. На основании вышеизложенного можно считать, что наиболее экономически выгодным решением для удаления АСПО на Иреляхском ГНМ будет компаундирование газового конденсата ароматическими и нафтеновыми добавками для повышения его эффективности при удалении отложений. Для этого необходимо изучить влияние алифатических, ароматических и нафтеновых УВ на кинетику растворения парафиновых отложений, что позволит разработать рекомендации по составлению рецептуры компонентного состава реагентов, наиболее эффективных для удаления отложений парафина в условиях влияния многолетнемерзлых пород. Данная работа является продолжением исследований, выполненных в [3].

Для приготовления объектов исследования использовали нефтяной парафин марки В₂, это высокоочищенный парафин, не содержит воды и механических примесей, которые могут исказить экспериментальные результаты, и промысловые отложения парафина, отобранные с поверхности нефтедобывающего оборудования на Иреляхском ГНМ. В качестве базового растворителя был выбран газовый конденсат (ГК) Иреляхского ГНМ, который в настоящее время используется на месторождении для удаления АСПО. Бинарные и тройные системы на основе ГК были приготовлены с использованием нафтеновой компо-

ненты – циклогексана и ароматической – *n*-ксилола. Объектами исследования послужили 10 % мас. растворы: 1) нефтяных парафинов и 2) АСПО в ГК и в следующих модельных системах на его основе: ГК + *n*-ксилол (соотношение компонентов 1 : 1); ГК + *n*-ксилол + циклогексан (соотношение компонентов 1 : 1 : 1).

Обзор современной литературы [4–7] показал, что метод дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) успешно используется для изучения процессов фазовых переходов парафинов в нефтяных системах благодаря своей точности и воспроизводимости получаемых результатов. Перечисленные достоинства и апробированные методики позволяют использовать ДСК в проводимом исследовании. Измерения температур и энтальпий фазовых переходов нефтяных и промысловых парафинов в вышеперечисленных системах проводили на дифференциальном сканирующем калориметре DSC 204 HP Phoenix фирмы «Netzsch» (Германия). Режим съемки термограмм состоял из двух сегментов: охлаждения до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ со скоростью снижения температуры $2,5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ с получением кристаллизационного пика и нагревания до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ со скоростью повышения температуры $2,5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ с получением пика плавления парафина. Эксперименты проводились в атмосфере гелия. Для каждого из исследованных образцов было получено не менее 2 термограмм в координатах «сигнал [mW/mg] – время (температура) [мин, ($^{\circ}\text{C}$)]» [3].

В соответствие с полученными термограммами в координатах ($\alpha - \tau$, мин) были построены кинетические кривые растворения парафинов в исследуемых системах. Степень растворения (α) рассчитывалась по соотношению:

$$\alpha(t) = \frac{\int_{t_0}^t \left(\frac{dQ_{\text{раств}}}{dt} \right) dt}{\int_{t_0}^{t_{\infty}} \left(\frac{dQ_{\text{раств}}}{dt} \right) dt} 100\text{ } \%, \quad (1)$$

где $\alpha(t)$ – степень растворения парафинов; $Q_{\text{раств}}$ – количество теплоты, поглощенной к моменту времени t при растворении; t_0 – начало растворения; t_{∞} – полное время растворения.

Полученные кривые были проанализированы согласно уравнению Аврами [8] для топохимических реакций:

$$-\ln \left(1 - \frac{\alpha}{100} \right) = kt^n, \quad (2)$$

где α – степень растворения парафинов, n – постоянная, определяющая характер процесса растворения: при $n < 1$ – диффузионный процесс; $n > 1$ – кинетический процесс; $n = 1$ – реакция первого порядка, где скорость химического взаимодействия сопоставима со скоростью диффузии; k – постоянная, определяющая константу скорости растворения; t – время, мин.

Константы скорости растворения (мин^{-1}) находили по формуле Саковича [9]:

$$K = nk^{1/n}. \quad (3)$$

На рис. 1 в координатах «степень растворения (α) – время (τ)» представлены полученные кинетические кривые растворения нефтяных парафинов (А) и промысловых парафинов в АСПО (В) в ГК и его композициях.

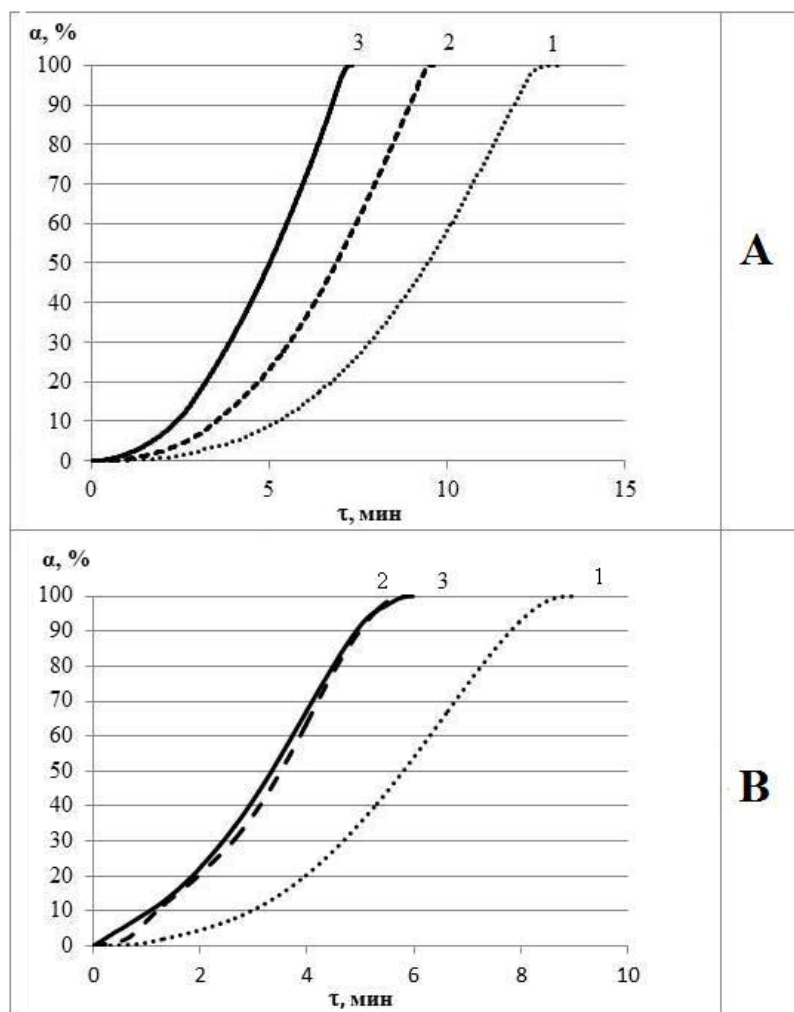


Рис. 1. Кинетические кривые растворения нефтяных парафинов (А) и промысловых парафинов в АСПО (В) в газовом конденсате и его композициях:

обозначения растворителей: 1 – газовый конденсат, 2 – газовый конденсат + *n*-ксилол; 3 – газовый конденсат + *n*-ксилол + циклогексан

Видно, что кинетические кривые имеют S-образную форму, типичную для топохимических реакций. Кривые различаются между собой длительностью индукционного периода. Период ускорения для всех кривых приходится на диапазон значений степени превращений от 4 до 95 %. Известно, что периоды ускорения несут наибольшую информацию о протекающем процессе, поэтому

именно этот участок кривых представляет наибольший интерес для кинетического анализа.

Логарифмированием уравнения (2) получены логарифмические анаморфозы кинетических кривых в координатах $\ln[-\ln(1-\alpha/100)] - \ln \tau$ (рис. 2) для процессов растворения парафинов в исследуемых системах в диапазоне α от 4 до 95 %. Правомерность применения уравнения Аврами доказывается спрямлением в этих пределах логарифмических анаморфоз. Параметр n определен как тангенс угла наклона линий тренда полученных анаморфоз.

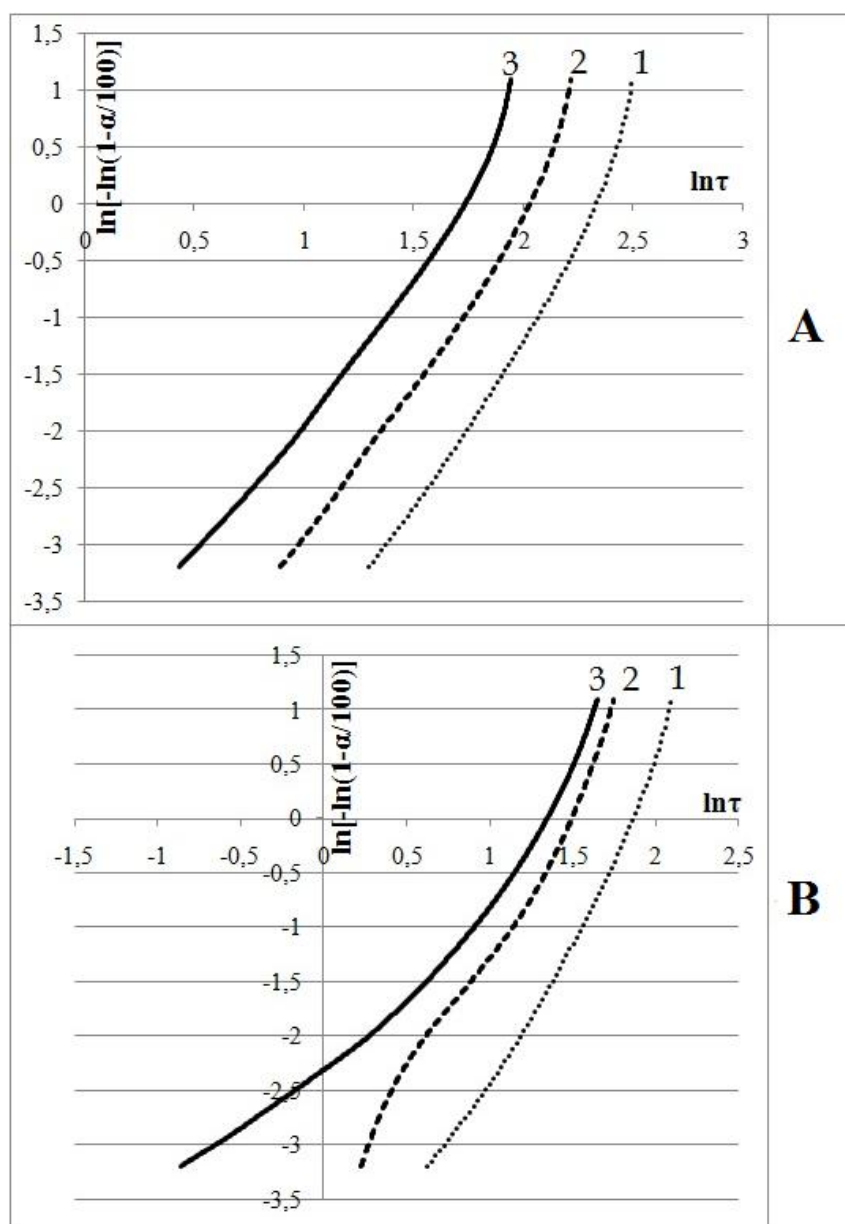


Рис. 2. Логарифмические анаморфозы кинетических кривых растворения нефтяных парафинов (А) и промысловых парафинов в АСПО (В) в газовом конденсате и его композициях.

обозначения растворителей: 1 – газовый конденсат, 2 – газовый конденсат + *n*-ксилол; 3 – газовый конденсат + *n*-ксилол + циклогексан

Значения параметра уравнения Аврами n , величины достоверности аппроксимации (r^2), периоды полупревращений $\tau_{0,5}$ – время, за которое в раствор перейдет 50 % от общей массы парафина, а также константы скоростей растворения K приведены в таблице.

Кинетические параметры растворения нефтяных парафинов и промысловых парафинов в составе АСПО в газовом конденсате и композициях на его основе

Система	Нефтяной парафин				Промысловый парафин			
	n	K , мин ⁻¹	r^2	$\tau_{0,5}$, мин	n	K , мин ⁻¹	r^2	$\tau_{0,5}$, мин
Газовый конденсат	3,4	0,33	0,984	9,5	2,9	0,45	0,985	5,8
Газовый конденсат + n -ксилол	3,0	0,40	0,986	6,9	2,5	0,58	0,979	3,5
Газовый конденсат + n -ксилол + циклогексан	2,7	0,48	0,988	5,0	2,8	0,60	0,955	3,3

Высокие значения величин достоверности аппроксимации полученных анаморфоз свидетельствуют о справедливости решения выбора уравнения для описания кинетики растворения парафинов. Видно, что для всех процессов значение параметра $n > 1$, это говорит о сложном механизме растворения. Как для нефтяных, так и для промысловых парафинов скорость растворения увеличивается при переходе от газового конденсата к его тройному композиту. Так, для нефтяных парафинов константы скоростей растворения в газовом конденсате и в тройной системе составляют 0,33 и 0,48 мин⁻¹ соответственно. Для промысловых парафинов этот показатель составляет 0,45 и 0,60 мин⁻¹ соответственно.

Более высокие значения констант скоростей растворения промысловых парафинов, возможно, можно объяснить их более низкой степенью кристалличности (СК) в этих растворителях по сравнению с нефтяными. Как показали результаты экспериментальных исследований в [3], СК нефтяных парафинов в ГК, ГК + n -ксилол и ГК + n -ксилол + циклогексан имеют следующие значения: 11,6, 5,8 и 1,9 %. В этих же системах СК промысловых парафинов составляют: 1,9, 0,5 и 0,5 %. Низкие значения СК промысловых парафинов по сравнению с нефтяными парафинами марки В₂, можно объяснить тем, что способность парафинов образовывать кристаллические структуры в присутствии природных ПАВ (смолы, асфальтены) в значительной степени подавляется [10], поэтому промысловые парафины имеют значительное количество аморфных зон, что и отражается на их СК, что в свою очередь влияет на процесс их растворения.

Кроме этого, как было сказано выше, состав тройного композита более полно соответствует составу АСПО, что приводит к лучшей растворимости отложений в тройном композите по сравнению с газовым конденсатом. Значения $\tau_{0,5}$ парафинов пропорционально уменьшаются с увеличением константы скорости растворения.

Таким образом, проведенные исследования кинетики растворения нефтяных и промысловых парафинов в различных модельных системах показали, что изучение физико-химических закономерностей процессов растворения парафинов может играть важную роль в определении наиболее эффективных растворителей для удаления органических отложений. На основе изученных кинетических параметров растворения парафина в газовом конденсате и его композициях для повышения его растворяющей способности при удалении парафинистого АСПО на Иреляхском ГНМ можно рекомендовать компаундирование конденсата нефтяными и ароматическими присадками – побочными продуктами нефтехимического синтеза.

Работа выполнена при финансовой поддержке со стороны Минобрнауки России в рамках выполнения базовой части государственного задания, проект 10.7697.2017/ВУ «Организация проведения научных исследований».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Malcolm A. Kelland. Production chemicals for the oil and gas industry. – Boca Raton: CRC Press, Taylor&Francis Group, 2014. – 454 p.
2. Иванова И. К., Шиц Е. Ю. Использование газового конденсата для борьбы с органическими отложениями в условиях аномально низких пластовых температур // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 12. – С. 99–101.
3. Иванова И. К., Корякина В. В., Семенов М. Е. Исследование фазовых переходов нефтяных парафинов в углеводородных растворителях различной химической природы // Журнал прикладной химии. – 2015. – Т. 88(8). – С. 1208–1216.
4. Crystallization of long – chain n-paraffins from solutions and melts as observed by differential scanning calorimetry / X. Guo, B. A. Rethica, J. S. Huang, R. K. Prud'homme // Macromolecules. – 2004. – Vol. 37. – P. 5638–5645.
5. Wax precipitation from North Sea crude oils. 3. Precipitation and dissolution of wax studied by differential scanning calorimetry / A. B. Hansen, E. Larsen, W. B. Pedersen, A. B. Nielsen // Energy&Fuels. – 1991. – Vol. 5. – P. 914–923.
6. Alcazar-Vara L.A., Buenrostro-Gonzalez E. Experimental study of the influence of solvent and asphaltenes on liquid–solid phase behavior of paraffinic model systems by using DSC and FT-IR techniques // J. Therm. Anal. Calorim. – 2012. – Vol. 107 (3). – P. 1321–1329.
7. Crude oils: characterization of waxes on cooling by D.S.C. and thermomicroscopy / J. M. Létoffé, P. Claudy, M. V. Kok et al. // Fuel. – 1995. – Vol. 74 (6). – P. 810–817.
8. Avrami M. Kinetics of Phase Change // J. Chem. Phys. – 1939. – Vol. 7. – P. 1103–1112.
9. Розовский А.Я. Кинетика топочимических реакций. – М. : Химия, 1974. – 224 с.
10. Thermo-physical characterization of some paraffins used as phase change materials for thermal energy storage / E.M. Anghel, A. Georgiev, S. Petrescu et al. // J. Therm. Anal. Calorim. – 2014. – Vol. 117 (2). – P. 557–566.

REFERENCES

1. Malcolm A. Kelland. Production chemicals for the oil and gas industry. – Boca Raton: CRC Press, Taylor&Francis Group, 2014. – 454 p.
2. Ivanova I. K., Shic E. Yu. Ispol'zovanie gazovogo kondensata dlja bor'by s organichesкими otlozhenijami v uslovijah anomal'no nizkih plastovyh temperatur // Neftjanoe hozjajstvo. – 2009. – № 12. – С. 99–101.

3. Ivanova I. K., Korjakina V. V., Semenov M. E. Issledovanie fazovyh perehodov neftjanyh parafinov v uglevodorodnyh rastvoriteljah razlichnoj himicheskoj prirody // Zhurnal prikladnoj himii. – 2015. – T. 88 (8). – S. 1208–1216.
4. Crystallization of long – chain n-paraffins from solutions and melts as observed by differential scanning calorimetry / X. Guo, B. A. Rethica, J. S. Huang, R. K. Prud'homme // Macromolecules. – 2004. – Vol. 37. – P. 5638–5645.
5. Wax precipitation from North Sea crude oils. 3. Precipitation and dissolution of wax studied by differential scanning calorimetry / A. B. Hansen, E. Larsen, W. B. Pedersen, A. B. Nielsen // Energy&Fuels. – 1991. – Vol. 5. – P. 914–923.
6. Alcazar-Vara L. A., Buenrostro-Gonzalez E. Experimental study of the influence of solvent and asphaltenes on liquid–solid phase behavior of paraffinic model systems by using DSC and FT-IR techniques // J. Therm. Anal. Calorim. – 2012. – Vol. 107 (3). – R. 1321–1329.
7. Crude oils: characterization of waxes on cooling by D.S.C. and thermomicroscopy / J. M. Létoffé, P. Claudy, M. V. Kok et al. // Fuel. – 1995. – Vol. 74 (6). – P. 810–817.
8. Avrami M. Kinetics of Phase Change // J. Chem. Phys. – 1939. – Vol. 7. – R. 1103–1112.
9. Rozovskij A. Ja. Kinetika topohimicheskikh reakcij. – M. : Himija, 1974. – 224 s.
10. Thermo-physical characterization of some paraffins used as phase change materials for thermal energy storage / E. M. Anghel, A. Georgiev, S. Petrescu et al. // J. Therm. Anal. Calorim. – 2014. – Vol. 117 (2). – R. 557–566.

© И. К. Иванова, В. В. Корякина, М. Е. Семенов, 2018

ПРОСТРАНСТВЕННЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ СМОЛ В НЕФТЯХ ИЗ МЕЗОЗОЙСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Любовь Сергеевна Борисова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, старший научный сотрудник, тел. (383)330-26-76, e-mail: BorisovaLS@ipgg.sbras.ru

Елена Анатольевна Фурсенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Кирилл Васильевич Долженко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)335-64-23, e-mail: DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru

Сравнительный анализ смолистости нефтей основных нефтегазоносных комплексов Западной Сибири показал ее уменьшение от нефтеносной зоны в центре и на юге к зоне газоконденсатообразования на севере. Сопоставление закономерностей изменения содержания смол с опубликованными исследованиями по геохимии органического вещества, региональной фазовой зональностью залежей, с пластовыми температурами показывает, что основными факторами, контролирующими этот параметр, являются катагенез и фазово-ретроградные процессы.

Ключевые слова: смолы, нефть, Западная Сибирь.

SPATIAL VARIABILITY OF THE CHANGING RESIN CONTENTS IN OILS FROM MESOZOIC DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

Lyubov S. Borisova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Senior Researcher, phone: (383)330-26-76, e-mail: BorisovaLS@ipgg.sbras.ru

Elena A. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-26-76, e-mail: Fursenko EA@ipgg.sbras.ru

Kirill V. Dolzhenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, phone: (383)335-64-23, e-mail: DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru

A comparative analysis of resins distribution of major oil and gas bearing complexes of Western Siberia has shown their decreasing from oil-bearing central and southern regions of the basin to the northern gas-condensate areas. The comparison of resin content variations with published stud-

ies on geochemistry of the organic matter, regional phase zonation of deposits, and modern reservoir temperatures indicate that catagenesis and phase-retrograde processes are the main factors controlling this parameter.

Key words: resins, oil, Western Siberia.

Содержание смол в нефтях является одной из базовых физико-химических характеристик [4], которые широко используются при поисково-разведочных работах на нефть и газ, в том числе для прогноза качества углеводородных флюидов в перспективных, но малоизученных районах. Соответственно, цель работы заключалась в изучении закономерностей изменения содержания смол в нефтях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗС НГБ). При обобщении использована информация для проб из основных нефтегазоносных комплексов (нижнесреднеюрский – 253; верхнеюрский – 409; берриас-готеривский – 546; готерив-аптский – 212). Для этих комплексов использованы схематические карты распределения содержания смол. Схематические карты распределения физико-химических свойств нефтей, включая содержание смол, построены коллективом сотрудников Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН) под руководством академика А. Э. Конторовича. При картопостроении приняты во внимание структурно-геологические особенности соответствующих комплексов [6].

Содержание смол в нефтях из залежей в нижней и средней юре изменяется от очень низких (0,4 % мас.) до высоких (13,7 % мас.) (среднее – 5,3 % мас.). Залежи со смолистыми нефтями (5–15 % согласно [4]) локализуются преимущественно нефтеносных центральных и южных районах ЗС НГБ (рис. 1) [2]. По направлению к северу, северо-западу и северо-востоку содержания смол в нефтях нижнесреднеюрского нефтегазоносного комплекса значительно снижаются, вплоть до следовых значений для особо легких нефтей арктических районов. Вместе с тем нефти с относительно пониженным содержанием смол (3–5 % мас. и менее) наблюдаются на юге Васюганской, на юго- и северо-востоке Пайдугинской и в центральной части Красноленинской преимущественно нефтеносных НГО (рис. 1).

В нефтях верхнеюрского нефтегазоносного комплекса, включающего продуктивные горизонты Ю₁ (васюганская свита и ее возрастные аналоги) и Ю₀ (баженовская свита и ее возрастные аналоги), содержание смол не менее контрастно, чем в нефтях из залежей в нижней и средней юре (среднее – 5,5 % мас.; разброс – 0,7–18,4 %). Региональная направленность изменения содержания смол, как и для нефтей нижнесреднеюрского нефтегазоносного комплекса, выражается в уменьшении этого параметра от нефтеносных центральных и южных районов ЗС НГБ к преимущественно газоконденсатоносным северным и арктическим территориям (рис. 2). Экстраполяция полученных закономерностей позволяет предполагать обнаружение нефтей с низким содержанием смол (< 3 %) на востоке бассейна (Пайдугинская НГО). Наиболее смолистыми (>11,0 % мас.) являются нефти Среднеобской, Каймысовской и Фроловской НГО.

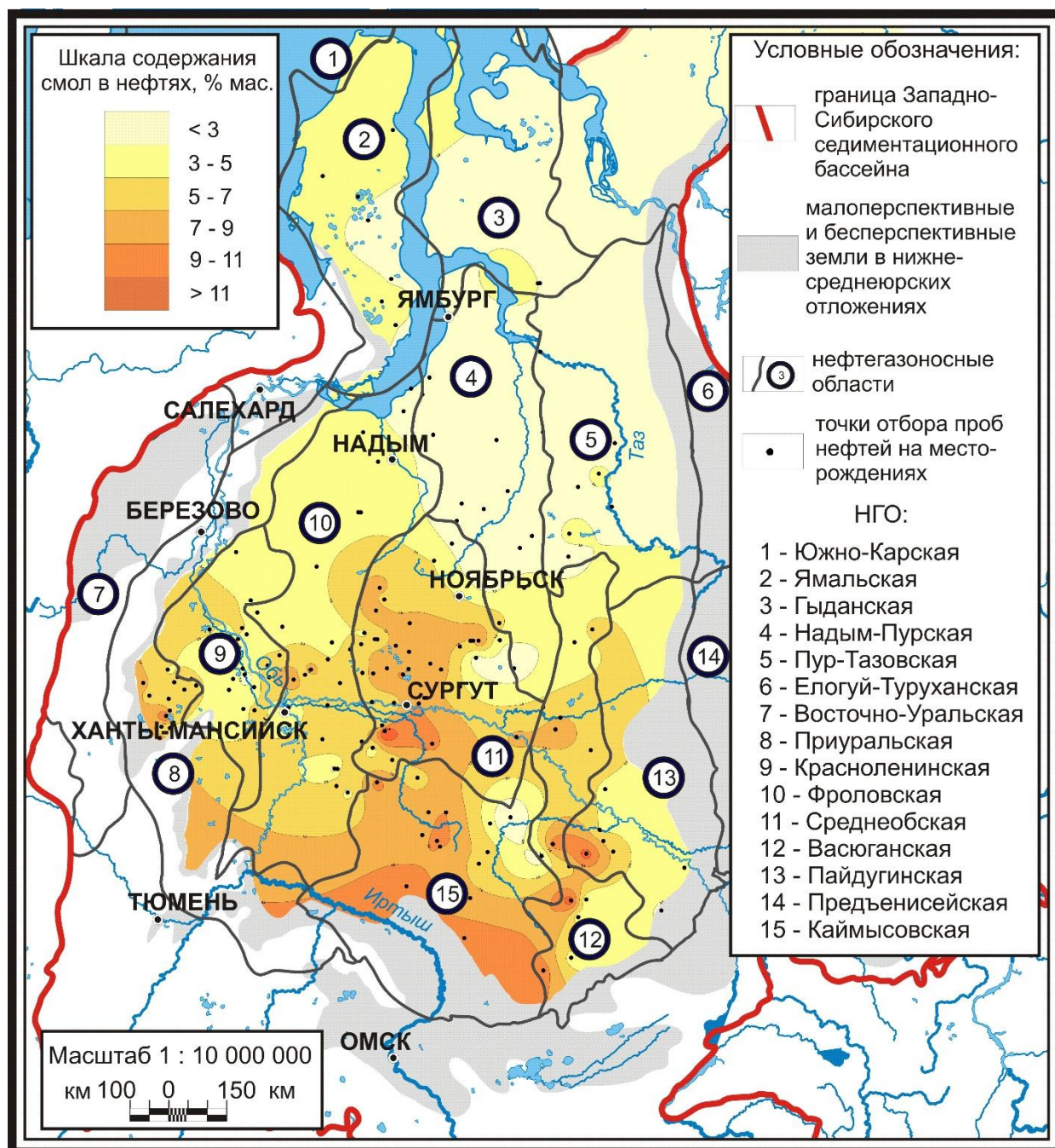


Рис. 1. Распределение содержания смол в нефтях из нижнесреднеюрских отложений

Содержание смол в нефтях из меловых нефтегазоносных комплексов более контрастно по сравнению с юрскими (берриас-готерив: среднее – 5,5 % мас. при разбросе от 0,5 до 14,8; готерив-апт: среднее – 6,6 % мас. при разбросе от следов до 17,5). В целом региональная зональность распределения смол в нефтях из меловых нефтегазоносных комплексов близка закономерностям изменения этого параметра для нефтей из юрских залежей (рис. 1–4).

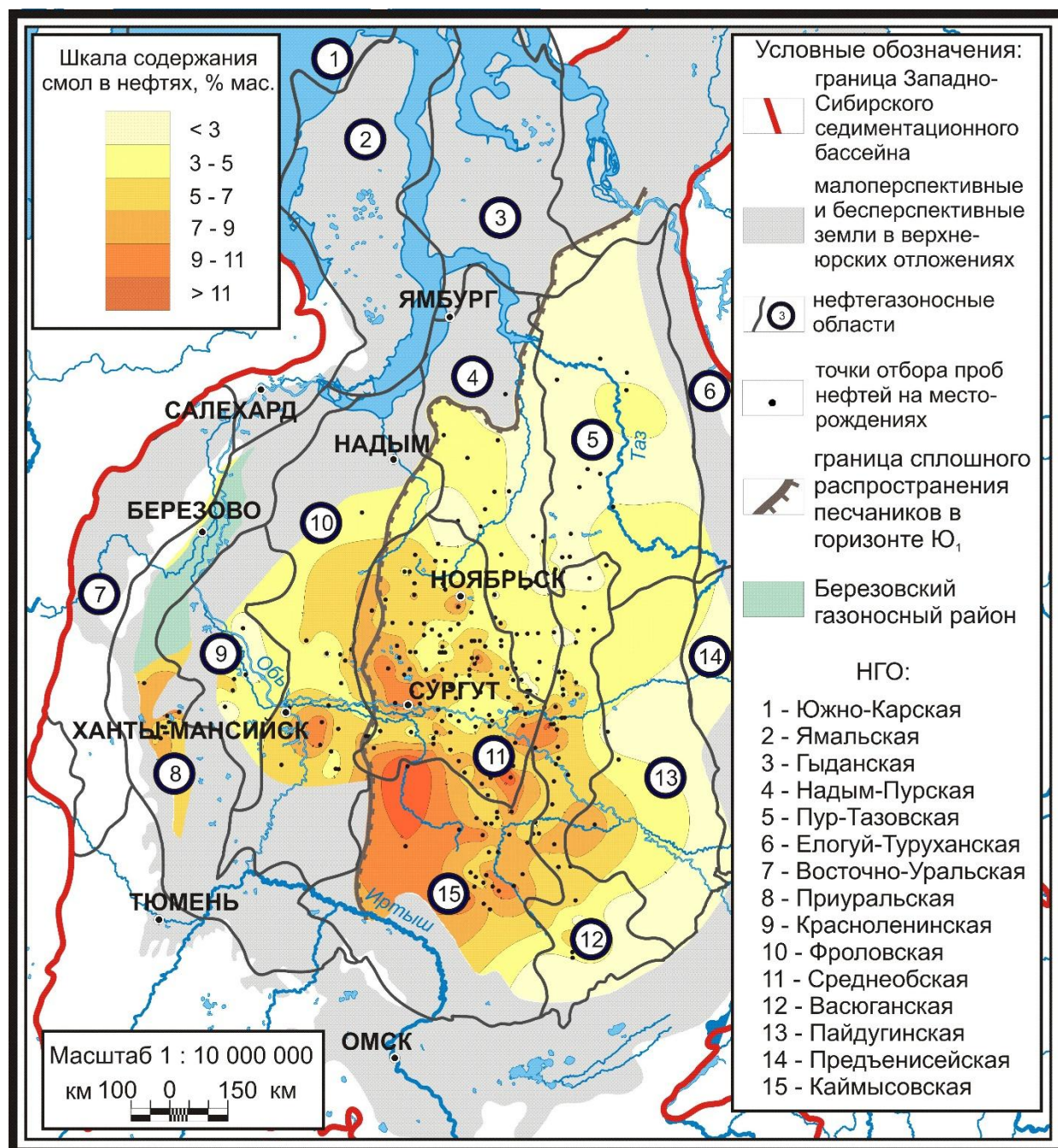


Рис. 2. Распределение содержания смол в нефтях из верхнеюрских отложений

Наблюдается значимая положительная связь между содержанием смол и несколькими базовыми физико-химическими свойствами нефтей. Величина достоверной аппроксимации (R^2) между содержанием смол и плотностью для нижнесреднеюрского комплекса составляет 0,58; для верхнеюрского – 0,44; для берриас-готеривского – 0,58; для готерив-аптского – 0,51. Содержания смол положительно коррелируют с концентрацией серы в нефтях (нижняя и средняя юра: R^2 – 0,56; верхняя юра: R^2 – 0,40; берриас-готерив: R^2 – 0,63; готерив-апт: R^2 – 0,59).

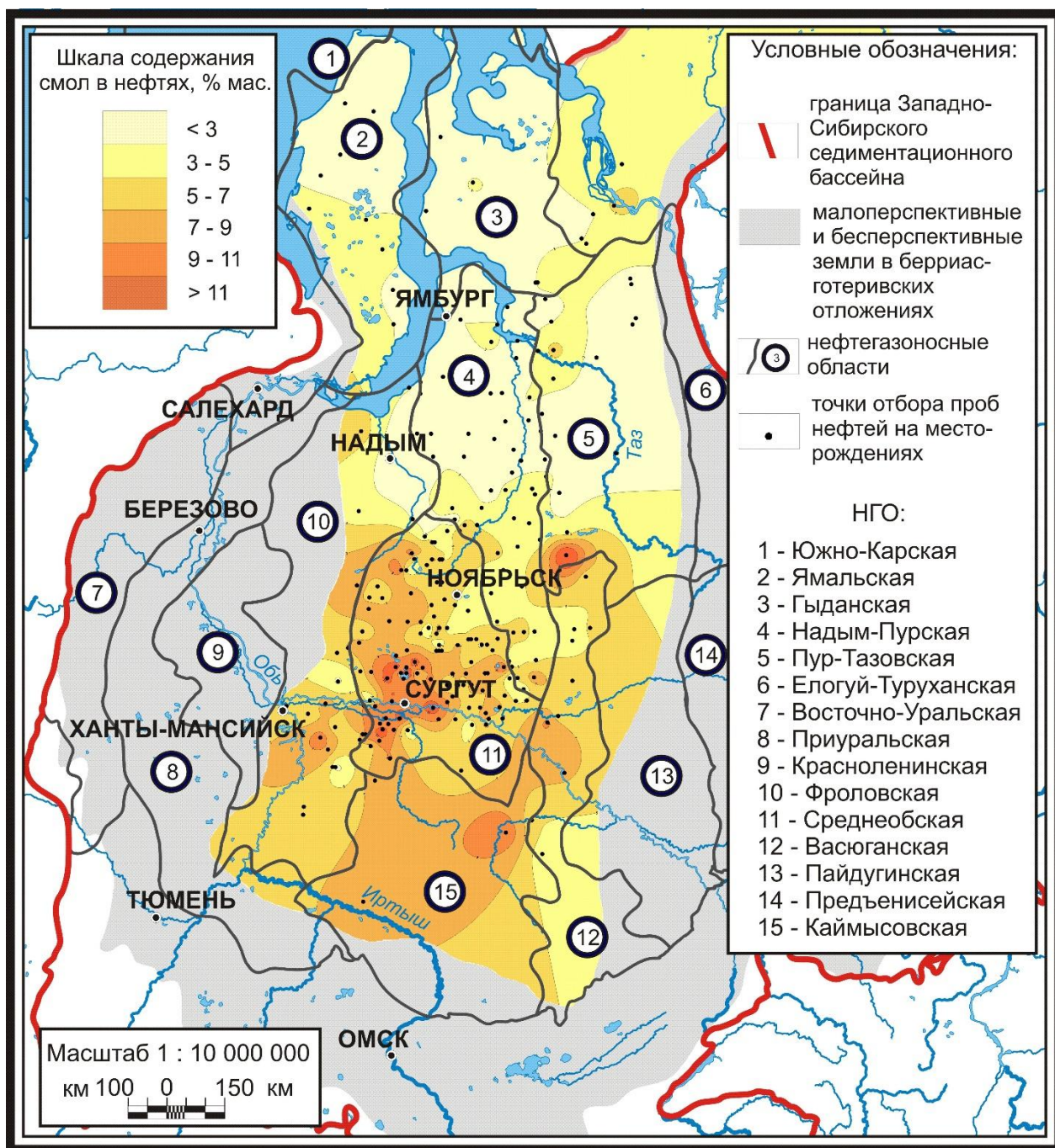


Рис. 3. Распределение содержания смол в нефтях берриас-готеривских отложений (нижний мел)

Итак, сравнительный анализ содержания смол в нефтях показывает, что для всех основных нефтегазоносных комплексов ЗС НГБ региональные закономерности изменения этого параметра очень близки: смолистость нефтей уменьшается от преимущественно нефтеносных центральных и южных районов к северной и арктической зонам преимущественного распространения газовых и газоконденсатных залежей.

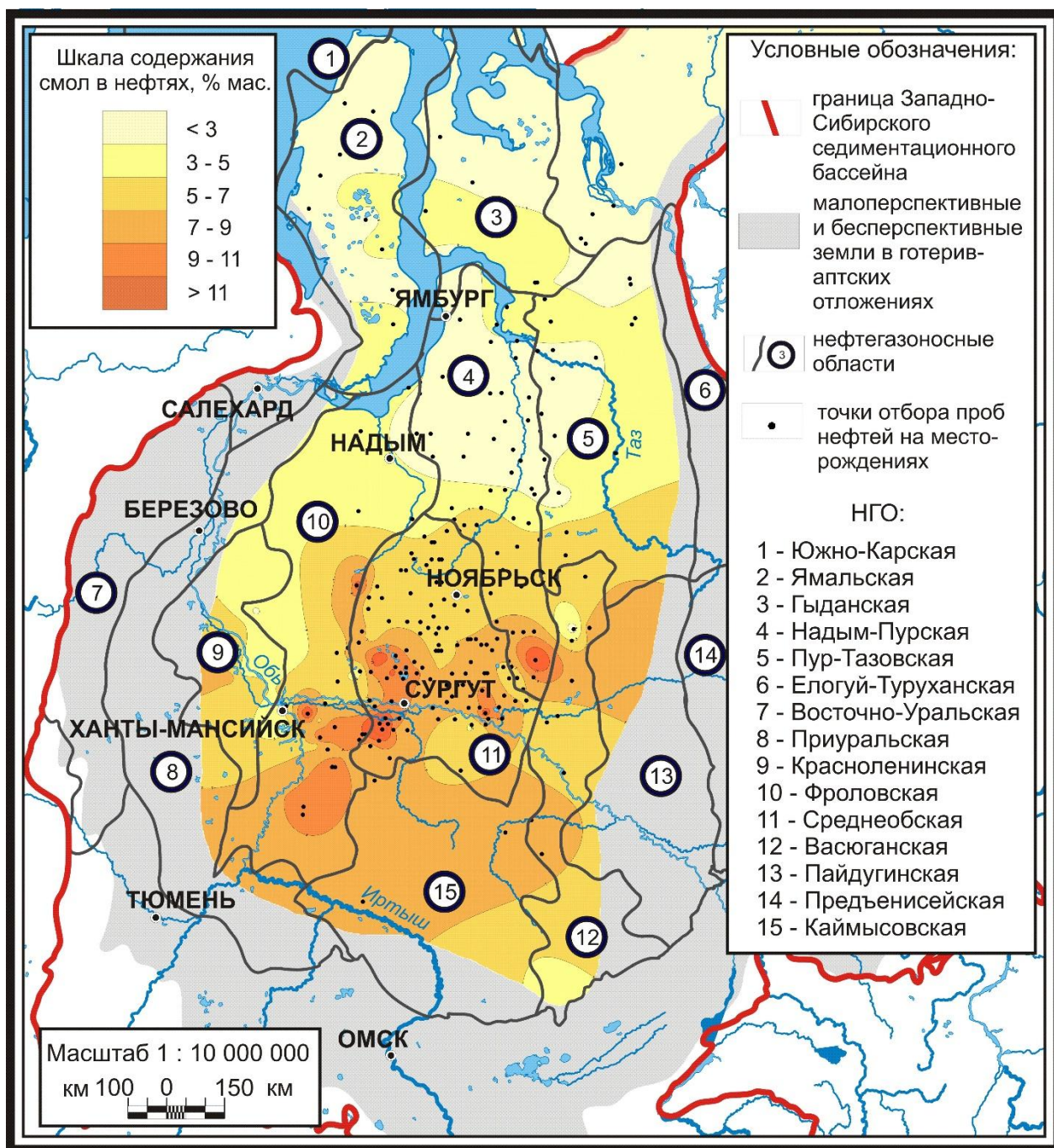


Рис. 4. Распределение содержания смол в нефтях готерив-аптских отложений (нижний мел)

Считается, что основные свойства и состав нефтей зависит от нефтематеринского органического вещества. На первый взгляд зональность распределения смол в общих чертах согласуется с распределением органического вещества разных типов в основных нефтематеринских толщах верхней юры (баженовская свита и ее возрастные аналоги) [2, 5]. Так, повышенная смолистость нефтей характерна для центральных районов ЗС НГБ, в которых установлены наиболее богатые аквагенным ОВ, накапливавшимся в восстановительных обста-

новках, нефтематеринские толщи. Однако, согласно палеогеографическим реконструкциям и геохимической информации [1, 2], в нефтематеринских толщах нижней и средней юры, наоборот, более мористое восстановленное ОВ накапливалось на севере и в арктических районах бассейна. Таким образом, повышенную смолистость нефтей центральных и южных районов, которая проявляется для всех изученных нефтегазоносных комплексов, нельзя объяснить унаследованностью от нефтематеринского органического вещества. Вместе с тем в направлении от центральных и южных районов ЗС НГБ изменяется фазовая зональность залежей (от нефтеносных районов к газоконденсатоносным), растут глубины залежей, современные пластовые температуры и катагенез нефтематеринского органического вещества [2, 3, 7, 8]. Следовательно, основными факторами, которые контролировали смолистость и ряд связанных с этим параметром свойств нефтей (плотность, содержание серы), по-видимому, являются катагенез нефтематеринского органического вещества и фазово-ретроградные процессы.

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта РФФИ № 18-05-00786/18 и Проекта IX.131.2.1 Программы ФНИ государственных академий наук на 2013–2020 гг.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятков, В. И. Демин и др. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М. : Недра, 1975. – 679 с.
3. Казаненков В. А. Фазовое состояние углеводородов в залежах отложений бата Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 17–21 апреля 2017 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2017. Т. 1. – С. 80–85.
4. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016. – № 3. – 32 с.
5. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.
6. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.
7. Температурный режим в залежах малышевского горизонта Западно-Сибирского бассейна / А. Р. Курчиков, В. А. Казаненков, А. Г. Плавник, М. Н. Шапорина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 20–27.
8. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

REFERENCES

1. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhnej – srednej jury Zapadno-Sibirskoj provincii / F.G. Gurari, V.P. Devjatov, V.I. Demin i dr. – Novosibirsk: Nauka, 2005. – 156 s.
2. Geologija nefi i gaza Zapadnoj Sibiri / A.Je. Kontorovich, I.I. Nesterov, F.K. Salmanov i dr. – M.: Nedra, 1975. – 679 s.
3. Kazanenkov V.A. Fazovoe sostojanie uglevodorodov v zalezah otlozhenij bata Zapadno-Sibirskoj neftegazonosnoj provincii // «Interjekspo GEO-Sibir'-2017»: sb. mater. – Novosibirsk, 2017. – S. 80–85.
4. Metodicheskie rekomendacii po primeneniju klassifikacii zapasov i resursov nefi i gorjuchih gazov. Utverzhdeno rasporyazheniem Minprirody Rossii ot 01.02.2016. – № 3. – 32 s.
5. Paleogeografija Zapadno-Sibirskogo osadochnogo bassejna v jurskom periode / A.Je. Kontorovich, V.A. Kontorovich, S.V. Ryzhkova i dr. // Geologija i geofizika. – 2013. – T. 54, № 8. – S. 972–1012.
6. Tektonicheskoe stroenie i istorija razvitija Zapadno-Sibirskoj geosineklizy v mezozoe i kajnozoe / V.A. Kontorovich, S.Ju. Beljaev, A.Je. Kontorovich i dr. // Geologija i geofizika. – 2001. – T. 42, № 11–12. – S. 1832–1845.
7. Temperaturnyj rezhim v zalezah malyshevskogo gorizonta Zapadno-Sibirskogo bassejna / A.R. Kurchikov, V.A. Kazanenkov, A.G. Plavnik, M.N. Shaporina // Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft' i gaz. – 2017. – № 6. – S. 20–27.
8. Fomin A.N. Katagenez organicheskogo veshhestva i neftegazonosnost' mezozojskih i paleozojskih otlozhenij Zapadno-Sibirskogo megabassejna. – Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011. – 331 s.

© Л. С. Борисова, Е. А. Фурсенко, К. В. Долженко, 2018

ВЫДЕЛЕНИЕ ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В КУОНАМСКОЙ СВИТЕ В СЕВЕРО-ТУНГУССКОЙ НГО С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Игорь Алексеевич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Алексей Эмильевич Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик, главный научный сотрудник, тел. (383)333-21-28, (383)363-80-40, e-mail: KontorovichAE@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Екатерина Сергеевна Ярославцева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, младший научный сотрудник лаборатории теоретических основ прогноза нефтегазоносности, тел. (383)330-85-54, e-mail: YaroslavtsevaES@ipgg.sbras.ru

Обоснованы высокие перспективы нефтегазоносности Северо-Тунгусской нефтегазональной области. Приведена сейсмогеологическая характеристика основных нижне-среднекембрийских комплексов, в том числе барьерно-рифовых, толщи заполнения майского яруса, куонамской нефтегазоматеринской формации. Рассмотрены вопросы методики построения палеоструктурной карты по кровле куонамской свиты. По результатам выполненных реконструкций выделены два очага нефтегазообразования – Туринский и Ламско-Хантайский. Сделан вывод о том, что куонамская формация в основном исчерпала свой нефтегазогенерационный потенциал к моменту проявления раннетриасового траппового магматизма.

Ключевые слова: куонамская формация, Северо-Тунгусская НГО, Сибирская система кембрийских барьерных рифов, клиноформы, палеоструктурная карта.

THE ALLOCATION OF THE CENTERS OF HYDROCARBON GENERATION IN THE KUONAMKA FORMATION WITHIN THE NORTH-TUNGUSKA PETROLEUM REGION USING SEISMIC DATA

Igor A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Seismogeological Modeling of Natural Oil and Gas Systems, phone: (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Alexey E. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, Academician, Chief Researcher, phone: (383)306-63-70, e-mail: KontorovichAE@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Petroleum Geology of Siberian Platform, phone: (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Head of Laboratory of Petroleum Geology of Siberian Platform, phone: (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Ekaterina S. Yaroslavtseva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Junior Researcher, Laboratory of Theoretical Bases of Oil and Gas Potential Forecast, phone: (383)330-85-54, e-mail: YaroslavtsevaES@ipgg.sbras.ru

The high prospects of oil and gas potential of the North Tunguska oil and gas region are substantiated. Given the seismic and geological characteristics of the main lower-middle Cambrian complexes, including barrier-reef, clinoform thickness, the Kuonamka formation petroleum source rock formation. Considered questions of paleoreconstruction on the roof of the Kuonamka formation. As a result, two kitchen areas are revealed – Turin and Lamsko-Khantaika. It is concluded that the Kuonamka formation are mostly exhausted their petroleum generation potential by the time the Triassic trap magmatism.

Key words: the kuonamka formation, the North-Tunguska petroleum region, the Siberian system of the Cambrian barreier-reefs, clinoform complexes, paleoreconstuction.

На сегодняшний день Северо-Тунгусская нефтегазоносная область (НГО) является одной из наиболее крупных и наименее изученных геолого-геофизическими исследованиями территорией в пределах Лено-Тунгусской провинции. Несмотря на низкую изученность, в Северо-Тунгусской НГО доказано наличие нескольких благоприятных факторов, предопределяющих высокие перспективы нефтегазоносности ниже-среднекембрийских и, возможно, ордовикских и силурийских отложений. Перечислим основные из них:

1) с юга Северо-Тунгусскую НГО ограничивает Великая Сибирская система барьерных рифов (название предложено академиком А. Э. Конторовичем в 2015 г.), в состав которой входит Западно-Якутский барьерно-рифовый комплекс (рис. 1). Эти крупные органогенные постройки надежно выделяются на временных сейсмических разрезах и являются региональным фациальным барьером, разграничивающим отложения Восточно-Сибирского солеродного палеобассейна от глубоководных отложений Эвенкийского палеоморя. По своему положению и масштабам система барьерных рифов может рассматриваться в качестве региональной зоны нефтегазонакопления [7, 10];

2) практически на всей территории Северо-Тунгусской НГО развиты отложения обогащенной органическим веществом куонамской свиты, нефтематеринские свойства которой давно установлены [1, 3]. Кроме того, известно, что эти доманикоидные породы обладают коллекторскими свойствами, а значит, область развития куонамской формации может рассматриваться в качестве самостоятельной региональной зоны нефтегазонакопления;

3) обширная регрессия моря в майском веке (505–500 млн лет назад) привела к исчезновению мелководного солеродного бассейна и масштабной денудации ранее накопленных осадочных отложений, в том числе и органогенных построек. Котловина обмелевшего Эвенкийского моря начала лавинообразно заполняться осадочным материалом, представленным в основном обломочным несортированным карбонатным материалом, глинистыми известняками, известняковыми песчаниками. Эти осадки имеют клиноформную структуру, ясно распознаваемую на временных сейсмических разрезах.

Вместе с регрессией моря на север отступали и рифы, продолжившие свое существование уже не в виде барьера, а в форме обособленных органогенных построек, сложенных массивными водорослевыми известняками, и входящие в состав Танхайско-Устьмильского рифового комплекса майского века. Они весьма контрастно выделяются по своим геофизическим характеристикам среди вмещающих глинисто-известковистых пород толщи заполнения [8]. По мере отступления моря они также начинали разрушаться, формируя собственные клиноформные шлейфы (рис. 2).

Коллекторские свойства подобных клиноформных отложений хорошо известны на примере неокома Западной Сибири. По аналогии с ним высокые клиноформы, сформированные в майском веке в пределах Северо-Тунгусской НГО, были перекрыты глинисто-карбонатными шельфовыми отложениями среднего-верхнего кембрия, которые могут выступать в роли надежного флюидоупора.

Вышеперечисленные факторы свидетельствуют о высоких перспективах нефтегазоносности Северо-Тунгусской НГО, и здесь можно ожидать открытие крупных и гигантских залежей УВ, источником которых является куонамская свита. Однако для того, чтобы стать нефтепроизводящей, она должна погрузиться на такие глубины, где давление и температура обеспечивают созревание органического вещества до стадии нефтегазообразования.

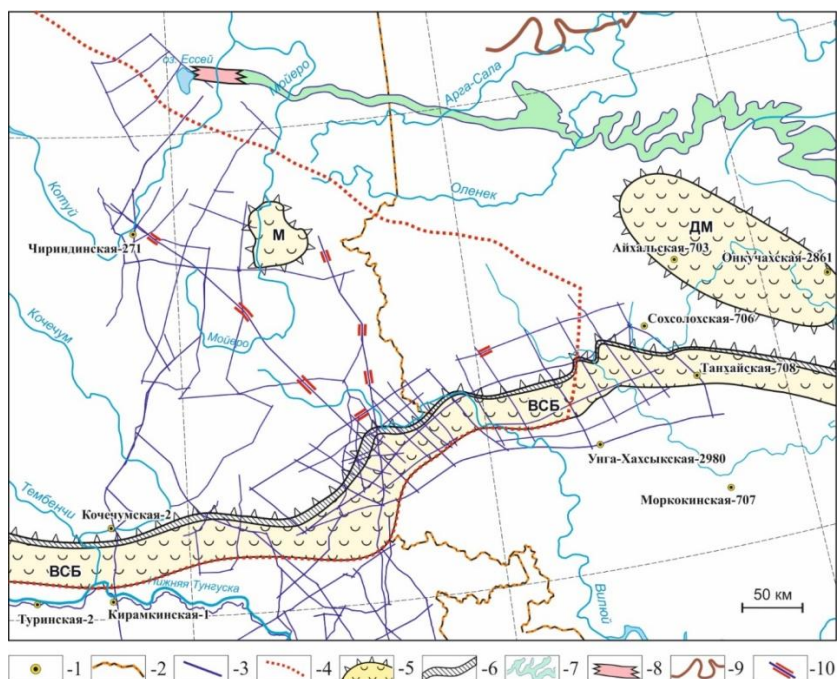


Рис. 1. Схема расположения кембрийских рифовых комплексов:

условные обозначения: 1 – скважины глубокого бурения, 2 – административные границы, 3 – линии сейсмических профилей, 4 – граница Северо-Тунгусской НГО, 5 – зоны рифовых комплексов, синхронных куонамской свите (ВСБ – Великая Сибирская система барьерных рифов, ДМ – Далдыно-Мархинской карбонатной банки, М – Мойеро-канского рифового массива), 6 – передовой склон барьерного рифа, 7 – выходы на дневную поверхность чукукской свиты (C_2), 8 – Дирингдинский рифовый массив Чукукского комплекса, 9 – выходы на дневную поверхность куонамской свиты (C_{1-2}), 10 – зоны развития рифовых массивов Танхайско-Устьмильского комплекса, выделенных на сейсмических профилях

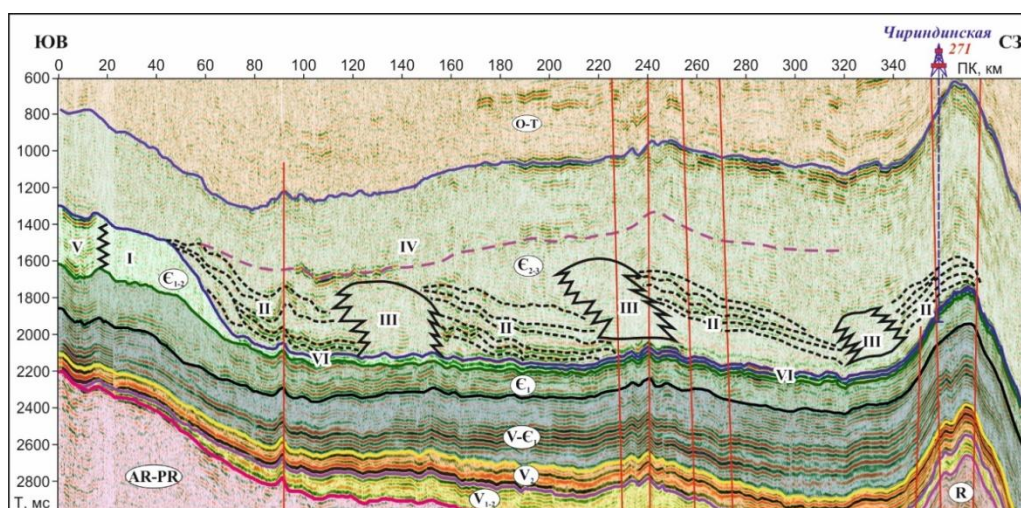


Рис. 2. Временной сейсмогеологический разрез по расщелке к профилю «Алтай – Северная Земля»:

Нижне-среднекембрийские сейсмокомплексы: I – барьерного рифа, II – клиноформных отложений толщи заполнения майского века, III – рифогенных построек Танхайско-Устьмильского комплекса, IV – шельфовых отложений, V – солеродного бассейна, VI – куонамской свиты

В настоящее время о породах куонамской свиты, развитых в пределах Северо-Тунгусской НГО, информации крайне мало. Непосредственно на исследуемой территории куонамская свита вскрыта скважиной Чириндинская-271 (инт. 4364–4466 м с интрузией в средней части мощностью 35 м), а ближайшие скважины, ее вскрывающие, – Сохсолохская-706 (инт. 2023–2247 м с интрузией 100 м) и Нижнеимбакская-219 (инт. 2296–2320 м) – находятся за пределами Северо-Тунгусской НГО.

В Чириндинской скважине вынос керн из интервала куонамской свиты составил всего 17,8 %, где он представлен темно-серыми до черного глинистыми известняками. Отличительной особенностью пород является включение сульфидов – явный признак восстановительных условий, присущих высокой концентрации органического вещества. Содержание $C_{\text{орг}}$ в куонамской свите, вскрытой на Чириндинской площади, составило 0,86–0,94 % [6]. Начальное же содержание $C_{\text{орг}}$, как следует из анализа литературных данных [1], могло достигать 15 %.

Скорости продольных волн в куонамской свите, определенные по данным акустического каротажа, составляют порядка 3800 м/с, что на фоне вмещающих высокоскоростных известняков и доломитов ($V = 4700\text{--}5000$ м/с) делает ее акустически контрастной границей на временных сейсмических разрезах (рис. 2).

Трапповый магматизм, проявившийся в раннем триасе, – наиболее значимый процесс, деструктивно повлиявший на залежи УВ, источником которых является куонамская свита. В пределах Северо-Тунгусской НГО поля развития раннетриасовых базальтовых покровов занимают более 90 %. Однако они могут играть положительную роль в сохранности скоплений нефти и газа в осадочном чехле. Кроме того, существует точка зрения, что насыщение чехла трапповыми интрузиями закономерно уменьшается с юга (от центральных районов Южно-Тунгусской НГО) на север в сторону Северо-Тунгусской НГО [9].

Именно для таких бассейнов, где широко проявился трапповый магматизм, А. Э. Конторовичем и А. В. Хоменко были разработаны теоретические основы прогноза их нефтегазоносности [4]. На первом этапе такого прогноза необходимо реконструировать структурный план осадочного бассейна, основных резервуаров и нефтематеринских формаций, содержащихся в разрезе к моменту начала проявления траппового магматизма (в нашем случае – к концу перми). Выполнению этой задачи и посвящена настоящая работа.

Для построения палеоструктурной карты по кровле куонамской свиты и ее возрастных аналогов на конец перми по всем сейсмическим профилям, представленным на рис. 1, был прослежен отражающий горизонт H_1 . Этот горизонт стратифицируется как кровля литвинцевской (метегерской) свиты в зоне развития соленосного типа разреза кембрия и как кровля куонамской свиты в зоне развития бессолевого типа.

На большей части исследуемой территории в бессолевого типа разреза горизонт H_1 обладает реперными свойствами и однозначно опознается на временных разрезах. В соленосной части разреза прослеживаемость горизонта значительно хуже, несмотря на то, что здесь он маркирует предмайский региональ-

ный перерыв в осадконакоплении. Это связано отчасти с низкой акустической дифференциацией карбонатного разреза. Учитывая огромные расстояния между глубокими скважинами (например, от Чириндинской-271 до ближайшей к ней скважины Кочечумской-2 более 270 км, а до Сохсолохской-706 – более 480 км), неполноту вскрываемого ими разреза и наличие участков потери фазовой корреляции на временных разрезах, схему корреляции остальных отражающих горизонтов следует признать неоднозначной. Уточнить структурные построения смогут только новые данные по глубокому бурению и сейсморазведочным работам.

Расчет структурных карт выполнялся с использованием интервальных и средних скоростей, рассчитанных в точках скважин по каждому сейсмокомплексу. Средняя скорость до куонамской свиты по скважине Чириндинская-271, согласно данным сейсмокаротажа, составила 4 700 м/с. Рельеф кровли куонамской свиты в пределах территории исследования закономерно погружается от западных склонов Анабарской антеклизы в сторону центральных частей Курейской синеклизы, где достигает максимальных значений в районе Туринской впадины – до 7,5 км. Ясно, что при таких современных глубинах куонамская свита уже реализовала свой генерационный потенциал.

Для получения ответа на вопрос, на каких глубинах она находилась к концу пермского периода, необходимо иметь информацию о структурном плане по подошве триаса. Наиболее подробный вариант такой карты был построен специалистами СНИИГГИМСа [5], в основу которого были положены как данные глубоких и колонковых скважин, так и материалы разномасштабных геологических съемок. В пределах исследуемой территории толщины триаса, определенные с учетом топографического рельефа местности, составляют 1 000–1 200 м. В сторону Анабарской антеклизы происходит постепенное уменьшение толщин триасовых отложений, вплоть до полного выклинивания.

Учитывая практически полное отсутствие осадконакопления в мезозое и кайнозое в пределах Курейской синеклизы, можно построить в первом приближении палеоструктурную карту по кровле куонамской свиты на конец перми путем вычета толщин триаса. Однако необходимо еще оценить и учесть объемы внедрившихся раннетриасовых интрузий в осадочный чехол, пренебрегать которыми, как показывает анализ толщин траппов, нельзя.

Специалистами ИНГГ СО РАН для южной части Курейской синеклизы и СНИИГГИМСа для западной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции была выполнена оценка насыщенности интрузиями траппов основных комплексов пород. В пределах территории Северо-Тунгусской НГО были проанализированы карты насыщенности осадочного чехла трапповыми интрузиями, залегающими выше куонамской свиты (от среднего кембрия до верхнего палеозоя). Максимальные суммарные толщины траппов в этой части осадочного чехла составили более 1500 м в пределах Туринской впадины. Таким образом, был построен окончательный вариант палеоструктурной карты в относительных отметках по кровле куонамской свиты на конец перми, до внедрения траппов (рис. 3).

Палеорекострукции, выполненные специалистами ИНГГ СО РАН для куонамской свиты, показывают, что к концу перми (до масштабного проявления траппового магматизма) она погрузилась на глубины, достаточные для запуска процессов генерации УВ, сформировав обширный Туринский очаг нефтегазообразования, охватывающий большую часть территории Северо-Тунгусской НГО и занимающий площадь порядка 225 тыс. км², а также меньший по размеру Ламско-Хантайский очаг площадью более 60 тыс. км². Северное замыкание последнего неизвестно вследствие резкого погружения палеозойских комплексов под мезозой Енисей-Хатангского регионального прогиба.

За границу очагов была принята изогипса 3 км – та глубина, на которой при геотермическом градиенте, близком к современному, достигается подходящая температура (заведомо выше 60 °С) для начала процессов генерации жидких УВ породами куонамской свиты. Максимальные палеоглубины кровли куонамской свиты в пределах Туринского очага составляют около 7 км, что позволяет предполагать широкое развитие в то время также и процессов газообразования.

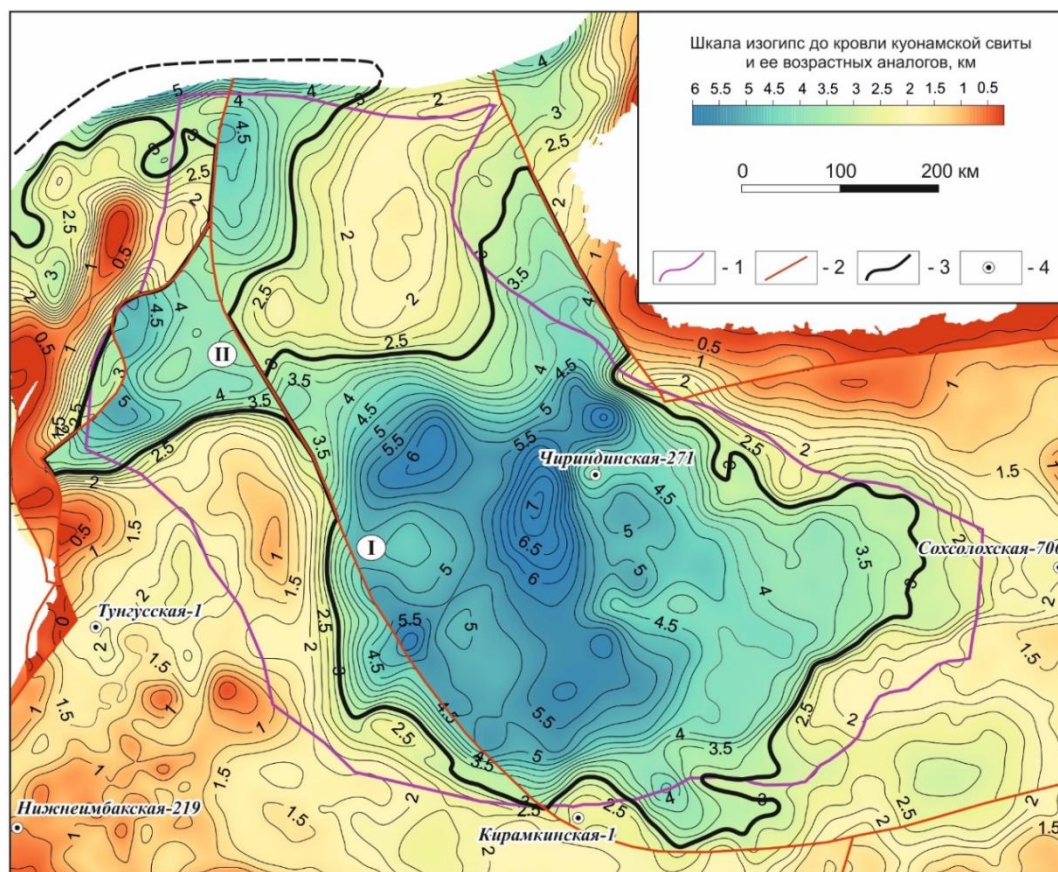


Рис. 3. Палеоструктурная карта по кровле куонамской свиты и ее возрастным аналогам на конец перми

1 – граница Северо-Тунгусской НГО, 2 – основные разломы, 3 – границы очагов нефтегазообразования (I – Туринский, II – Ламско-Хантайский), 4 – параметрические скважины

Согласно результатам моделирования процессов нефтегазообразования [2], в Туринском очаге значительная часть генерационного потенциала куонамской свиты к началу перми была реализована. Скорее всего, к началу внедрения траппов основная часть залежей была сформирована за счет УВ, генерация которых имела место в девоне, позднем карбоне и ранней перми.

Таким образом, внедрение интрузий траппов в тело куонамской свиты в конце перми – начале триаса в южном Туринском очаге генерации, в тех участках, где это имело место, уже не могло существенно сказаться на ее генерационном потенциале. Существенно большим такое влияние могло быть в северо-западном Ламско-Хантайском очаге генерации нефти и газа. В нем активная генерация углеводородов продолжалась до конца карбона включительно.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бахтуров С. Ф., Евтушенко В. М., Переладов В. С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск : Наука, 1988. – 161 с.
2. Выделение зон нефтенакопления ранне-среднекембрийского Куонамского осадочного бассейна в зоне сочленения Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы на основе геологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения: отчет о НИР / отв. исп. Губин И. А., Фомин А. М. – Новосибирск : ИНГТ СО РАН, 2015. – 368 с.
3. Кероген куонамской свиты кембрия (северо-восток Сибирской платформы) / Т. М. Парфенова, А. Э. Конторович, Л. С. Борисова, В. Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, № 3. – С. 353–363.
4. Конторович А. Э., Хоменко А. В. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1764–1773.
5. Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на основе моделирования процессов формирования залежей УВ по технологии бассейнового моделирования: отчет о НИР в 3-х кн. / отв. исп. Мигурский А. Ф., Смирнов Е. В. – Новосибирск : СНИИГТИМС, 2010. – 696 с.
6. Прогноз нефтегазогеологических параметров палеозойских отложений севера Тунгусской синеклизы / Т. А. Дивина, В. С. Старосельцев, В. Ю. Тезиков и др. // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири (Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1994 год). Ч. II. – Новосибирск, 1996. – С. 113–115.
7. Рифовые формации древних платформ и перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений кембрия Западной Якутии / В. А. Асташкин, В. Е. Бакин, А. В. Овчаренко, В. Е. Савицкий // Геология и геофизика. – 1979. – № 6. – С. 3–7.
8. Сейсмогеологическая модель кембрийских рифовых комплексов Якутии и возможности их изучения методом сейсморазведки / Н. В. Умперович, А. Е. Еханин, В. А. Асташкин и др. // Геология и геофизика. – 1989. – № 5. – С. 85–93.
9. Старосельцев В.С. Осадочный комплекс Тунгусской синеклизы – перспективный объект поиска УВ // Геология нефти и газа. – 1990. – № 1. – С. 11–15.
10. Строение кембрийской рифовой зоны Якутии по данным бурения и сейсморазведки / А. Е. Еханин, Н. В. Умперович, В. А. Асташкин и др. // Геология и геофизика. – 1990. – № 6. – С. 49–56.

REFERENCES

1. Bahturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.S. Kuonamskaja bituminoznaja karbonatno-slancevaja formacija. – Novosibirsk: Nauka, 1988. – 161 s.
2. Vydelenie zon neftenakoplenija ranne-srednekembrijskogo Kuonamskogo osadochnogo bassejna v zone sochlenenija Kurejskoj sineklizy i Anabarskoj anteklizy na osnove geologicheskoj interpretacii dannyh sejsmorazvedki i burenija: otchet o NIR / otv. isp. Gubin I.A., Fomin A.M. – Novosibirsk: INGG SO RAN, 2015. – 368 s.
3. Kerogen kuonamskoj svity kembrija (severo-vostok Sibirskoj platformy) / T.M. Parfenova, A.JE. Kontorovich, L.S. Borisova, V.N. Melenevskij // Geologija i geofizika. – 2010. – T. 51, № 3. – S. 353–363.
4. Kontorovich A.JE., Homenko A.V. Teoreticheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti osadochnyh bassejnov s intensivnym pojavleniem trappovogo magmatizma // Geologija i geofizika. – 2001. – T. 42, № 11–12. – S. 1764–1773.
5. Ocenka resursnogo potenciala neftegazonosnosti Leno-Tungusskoj neftegazonosnoj provincii na osnove modelirovanija processov formirovanija zalezhej UV po tehnologii bassejnovogo modelirovanija: otchet o NIR v 3-h kn. / otv. isp. Migurskij A.F., Smirnov E.V. – Novosibirsk: SNIIGGIMS, 2010. – 696 s.
6. Prognoz neftegazogeologicheskikh parametrov paleozojskij otlozhenij severa Tungusskoj sineklizy / T.A. Divina, V.S. Starosel'cev, V.JU. Tezikov i dr. // Geologija i problemy poiskov novyh krupnyh mestorozhdenij nefti i gaza v Sibiri (Rezul'taty rabot po Mezhvedomstvennoj regional'noj nauchnoj programme «Poisk» za 1994 god). CH. II. – Novosibirsk, 1996. – S. 113–115.
7. Rifovye formacii drevnih platform i perspektivy neftegazonosnosti karbonatnyh otlozhenij kembrija Zapadnoj JAkutii / V.A. Astashkin, V.E. Bakin, A.V. Ovcharenko, V.E. Savickij // Geologija i geofizika. – 1979. – № 6. – S. 3–7.
8. Sejsmogeologicheskaja model' kembrijskikh rifovyh kompleksov JAkutii i vozmozhnosti ih izuchenija metodom sejsmorazvedki / N.V. Umperovich, A.E. Ehanin, V.A. Astashkin i dr. // Geologija i geofizika. – 1989. – № 5. – S. 85–93.
9. Starosel'cev V.S. Osadochnyj kompleks Tungusskoj sineklizy – perspektivnyj ob#ekt poiska UV // Geologija nefti i gaza. – 1990. – № 1. – S. 11–15.
10. Stroenie kembrijskoj rifovoj zony JAkutii po dannym burenija i sejsmorazvedki / A.E. Ehanin, N.V. Umperovich, V.A. Astashkin i dr. // Geologija i geofizika. – 1990. – № 6. – S. 49–56.

© И. А. Губин, А. Э. Конторович, С. А. Моисеев, А. М. Фомин, Е. С. Ярославцева, 2018

ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ПРОВИНЦИИ КОЛЛЕКТОРОВ И ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ВЕНДА НА ЮГО-ЗАПАДЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Юлий Константинович Советов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент, тел. (913)486-19-49, e-mail: SovetovYK@ipgg.sbras.ru

Людмила Владимировна Соловецкая

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (913)784-09-39, e-mail: SolovetskayLV@ipgg.sbras.ru

В детальной стратиграфической последовательности оселковой серии венда в Присаянском прогибе выделены пачки ледниковых, морских и дельтовых отложений, которые, по седиментологическим критериям, первоначально были обогащены ОВ. Эти пачки чередуются с пачками речных отложений, и вместе с ними образуют континентально-морской комплекс, который широко распространен за пределами прогиба на Енисейском кряже, в Иркутском Присаянье, Прибайкалье и плите Сибирской платформы. Ледниковые, прибрежно-морские и шельфовые отложения этого комплекса имеют признаки застойных водоемов и включают остатки битумов. Кластический материал поступал со стороны Сибирского кратона на пассивные континентальные окраины. В позднем венде континентально-морской комплекс был перекрыт аллювиальными отложениями айсинской свиты, которые объединены в континентальный комплекс с источником материала в складчато-надвиговом поясе далеко за западными границами Сибирского кратона. Кластический материал западных рек стал основой для коллекторов позневендских тирских месторождений углеводородов на плите Сибирской платформы. Предполагается, что генерация углеводородов в осадочных бассейнах краевых прогибов Сибирского кратона происходила после образования кембрийского карбонатно-эвапоритового чехла и средне-верхнекембрийской молассы. В это время Присаянский прогиб и аналогичные латеральные тектонические структуры погрузились на глубины главной зоны нефтеобразования.

Ключевые слова: венд, Присаянский прогиб, оселковая серия, марнинская и удинская свиты, литостратиграфические пачки, седиментология.

PROVENANCES FOR OIL AND GAS TRAPS AND VENDIAN HYDROCARBON ORIGINATION DEPOSITS AT THE SOUTHWEST SIBERIAN PLATFORM

Julius K. Sovetov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Leading Researcher; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, phone: (913)486-19-49, e-mail: SovetovYK@ipgg.sbras.ru

Ludmila V. Solovetskaya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Leading Engineer; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Senior Lecturer, phone: (913)784-09-39, e-mail: SolovetskayLV@ipgg.sbras.ru

The separate members of Early Vendian glaciogenic, marine and delta deposits enriched formerly by organic matter been detected in the Oselok Group detailed stratigraphic sections at the East Sayan foredeep. These members alternate with fluvial deposits members and form a continental-marine complex extending widely outside the foredeep in the Enisey Ridge, Irkutsk Foothills of the East Sayan Ridge, near Baikal territory and in the interior area of the Siberian Platform also. Glaciogenic, coastal, delta and shelf deposits possess the characteristic of stagnant environments and include a fixed bitumen rarely. Clastics have moved this time from Siberian craton to passive continental margin. Continental-marine complex was overlapped in the Late Vendian by fluvial deposits of the Aysa Fm. and form a continental complex with provenance in fold-trusted belt far more than the Siberia western margin. Clastics from western rivers did sandstones framework in Late Vendian Tira Fm. hydrocarbon traps at the Siberian Platform. It is suggested hydrocarbon originate after EarlyCambrian carbonate and evaporite sedimentation not far from end of the Middle – Upper Cambrian molasse. The East Sayan foredeep and its lateral tectonic analogues in this time subsided to deepes for main zone of oil generation.

Key words: Vendian, East Sayan Foredeep, Oselok Group, Marnya Formation, Uda Formation, Lithostratigraphic Members, Sedimentology.

Цель доклада – обосновать вендские источники кластического материала и органического вещества в вендских месторождениях углеводородов на Сибирской платформе. Стратиграфические подразделения, которые заключены между базальной пачкой гляциогенных отложений (брекчий, диамиктитов и их латеральных гляцио-флювиальных аналогов) и пачкой конгломератов и песчаников алювиальных и прибрежно-морских красноцветных кластических свит, авторами коррелируются с вендом ОСШ России [1–4]. Красноцветные кластические стратиграфические подразделения, выделенные как угловская, редколесная, усть-тагульская, шаманская свиты и объединенные в «енисейско-присяянский» горизонт [1], отнесены к базальным слоям кембрия [4]. В закрытых районах Сибирской платформы нижняя граница енисейско-присяянского горизонта проводилась в основании «парфеновской пачки песчаников» в понимании ее стратиграфического объема как базальной пачки «иркутского горизонта» по [5].

Верхняя граница вендских отложений в открытых разрезах по биостратиграфическому критерию проведена в основании трансгрессивного прибрежно-морского комплекса доломитов и песчаников с обильными ихнофоссилиями *Treptichnus pedum*, которые найдены на Енисейском кряже, в Бирюсинском и Иркутском Присяянье в одной и той же стратиграфической позиции [4]. По появлению этой ассоциации ихнофоссилий, связанных с глобальной трансгрессией моря, проведена граница эдиакарана и кембрия в МСШ [6]. Эта трансгрессия моря в разрезах скважин нефтеразведочного и поискового бурения на Сибирской платформе маркирована общепризнанной литостратиграфической границей – подошвой катангской свиты, которая перекрывает парфеновскую пачку

[7]. Обоснование хроностратиграфического статуса этой границы – отдельная проблема и в докладе не обсуждается. По палеогеографическому и геодинамическому критериям граница кембрий-докембрий, кембрий-венд, авторами проводится по подошве «енисейско-присяянского» горизонта [1, 4].

Довендские (позднерифейские, криогенские) отложения, которые пространственно близки к месторождениям углеводородов на Ангара-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизе, представлены карагасской серией терригенных и карбонатных отложений (около 2 000 м). Карагасская серия залегает в узком изолированном Ийско-Туманшетском (Присяянском) трогее и не известна за пределами Присяянья. Напротив, вендские (эдиакаранские) отложения, представленные на юго-западе Сибирской платформы оселковой серией, заполняющей передовой (краевой) Присяянский прогиб, постепенно переходят по простирацию в стратиграфические подразделения непской и чорской серий Сибирской платформы [4]. Переход сопровождается резким сокращением мощности отложений от ~2 000 м до первых сотен и десятков метров. Такие же геометрические параметры установлены при переходе на плиту вендских осадочных комплексов Прибайкальского и Предпатомского прогибов [8].

Отложения карагасской серии сложены прибрежно-морскими ассоциациями, в которых преобладают литофации верхней части берегового склона, которые сформировались в хорошо аэрируемых обстановках приливной равнины. Многочисленные признаки мелководья, аэроэкспозиции осадков и окислительной среды (красноцветность) – прямое свидетельство отсутствия условий сохранения органического вещества. Нижняя часть оселковой серии и ее стратиграфических аналогов – олхинской и байкальской серий на юге, дальнетайгинской серии на юго-востоке, тасеевской и чапской серии на юго-западе – включают пачки морских кластических и карбонатных пород, сохранивших до настоящего времени органическое вещество.

Отложения оселковой серии разделены по седиментологическим критериям на два генетических комплекса: континентально-морской и континентальный [4].

Континентально-морской генетический комплекс

Комплекс включает отложения марнинской и удинской свит. Марнинская свита выделена на р. Уда, в урочище Марня и Озерки, в междуречье притоков рек Огнит и Марня, и подразделена на девять пачек с собственными наименованиями: карапчатуйская, уляхская, нерсинская, тыгнейская, плитнинская, кедровская, озеркинская, огнитская, большеайсинская [2, 9]. Марнинская свита залегает с перерывом и резким эрозионным контактом на различных подразделениях нижележащей карагасской серии верхнего рифея. Нижняя часть марнинской свиты представлена сложным комплексом ледниковых и генетически связанных постледниковых отложений суммарной мощностью 250 м, пачки имеют локальное распространение и замещают друг друга по латерали [9]. В районе устья руч. Карапчатуй (урочище Марня) континентальные отложения марнин-

ской свиты залегают с глубокой экзарацией ледником на морских отложениях ипситской и тагульской свит карагасской серии. В пределах одного обнажения карапчатуйская пачка резко срезает сероцветную ипситскую свиту и переходит на красноцветные отложения тагульской карбонатной платформы [9]. В этой местности основание марнинской свиты вскрыто в правом и левом борту р. Уда, близ устья руч. Карапчатуй, и нижняя граница проводится либо по основанию карапчатуйской пачки гляциогенных континентальных брекчий, либо по основанию уляхской пачки гляциогенных континентальных диамиктитов (тиллитов) там, где брекчии выклиниваются. Стратотип уляхской пачки находится в обоих бортах р. Уда в районе р. Уляха. В урочище Уляха (р. Уда) обнажено основание марнинской свиты, представленное уляхской пачкой диамиктитов (тиллитов), которые залегают с эрозионным контактом на доломитах тагульской свиты карагасской серии. Диамиктиты перекрываются либо микритовыми ламинитовыми покровными доломитами (кэп-доломиты) (урочище Уляха), либо черными ламинитовыми аргиллитами тыгнейской пачки, которая вклинивается между тиллитами и покровными доломитами. Основание марнинской свиты обнажено также на р. Бирюса (урочище Нерса), напротив пос. Кедровый, где на долеритовом силле, внедрившемся в верхнюю часть ипситской свиты карагасской серии, залегают нерсинская пачка гляциогенных валунных конгломератов. Диамиктиты и брекчии аналога уляхской пачки в этом разрезе перекрывают нерсинскую пачку. На р. Уда, в урочище Плиты, на ипситской свите карагасской серии, залегают плитнинская пачка, включающая в основании гляциогенные брекчии. Литологический и стратиграфический аналог плитнинской пачки в урочище Нерса выделен под названием «кедровская пачка» гляциофлювиальных отложений, залегающих непосредственно выше пачки алевролитов, которую можно параллелизовать с тыгнейской пачкой [9]. Плитнинская пачка с постепенным переходом перекрывает тыгнейскую пачку черных аргиллитов в урочище Озерки, и сама в этом разрезе перекрывается озеркинской пачкой покровных доломитов. Тыгнейская пачка, представленная наложением бактериальных матов и глинистого вещества с редкими бактериальными доломитовыми биостромами и конкрециями пирита, характеризуется специфическими биомаркерами ОВ [10]. Стратотипом тыгнейской пачки служит разрез пачки в правом борту р. Уда, близ устья руч. Тыгней, а также в левом и правом бортах р. Уда, в урочище Озерки. Озеркинская пачка в стратотипическом разрезе (р. Уда, урочище Озерки) прекрасно обнажена с нижним и верхним контактами, где можно изучать литотип «покровных доломитов». Генетическая сущность покровных доломитов озеркинской пачки определяется характерной тонколаминитовой текстурой бактериальных матов с микритовой структурой, следами слабых течений доломитового ила, рябью волнения и присутствием конкреций марказита. Характерна также слоистая текстура «типпи» и деформации смятия, как предполагается, в результате выбросов метана. Кэп-доломиты озеркинской пачки сохраняют признаки бассейна с застойной обстановкой даже после обесцвечивания на поверхности. За исключением постледниковых гляциофлювиальных и гляциоозерных зандровых отложений (верхняя

часть карапчатуйской и плитнинской пачек), все ледниковые подледные морены (уляхская пачка), надледные отложения протаин (cryoconite hole) (тыгнейская пачка), отложения подледных потоков (уляхская пачка) имеют темно-серую и черную окраску и образовались в застойных водоемах или ловушках без доступа кислорода. Несомненно, постледниковые моря-озера с покровными доломитами озеркинской пачки характеризовались застойной обстановкой с очень ограниченной циркуляцией воды и обилием отложений бактериальных матов.

Группа отложений постледниковой трансгрессии включает огнитскую и большеайсинскую пачки. Нижняя часть огнитской пачки с черными алевролитами трансгрессивного тракта секвенции начала трансгрессии и верхняя часть – с проградирующим трактом приливных прибрежно-морских баров (ортотварцитов) маркирует развития региональной трансгрессии. Огнитская пачка также хорошо обнажена в ясной стратиграфической позиции в урочищах Озерки, Большая Айса, Гладкий Плес. Кроме темно-серой окраски песчаников и алевролитов, на границе огнитской и озеркинской пачек обнаружены глубокие промоины низкого стояния уровня моря с жилами битума.

Верхнее стратиграфическое подразделение марнинской свиты – большеайсинская пачка штормовых кластических отложений, образованных на нижней части берегового склона (shoreface) – представляет собой прекрасный региональный стратиграфический горизонт, содержащий многочисленные отпечатки и слепки проблематичных морских животных. Разрезы с ясными нижней и верхней границами обнажены в урочищах Плиты, Озерки, Муксут и Большая Айса. От берега на юго-запад, в сторону открытого моря, возрастает тонкость темпеститов, переходящих в черные алевролиты, а мощность пачки возрастает от десятков метров до 300 м. Верхняя граница марнинской свиты резкая, эрозионная и проводится по основанию нижеудинской пачки гравийных песчаников и гравелитов вышележащей удинской свиты.

Удинская свита. Стратотип удинской свиты в принятом авторами стратиграфическом объеме находится в правом борту р. Уда, в урочище Плиты, где она подразделена на три пачки: нижеудинскую, унылскую и пещернинскую. Удинскую свиту составляет единая секвенция – регрессивно-трансгрессивный цикл отложений. Нижняя часть свиты, нижеудинская пачка, представлена речными конгломератами (редко конгломерато-брекчиями), гравелитами и крупнозернистыми песчаниками, залегающими с размывом на большеайсинской пачке марнинской свиты. Средняя часть свиты представлена унылской пачкой дельтовых отложений с песчаными русловыми каналами и черными алевролитами авандельты. Верхнюю часть свиты составляют темно-серые и черные строматолитовые и микрофитолитовые известняки пещернинской пачки, наивысшего уровня моря. Удинская свита, образованная внутрикратонной речной системой и трансгрессией моря, содержит в верхней части отложения-накопители ОВ. Петрология кварцевых (ортотварцитовых) и аркозовых песчаников марнинской и удинской свит и измеренные направления течения рек однозначно показывают происхождение песчаников за счет интракратонных ис-

точников – пород фундамента Сибирской платформы, как и песчаных коллекторов непской серии. Все отмеченные стратиграфические подразделения нижней части оселковой серии коррелируются с литостратиграфическими аналогами в байкальской серии Прибайкальского прогиба, где темно-серые и черные алевролиты-аргиллитовые отложения («черные сланцы») развиты особенно широко [4].

Континентальный генетический комплекс

Региональное распространение дельтовой и аллювиальной систем выше известняков пещернинской пачки маркирует резкую смену обстановок седиментации и появление внекратонного источника кластического материала [4, 11]. Айсинская свита в принятом авторами объеме подразделена на пять пачек – кагатскую, муксутскую, луговскую, серебрянскую, тымбырскую и катальчиковскую [4]. Подразделение на пачки генетически однородной аллювиальной толщи мощностью 1000–1700 м сделано в долине р. Бирюса по «сгущению» песчаников русел, т. е. активизации речного потока. Нижняя граница находится в кровле известняков пещернинской пачки, верхняя граница – эрозионная, в основании конгломератов перекрывающей усть-тагульской свиты кембрия [4]. Наиболее полный разрез айсинской свиты в моноклинальном залегании находится в правом борту р. Бирюса между пос. Сереброво и р. Тымбыр. Кагатская пачка обнажена в полном объеме в левом борту р. Уда, в урочище Муксут, напротив устья р. Кагат, и представлена темноцветными мелкослоистыми алевролитами и песчаниками с линзами русловых песчаников. Кагатская пачка имеет все признаки дельты, проградирующей в мелкое море на платформе, ее отложения согласно перекрывают известняки пещернинской пачки. Выдающиеся по мощности и распространению каналы-русла находятся в основании муксутской и катальчиковской пачек. Муксутская пачка русловых речных отложений подробно изучена в долине р. Уда в урочищах Муксут и Плиты, что дало основание для идентификации большой реки (big river) [4]. Массивные песчаники муксутской пачки маркируют региональное событие – проградацию отложений крупной реки на платформу. Эти отложения выступают в роли главного маркирующего горизонта для корреляции оселковой серии не только в Бирюсинском Присянье, но и далеко за его пределами: с тасеевской серией юга Енисейского кряжа и мотской серией Иркутского Присянья. Многочисленные измерения направлений течения однозначно показывают истоки реки к западу от Сибирской платформы и за пределами Сибирского кратона [4]. Анализ палеотечений и сходство петрологии песчаников айсинской свиты и чорской свиты внутренних районов доказывают, что песчаные коллекторы углеводородов в парфеновской (s.l.) и боханской пачках имеют западное происхождение за счет экзократонных источников [4, 11].

Проведена оценка погружения осадочного бассейна Присянского прогиба и, без анализа разуплотнения пород (бэкстрипинга), осадочный бассейн к концу венда погрузился на глубину более 2 000 м, к концу кембрия – более 4 000 м.

В кембрийскую эпоху отложения прошли стадию мезокатагенеза и главную фазу нефтеобразования, к концу ордовика, вероятно, – главную фазу газообразования. Такой же мезокатагенез испытали аналоги континентально-морского комплекса в Енисейском, Прибайкальском и Патомском краевых опусканиях кратона. Хорошо известны пачки черных аргиллитов («черных сланцев») в верхней подсвите улунтуйской свиты и в качергатской свите байкальской серии Прибайкалья, в олхинской свите Иркутского Присяянья, чистяковской свите тасеевской серии Енисейского кряжа, валюхтинской свите дальнетайгинской серии Патомского нагорья.

Заключение

1. Осадочные системы оселковой серии венда краевой юго-западной зоны Сибирской платформы включают стратиграфические подразделения, первично обогащенные ОВ. По геодинамической классификации, реализованной в Присяянском прогибе, эти системы образовались последовательно: 1) во внутренней зоне пассивной континентальной окраины (ранний венд) и 2) в передовом прогибе – периферическом форландовом бассейне (поздний венд). Эти осадочные системы венда установлены также в южном Присяянском (Иркутском), Южно-Енисейском, Прибайкальском и Патомском прогибах.

2. Погружение краевой зоны ранневендского осадочного бассейна, содержащего ОВ, достигло глубины главной зоны нефтеобразования к концу кембрия.

3. В вендскую эпоху были созданы два типа песчаных (терригенных) коллекторов углеводородов: в раннем венде – из внутрикратонных провинций, в позднем венде – из провинций западного рециклированного орогена.

4. Если следовать биогенной теории происхождения углеводородов, то наиболее простое объяснение формирования их скопления в месторождениях на НБА – существование вендского осадочного источника.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Советов Ю. К. Верхнедокембрийские песчаники юго-запада Сибирской платформы. (Казанский Ю.П. отв. ред.). – Новосибирск : Наука СО, 1977. – 294 с.
2. Советов Ю. К., Комлев Д. А. Тиллиты в основании оселковой серии Присяянья и положение нижней границы венда на юго-западе Сибирской платформы. Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2005. – № 1. – С. 3–34.
3. Чумаков Н. М., Семихатов М. А., Сергеев В. Н. Опорный разрез вендских отложений юга Средней Сибири. Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2013 – 21(4). – С. 26–51.
4. Советов Ю. К. Седиментология и стратиграфическая корреляция вендских отложений на юго-западе Сибирской платформы: выдающийся вклад внешнего источника кластического материала в образование осадочных систем. – Литосфера. 2018 – 18(1). – С. 20–45.
5. Жарков М. А., Советов Ю. К. Иркутский горизонт, его объем и стратиграфическое положение // Соколов Б.С. (отв. ред.) Стратиграфия нижнего кембрия и верхнего докембрия юга Сибирской платформы. – М. : Наука, 1969. – С. 34–55.
6. Cohen K. M., Finney S. C., Gibbard P. L., & Fan J-X. The ICS International Chronostratigraphic Chart. Episodes 36. – 2016. – P. 199–204.

7. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. – Новосибирск : СО РАН, 2009. – 148 с.
8. Sovetov J., Moiseev S., Blagovidov V. Evolution of the peripheral foreland basin and the Siberian craton deformation as result of Cadomian orogeny. // SES – 08 New insights into basin analysis: Paleoenvironments, geochemistry and depositional processes. International Geological Congress. Oslo. 2008. August 6-14th. Abstracts.
9. Sovetov J. K. Late Neoproterozoic (Vendian) glaciogenic deposits in the Marnya formation, Oselok Group, in the foothills of the East Sayan Range, southwestern Siberian Craton. // Arnaud E., Halverson G.P., Shields-Shou G. (eds). The Geological Record of Neoproterozoic Glaciations. IGCP 512. Geological Society, London, Memoirs 36. Chapter 28. 2011. – P. 317–329.
10. Каширцев В. А., Советов Ю. К., Костырева Е. А., Меленевский В. Н., Кучкина А. Ю. Новый гомологичный ряд молекул-биометок из вендских отложений Бирюсинского Присянья. // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 6. – С. 698–702.
11. Советов Ю. К., Хофманн М., Казак А. К., Соловецкая Л. В. Две области сноса и петрографические провинции кластического материала вендских осадочных бассейнов Сибирской платформы по данным седиментологического и петрографического анализов и возрасту детритовых цирконов // Складов Е. В. (ред) Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту). Материалы научного совещания 13–16 октября 2015 г., ИЗК СО РАН, г. Иркутск). – Иркутск : ИЗК СО РАН, 2015. – С. 227–229.

REFERENCES

1. Sovetov Yu. K. Verhnedokembrijskie peschaniki yugo-zapada Sibirskoj platformy. (Kazanskij Yu.P. otv. red.) Novosibirsk: Nauka SO, 1977. – 294 s.
2. Sovetov Yu. K., Komlev D. A. Tility v osnovanii oselkovoj serii Prisayan'ya i polozhenie nizhnjej granicy venda na yugo-zapade Sibirskoj platformy. Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyaciya. – 2005. – № 1. – S. 3–34.
3. Chumakov N. M., Semihatov M. A., Sergeev V. N. Opornyj razrez vendskih otlozhenij yuga Srednej Sibiri. Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyaciya. 2013 – 21(4). – S. 26–51.
4. Sovetov Yu. K. Sedimentologiya i stratigraficheskaya korrelyaciya vendskih otlozhenij na yugo-zapade Sibirskoj platformy: vydayushchijsya vklad vneshnego istochnika klavsticheskogo materiala v obrazovanie osadochnyh sistem. Litosfera. 2018 – 18(1). – 20–45.
5. Zharkov M. A., Sovetov Yu. K. Irkutskij gorizont, ego ob'em i stratigraficheskoe polozhenie // Sokolov B.S. (otv. red.) Stratigrafiya nizhnego kembriya i verhnego dokembriya yuga Sibirskoj platformy. M. : Nauka, 1969. – 34–55.
6. Cohen K. M., Finney S. C., Gibbard P. L., & Fan J-X. The ICS International Chronostratigraphic Chart. Episodes 36. – 2016. – P. 199–204.
7. Mel'nikov N. V. Vend-kembrijskij solenosnyj bassejn Sibirskoj platformy. Novosibirsk: SO RAN, 2009. – 148 s.
8. Sovetov J., Moiseev S., Blagovidov V. Evolution of the peripheral foreland basin and the Siberian craton deformation as result of Cadomian orogeny. // SES – 08 New insights into basin analysis: Paleoenvironments, geochemistry and depositional processes. International Geological Congress. Oslo. 2008. August 6-14th. Abstracts.
9. Sovetov J. K. Late Neoproterozoic (Vendian) glaciogenic deposits in the Marnya formation, Oselok Group, in the foothills of the East Sayan Range, southwestern Siberian Craton. // Arnaud E., Halverson G.P., Shields-Shou G. (eds). The Geological Record of Neoproterozoic Glaciations. IGCP 512. Geological Society, London, Memoirs 36. Chapter 28. 2011. – P. 317–329.
10. Kashircev V. A., Sovetov Yu. K., Kostyreva E. A., Melenevskij V. N., Kuchkina A. Yu. Novyj gomologichnyj ryad molekul-biometok iz vendskih otlozhenij Biryusinskogo Prisayan'ya. // Geologiya i geofizika. – 2009. – Т. 50. – № 6. – С. 698–702.

11. Sovetov Yu. K., Hofmann M., Kazak A. K., Soloveckaya L. V. Dve oblasti snosa i petrograficheskie provincii klasticheskogo materiala vendskih osadochnyh bassejnov Sibirskoj platformy po dannym sedimentologicheskogo i petrograficheskogo analizov i vozrastu detritovyh cirkonov // Sklyarov E. V. (red) Geodinamicheskaya evolyuciya litosfery Central'no-Aziatskogo podvizhnogo poyasa (ot okeana k kontinentu). Materialy nauchnogo soveshchaniya 13–16 oktyabrya 2015 g., IZK SO RAN, g. Irkutsk). Irkutsk: IZK SO RAN, 2015. – С. 227–229.

© Ю. К. Советов, Л. В. Соловецкая, 2018

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КУОНАМСКОЙ И БАККЕНОВСКОЙ ГОРЮЧЕСЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ

Ираида Николаевна Зуева

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: inzu@ipng.ysn.ru

Ольга Николаевна Чалая

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: oncha@ipng.ysn.ru

Алексей Иванович Сивцев

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: maraday@mail.ru

Сравнительный анализ Куонамской формации нижнего-среднего кембрия и Баккеновской формации девон-миссисипия (карбона) показал, что при различии в геологическом возрасте с геохимических позиций обе формации характеризуются сходством фациальных условий формирования отложений, литологического состава пород, вещественного состава ОБ аквагенной природы и представляют интерес с позиций изучения процессов нефтегазообразования в высокоуглеродистых формациях.

Ключевые слова: горючие сланцы, сланцевая нефть, сланцевый газ, органическое вещество, кероген, генерационный потенциал.

COMPARATIVE CHARACTERISTIC OF KYONAMSKY AND BAKKEN BLACK SHALE FORMATIONS

Iraida N. Zueva

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Leading Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: inzu@ipng.ysn.ru

Olga N. Chalaya

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Leading Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: oncha@ipng.ysn.ru

Aleksey I. Sivtsev

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: maraday@mail.ru

Comparative analysis of different age Kuonamsky (Low-Middle Cambrian, Eastern Siberia Platform) and Bakken (Mississippian, Williston Basin) Formations showed their geochemical simi-

larity. Namely, both formations characterize close facial depositional environments, lithological composition of rocks, composition of organic matter by aquagenic matter. They are interesting as objects for study of oil generation processes in high carbon-rich formations.

Key words: black shales, tight oil, shale gas, organic matter, kerogen, generation potential.

Введение

Наличие в сланцевых толщах огромных запасов углеводородов (УВ), сопоставимых с запасами традиционных нефти и газа, бурный рост их добычи, в первую очередь в США, позволяют говорить о появлении на мировом рынке энергоносителей нового сегмента – сегмента сланцевых нефти и газа [1].

Систематическое изучение Куонамской горючесланцевой (ГС) формации востока Сибирской платформы – геологии, геохимии органического вещества (ОВ), металлогении, оценки нефтегенерационного потенциала – проводилось много лет большими коллективами ученых научно-исследовательских институтов ВНИГРИ, СНИИГГиМС, ИНГГ СО РАН, ИПНГ СО РАН и др.

В работе дана сравнительная характеристика состава ОВ и ряда геохимических показателей Куонамской ГС формации среднего нижнего кембрия востока Сибирской платформы и ГС формации Баккен девон- миссисипия (карбона) нефтегазоносного бассейна Уилстон (США).

Выбор формации Баккен для сравнения с Куонамской формацией обусловлен рядом причин. Формация Баккен – это одна из уникальных и хорошо изученных ГС формаций США со значительным объемом нефти и газа [2, 3]. В США по формации Баккен имеется успешный 60-летний опыт по извлечению нефти и газа из сланцевых толщ из низкопоровых низкопроницаемых коллекторов. Более 38 % добычи всей сланцевой нефти в США приходится на формацию Баккен. В 2012 г. она составила 36 млн тонн. К 2020 г. добыча сланцевой нефти будет составлять 260 млн т (52 %), а в 2030 г. – 380 млн т (72 % от всей добычи нефти в стране) [3].

1. Куонамская горючесланцевая формация

На востоке Сибирской платформы в разрезе нижнего-среднего кембрия отложений выделена Куонамская формация битуминозных глинисто-карбонатных и кремнисто-карбонатно-глинистых пород [4–6]. Глубина залегания – 1,0–2,0 км и глубже 4 км. Площадь по разным оценкам – 634–750 км², толщина чаще от 20 до 50 м. Общая мощность оценивается в 220–230 м [5].

Повсеместно породы обогащены ОВ, что отличает ее как от подстилающих, так и от перекрывающих отложений. Нижне-среднекембрийские отложения формации являются уникальными по обогащенности ОВ во всем разрезе докембрия и палеозоя Сибирской платформы [4–6]. В отложениях Куонамской формации и ее аналогах на Сибирской платформе первоначальная масса захороненного ОВ оценивается 36 трлн тонн, современная масса ОВ – в 12 трлн тонн [7]

В составе фоссилизированного ОВ преобладает коллоальгинит с незначительной примесью талломоальгинита. В работе [8] показано, что аномально высокие концентрации ОВ связаны с преобладанием в его составе зеленых водорослей *Tasmanites* и *Leiospha-Eridia*. Согласно [6] ОВ практически нацело состоит из альгинита, представленного цианофитным планктоном *Cloos-capsamorph*, реже зелеными водорослями, подобным *Tasmanites*, акритархами.

Концентрации ОВ в глинисто-карбонатно-кремнистых породах варьируют в широком интервале значений от 1 до 38 %. Как и в других ГС формациях, максимальные концентрации ОВ связаны с аргиллитовыми разностями пород – органического углерода (Сорг) превышает 10 % и может достигать 38 %.

Характерной особенностью отложений является обогащенность битумоидными компонентами (ХБ), превосходящими по содержанию другие отложения в разрезе палеозоя Сибирской платформы. ХБ разнообразны по групповому компонентному составу, в целом смолы и асфальтены преобладают над суммой УВ. Особенностью химической структуры фракций масел, смол и асфальтенов является доминирование ароматических циклов над длинными метиленовыми цепями. В химической структуре смол высоко участие кислородсодержащих групп и связей.

По данным пиролиза (ИНГГ СО РАН), в составе ОВ преобладает кероген типа II, что характерно для аквагенного ОВ морских фаций [8]. О высоком генерационном потенциале ОВ свидетельствуют характерные для керогена II высокие значения водородного индекса. Температуры максимального выхода УВ – 420–460°C соответствуют стадии начального мезокатагенеза МК₁-МК₁₋₂, т. е. отложения вошли в «зону нефтяного окна», что соответствует глубинам 1,4–2,4 км. На некоторых участках они погружались на глубину до 4 км и более и попадали в более жесткие условия главной зоны газообразования, стадия АК₁ и выше.

По последним оценкам, при площади Куонамской формации 634 тыс. км² суммарные масштабы генерированной нефти могли составить 1252 млрд т, количество эмигрировавшей нефти – 1002 млрд т [6]. В виде нефти могло сохраниться всего 0,5 % от генерированной нефти, что составляет 5 млрд т. Количество генерированного газа оценивается в 358 трлн м³. Отношение нефть/газ равно 3,5/1. Ресурсы технически извлекаемой нефти – 1,7 млрд т и 11,3 трлн м³ технически извлекаемого газа.

2. Баккеновская горючесланцевая формация

Баккеновская формация – крупнейшая формация легкой нефти низкопроницаемых коллекторов (tight oil) на территории нефтегазоносного бассейна Уиллистон в Сев. Америке (США и Канада). Формация образована породами на границах формации Три Форкс (девон) и известняками Лождпол (миссисипий) [2, 3]. Залегает на глубинах 2,5–3,5 км, занимает площадь 500–725 км², толщина – до 40 м [2, 3].

Источником ОВ являлся планктоногенно-водорослевый. ОВ черных сланцев в основном представляет собой аморфный битуминит с фрагментами фосцилизированных организмов, таких как *Tasmanites*, *Botryococcus*, *Foerstia* и др., также встречаются конодонты и лингулоидные брахиоподы. Накопление ОВ в верхней и нижней сланцевых частях происходило в бескислородных, глубоководных условиях шельфа [9].

По содержанию Сорг в породах, как и в Куонамской формации, установлен неоднородный характер распределения по разрезу и площади распространения формации. Средние значения Сорг в интервале 8,9–20,0 %, максимальные достигают 35 %. В канадской Нижней части формации Баккен среднее содержание Сорг составляет 11,77 %, нефтяной генерационный потенциал – ТРР 61,4 кг/т. В канадской верхней части среднее содержание Сорг 17,63 %, а ТРР равен 93,71 кг/т.

Нефти Баккена – легкие (0,816–0,821 г/см³), малосернистые (0,3–0,16 %). Отношение пристан/фитан больше 1 [3].

По данным пиролиза, в составе ОВ при доминирующей доли керогена типа II в отдельных областях определяется небольшой вклад керогенов I и III [10]. Как и в Куонамской формации, отложения Баккен вошли в «зону нефтяного окна». Выделяют 2 зоны нефтегазогенерации (на глубинах 2740 м и более интенсивной – на 3 048 м) и связанное с ними термически зрелое ОВ пород ($R_0 = 0,53–0,69$), генерировавшее микронепть, которая еще не начала мигрировать. По термической зрелости ОВ верхней и нижней части формации считается зрелым в американской части бассейна Уиллистон и зрелым-незрелым в канадской части.

Сланцевая часть формации Баккен в термически зрелой части в Сев. Дакоте могла генерировать и вытеснить от 37 до 68,9 млрд т нефти – в среднем 56,6 млрд т; извлекаемой нефти – около 27,4 млрд т. В самой формации Баккен суммарное среднее технически извлекаемое количество УВ составляет: 500 млн т (или 3,64 млрд барр.) нефти; 52,3 млрд м³ (или 1848 млрд фут³) газа и 20,3 млн т (или 148 млн барр.) газового конденсата.

Выводы

Таким образом, сравнительный анализ Куонамской и Баккеновской формаций показал, что обе формации сопоставимы по площади распространения и глубине залегания. При различии в геологическом возрасте с геохимических позиций обе формации характеризуются сходством фациальных условий осадконакопления огромных масс ОВ, литологического состава пород, вещественного состава ОВ аквагенной природы. Для этих формаций установлен единый тип керогена II с очень высоким генерационным потенциалом; отложения вошли в зону ГФН и генерировали большое количество жидких УВ, а в зонах более глубокого погружения достигали ГЗГ и генерировали газообразные УВ, которые оставались в генерирующей толще и частично мигрировали в коллекторы. Показанное сходство рассмотренных формаций позволяет считать, что

в перспективе 60-летний успешный опыт США по извлечению нефти и газа из сланцевых толщ формации Баккен будет полезен при создании технологии разработки ГС с учетом особенностей горно-геологических условий Куонамской формации.

Работа выполнена при поддержке проекта по Программе ФИ ГАН IX. Науки о Земле. Проект II. 2П/IX 131-4.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сафронов А. Ф. Апвеллинг как один из факторов формирования горючесланцевых формаций // Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: сб. материалов Всерос. научно-практ. конф., 23-25 июля 2015 г. – Якутск: Асхан, 2015. – С. 63–68.
2. USGS. U.S. Geological Survey petroleum resource assessment of the Bakken Formation/Williston Basin Province – Montana and North Dakota. – URL: <http://www.usgs.gov> (дата обращения – 09.03.2018).
3. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю. Формация Баккен: Геология, нефтегазоносность и история разработки // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8, № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/19_2013.pdf.
4. Бахтуров С. Ф., Евтушенко В. М., Переладов В. С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск : Наука, 1988. – 160 с.
5. Кембрийский горючесланцевый бассейн Сибирской платформы / В. А. Каширцев, А. Ф. Сафронов, И. В. Коровников и др. // Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: сб. материалов Всерос. научно-практ. конф., 23–25 июля 2015 г. – Якутск : Асхан, 2015. – С. 33–37.
6. Баженова Т. К., Маргулис Е. А. Оценка ресурсов сланцевых толщ востока России // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 5. – С. 25–30.
7. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности // Труды СНИИГГиМС. – М. : Недра, 1976. – 250 с.
8. Парфёнова Т. М. Органическая геохимия углеродистых пород куонамского комплекса отложений нижнего среднего кембрия (восток Сибирской платформы): автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Новосибирск, 2008. – 16 с.
9. Stasiuk L. D., Fowler M. G. Organic facies in Devonian and Mississippian strata of Western Canada Sedimentary Basin: relation to kerogen type, paleoenvironment, and paleogeography // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 2004. – Vol. 52(3). – P. 234–255.
10. Kreis L. K., Costa A. L., Osadetz K. G. Hydrocarbon potential of Bakken and Torquay formations, southeastern Saskatchewan // Saskatchewan Geological Society Special Publication. – 2006. – Vol. 19. – P. 118–137.

REFERENCES

1. Safronov A.F. Apvelling kak odin iz faktorov formirovaniya gorjucheslancevyh formacij // Chernye slancy: geologija, litologija, geohimija, znachenie dlja neftegazovogo kompleksa, perspektivy ispol'zovanija kak al'ternativnogo uglevodorodnogo syr'ja: sb. materialov Vseros. nauchno-prakt. konf., 23-25 ijulja 2015 g. – Jakutsk: Ashan, 2015. – S. 63–68.

2. USGS. U.S. Geological Survey petroleum resource assessment of the Bakken Formation/Williston Basin Province – Montana and North Dakota. – URL: <http://www.usgs.gov> (data obrashhenija – 09.03.2018).
3. Prishhepa O.M., Aver'janova O.Ju. Formacija Bakken: Geologija, neftegazonosnost' i istorija razrabotki // Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika. – 2013. – T. 8, № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/19_2013.pdf
4. Bahturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.S. Kuonamskaja bituminoznaja karbonatno-slancevaja formacija. – Novosibirsk: Nauka, 1988. – 160 s.
5. Kembrijskij gorjucheslancevyj bassejn Sibirskoj platformy / V.A. Kashircev, A.F. Safronov, I.V. Korovnikov i dr. // Chernye slancy: geologija, litologija, geohimija, znachenie dlja neftegazovogo kompleksa, perspektivy ispol'zovanija kak al'ternativnogo uglevodorodnogo syr'ja: sb. materialov Vseros. nauchno-prakt. konf., 23–25 ijulja 2015 g. – Jakutsk: Ashan, 2015. – S. 33–37.
6. Bazhenova T.K., Margulis E.A. Ocenka resursov slancevyh tolshh vostoka Rossii // Geologija, geofizika i razrabotka neftejnyh i gazovyh mestorozhdenij. – 2015. – № 5. – S. 25–30.
7. Kontorovich A.Je. Geohimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti // Trudy SNIIGGiMS. – M.: Nedra, 1976. – 250 s.
8. Parfjonova T.M. Organicheskaja geohimija uglerodistyh porod kuonamskogo kompleksa otlozhenij nizhnego srednego kembrija (vostok Sibirskoj platformy): avtoref. dis. ... kand. geol.-min. nauk. – Novosibirsk. – 2008. – 16 s.
9. Stasiuk L.D., Fowler M.G. Organic facies in Devonian and Mississippian strata of Western Canada Sedimentary Basin: relation to kerogen type, paleoenvironment, and paleogeography // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 2004. – Vol. 52(3). – P. 234–255.
10. Kreis L.K., Costa A.L., Osadetz K.G. Hydrocarbon potential of Bakken and Torquay formations, southeastern Saskatchewan // Saskatchewan Geological Society Special Publication. – 2006. – Vol. 19. – P. 118–137.

© И. Н. Зуева, О. Н. Чалая, А. И. Сивцев, 2018

СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ОСАДОЧНОГО КОМПЛЕКСА ЯМАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Александр Евгеньевич Солмин

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (909)533-05-36, e-mail: sae-95@yandex.ru

Екатерина Сергеевна Сурикова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)330-21-56, e-mail: SurikovaES@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена структурной характеристике и истории тектонического развития полуострова (п-ова) Ямал. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, это территория одноименной нефтегазоносной области (НГО). В работе показаны особенности строения рельефов основных отражающих горизонтов, выполнен анализ мезозойско-кайнозойских этапов тектонического развития и выделены наиболее важные для формирования структурных ловушек углеводородов на территории исследования.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Ямал, месторождения углеводородов, отражающий горизонт, сейсмогеологический комплекс, тектоника, нефтегазоносность, палеоструктурный и палеотектонический анализ.

STRUCTURAL CHARACTERISTICS AND HISTORY OF TECTONIC DEVELOPMENT OF THE SEDIMENTARY COMPLEX OF THE YAMAL OIL AND GAS AREA

Alexander E. Solmin

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, phone: (909)533-05-36, e-mail: sae-95@yandex.ru

Ekaterina S. Surikova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (383)330-21-56, e-mail: SurikovaES@ipgg.sbras.ru

The present work is devoted to the structural characteristics and history of the tectonic development of the Yamal Peninsula. According to the scheme of oil and gas geological zoning of the West Siberian oil and gas province, this is the territory of the same oil and gas region. The article shows the features of the relief structure of the main reflecting horizons, analyze the Mesozoic-Cenozoic stages of tectonic development, and identify the most important for the formation of structural traps of hydrocarbons in the study area.

Key words: West Siberia, Yamal, hydrocarbon deposits, reflecting horizon, seismogeological complex, tectonics, oil and gas content, paleostructural and paleotectonic analysis.

Ямальская НГО расположена на крайнем севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) – крупнейшей в мире по запасам и ресурсам природного газа и одной из самых крупных по запасам и ресурсам нефти. Геологической информации по континентальной части плиты гораздо больше, чем по шельфовой. Таким образом, хорошо изученные месторождения континентальной части севера Западной Сибири – Ямальской НГО, – могут служить эталонами при изучении перспективных структур на шельфе. В связи с этим, настоящая работа, целью которой являлось составление структурной характеристики и изучение истории формирования положительных структур 2 и 3 порядков на территории п-ова Ямал по результатам интерпретации региональных сейсмических профилей, весьма актуальна.

В пределах Ямальской НГО открыто 32 месторождения углеводородов. Следует отметить, что месторождения приурочены ко всем положительным замкнутым структурам 2 и 3 порядков: к Северо-Арктическому валу приурочено Нейтинское месторождение; к Южно-Арктическому валу – Арктическое месторождение; к Нурминскому мезовалу – Северо-Бованенковское, Бованенковское, Восточно-Бованенковское, Верхнетиутейское, Западно-Сеяхинское месторождения; к Южно-Тамбейскому куполовидному мезоподнятию – Южно-Тамбейское месторождение; к Северо-Тамбейскому мезовалу – Западно-Тамбейское, Северо-Тамбейское, Тасийское месторождения; к Бованенковскому куполовидному поднятию (КП), Новопортовскому валу, Харасавэйскому КП, Малыгинскому валу – одноименные месторождения УВ. Месторождения преимущественно газовые, газоконденсатные. Основные запасы газа сконцентрированы в апт-альбсеноманском нефтегазоносном комплексе.

Основой для выполнения работы послужили региональные сейсмические профили МОГТ общей протяженностью 3 817 км и данные разбивок по 537 скважинам района. В ходе работы была выполнена корреляция основных отражающих горизонтов: А' (подшва осадочного чехла), Кт (китербютская свита; тоар), Б (кровля баженовской свиты; берриас), М (нейтинская пачка танопчинской свиты; апт), Г (кузнецовская свита; турон), которые представляют собой регионально выдержанные по мощности глинистые пачки, распространенные на территории всей Западно-Сибирской плиты, накапливающиеся в эпохи тектонического покоя и обладающие аномально низкими относительно вмещающих пород характеристиками [2]. Данные отражающие горизонты в кровле и подошве ограничивают сейсмогеологические комплексы: палеозойский, юрский, берриас-аптский, апт-туронский, посттуронский, которые по объему соответствуют нефтегазоперспективным [1].

Структурная характеристика выполнена на основе построенных структурных карт по отражающим горизонтам А', Б, М, Г и сейсмогеологических разрезов (рис. 1).

В рельефе подошвы осадочного комплекса (рис. 1-А) (сейсмогоризонт А') можно выделить все крупные тектонические элементы, отмеченные на тектонической карте юрского структурного яруса Западно-Сибирской НГП.

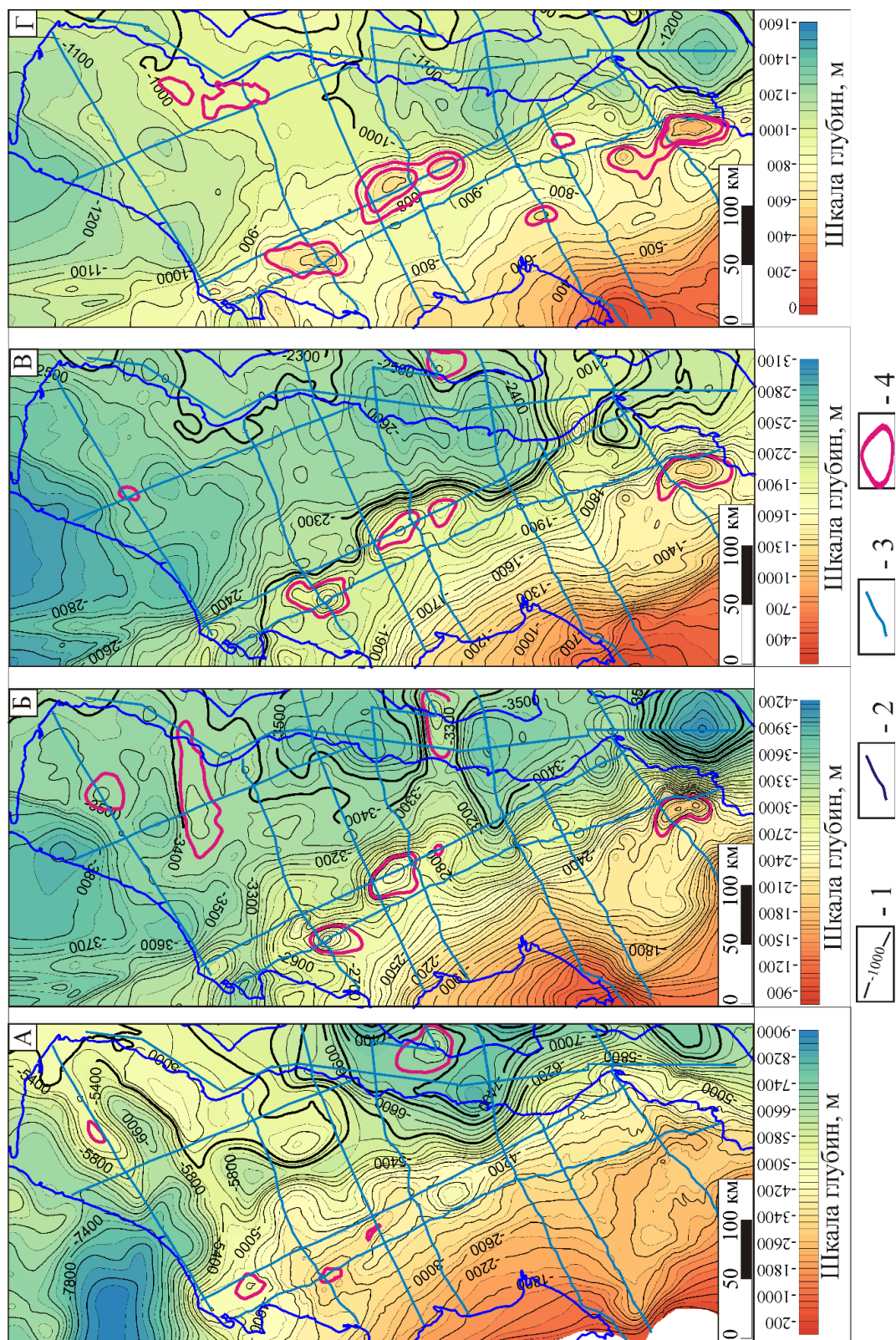


Рис. 1. Структурные карты: А – по сейсмогоризонту А'; Б – по сейсмогоризонту Б; В – по сейсмогоризонту М;
 Г – по сейсмогоризонту Г;
 1 – изолинии, 2 – линия берега, 3 – профили МОГТ, 4 – положительные структуры

На территории Ямальской НГО в подошве осадочного комплекса выделяется Пайхойско-Новоземельская мегамоноклиза и Восточно-Пайхойская моноклиза, в пределах которой можно выделить Верхнеяхскую впадину (–4400; 570) и гряду поднятий: Бованенковское КП (–3400; 300), Северо-Арктический (–3600; 250), Малыгинский (–5000; 40) и Новопортовский (–2800; 330) валы, Северо-Тамбейский мезовал (–6600; 90).

В целом, рельеф кровли фундамента (рис. 1-Б) (сейсмогоризонт А') и кровли баженовской свиты (сейсмогоризонт Б) очень похожи. Вверх по разрезу наблюдается уменьшение амплитуды практически всех структур, выделенных по горизонту А'. Амплитуда Новопортовского вала (–2150; 250) уменьшилась на 80 м, Северо-Арктического вала (–2650; 220) на 30 м, Бованенковского КП (–2650; 280) на 20 м, Северо-Тамбейского мезовала (–3350; 80) на 10 м. Амплитуда Малыгинского вала (–3450; 70) увеличивается с 40 до 70 м. В рельефе горизонта Б выделяется Южно-Арктический вал (–2700; 30), которого нет в рельефе по кровле фундамента.

В структурном плане нейтинской пачки таноупчинской свиты (рис. 1-В) (сейсмогоризонт М), по сравнению с нижезалегающим сейсмогоризонтом, положительные структуры п-ова Ямал, приуроченные к Восточно-Пайхойской моноклизе, по-прежнему выделяются как замкнутые. Их амплитуды ведут себя по разному: практически не изменились Бованенковское КП (–2050; 280) и Новопортовский вал (–1450; 260), амплитуда Северо-Арктического вала (–1850; 60) уменьшилась с 220 м до 60 м, амплитуда Южно-Арктического вала (–1900; 70) увеличилась с 30 м. до 70 м. Структуры Ямальской НГО, приуроченные к Южно-Карской мегаседловине (Северо-Тамбейский мезовал и Малыгинский вал) выделяются как полузамкнутые.

В рельефе кузнецовской свиты (рис. 1-Г) (сейсмогоризонт Г) амплитуды следующих структур возрастают: Южно-Арктический вал (–700; 75), Северо-Арктический вал (–700; 135). Амплитуды Новопортовского вала (–600; 190), Бованенковского КП (–700; 190) в структурном плане кровли кузнецовской свиты уменьшаются.

В результате анализа структурных карт можно сделать следующие выводы:

- структура осадочного чехла полуострова Ямал по всем отражающим сейсмическим горизонтам представляет собой моноклизу, осложненную высокоамплитудными положительными структурами 2 и 3 порядков;
- амплитуды различных положительных структур 2–3 порядка вверх по разрезу могут как увеличиваться, так и уменьшаться.

В процессе анализа изменения толщин сейсмогеологических комплексов по площади и сейсмогеологических палеоразрезов (рис. 2) проведено восстановление истории тектонического развития исследуемой территории. Интерпретация карт толщин проводится, основываясь на том факте, что увеличение толщин на каком-либо этапе развития территории соответствует относительно прогибанию, а уменьшенные толщины говорят об относительном воздымании структур.

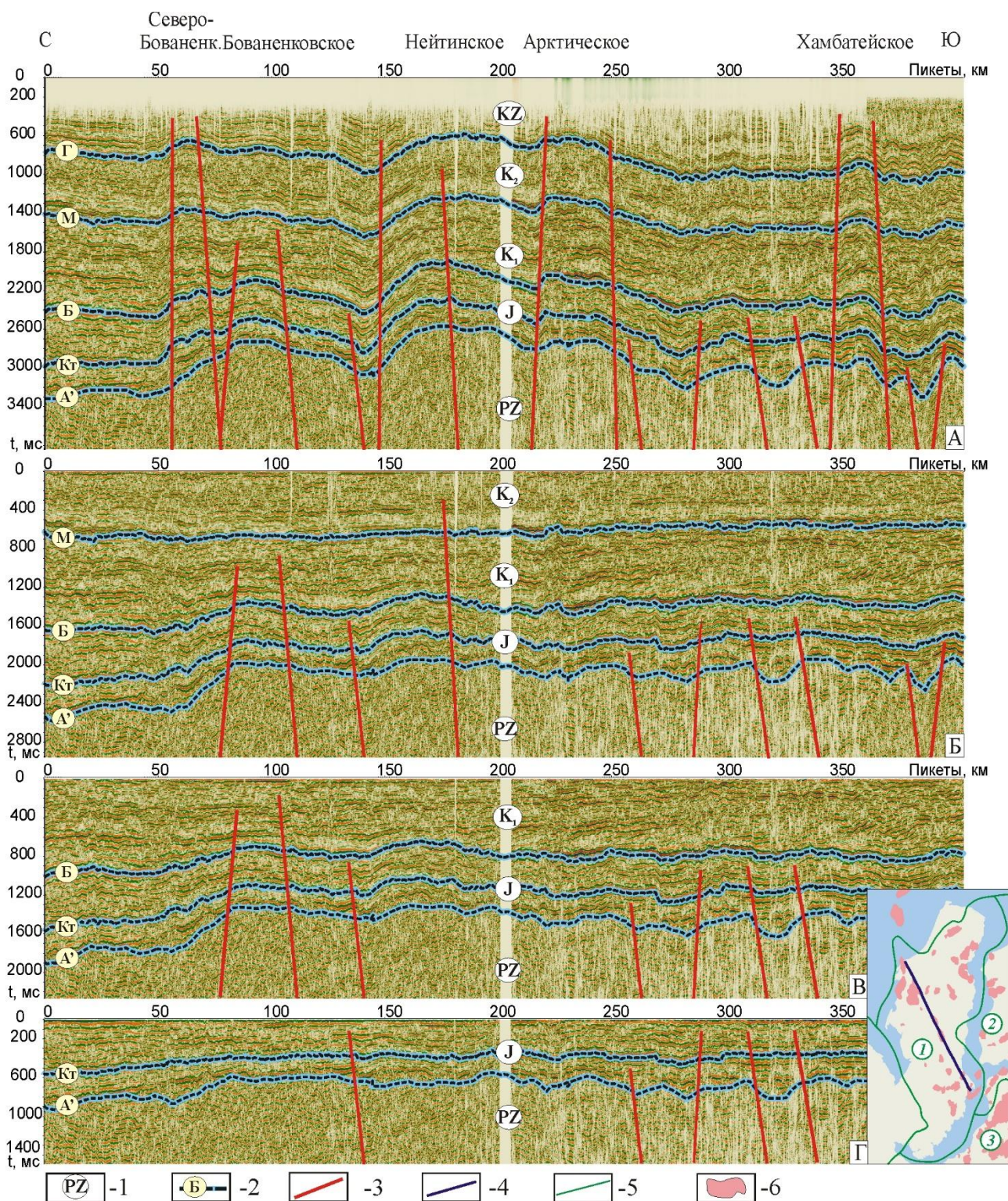


Рис. 2 А – современный временной разрез по региональному сейсмическому профилю № 111, Б – временной разрез, выровненный по горизонту Г, В – временной разрез, выровненный по горизонту М, Г – временной разрез, выровненный по горизонту Б:

1 – сейсмогеологические комплексы, 2 – отражающие горизонты, 3 – линии разломов, 4 – региональный сейсмический профиль, 5 – границы НГО, 6 – месторождения углеводородов

В юрское время южная и центральная часть п-ова Ямал и группа Тамбейских поднятий на северо-востоке п-ова испытывали тенденцию к относительному росту, а разделяющая их депрессионная зона – к прогибанию.

К концу апта в палеорельефе баженовской свиты можно выделить ряд положительных замкнутых структур (Новопортовский вал, Северо-Арктический вал, Бованенковское кп), которые испытывали тенденцию к относительному росту.

На протяжении апт-туронского времени эпицентр прогибания территории был сосредоточен на севере. Эпицентр воздымания сосредоточен на юго-западе п-ова. В целом, палеорельеф нейтинской пачки танопчинской свиты в туроне представляет собой моноклиналь с падением в северном направлении.

В посттуронское время действуют прежние тенденции, происходит формирование положительных замкнутых структур в рельефе сейсмогоризонтов М и Г.

В результате анализа карт изопакит и сейсмогеологических палеоразрезов можно сделать следующие выводы:

- территория полуострова Ямал на протяжении всей мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития испытывает тенденцию к относительному росту, при этом интенсивный рост положительных замкнутых структур наблюдается в берриас-апте и кайнозойе (рис. 2-А, Б);

- на формирование структурных ловушек нефти и газа на территории Ямальской НГО принципиальное влияние оказал посттуронский этап развития;

- на территории п-ова Ямал положительные структуры развивались по-разному. Малыгинский вал, Восточно-Бованенковский вал, Бованенковское кп – структуры, сформированные над выступами домезозойского основания, интенсивно разбитыми разрывными нарушениями, которые начинают испытывать рост в раннем мелу; вплоть до турона наблюдается спокойное их развитие, а в посттуронское время происходит скачок в росте структур. Северо-Арктический вал, Новопортовский вал, Южно-Арктический вал – бескорневые структуры, формирование которых начиналось в берриас-апте, наиболее активно протекало в посттуронское время, когда произошло значительное увеличение амплитуд структур. Нурминский мезовал, Северо-Тамбейский мезовал, Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал, Южно-Тамбейское куполовидное мезоподняние – бескорневые структуры, интенсивно разбитые кайнозойскими разрывными нарушениями, которые приобрели современный вид в рельефе кровли баженовской свиты уже к апту; в апт-альб-сеномане наблюдается спокойное их развитие, а в посттуронское время амплитуды и размеры могут как уменьшаться, так и увеличиваться.

Таким образом, было выделено несколько различных моделей формирования положительных структур третьего и второго порядка, к которым приурочены месторождения.

Первый тип структур – структуры, сформированные над выступами домезозойского основания, интенсивно разбитыми разрывными нарушениями, которые приобрели современный вид в рельефе кровли баженовской свиты уже к апту; в апт-альб-сеномане наблюдается спокойное их развитие, а в посттуронское время амплитуды и размеры могут как уменьшиться, так и увеличиваться.

Второй тип структур – структуры, сформированные над выступами докембрийского основания, интенсивно разбитыми разрывными нарушениями, которые начинают испытывать рост в раннем мелу; вплоть до турона наблюдается спокойное их развитие, а в посттуронское время происходит скачок в росте структур.

Третий тип структур – бескорневые структуры, не приуроченные к поднятиям фундамента, их формирование началось в апт-туронское время и наиболее активно протекало в посттуронское, когда происходили значительные увеличения амплитуд структур.

Исходя из структурной характеристики и истории тектонического развития осадочных комплексов Ямальской НГО, можем сделать следующие выводы:

1. На территории исследования месторождения УВ приурочены практически ко всем положительным структурам II и III порядков. Ловушки структурные антиклинальные.

2. Положительные структуры на территории более контрастны по кайнозойским отражающим горизонтам, амплитуды положительных структур вверх по разрезу главным образом увеличиваются.

3. Территория п-ова на протяжении всей истории развития испытывает тенденцию к относительному воздыманию, причем максимальный рост и формирование современного облика антиклинальных структур наблюдается в кайнозое.

4. При анализе мезозойско-кайнозойских тектонических процессов автором было выделено четыре основных этапа тектонической активизации, сопровождавшихся формированием разрывных нарушений: доюрский, раннеюрский, раннемеловой и посттуронский (кайнозойский). Эти разрывные нарушения позволяют выделить четыре основных класса разломов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00492.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович В. А. и др. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3-4. – С. 423–444.
2. Конторович В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 461–474.

REFERENCES

1. Kontorovich V. A. i dr. Istoriya tektonicheskogo razvitiya arkticheskikh territorij i akvatorij Zapadno-Sibirskoj neftegazonosnoj provincii // Geologiya i geofizika. – 2017. – T. 58. – № 3-4. – S. 423-444.
2. Kontorovich V. A. Mezozojsko-kajnozojskaya tektonika i neftegazonosnost' Zapadnoj Sibiri // Geologiya i geofizika. – 2009. – T. 50. – № 4. – S. 461-474.

© А. Е. Солмин, Е. С. Сурикова, 2018

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОБСТАНОВОК ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ УСТЬ-ЕНИСЕЙСКОГО РАЙОНА В ПО DIONISOS

Марина Олеговна Федорович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-89-24, e-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

Лев Маркович Бурштейн

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, зав. лабораторией, тел. (383)335-64-23, e-mail: burshteinlm@ipgg.sbras.ru

Ольга Андреевна Емельяненко

Бейсип-ГеоТехнологии, 117312, Россия, г. Москва, специалист по бассейновому моделированию, тел. (495)966-20-66, e-mail: Olga.Emelianenko@beicip.com

Сергей Викторович Еришов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией, тел. (383)363-80-41, e-mail: ershovsv@ipgg.sbras.ru

Владимир Алексеевич Которович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, тел. (383)330-89-24, e-mail: kotorovichva@ipgg.sbras.ru

Владимир Валентинович Лапковский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией, тел. (383)373-21-66, e-mail: lapkovckiivv@ipgg.sbras.ru

Елена Александровна Маркина

Бейсип-ГеоТехнологии, 117312, Россия, г. Москва, специалист по бассейновому моделированию, тел. (495)966-20-66, e-mail: Elena.Markina@beicip.com

Выполнено фациальное моделирование обстановок осадконакопления мелового периода в Усть-Енисейском районе северной части Западно-Сибирской низменности. Определено распределение по площади глинистых, алевролитовых и песчаных фракций терригенного материала на время накопления основных глинистых пачек – покрышек УВ и песчано-алевролитовых пластов-коллекторов. В результате моделирования получен куб фаций, рассчитанный с шагом в 1 млн. лет, показывающий изменение во времени и по площади фациальных обстановок от континентальных до глубоководно-морских.

Ключевые слова: фациальное моделирование, Усть-Енисейский район, меловой комплекс, палеогеография, обстановки осадконакопления.

RESULTS OF MODELING OF CONDITIONS OF SEDIMENTATION OF THE UST-ENISEY AREA USING DIONISOS SOFTWARE

Marina O. Fedorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-89-24, e-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

Lev M. Burshteyn

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory, phone: (383)335-64-23, e-mail: burshteinlm@ipgg.sbras.ru

Ol'ga A. Yemel'yanenko

Beysip-GeoTekhnologii, Moscow, 117312, Rossiya, specialist for basin modeling, phone: (495)966-20-66, e-mail: Olga.Emelianenko@beicip.com

Sergey V. Yershov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory, phone: (383)363-80-41, e-mail: ershovsv@ipgg.sbras.ru

Vladimir A. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Corresponding Member of RAS, phone: (383)330-89-24, e-mail: kotorovichva@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Lapkovskiy

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory, phone: (383)373-21-66, e-mail: lapkovckiivv@ipgg.sbras.ru

Yelena A. Markina

Beysip-GeoTekhnologii, Moscow, 117312, Rossiya, specialist for basin modeling, phone: (495)966-20-66, e-mail: Elena.Markina@beicip.com

The facial modeling of the sedimentation accumulations of the Cretaceous period in the Ust-Yenisei region of the northern part of the West Siberian lowland was performed. The distribution of clay, siltstone and sand fractions of terrigenous material over the time of accumulation of basic clay packs-hydrocarbon cover and sand-siltstone reservoirs has been obtained. As a result of the simulation, a facies cube was obtained, calculated with a step of 1 million years, showing the time variation and the area of the facial settings from continental to deepwater

Key words: facial modeling, Ust-Yenisei region, Cretaceous complex, paleogeography, sedimentation environments.

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углево-

дорогов. В коммерческих программных продуктах по геологическому моделированию набор возможностей для распознавания литолого-фациальных обстановок ограничен, обычно такие работы выполняются вручную. В то же время, при ручной интерпретации отсутствуют разработанные общие критерии для выделения фаций, следовательно, результат существенно зависит от субъективного мнения геолога. В связи с этим, для повышения эффективности работ, связанных с литолого-фациальным анализом, актуальной задачей является автоматизация определения обстановок осадконакопления. Новейшие программные пакеты дают возможность интегрировать различные источники данных в одной модели. Но всегда остается вопрос: насколько цифровые модели нефтегазоносных территорий отвечают действительности?

В работе представлен пример фациальной цифровой модели меловых отложений Усть-Енисейского района севера Западной Сибири (рис. 1), рассчитанная в ПО DIONISOS, разработанном компанией VeicpFranlab. DIONISOS реконструирует архитектуру фаций в геологическом времени в осадочном бассейне, помогает уточнять характер распределения исходных пород, палеобатиметрию бассейна, роль источников сноса в транспортировке и распределении осадочного материала. Входные данные состоят из современных карт глубин, карт палеоглубин в определенные моменты времени, представлений об относительном изменении уровня моря.

В меловом осадочном комплексе сформированы основные резервуары, содержащие значительную часть газа севера Западно-Сибирской низменности. Палеогеография мелового периода предопределила распределение в разрезе мела проницаемых комплексов и флюидоупоров и их качество [1].

Структурный каркас модели представлен картами глубин залегания основных горизонтов, представляющих поверхности региональных резервуаров, сложенных песчаниками и алевролитами, и глинистых покрышек для юрских и меловых отложений: подошва юрских отложений (кровля тампейской серии триаса), кровля зимнего горизонта (J_{1p}), кровля лайдинского горизонта (J_{2a}), кровля малышевского горизонта (J_{2bt}), кровля васюганского горизонта (J_{3o}), кровля баженовского горизонта (J_{3tt}), кровля урьевской пачки (K_{1v}), кровля приобской пачки (K_{1h}), кровля кошайской пачки (K_{1a}), кровля яковлевской свиты (K_{1al}), нижняя часть дорожковской свиты (K_{2cn}), кровля кузнецовской свиты (K_{2t}), кровля ганькинской свиты (K_{2m}) и современный рельеф.

Глубины бассейна заданы набором карт палеоглубин, соответствующих глубине бассейна на момент накопления песчано-алевролитовых или глинистых отложений в определенные моменты времени [1].

Литологическое заполнение модели выполнено с использованием стандартных литотипов DIONISOS. Учитывая терригенный тип разреза, были выбраны литологические разности характеризующие процентное содержание песчаной, глинистой и алевроитовой фракции [2].

Кривые эвстатических колебаний уровня Мирового океана в поздней юре и мелу были определены в соответствии с [3].

Расчет параметров для определения литофациальных обстановок проводился для мелового интервала разреза с шагом в 1 млн лет.



Рис. 1 Обзорная карта (1 – территория исследования)

В результате получен набор карт, характеризующих обстановки и условия осадконакопления, удаленность от источника сноса, скорость седиментации, скорость водных потоков, батиметрию, распределение песчаной, алевроитовой и глинистой фракции осадка по площади в различные моменты времени накопления меловых глинистых покрышек и песчано-алевролитовых резервуаров, и построен куб фаций (рис. 2). Литофации определялись комбинациями полученных параметров. Например, глубоководные глины – это отложения с глинистой фракцией от 60 до 100 %, накапливающиеся на глубинах от 140 до 650 м, а пески прибрежных баров соответствуют сочетанию глубины бассейна от 0 до 100 м, песчанистости от 60 до 100 % и показателю скорости движения турбидитового потока более 500 м/млн лет и т. д. Таким образом были определены 12 литофациальных обстановок от континентальных, прибрежно-морских до глубоководно-морских.

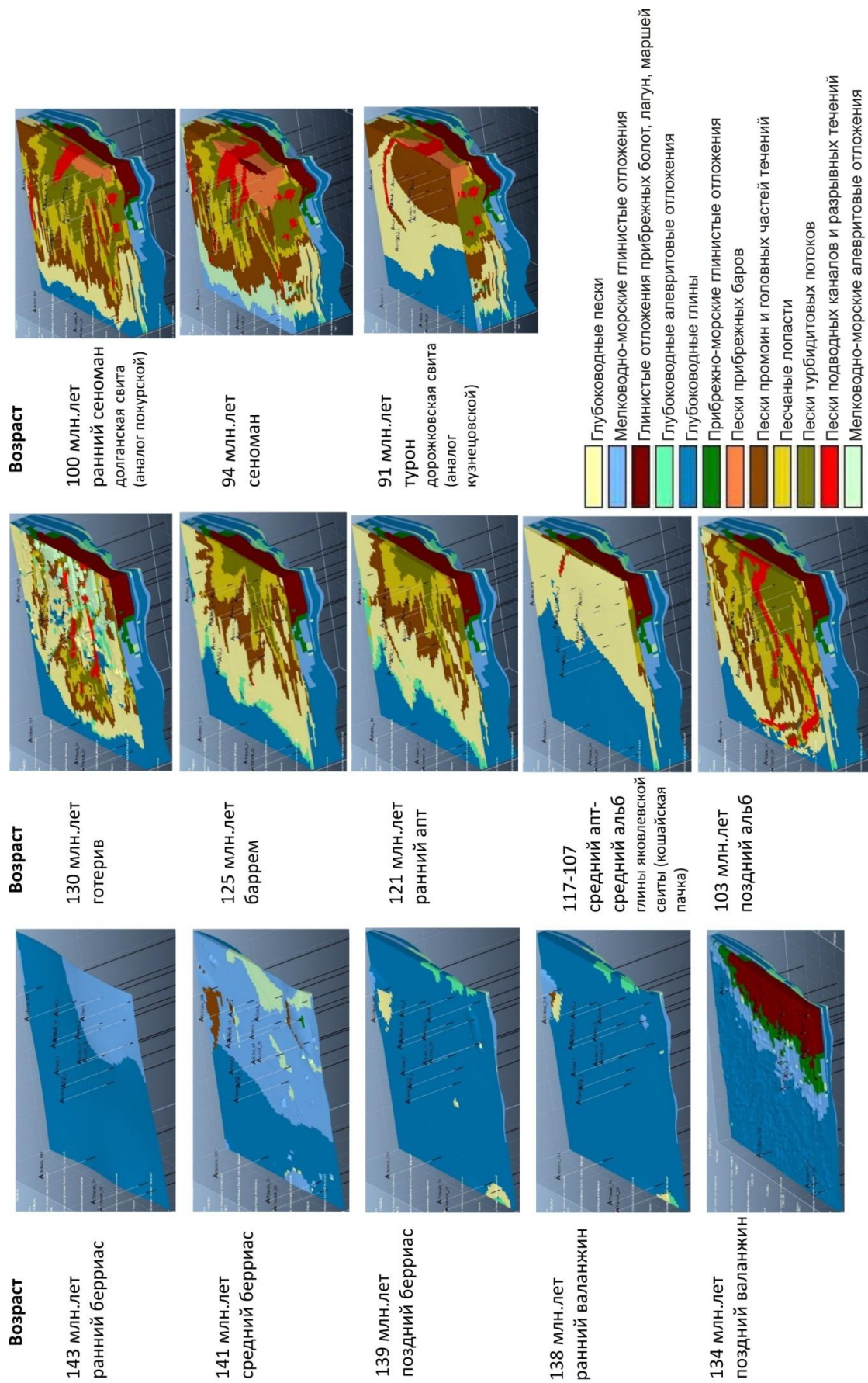


Рис. 2. Куб фаций

В результате выполненных построений и расчетов удалось получить модель, которая полностью соответствует и подтверждается палеогеографическими реконструкциями мелового периода, сделанными в работе [1]. Помимо этого, распределение песчаной фракции по площади в сеноманское время дает нам возможность расчленить мощную толщу песчаников маррессалинской свиты по качеству.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Kontorovich A. E., Ershov S. V., Kazanenkov V. A., Karogodin Y., Kontorovich V. A., Lebedeva N. K., Nikitenko B. L., Popova N. I., Shurygin B. N. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 745–776.
2. Казаненков В. А., Ершов С. В., Рыжкова С. В., Борисов Е. В., Пономарева Е. В., Попова Н. И., Шапорина М. Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–49.
3. Ershov S. V. Paleobathymetry of the Late Jurassic-Neocomian basin in northern West Siberia and the impact of natural processes // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Т. 57. – № 8. – С. 1221–1238.

REFERENCES

1. Kontorovich A. E., Ershov S. V., Kazanenkov V. A., Karogodin Y., Kontorovich V. A., Lebedeva N. K., Nikitenko B. L., Popova N. I., Shurygin B. N. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 745–776.
2. Kazanenkov V. A., Ershov S. V., Ryzhkova S. V., Borisov E. V., Ponomareva E. V., Popova N. I., Shaporina M. N. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' regional'nyh rezervuarov yury i mela v Karsko-Yamal'skom regione i prognoz raspredeleniya v nih uglevodorozhdov // Geologiya nefiti i gaza. – 2014. – № 1. – S. 27–49.
3. Ershov S. V. Paleobathymetry of the Late Jurassic-Neocomian basin in northern West Siberia and the impact of natural processes // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Т. 57. – № 8. – S. 1221–1238.

© М. О. Федорович, Л. В. Буриштейн, О. А. Емельяненко,
С. В. Ершов, В. А. Конторович, В. В. Лапковский, Е. А. Маркина, 2018

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОХИМИИ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ СЕВАСТОПОЛЬСКОЙ ГОРОДСКОЙ АГЛОМЕРАЦИИ

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Анатолий Витальевич Черных

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (961)226-33-76, e-mail: tolyachernykh@gmail.com

Федор Федорович Дульцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, аспирант лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Ирина Ивановна Юрчик

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий инженер лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)306-63-70, e-mail: YurchikII@ipgg.sbras.ru

Анна Федоровна Сухорукова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

Приводятся результаты изучения гидрогеохимии подземных вод эксплуатируемых водоносных горизонтов для целей централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения в пределах Севастопольской городской агломерации. По химическому составу (по С. А. Щукареву) воды представлены 37 химическими типами, от $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ до Cl-Na . Доминируют подземные воды HCO_3 , $\text{HCO}_3\text{-Cl}$ и Cl Ca и Ca-Na типов с величиной общей минерализации от 0,16 до 2,63 г/дм³. Большинство подземных вод характеризуется соленостью, не превышающей 0,6 г/дм³. Выявлены и закартированы основные гидрогеохимические аномалии.

Ключевые слова: подземные воды, гидрогеохимия, аномалия, водоносный горизонт, водозабор, централизованное водоснабжение, Севастополь, Крымский полуостров.

HYDROGEOCHEMISTRY FEATURES OF EXPLOITED AQUIFER HORIZONS OF SEVASTOPOL CITY AGGLOMERATION

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, phone: (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Anatoliy V. Chernykh

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Ph. D. Student, phone: (961)226-33-76, e-mail: tolyachernykh@gmail.com

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D. Student, Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, phone: (383)363-80-36, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Irina I. Yurchik

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Leading Engineer, Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, phone: (383)306-63-70, e-mail: YurchikII@ipgg.sbras.ru

Anna F. Sukhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, phone: (383)363-80-36, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

The results of groundwater hydrogeochemistry studies of exploited aquifer horizons for the purposes of centralized household water use within the Sevastopol urban agglomeration are presented. According to the chemical composition the waters can be divided into 37 types from Ca-HCO₃ to Na-Cl. The dominated groundwater types are Ca and Ca-Na and HCO₃, HCO₃-Cl, with a total mineralization from 0,16 to 2,63 g/dm³. Most of the groundwater is characterized by a salinity not exceeding 0,6 g/dm³. The main hydrogeochemical anomalies were identified and mapped.

Key words: groundwater, hydrogeochemistry, anomaly, aquifer, water intake, centralized water supply, Sevastopol, Crimean peninsula.

В соответствии с принятым гидрогеологическим районированием Крымского полуострова, составленным Е. А. Ришес в 1970 г. [1–2], и картой подземных вод L-(36), (37), составленной во ВСЕГЕИ в 1983 г. под редакцией И. Н. Павловца [3], территория г. Севастополя расположена в пределах двух гидрогеологических структур: Альминском артезианском бассейне Равнинно-Крымского артезианского бассейна и гидрогеологической складчатой области мегаантиклинория Горного Крыма. В границах Равнинно-Крымского артезианского бассейна выделено Альминское месторождение подземных вод, в пределах гидрогеологической складчатой области мегаантиклинория Горного Крыма – Западно-Крымское месторождение подземных вод. Научного обобщения гидрогеохимических материалов по территории города Севастополя не проводилось около 50 лет. Электронный банк данных включает записи по результатам изучения более чем 300 скважин на подземные воды (рис. 1).

На территории исследования в пределах фанерозоя выделяются два водоносных этажа: верхний – кайнозойский, который является зоной активного водообмена (аэрации), и нижний, мезозойский, – зона затрудненного водообмена. К кайнозойскому водоносному этажу относятся следующие водоносные комплексы (сверху-вниз): плиоценовых и четвертичных отложений (8(N₂-aQ)), миоценовый (8(N₁)) и палеоцен-эоценовый (8(P₁-P₂)). В состав мезозойского

водоносного этажа входят: верхнемеловой ($8(K_2)$), нижнемеловой ($8(K_1)$), верхнеюрский ($8(J_3)$) и верхнетриасово-среднеюрский ($8(T_3-J_2)$) водоносные комплексы. Всего в пределах гидрогеологического разреза установлено 13 водоносных горизонтов: от четвертичного до локального водоносного горизонта зоны экзогенной трещиноватости пород таврической серии.

В настоящее время на территории города для целей централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения используется 9 водозаборов (Орловский, Любимовский, Родниковский и другие). Большинство из них эксплуатирует водоносный комплекс миоценовых отложений. Если проанализировать ситуацию с подземным водоснабжением города Севастополя в целом, можно констатировать, что утвержденные эксплуатационные запасы на действующих водозаборах используются в лучшем случае на 30–40 %, за исключением Инкерманского, где этот показатель достигает 90–93 %. Но вопрос с подземным водоснабжением и развитием действующих водозаборов не является простым. Ошибки при эксплуатации Орловского водозабора в 1980-е гг. уже привели к катастрофическим последствиям по изменению химического состава подземных вод эксплуатируемого водоносного горизонта. Характер существующих гидрогеохимических аномалий указывает на подток морских вод за счет сформированной депрессионной воронки при интенсивном водоотборе. Сокращение отбора подземных вод на водозаборе с 1988 г. в среднем на 24 тыс. м³/сутки благоприятно сказывается на гидродинамическом режиме водоносного горизонта в сарматских отложениях. В настоящее время водоотбор на водозаборе достигает до 7,76–8,91 тыс. м³/сут. После ограничения водоотбора фиксируется подъем уровня по всем наблюдательным скважинам.

Гидрогеохимические исследования территории города Севастополя прошлых лет носили очень обобщенный характер, и детальных исследований никогда не проводилось. Впервые подготовленная в рамках настоящего исследования электронная база данных содержит сведения о 536 пробах подземных вод. На базе комплексной интерпретации всех имеющихся гидрогеологических материалов с использованием пакета программ SURFER, Grid Master были построены карты общей минерализации подземных вод и комплект гидрогеохимических карт. Методика построения комплекта карт включала, помимо создания электронных баз данных гидрогеохимической информации по изучаемому району и прилегающим территориям, также необходимую статистическую обработку в пакете Statistica 8.0 для выделения характеристик зонального фона, а также гидрогеохимических аномалий [4–8].

По химическому составу (по классификации С. А. Щукарева) воды весьма разнообразны и представлены 37 типами, от гидрокарбонатных кальциевых до хлоридных натриевых. По составу доминируют подземные воды гидрокарбонатного, гидрокарбонатно-хлоридного, хлоридного кальциевого и кальциево-натриевого типов с величиной общей минерализации, варьирующей в интервале от 0,16 до 2,63 г/дм³ (рис. 2). Большинство подземных вод характеризуется соленостью, не превышающей 0,6 г/дм³.

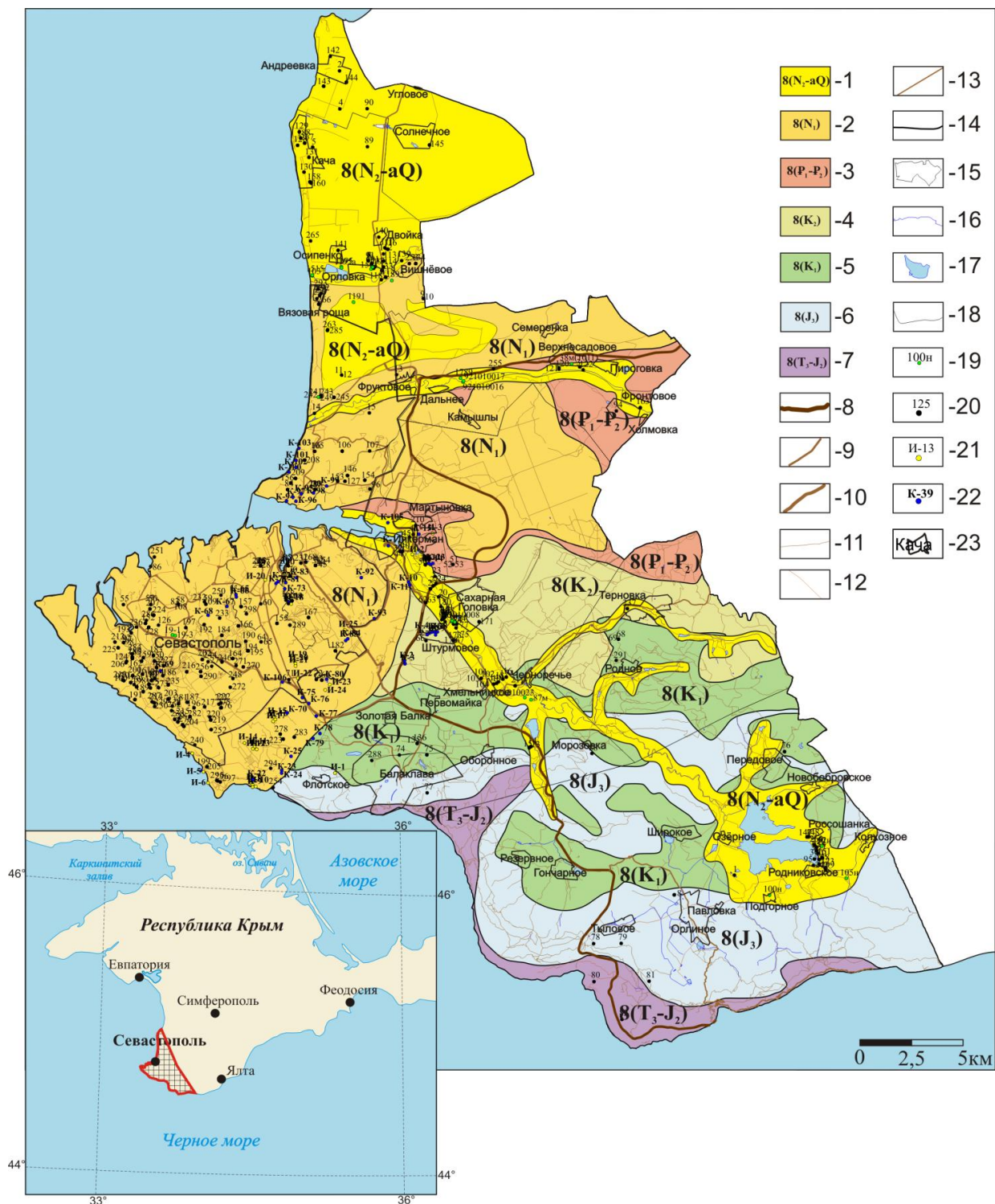


Рис. 1. Гидрогеологическая карта территории Севастопольской городской агломерации:

водоносные комплексы: 1 – плиоценовых и четвертичных отложений, 2 – миоценовый, 3 – палеоцен-эоценовый, 4 – верхнемеловой, 5 – нижнемеловой, 6 – верхнеюрский, 7 – верхнетриасово-среднеюрский; 8 – магистрали; 9 – второстепенные дороги; 10 – главные дороги; 11 – трассы; 12 – улицы; 13 – маршруты; 14 – железные дороги; 15 – административные границы районов; 16 – речная сеть; 17 – озера, водохранилища; 18 – границы водоносных комплексов; 19 – наблюдательные скважины; 20 – скважины; 21 – источники; 22 – колодцы; 23 – населенные пункты

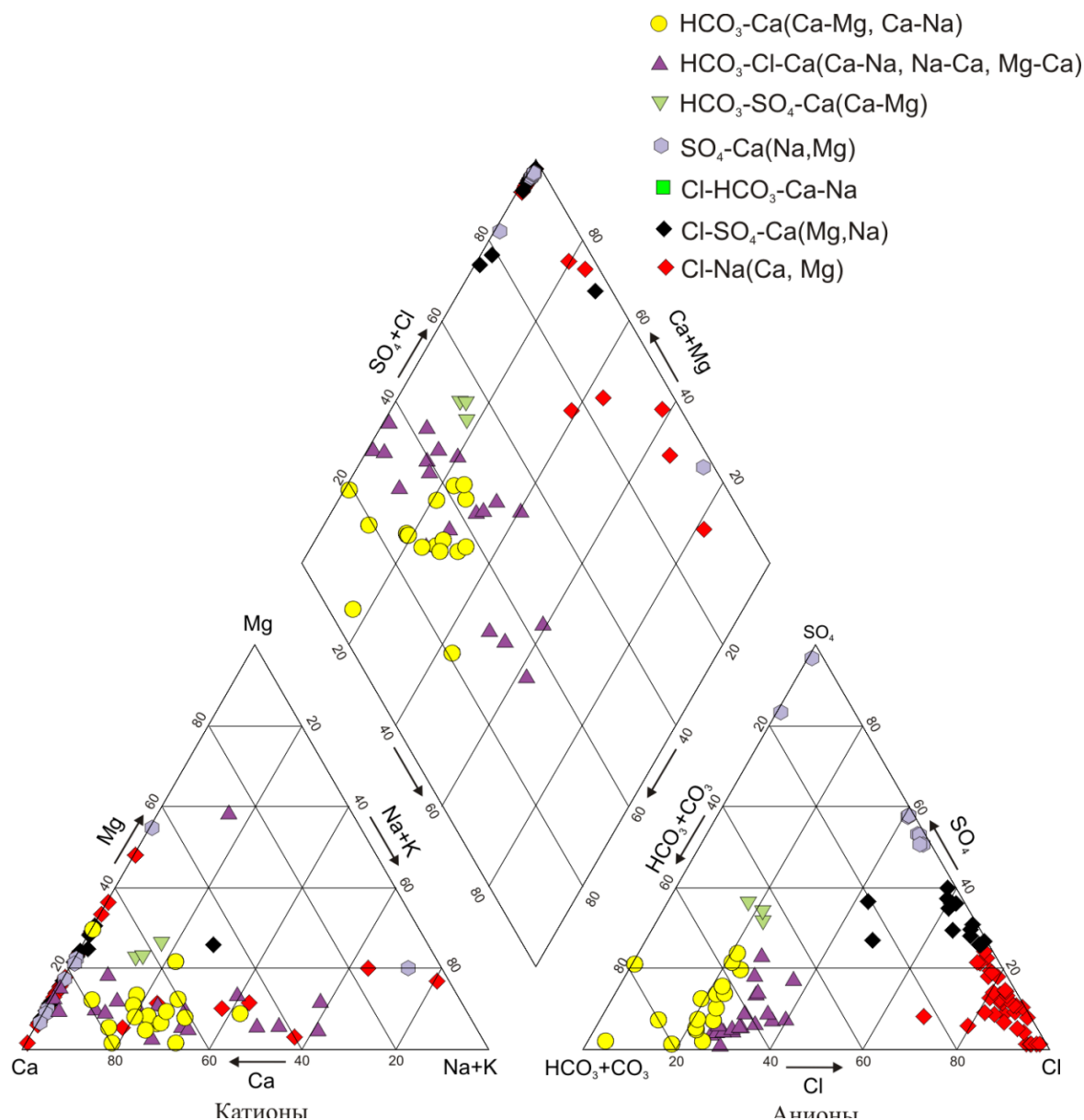


Рис. 2. Диаграмма Пайпера состава подземных вод Гераклейского полуострова

Гистограмма распределения суммы натрия и калия в подземных водах показывает разброс концентраций от 0,9 до 668,8 мг/дм³ при фоне 58,91 мг/дм³. Содержание кальция изменяется от 2,2 до 847,2 мг/дм³ при величине гидрогеохимического фона 102,1 мг/дм³. Концентрация ионов магния варьирует в пределах от 1,2 до 184,4 мг/дм³, составляя в среднем 17,54 мг/дм³. Хлор-ион изменяется от 0,001 до 1 373 мг/дм³, составляя в среднем 105,4 г/дм³. Разброс значений сульфат-иона изменяется в пределах 0,07–699,4 мг/дм³, установленное фоновое значение составляет 52,95 мг/дм³. Концентрация гидрокарбонат-иона варьируется в пределах от 2,1 мг/дм³ до 1250 мг/дм³, тогда как среднее значение равно 110,1 мг/дм³. Качество питьевых подземных вод действующих водозаборов централизованного водоснабжения города Севастополя значительно отличается. В первую очередь это касается их химического состава (см. рис. 2).

Результаты статистического анализа позволили установить характеристики гидрогеохимических аномалий, которые составили: величина общей минерализации выше 1200 мг/дм^3 , содержание ионов хлора более 350 мг/дм^3 , концентрация сульфат-иона в подземных водах более 150 мг/дм^3 , для гидрокарбонат-иона нормальными значениями считается концентрация до 400 мг/дм^3 . По нитрат-иону были выбраны значения выше ПДК, более 45 мг/дм^3 . Аномальными среди катионов обоснованы следующие величины: для суммы натрия и калия значения выше 200 мг/дм^3 , для концентрации кальция выше 180 мг/дм^3 , ионов магния – более 60 мг/дм^3 .

Подземные воды эксплуатируемых водоносных горизонтов рассматриваемой территории по степени минерализации, в соответствии с классификацией С. Л. Шварцева [9], представлены в основном пресными ($M < 1\,000 \text{ мг/дм}^3$) и местами слабосоленоватыми ($M\,1\,000\text{--}3\,000 \text{ мг/дм}^3$) типами (рис. 3). Слабосоленоватые воды установлены южнее села Озёрное, вблизи юго-западного берега Чёрнореченского водохранилища. Обширная зона распространения слабосоленоватых подземных вод в водоносном комплексе миоценовых отложений выявлена в западной части г. Севастополь (Гераклейский п-в). Здесь, в скв. № 4133, минерализация подземных вод достигает $2\,626 \text{ мг/дм}^3$. Слабосоленые воды в водоносном комплексе миоценовых отложений установлены также в районе Северная сторона с зоной аномальных значений в районе ул. Симонка. Самая крупная аномалия по величине общей минерализации в комплексе миоценовых отложений расположена в районе сел Орловка, Плюшко, Осипенко. Здесь минерализация слабосоленоватых подземных вод достигает $1\,660 \text{ мг/дм}^3$ (скв. № 5574). На большей части изучаемой территории распространены собственно пресные подземные воды ($M\,500\text{--}1\,000 \text{ мг/дм}^3$) – южное побережье г. Севастополя, г. Инкерман и г. Балаклава, территории, прилегающие к зонам распространения слабосоленых вод. Менее широко распространены умеренно пресные воды ($M\,200\text{--}500 \text{ мг/дм}^3$). Небольшими островками встречаются ультрапресные ($M < 200 \text{ мг/дм}^3$) подземные воды (скв. № 5566, № 5595, № 5620, № 5641, № 5760, № 5776), большая часть которых сосредоточена около с. Родниковское, где эксплуатируется Родниковский участок (верхнеюрский водоносный комплекс) Западно-Крымского месторождения подземных вод, характеризующихся наивысшим качеством преимущественно гидрокарбонатного кальциевого состава. Формирование ресурсов подземных вод верхнеюрского водоносного комплекса происходит с водосборов плато и склонов главной гряды Крымских гор (Ай-Петринское, Ялтинское и другие).

Установлено, что наибольшие изменения гидрогеохимических условий характеризуют Орловский водозабор, где выявлены аномалии практически по всем проанализированным показателям. Гидрогеохимические аномалии установлены в районе Северная сторона, в районе ООО «Инкерманский завод марочных вин», Гераклейском полуострове и в скважине, расположенной в Балаклавском районе, в 0,5 км к северу ПТФ Павловка, в 0,5 км к западу Чернореченского водохранилища.

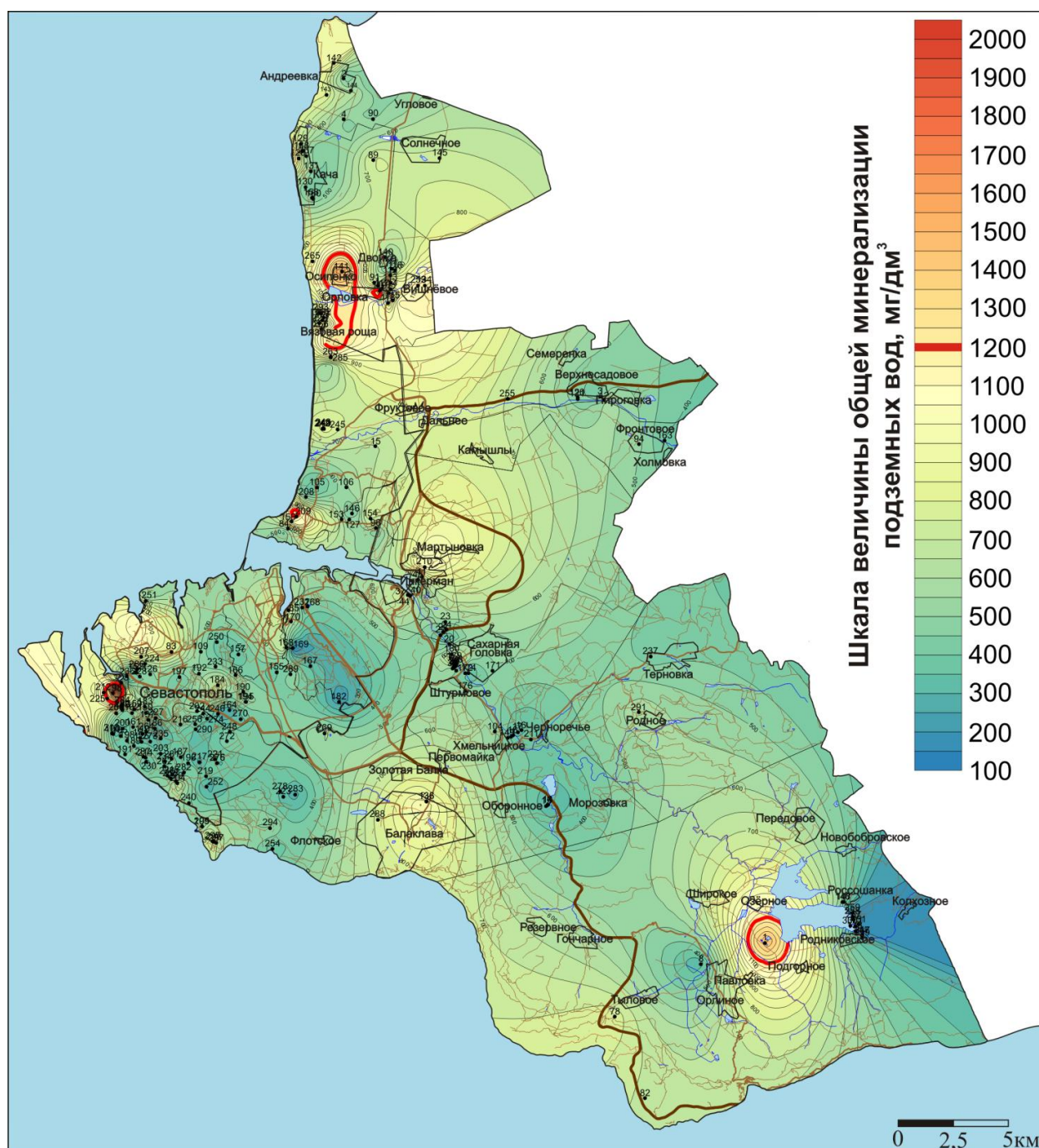


Рис. 3. Карта общей минерализации подземных вод первого от поверхности эксплуатируемого водоносного горизонта территории Севастопольской городской агломерации

Выявленные аномалии на Орловском водозаборе следует связывать с ошибками при эксплуатации, которые привели к катастрофическим последствиям в изменении химического состава подземных вод за счет подтока морских вод вследствие депрессионной воронки, сформированной при интенсивном водоотборе. Сокращение отбора подземных вод на водозаборе благоприятно сказывается на гидрогеохимическом режиме водоносного горизонта в сарматских

отложениях. В дальнейшем необходимо проводить перераспределение нагрузки на отдельные скважины водозабора и дифференциацию водоотбора с целью улучшения гидродинамического и гидрохимического режима эксплуатируемого водоносного горизонта. Проявления других аномалий следует связывать в основном с возрастающей антропогенной нагрузкой и низкой гидрогеологической защищенностью первого от поверхности эксплуатируемого водоносного горизонта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гидрогеология СССР. Том VIII. Крым / гл. редактор академик А. В. Сидоренко. – М. : Недра, 1970. – 364 с.
2. Гидрогеология СССР. Том VIII. Крым / гл. редактор академик А. В. Сидоренко. – М. : Недра, 1971. – 55 с.
3. Карта подземных вод: L-(36), (37). Государственная геологическая карта СССР (Симферополь). Карта подземных вод, масштаб: 1 : 1 000 000 / ред. Павловец И. Н. – ФГБУ «ВСЕГЕИ». – 1983.
4. Справочное руководство гидрогеолога / под ред. Максимова В. М. – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 836 с.
5. Шарапов И. П. Применение математической статистики в геологии. – М. : Недра, 1965. – 260 с.
6. Родионов Д. А., Коган Р. И., Голубева В. А., Смирнов Б. И., Сиротинская С. В. Справочник по математическим методам в геологии. – М. : Недра, 1987. – 335 с.
7. Кноринг Л. Д., Деч В. Н. Геологу о математике. – Л. : Недра, 1989. – 208 с.
8. Верховская Л. А., Сорокина Е. П. Математическое моделирование геохимического поля в поисковых целях. – М. , Недра, 1981. – 186 с.
9. Шварцев С. Л. Общая гидрогеология. – М. : Недра, 1996. – 423 с.

REFERENCES

1. Hidrogeologiya SSSR. Tom VIII. Krym. // Gl. redaktor akademik A.V. Sidorenko. Moskva. Izdatel'stvo «Nedra». – 1970. – 364 s.
2. Hidrogeologiya SSSR. Tom VIII. Krym. //Gl. redaktor akademik A.V. Sidorenko. Moskva. Izdatel'stvo «Nedra». – 1971. – 55 s.
3. Karta podzemnyh vod: L-(36), (37). Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR (Simferopol'). Karta podzemnyh vod, masshtab: 1:1000000 / Red. Pavlovec I.N. – FGBU «VSEGEI». – 1983.
4. Spravochnoe rukovodstvo gidrogeologa / Pod red. Maksimova V.M. – L. : Gostoptekhizdat, 1959. – 836 s.
5. Sharapov I. P. Primenenie matematicheskoy statistiki v geologii. – M. : Nedra, 1965. – 260 s.
6. Rodionov D. A., Kogan R. I., Golubeva V. A., Smirnov B. I., Sirotinskaya S. V. Spravochnik po matematicheskim metodam v geologii. – M. : Nedra, 1987. – 335 s.
7. Knoring L. D., Dech V. N. Geologu o matematike. – L. : Nedra, 1989. – 208 s.
8. Verhovskaya L. A., Sorokina E. P. Matematicheskoe modelirovanie geohimicheskogo polya v poiskovyh celyah. – M. , Nedra, 1981. – 186 s.
9. Shvarcev S. L. Obshchaya gidrogeologiya. – M. : Nedra, 1996. – 423 s.

© Д. А. Новиков, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, И. И. Юрчик, А. Ф. Сухорукова, 2018

НОВЫЕ ДАННЫЕ К РАЗРАБОТКЕ МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ ГРИВНОГО РЕЛЬЕФА ЮГА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Александр Леович Бейзель

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)334-33-26, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

Анализ современных космических снимков высокого разрешения позволяет переинтерпретировать известные ранее данные по строению современного гривного рельефа Барабы. Использованы материалы автора прошлых лет по поперечным разрезам грив. Высказано предположение, что гривный рельеф – это аналог грядового рельефа в современных пустынях, в котором доминируют драа (мегадюны) – гряды высокого порядка, перпендикулярные господствующим ветрам.

Ключевые слова: Западная Сибирь, поздний плейстоцен, климат, гривный рельеф, драа, мегадюны.

NEW DATA FOR THE DEVELOPMENT OF THE MODEL OF FORMATION OF RIDGE TOPOGRAPHY IN THE SOUTH OF WESTERN SIBERIA

Alexander L. Beisel

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)334-33-26, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

The analysis of modern high-resolution satellite images, as well as new possibilities of individual remote observation allow to reinterpret the previously known data on the structure of the modern ridge (griva) relief of Baraba. Used materials of the author of the past years on cross-sections of ridges. It is suggested that the griva-relief is an analogue of the ridge relief in modern deserts, which is dominated by draa (megadunes), which are perpendicular to the prevailing winds.

Key words: Western Siberia, Late Pleistocene, climate, ridge relief, draa, megadunes.

Гривный рельеф – уникальный природный объект Новосибирской области и юга Западной Сибири в целом. Современные средства дистанционного изучения рельефа с помощью космоснимков позволяют получить новые представления о характере этого рельефа, масштабах и пределах его распространения, а также провести сравнение с аналогичными объектами в любой точке земного шара. Тем самым они дают новый импульс исследованиям проблем гривного рельефа, интерес к которым в традиционном аспекте в последнее время заметно снизился.

Гривный рельеф представляет собой систему линейных гряд, разделенных ложбинами. Особенно широко эти формы рельефа распространены в районе оз. Чаны (рис. 1), но встречаются и в других местах. Повсюду гривы протягиваются более или менее параллельно одна другой, с запад-юго-запада на вос-

ток-северо-восток. Обычно гривы имеют относительную высоту 5–15 м (иногда до 20 м) при ширине 1–1,5 км и длине несколько километров. Гривы сложены светлыми желтовато-бурыми слабоуплотненными лессовидными породами, состав которых изменяется от глинистого песка до тяжелого суглинка [1, 3].

Гривный рельеф в Западной Сибири известен с начала XX в. и достаточно полно описан в литературе. Ее обзор не входит в задачу настоящей работы. В конце прошлого столетия этой проблемой занимались И. А. Волков, В. А. Николаев, В. А. Мартынов, М. Г. Гросвальд и др. Ведутся исследования субаэральных отложений, слагающих гривы и обширные покровы, в плане выяснения климатических и ландшафтных условий их формирования. Здесь можно отметить работы В. С. Зыкиной, В. С. Зыкина, С. П. Казьмина и др.

Относительно происхождения гривного рельефа Барабы и других районов Западной Сибири в литературе имеется самый широкий спектр взглядов. Вместе с тем, практически в любой работе отмечается, что проблема происхождения гривного рельефа до конца не решена. И это при том, что мы имеем дело с новейшими образованиями, отделяемыми от современной поверхности фактически только почвенным покровом.



Рис. 1. Гривный рельеф в районе оз. Чаны (<https://yandex.ru/maps/>). Стрелкой показано направление господствующих ветров при формировании грив

Возрастной диапазон образования гривного рельефа предельно узок. По разным оценкам, абсолютный возраст находится в пределах от 14 до 9 тыс. лет,

это верхний неоплейстоцен. Позднечетвертичная субаэральная формация распространена во внеледниковой зоне Западной Сибири и характерна для неоплейстоцена и голоцена, отвечающего в магнито-хронологической шкале эпохе брюнес (от 780 тыс. лет доныне) [4]. Для всей этой толщи свойственно чередование лессовидных суглинков и ископаемых почв [2], образующих своеобразные осадочные циклы. Таковых во всем интервале насчитывается около 12, и только в самом верхнем из них, исключая современную почву, появляются гривы. По археологической шкале интервал гривообразования в целом отвечает мезолиту. Можно предположить, что климатические условия, господствовавшие при формировании грив, были неблагоприятны для древнего человека. Большинство известных в Западной Сибири стоянок относится к «постгривному» времени. Кроме того, именно в это время в Сибири исчезли мамонты. Это делает еще более актуальной задачу разработки модели формирования грив на фоне ее общегеографического и геологического значения.

Гривы в Западной Сибири распространены на отдельных участках, приуроченных, как правило, к депрессиям рельефа [2]. На всех остальных пространствах лессовидные суглинки залегают в виде сплошного покрова. Таким образом, распространение гривного рельефа весьма ограничено как в пространстве, так и во времени.

И. А. Волков в своей работе [1] много внимания уделил современным эоловым процессам формирования рельефа и осадкообразования в пустыне Каракум. Он отмечает, что в рельефе этой местности имеются примеры крупногрядового рельефа, соответствующего по своей размерности гривам. Однако эти формы рельефа являются реликтовыми и в настоящее время подвергаются эрозии и разрушению.

Для поисков современных аналогов гривного рельефа автором использован интернет-сервис Yandex.ru/maps. Он дает возможность увидеть объекты земной поверхности с очень высокой степенью разрешения. Наилучшей территорией для сравнительного анализа эоловых форм рельефа является пустыня Сахара. Там наглядно представлены формы двух порядков – дюн и мегадюн. Последние по своей ориентировке относительно господствующих ветров подразделяются на продольные (класс сейфов) и поперечные (класс драа) [5, 6]. Мегадюны, по мнению автора, и являются аналогом западносибирских неоплейстоценовых грив. Они имеют предельно сходные морфометрические характеристики. Следовательно, наша задача сводится к тому, чтобы определить генеральную ориентировку грив относительно господствующих ветров – являются ли они продольными либо поперечными формами. Иными словами, являются ли гривы аналогами сейфов или драа. Следует отметить, что большинство предшествующих авторов склоняется к первому варианту – продольной ориентировке. Однако данные автора свидетельствуют об обратном.

В ходе полевых работ прежних лет автором открыто обнажение, вскрывающее полный поперечный разрез гривы. Оно расположено на юго-западном окончании п-ова Казанцевский Мыс, т. е. находится фактически в акватории оз. Чаны, в самой северной его части (рис. 2). Скорее всего, никто из предшест-

вующих исследователей не посещал этот разрез. Все известные в литературе построения основаны на фрагментарных обнажениях, не дающих полной картины строения гривы.

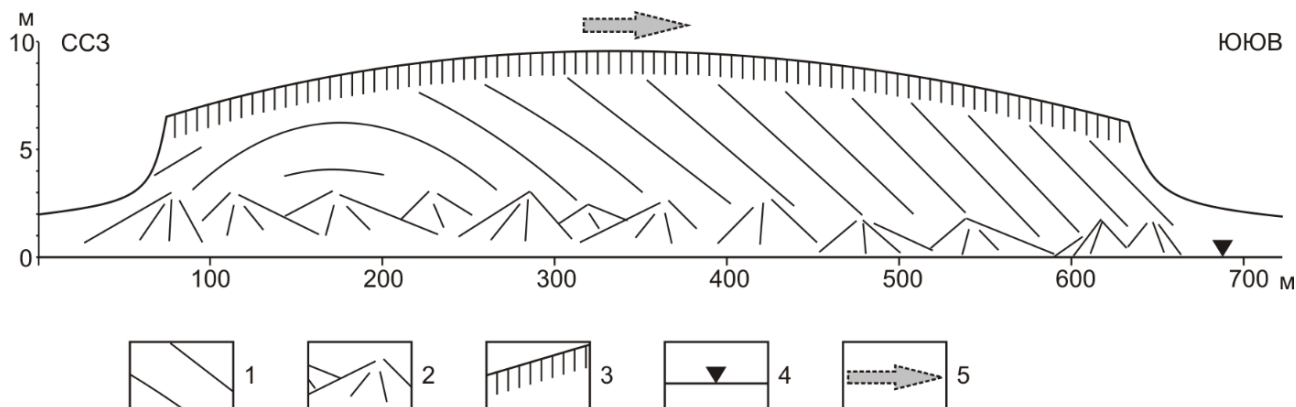


Рис. 2. Схематический поперечный разрез гривы Казанцевский Мыс (северная часть оз. Чаны):

1 – слоистость; 2 – осыпь; 3 – подпочвенная столбчатая отдельность; 3 – урез оз. Чаны; 5 – предполагаемое направление господствующих ветров при формировании гривы

Строение разреза, представленного на рисунке, типично для эоловой формы рельефа. Большая (южная) его часть представлена косослоистой серией осадков, углы падения слоев в которой достигают 30° . Азимут падения перпендикулярен оси гривы. В северном направлении углы падения постепенно выполаживаются, и в определенной точке слои становятся горизонтальными. В краевой северной части разреза есть короткая серия с падением слоев в другую сторону, согласно склону гривы. Таким образом, вблизи северного края гривы находится ось «складки». Учитывая, что эта грива, как и все остальные, сложена эоловыми осадками, интерпретация разреза не представляет труда. Данная грива сформировалась под воздействием бокового ветра, направленного с север-северо-запада на юг-юго-восток.

Предлагаемая гипотеза о поперечном направлении господствующих ветров основана пока на единственном, хотя и уникальном по своим параметрам обнажении. Несомненно, требуется ее подтверждение дополнительным фактическим материалом.

Таким образом, на основе имеющихся данных можно сделать следующие выводы: (1) обнажение на п-ове Казанцевский Мыс имеет принципиальное значение для познания природы и происхождения гривного рельефа Западной Сибири; (2) гривы являются поперечными формами эолового рельефа и созданы ветрами северных румбов; (3) современными аналогами грев являются эоловые формы третьего порядка – драа, выделенные и детально описанные в Сахаре.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Волков И. А. Позднечетвертичная субаэральная формация. – М. : Наука, 1971. – 254 с.
2. Зыкина В. С., Зыкин В. С. Лессово-почвенная последовательность и эволюция природной среды и климата Западной Сибири в плейстоцене. – Новосибирск : Гео, 2012. – 477 с.
3. Земцов А. А., Мизеров Б. В., Николаев В. А. и др. Рельеф Западно-Сибирской равнины: монография. – Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1988. – 192 с.
4. Унифицированная региональная стратиграфическая схема четвертичных отложений Западно-Сибирской равнины. Объяснительная записка. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2000. – 64 с.
5. Reading H. G. Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy, 3rd Edn., Wiley-Blackwell, UK. 1996 – 535 p.
6. Wilson I. G. Aeolian bedforms – their development and origins // Sedimentology, 1972 – № 19. – P. 173–210.

REFERENCES

1. Volkov I. A. Poznechetvertichnaya subaeral'naya formaciya. – M. : Nauka, 1971. – 254 s.
2. Zykina V. S., Zykin V. S. Lessovo-pochvennaya posledovatel'nost' i evolyuciya prirodnoj sredy i klimata Zapadnoj Sibiri v plejstocene. – Novosibirsk: Geo, 2012. – 477 s.
3. Zemcov A. A., Mizerov B. V., Nikolaev V. A. i dr. Rel'ef Zapadno-Sibirskoj ravniny: monografiya. – Novosibirsk: Nauka, Sib. otd-nie, 1988. – 192 s.
4. Unificirovannaya regional'naya stratigraficheskaya skhema chetvertichnyh otlozhenij Zapadno-Sibirskoj ravniny. Ob'yasnitel'naya zapiska. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2000. – 64 s.
5. Reading H. G. Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy, 3rd Edn., Wiley-Blackwell, UK. 1996 – 535 p.
6. Wilson I. G. Aeolian bedforms – their development and origins // Sedimentology, 1972 – № 19. – r. 173–210.

© А. Л. Бейзель, 2018

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА НА ВОСТОКЕ ЦЕНТРАЛЬНО-ТУНГУССКОЙ (СЮГДЖЕРСКОЙ) НГО РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Дмитрий Викторович Маслов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер II категории лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: MaslovDV@ipgg.sbras.ru

На востоке Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО значительные перспективы для выявления крупных скоплений нефти и газа связаны с ботуобинским горизонтом.

В работе дается характеристика строения ботуобинского горизонта в восточной части Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО. На основании детальной корреляции было показано, что горизонт на изучаемой территории залегает в виде трех изолированных разновозрастных баровых тел.

Ключевые слова: Сюгджерская НГО, венд, горизонт, баровая система.

FEATURES DISTRIBUTION OF THE BOTUOBINSK HORIZON IN THE EAST OF THE CENTRAL-TUNGUSKA (SYUGDZHER) PETROLEUM REGION OF THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA)

Dmitry V. Maslov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer of Category II, Laboratory of Geology of Oil and Gas of the Siberian Platform, phone: (383)306-63-70, e-mail: MaslovDV@ipgg.sbras.ru

In the East of the Central-Tunguska (Syugdzher) petroleum region has significant prospects to identify large accumulations of oil and gas associated with the botuobinsk horizon.

The work describes the structure of the Botuobinsk horizon in the Eastern part Central-Tunguska (Syugdzher) petroleum region. On the basis of detailed correlation, it was shown that the horizon in the study area occurs as three isolated uneven solid bar.

Key words: Syugdzher petroleum region, vendian, horizon, bar system.

В конце 2009 г. была введена в эксплуатацию первая очередь проекта ВСТО-1, трубопроводной системы от г. Тайшета до пос. Сковородино длиной 2 694 км и пропускной мощностью 30 млн т нефти в год. Спустя три года была сдана вторая очередь проекта ВСТО-2 от Сковородино до Козьмино. К 2015 г. общая мощность системы ВСТО была увеличена до 58 млн т в год. Кроме того, в 2019 г. планируется начать поставки газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири». В этих условиях представляется необходимым выявление перспективных территорий для поиска и разведки месторождений нефти и газа, расположенных в непосредственной близости от действующей трубопроводной системы.

Одной из таких территорий является восточная часть Центрально-Тунгусской [4] (Сюгджерской) НГО, расположенная к северу от Среднеботуобинского месторождения, введенного в промышленную эксплуатацию в 2013 г.

Глубокое бурение на территории Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО началось в 1962 г., когда была пробурена Мархинская опорная скважина № 1. В 1965 г. закончено бурение структурно-поисковой скважины № 2, вскрывшее полный разрез кембрийских и вендских отложений общей толщиной около 2 000 м.

С 1983 г. на основе разработанной ПГО «Ленанефтегазгеология» комплексной программы регионального изучения нефтегазоносности Сюгджерской (Центрально-Тунгусской) НГО было пробурено более десятка параметрических скважин.

Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д проводились в 70–80-х гг. прошлого века. Эти работы позволили установить ряд локальных поднятий. В 2011–2013 гг. были выполнены региональные сейсморазведочные работы методом МОГТ-2Д объемом 1 488 км к юго-востоку от Тюкянской полувпадины (восточная часть Центрально-Тунгусской НГО).

Всего на территории НГО было пробурено 36 глубоких скважин, из которых 27 скважин вскрыли отложения верхнего протерозоя. По данным бурения и сейсморазведки выявлено отсутствие терригенных отложений венда на западе изучаемой территории, в восточной части терригенная часть разреза достигает толщины 376 м.

В целом строение геологического разреза на территории Центрально-Тунгусской НГО имеет много общего с геологическим разрезом Непско-Ботуобинской антеклизы, где вендские терригенные отложения сопоставляются с разрезами скважин, пробуренных в пределах Центрально-Тунгусской НГО. Так же, как и в Непско-Ботуобинской НГО, в разрезе терригенного венда присутствуют ботуобинский (B_5), улаханский (B_{5a}), талахский (B_{13}), вилючанский (B_{14}) песчаные потенциально продуктивные горизонты. Основываясь на особенностях строения, базовым горизонтом разведки следует считать ботуобинский горизонт.

Ботуобинский горизонт (пласт B_5) вскрыт в 11 скважинах. Толщина этих отложений изменяется от 2 до 31 м, причем максимальные значения толщины (17–31 м) зафиксированы в восточной и юго-восточной частях территории исследования (Среднемархинская, Накынская, Дюданская, Онхойдохская площади).

В литологическом отношении ботуобинский горизонт на 90–95 % представлен светло-серыми, серыми, преимущественно кварцевыми песчаниками, характеризующимися изначально малым количеством цементирующей массы. Вторичные цементы представлены аутигенным кварцем, ангидритом, реже доломитом. В виде маломощных слоев в песчаниках присутствуют аргиллиты. Песчаники хорошо сортированы практически по всему разрезу горизонта. Также наблюдается существенное увеличение зернистости снизу-вверх по разрезу [3]. В работе Е. М. Хабарова, И. В. Вараксиной, М. М. Пушкаревой отмечено ухудшение коллекторских свойств в верхней части ботуобинского горизонта, объясняемое процессами доломитизации и глинизации в кровельной и подошвенной частях горизонта соответственно [1, 8]. В работе «Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской ан-

теклизы» [5] было показано, что перерыв в осадконакоплении в подошве ботуобинского горизонта отсутствует. В этой же работе предложено выделить чаяндинскую свиту (в состав которой включается ботуобинский горизонт), ниже которой с перерывом в осадконакоплении залегает арылахская свита, сложенная алевроито-аргиллитами с линзами ангидрита и прослоями доломитов глинистых.

К настоящему времени на востоке Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО не открыто ни одного месторождения нефти и газа, но в то же время были зафиксированы многочисленные признаки нефтегазоносности в виде битумопроявлений и капельно-жидкой нефти. В скважине Онхойдохская 2521 при опробовании в процессе бурения отмечались пленки нефти, а при опробовании пласта на кабеле было получено 2 л нефти.

Анализ результатов испытания и опробования скважин показал, что продуктивные горизонты терригенного венда на территории исследования либо не испытывались, либо испытывались в открытом стволе, при этом вскрытие горизонтов проводилось на неподходящем для этой цели утяжеленном глинистом растворе, что приводило к кольтматации призабойного пространства.

Также при анализе неудач при проведении нефтегазопроисковых работ Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО следует обратить внимание на низкий уровень подготовки структур к бурению, что затрудняет процесс проведения нефтегазопроисковых работ [7].

Результаты бурения параметрических и поисковых скважин в пределах восточной части Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО, данные геолого-технологических исследований и материалы ГИС позволяют с известной степенью достоверности предполагать о нефтегазонакоплении в пределах этой обширной территории и оценивать перспективы ее нефтегазоносности. [2, 3, 9].

Современное понимание геологического строения вендского терригенного комплекса Тюкянской полувпадины и прилегающих территорий, основанное на результатах современных сейсмических материалов, анализа фактического материала на территории исследования, а также эталонной территории северо-востока Мирнинского выступа Непско-Ботуобинской антеклизы, позволяют утверждать, что базовым продуктивным горизонтом на территории исследования будет ботуобинский.

Приуроченные к ботуобинскому горизонту резервуары являются, как правило, однородными, доля уплотненных разностей в них незначительна. Следствием этого является высокая продуктивность коллекторов. В связи с очень хорошей отсортированностью песчаников горизонта, ухудшение их коллекторских свойств с глубиной будет, видимо, незначительным, т. е. далее, при глубинах залегания до 3,0–3,5 км, коллекторы ботуобинского горизонта будут промышленно продуктивными. Покрышкой для залежей горизонта является залегающая выше по разрезу регионально выдержанная пачка плотных ангидритизированных доломитов бюксской свиты.

Вопреки распространенному мнению о наличии предботуобинского перерыва, автор этой работы считает, что ботуобинский горизонт представлен сис-

темой баровых тел, залегающей без перерыва на верхнекурсовских отложениях. Поэтому в качестве квазиизохронной поверхности для выявления особенностей площадного распространения горизонта выбран глинистый пласт в средней части буюкской подсветы [3, 6]. Из анализа данных глубокого бурения можно сделать вывод о том, что зачастую различия каротажных характеристик пород в этом интервале разреза между аргиллитами и глинистыми доломитами несут существенны. Однако достаточно уверенно коррелировать этот репер по латерали позволяют присущие ему повышенные значения интервального времени ΔT по акустическому каротажу, что связано с повышенной трещиноватостью пород.

В основу выбранной методики исследования положен принцип построения карт распространения буюбинского горизонта с выравниванием отложений нижней части верхнебуюкской подсветы и буюбинского горизонта на вышеупомянутую квазиизохронную поверхность (рис. 1). Такой подход позволяет выявить «очаги» формирования отдельных баровых тел на территории исследования.

В результате выполненных построений в буюбинском горизонте было выделено три изолированных разновозрастных песчаных (баровых) тела, каждому из которых присвоен свой индекс (рис. 2).

Первое баровое тело (B_5^1) выделяется в районе Мирнинской группы месторождений. Линзовидное тело барового генезиса площадью 1 615 км² вытянуто широкой полосой северо-восточного простирания и имеет длину 140 км. Максимальная толщина буюбинского горизонта здесь, в скважине Багдынская-2810, достигает 19 м. Баровое тело B_5^1 охватывает месторождения Мирнинской, Иреляхской, Бахчинской, Станакской, Нелятской, Багдынской и Нелбинской площадей. Доказано отсутствие буюбинского горизонта в скважинах Ерюктинская 1, Среднегыаттинская 2630, Сюльдюкарская 1002, 1001.

Второе баровое тело (B_5^2) выделено в районе Дюданской площади. Между выделенными баровыми телами B_5^1 и B_5^2 , согласно выполненной интерпретации каротажных данных и анализа керна скважин Сюльдюкарской, Среднегыаттинской и Ерюктинских площадей, выявлено отсутствие песчаных отложений буюбинского горизонта. Выделенное песчаное тело B_5^2 площадью 3 607 км² вытянуто в северо-восточном направлении на 200 км. Максимальная толщина буюбинского горизонта 31 м вскрыта в скважине Дюданская 2910. В результате глинизации буюбинского горизонта, между скважинами Ханнинская 3220 и Мархино-Андо́йская 3231 предполагается распространение зоны отсутствия песчаников буюбинского горизонта, либо наложение более молодого барового тела (B_5^3) на (B_5^2).

Третье баровое тело (B_5^3) выделено в районе Эйикской площади. Максимальная его толщина, вскрытая в скважине Эйикская 3430, составляет 30 м. Площадь составляет 1 109 км². Автором предложено выделение баровых тел B_5^2 и B_5^3 на том основании, что между скважинами Ханнинская 3220 и Мархино-Андо́йская 3231 предполагается распространение зоны отсутствия песчаников буюбинского горизонта.

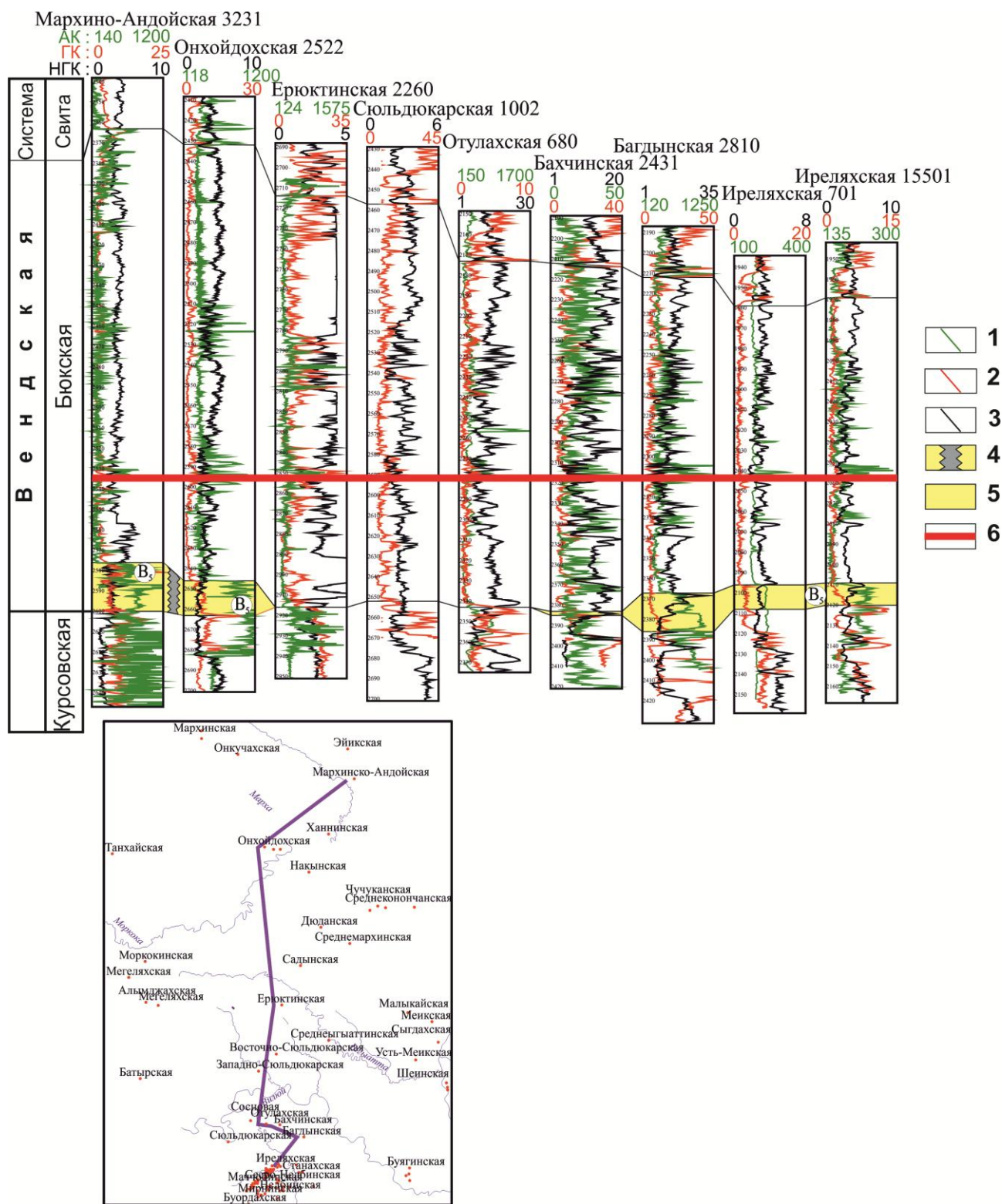


Рис. 1. Схема корреляции по линии скважин I-I
(скв. Мархино-Андоysкая 3231 – Иреляхская 15501):

1 – акустический каротаж; 2 – гамма-каротаж; 3 – нейтронный гамма-каротаж;
4 – предполагаемое отсутствие ботубинского горизонта; 5 – ботубинский горизонт;
6 – линия акустического репера



Рис. 2. Карта толщин песчаников ботубинского горизонта (B₅):
 1 – номера скважин; 2 – изопахиты ботубинского горизонта; 3 – зона предполагаемого отсутствия ботубинских песчаников; 4 – индекс барового тела

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Вараксина И. В., Хабаров Е. М., Пушкарева М. М. Влияние структурно-вещественных параметров на фильтрационно-емкостные свойства пород ботуобинского горизонта венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 1 (9). – С. 67–74.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
3. Ефимов А. О., Чернова Л. С., Фомин А. М., Лебедев М. В. Нефтегазоносность ботуобинского горизонта в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Анабарской антеклиз // Геология нефти и газа. – 1991. – Т. 45. – № 8. – С. 2–6.
4. Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Вальчак В. И., Губин И. А., Гордеева А. О., Кузнецова Е. Н., Конторович В. А., Моисеев С. А., Скузоватов М. Ю., Фомин А. М. Нефтегазо-геологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 17–21 апреля 2017 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2017. Т. 1. – С. 57–64.
5. Лебедев М. В., Моисеев С. А., Топешко В. А., Фомин А. М. Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 874–890.
6. Лебедев М. В., Чернова Л. С. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика, 1996. – Т. 37. – С. 51–64.
7. Моисеев С. А., Фомин А. М. Прогноз зон нефтегазонакопления в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Сюгджерской седловины // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: Материалы Всероссийской научно-практической конференции (Якутск, 29–30 марта 2012 г.). – 2012. – Т. II. – С. 16–19.
8. Пустыльников А. М., Чернова Л. С. Магнетитоносный горизонт – новый тип флюидоупоров в отложениях венда – нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа, 1991. – № 6. – С. 17–20.
9. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н. В. Мельников, М. С. Якшин, Б. Б. Шишкин и др. – Новосибирск : Акад. Изд-во «ГЕО», 2005. – 428 с.
10. Тектоническая карта венд-нижнепалозойского структурного яруса Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / С. Ю. Беляев, О. В. Быкова, Ю. Г. Еремин и др. // Геология и геофизика, 2009. – Т. 50. – № 8. – С. 851–862.

REFERENCES

1. Varaksina I. V., Habarov E. M., Pushkareva M. M. Vliyanie strukturno-veshchestvennykh parametrov na fil'tracionno-emkostnye svoystva porod botuobinskogo gorizonta venda severo-vostoka Nepsko-Botuobinskoj anteklizy // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2012. – № 1 (9). – С. 67–74.
2. Geologiya nefiti i gaza Sibirskoj platformy / Pod red. A. E. Kontorovicha, V. S. Surkova, A. A. Trofimuka. – M. : Nedra, 1981. – 552 s.
3. Efimov A. O., Chernova L. S., Fomin A. M., Lebedev M. V. Neftegazonosnost' botuobinskogo gorizonta v zone sochleneniya Nepsko-Botuobinskoj i Anabarskoj antekliz // Geologiya nefiti i gaza. – 1991. – T. 45. – № 8. – S. 2–6.
4. Kontorovich A. E., Burshtejn L. M., Val'chak V. I., Gubin I. A., Gordeeva A. O., Kuznecova E. N., Kontorovich V. A., Moiseev S. A., Skuzovатов M. Yu., Fomin A. M. Neftegazogeologicheskoe rajonirovanie Sibirskoj platformy (utochnennaya versiya) // Interekspo

GEO-Sibir'-2017. XIII Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 17–21 aprelya 2017): Mezhdunar. nauch. konf. \Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya\ : sb. materialov v 4 t., Novosibirsk, 17-21 apr. 2017 g. – T. 1. – S. 57–64.

5. Lebedev M. V., Moiseev S. A., Topeshko V. A., Fomin A. M. Stratigraficheskaya skhema terrigennyh otlozhenij venda severo-vostoka Nepsko-Botuobinskoj anteklizy // Geologiya i geofizika. – 2014. – T. 55. – № 5–6. – S. 874–890.

6. Lebedev M. V., Chernova L. S. Facial'nye modeli terrigennyh otlozhenij venda severo-vostoka Nepsko-Botuobinskoj anteklizy (Sibirskaya platforma) // Geologiya i geofizika, 1996. – T. 37. – S. 51–64.

7. Moiseev S. A., Fomin A. M. Prognoz zon neftegazonakopleniya v zone sochleneniya Nepsko-Botuobinskoj i Syugdzherskoj sedloviny // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Severo-Vostoka Rossii: Materialy Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii (Yakutsk, 29-30 marta 2012 g.). – 2012. – T. II. – S. 16–19.

8. Pustyl'nikov A. M., Chernova L. S. Magnezitonosnyj gorizont – novyj tip flyuidouporov v otlozheniyah venda – nizhnego kembriya Nepsko-Botuobinskoj anteklizy // Geologiya nefci i gaza, 1991. – № 6. – S. 17–20.

9. Rifej i vend Sibirskoj platformy i ee skladchatogo obramleniya / N.V. Mel'nikov, M.S. Yakshin, B.B. Shishkin i dr. Novosibirsk: Akademicheskoe izdatel'stvo \GEO\, 2005. – 428 s.

10. Tektonicheskaya karta vend-nizhnepalozoj'skogo strukturnogo yarusa Leno-Tunguskoj neftegazonosnoj provincii / S.Yu. Belyaev, O.V. Bykova, Yu.G. Eremin i dr. // Geologiya i geofizika, 2009. – T. 50. – № 8. – S. 851–862.

© Д. В. Маслов, 2018

БИОСТРАТИГРАФИЯ БАКСАНСКОГО ГОРИЗОНТА Р. ЧУНЯ (БАСЕЙН Р. ПОДКАМЕННАЯ ТУНГУССКА)

Тарас Викторович Гонта

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-29-01, e-mail: GontaTV@ipgg.sbras.ru

Александр Владиленович Тимохин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-29-01, e-mail: TimokhinAV@ipgg.sbras.ru

Приводятся новые данные по остракодам, брахиоподам, трилобитам и конодонтам баксанского горизонта из разрезов на р. Чуня. Дается уточнение положения баксанского и долборского горизонтов в существующих разрезах на р. Чуня.

Ключевые слова: Верхний ордовик, Сибирская платформа, баксанский горизонт, биостратиграфия, трилобиты, остракоды, брахиоподы, конодонты.

BIOSTRATIGRAPHY OF BAKSANIAN HORIZON OF THE CHUNYA RIVER (THE BASIN OF THE PODKAMENNAYA TUNGUSKA RIVER)

Taras V. Gonta

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, phone: (383)333-29-01, e-mail: GontaTV@ipgg.sbras.ru

Alexander V. Timokhin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, phone: (383)333-29-01, e-mail: TimokhinAV@ipgg.sbras.ru

New data on ostracods, brachiopods, trilobites and conodonts of the Baksanian Horizon from the sections on the Chunya River are given. The position of the Baksanian and Dolborian horizons is clarified in the existing sections on the Chunya River.

Key words: Upper Ordovician, Siberian Platform, Baksanian Horizon, biostratigraphy, trilobites, ostracods, brachiopods, conodonts.

Верхнеордовикские отложения хорошо изучены в бассейне р. Чуня и ее левого притока р. Нижняя Чунку. Из полутора десятков известных и описанных разрезов этого стратиграфического диапазона только в трех разрезах определяется граница мангазейской и долборской свит [1]. И только в одном разрезе на правом берегу р. Чуня, в 0,4 км ниже устья руч. Амуткан, мангазейская свита представлена в полном объеме. Данный разрез в силу своей уникальности при-

влекал многих исследователей, в том числе и биостратиграфов. Первое послойное описание с приведением фаунистической характеристики этого разреза приведено в работе [2], описание, колонка и комплекс фауны даны также в работах Б. С. Соколова, Ю. И. Тесакова [3] и Е. П. Маркова [4]. Согласно этим публикациям, разрез начинается песчаниками байкитской свиты, далее идут отложения криволуцкого яруса (в современной номенклатуре отвечают волгинскому и киренско-кудринскому горизонтам), выше выделяется мангазейский ярус (= чертовской и баксанский горизонты), и завершается разрез низами долборского горизонта. В последующих работах Х. С. Розман [5, 6] приводит этот же разрез с послойным описанием и комплексами фауны уже без «байкитских песчаников», приводя описание разреза с криволуцкого яруса.

Проведенные в 2014 и 2015 гг. полевые работы позволили уточнить палеонтологическую характеристику по основным группам бентосной (остракоды, брахиоподы, трилобиты) и пелагической (конодонты) фауны. Ниже приведено описание разреза по результатам этих исследований с послойным указанием распространения комплексов остракод, брахиопод, трилобитов и конодонтов и их расчленение на био- и литостратиграфические подразделения, как современное, так и в исторической ретроспективе (рис. 1).

1. В нижней части – розоватые, слабо сцементированные кварцевые песчаники, содержащие единичные фосфаритизированные раковины *Easchmidtella gibbosa* (остракоды). В верхней части слоя песчаники приобретают желтовато-серую окраску и постепенно переходят в гравелиты (мощность – 2,6 м).

В работе [2] эти отложения считаются фациальным аналогом «байкитских песчаников», а в работе [3] эту часть разреза сопоставляют с байкитской свитой, отложения которой широко представлены в бассейне р. Подкаменная Тунгуска (см. рис. 1).

2. Аргиллиты буровато-красные, вишневые с фиолетовым оттенком, вверху преимущественно зеленые, содержащие раковины остракод. В нижней части слоя, примерно в 0,7 м от подошвы, проходит прослой органогенного глинистого известняка (~0,25 м). Выше установлен прослой (0,2 м) крепкого серого остракодового известняка, содержащий также раковины брахиопод и конодонты (мощность – 4,5 м).

3. Известняки неравноплитчатые, органогенные, зеленовато-серые, содержащие многочисленные раковины остракод и брахиопод, переслаивающиеся с пестрыми бордовыми и зелеными алевролитами и тонкоплитчатыми глинистыми известняками. В средней части слоя, примерно в 0,7 м от подошвы, проходит прослой комковатого, глинистого серого известняка с конодонтами (~0,2 м). Выше следует частое тонкое переслаивание зеленых и бурых глинистых известняков и алевролитов (мощность – 1,7 м).

4. Аргиллиты оскольчатые в нижней части – вишнево-красные (~1 м), в верхней – зеленые с остракодами и брахиоподами (мощность – 2 м)

Слои 2–4 отвечают пачке I (слои 2–5) установленной Х. С. Розман [5, 6], которую она относит к чертовскому подгоризонту мангазейского горизонта (= чертовской горизонт). В работах [2, 3] верхняя часть слоя 1 (прослой граве-

литов ~20–35 см) и пестроцветная часть разреза (слои 2, 3 и, вероятно, красноватая часть слоя 4 (по Соколову, Тесакову) [3]; слои 3–7 по Драгунову, Ледневой [2] сопоставляются с криволицким ярусом (= волгинский, киренско-кудринский горизонты) (см. рис. 1).

5. Известняки серые, мелко- и скрытокристаллические, содержащие раковины остракод и брахиопод (мощность – 0,4 м).

6. Частое чередование серых глинистых, органогенных известняков с остракодами, трилобитами и брахиоподами и темно-серых аргиллитов и алевролитов (мощность – 2,5 м.).

7. Известняки органогенные, плитчатые, на поверхности – желтовато-серые, на изломе – серые, переслаивающиеся с аргиллитами темно-серыми, почти черными слюдистыми. В известняках установлены многочисленные остракоды, трилобиты и конодонты. В верхней части слоя роль известняков уменьшается, здесь были установлены редкие раковины остракод и конодонты (4,5 м.)

Слои 5–7 соответствуют пачке II (слои 6, 7), выделенной Х.С. Розман [5, 6] (см. рис. 1).

8. В нижней части – зеленовато-серые тонколистоватые аргиллиты с редкими невыдержанными прослоями органогенных серых известняков. Выше наблюдается переслаивание зеленовато-серых аргиллитов и серых органогенных известняков, содержащих многочисленные раковины остракод, а также редкие трилобиты и единичные брахиоподы (3 м).

9. Аргиллиты зеленые, оскольчатые, мелколистоватые, содержащие большое количество раковин остракод. Выше наблюдается чередование тонколистоватых аргиллитов и тонкоплитчатых мергелей с остракодами и брахиоподами (мощность – 2,8 м).

10. Переслаивание зеленых аргиллитов, глинистых и органогенных известняков. Органогенные известняки большей частью приурочены к средней части слоя. Верхняя часть слоя преимущественно аргиллитовая. В известняках установлены остракоды, трилобиты и конодонты. (мощность – 1,5 м).

11. Плитчатые органогенные серые известняки с тонкими мергелистыми прослойками и примазками, содержащие конодонты, сменяющиеся кверху комковато-слоистыми голубовато-серыми мергелями, переслаивающиеся с тонкими прослойками зеленых аргиллитов. В верхней части слоя появляются прослои органогенных известняков с остракодами, брахиоподами и конодонтами (мощность – 0,8 м).

12. Брекчиевидный известняк с коалинизированным цементом желтого цвета (мощность – 0,1 м).

13. В нижней части – несколько сближенных прослоев органогенного известняка, переслаивающиеся с зелеными листоватыми аргиллитами, сменяющиеся глинистыми зеленовато-серыми известняками. В верхней части слоя – тонкое частое переслаивание комковатослоистых глинистых известняков, зеленых аргиллитов и редких прослоев органогенного известняка, содержащего раковины остракод, брахиопод, трилобитов и конодонты (мощность – 2 м).

Слои 8–13 отвечают пачке III (слои 8–10) Х. С. Розман [5, 6] и вместе с пачкой II соответствуют баксанскому подгоризонту (= горизонту) (см. рис. 1). Слои 5–13 соответствуют слоям 8–19 по Драгунову, Ледневой [2] и отнесены ими к мангазейскому ярусу (= чертовской и баксанский горизонты). Выше по разрезу, в глинистом элювии, отмечаются серые коралловые известняки, которые Х. С. Розман коррелирует с «коралловыми известняками» долборского горизонта (пачка V), развитыми в стратотипическом разрезе на левом и правом берегах р. Чуня в 1,5 км выше устья р. Верхняя Чунку. Такого же мнения придерживаются в своей работе Б. С. Соколов и Ю. И. Тесаков [3]. Следует отметить, что в работах Х. С. Розман «коралловые известняки» с несогласием залегают на пачке III, однако во время проведения экспедиционных работ (2014, 2015 гг.) было установлено, что на пачке переслаивания аргиллитов и известняков глинистых и органогенных (слой 13) согласно залегают:

14. Темно-серые (до черных) коралловые известняки внизу, с черными аргиллитами в виде примазок. В известняках встречаются крупные колонии табулят и единичные раковины остракод (мощность – 1 м).

Таким образом, анализ фауны, как известной из литературных источников, так и вновь определенной, позволяет уточнить возрастной диапазон выделяемых в данном разрезе литостратиграфических подразделений. Так, развитие в разрезе зонального комплекса остракодовой зоны *Parajonesites notabilis*, первые представители которой (виды *Euprimitia helenae*, *Costoprimites textilis*, *C. indiligens*) были установлены уже в основании разреза (слой 2, см. рис. 1), позволяет предположить, что накопление красноватой части разреза (слои 2–4), которое ранее сопоставлялось с волгинским и киренско-кудринским [2, 3] или чертовским горизонтами [5, 6], происходило в баксанское время. Находка в этой части разреза зонального вида брахиопод *Mimella panna*, широко представленного в чертовском горизонте, не противоречит этому, так как по существующей зональной схеме верхняя граница зоны *Mimella panna* проводится выше границы чертовского и баксанского горизонта [7].

Комплекс фауны из слоев 3–13 позволяет однозначно трактовать возраст вмещающих отложений как баксанский. Причем отсутствие комплекса фауны и зональных видов остракодовой зоны *Dolborella plana*, установленной в обнажении в 1,7 км выше р. Верхняя Чунку (являющимся стратотипом долборского горизонта, примерно в 25 м ниже границы), а также трилобитовой зоны *Bumastus sibirica* [8] и брахиоподовой зоны *Hesperorthis australis* – *Hesperorthis tricenaria* [7], ограничивает возрастной диапазон вмещающих отложений нижней частью баксанского времени. Аналогичный результат был получен при анализе комплекса фауны этого разреза Х.С. Розман. Она не смогла выделить комплекс IV (самой верхней) пачки баксанского времени и вынуждена была заменить ее стратиграфическим перерывом [5].

Это также хорошо согласуется при сопоставлении этих обнажений с разрезом опорной скважины Гаиндинская-3, вскрывающей практически весь разрез ордовикских отложений этой территории [9, 10] (рис. 2).

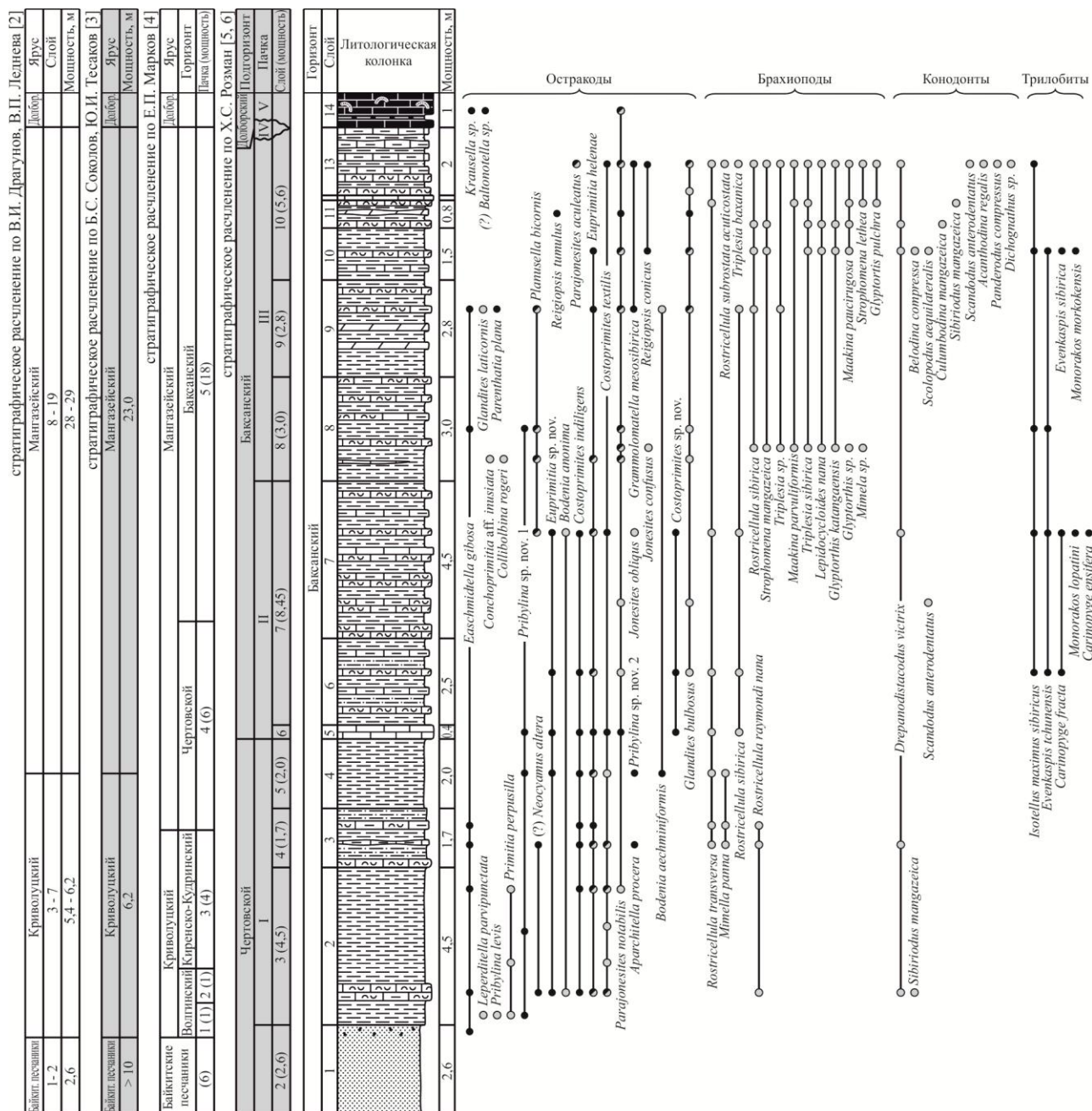


Рис. 1. Состав фауны баксанского горизонта в разрезе р. Чуня в 0,4 км ниже устья руч. Амуткан (условные обозначения см. рис. 2)

Чертовской горизонт (инт. 347,0–338,9 м) в скважине представлен пачкой алевропесчаников и алевроаргиллитов с прослоями органогенных известняков и песчаников, переходящих в аргиллиты. Аналогичная пачка была установлена Х. С. Розман [5] в основании разреза на р. Чуня, в 0,4 км ниже устья руч. Амуткан, однако во время проведения экспедиционных работ в 2014–2015 гг. эту часть разреза проследить не удалось.

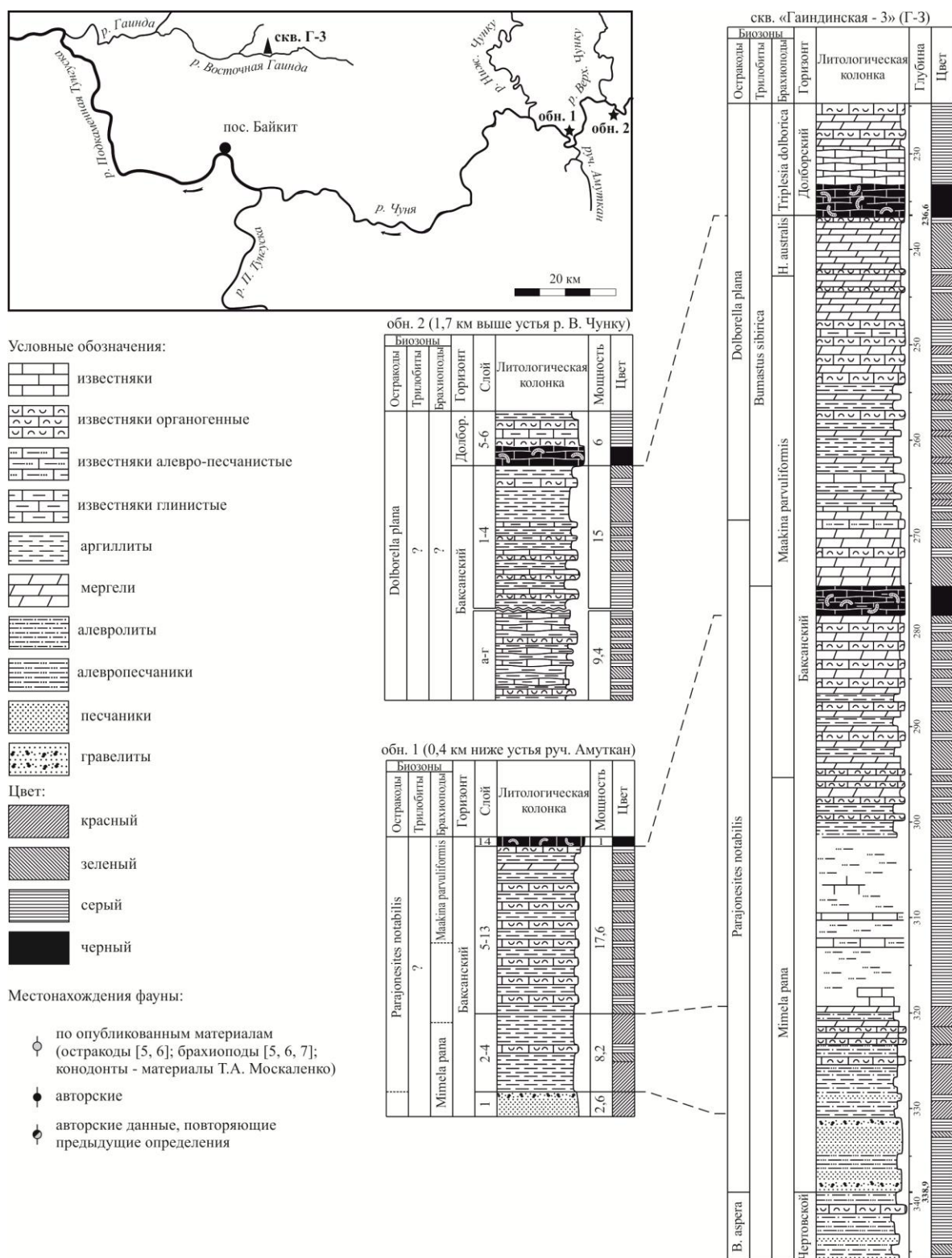


Рис. 2. Схема сопоставления обнажений р. Чуня с разрезом опорной скважины «Гаиндинская-3»

В то же время Т. А. Москаленко, проводившая на этой территории полевые исследования (1965 г.), на правом берегу р. Чуня, в 4,5 км выше устья руч. Амуткан, установила пачку алевролитов с редкими прослоями известняков

гравийных и органогенных, переходящих в верхней части в песчаники кварцевые слабодиагенизированные, общей мощностью около 6 м. Этот разрез, вероятно, можно рассматривать как аналог чертовского горизонта, вскрытого скважиной «Гаиндинская-3». В настоящее время это обнажение перекрыто мощной осыпью и недоступно для изучения.

Песчаники, переходящие в гравелиты (слой 1), установленные в основании разреза в 0,4 км ниже устья руч. Амуткан, хорошо сопоставляются с пачкой алевропесчаников и песчаников с прослоями гравелитов, вскрытой скважиной в интервале 347,3–331,0 м. Выше, в интервале 331,0–319,2 м, следует пачка красноцветных и зеленоватоцветных аргиллитов с прослоями мергелей и органогенного известняка – сопоставляется со слоями 2–4 разреза. Слои 5–13 в скважине соответствуют интервалу 319,2–275,4 м, здесь вскрывается пачка частотного переслаивания аргиллитов и мергелей зеленовато-серых и органогенных известняков. В интервале 275,4–286,2 м вскрыты известняки серые среднекристаллические массивные, содержащие колонии табулят, с волнистыми поверхностями напластования, на которых видны примазки глинистых разностей от темно-серого до черного цвета, сильно битуминозных. Эту часть разреза скважины можно сопоставить с известняками слоя 14 обнажения в районе руч. Амуткан (см. рис. 2).

Нижнюю (баксанскую) часть стратотипического обнажения, расположенного в 1,7 км выше устья р. Верхняя Чунку, по распространению в ней представителей рода *Dolborella* можно сопоставить с интервалом 277,6–236,6 разреза, вскрытого скважиной «Гаиндинская-3». В скважине в этом интервале вскрываются мергели и алевролиты, переслаивающиеся с маломощными прослоями органогенных известняков. Выше, в интервале 236,6–229,1 м, вскрываются отложения долборского времени, представленные известняками темно-серыми, глинистыми узловатослоистыми, с редкими прослоями мергелей, в известняках содержатся колонии табулят. В обнажении (р. Чуня) этому интервалу соответствуют слои 5, 6 (см. рис. 2).

Таким образом, анализ фауны при учете данных вещественного состава пород позволяет ограничивать возраст вмещающих отложений разреза, расположенного на р. Чуня, в 0,4 км ниже устья руч. Амуткан, нижней частью баксанского времени. Отложения байкитской и криволуцкой свит, а также отложения чертовского и долборского времени в изученном обнажении отсутствуют.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Москаленко Т. А., Ядренкина А. Г., Семенова В. С., Ярошинская А. М. Ордовик Сибирской платформы. Опорные разрезы верхнего ордовика (биостратиграфия и фауна). – М. : Наука, 1978. – 164 с.
2. Драгунов В. И., Леднева В. П. Стратиграфия, тектоника и магматизм долины р. Чуни // Материалы по геологии и полезным ископаемым Сибирской платформы. – Л. : Изд-во ВСЕГЕИ, 1955. – С. 5–26.
3. Соколов Б. С., Тесаков Ю. И. Табуляты палеозоя восточной части Сибири. // Табуляты палеозоя Сибири. – М. ; Л. : Изд-во АН СССР, 1963. – С. 2–25.
4. Марков Е. П. Ордовик и ранний силур юго-запада Тунгусской синеклизы. – Л. : Недра, 1970. – 144 с.

5. Розман Х. С. Биостратиграфия и зоогеография верхнего ордовика Северной Азии и Северной Америки. – М. : Наука, 1977. – 171 с.
6. Розман Х. С. Описание разрезов верхнего ордовика Средней Сибири // Фауна ордовика Средней Сибири. – М. : Наука, 1979. – С.5-37.
7. Маслова О. А., Ядренкина А. Г. Зональное расчленение и корреляция средне- и верхнеордовикских отложений Тунгусской синеклизы по брахиоподам // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2017. – Вып. 3. – С. 3–17.
8. Тимохин А. В., Гонта Т. В. Зональное расчленение баксанского и долборского горизонтов верхнего ордовика сибирской платформы по трилобитам и остракодам // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. Т. 1. – С. 126–130.
9. Ядренкина А. Г., Абаймова Г. П., Сычев О. В., Каныгин А. В., Москаленко Т. А., Тимохин А. В. Ордовик Гаиндинской площади (юго-запад Сибирской платформы) // Стратиграфия и главные события в геологической истории Сибири. – Новосибирск, 1991. – С. 43–50.
10. Каныгин А. В., Ядренкина А. Г., Тимохин А. В., Москаленко Т. А., Сычев О. В., Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Ордовик Сибирской платформы. – Новосибирск : Акад. изд-во «Гео», 2007. – 269 с.

REFERENCES

1. Moskalenko T. A., Yadrenkina A. G., Semenova V. S., Yaroshinskaya A. M. Ordovik Sibirskoj platformy. Opornye razrezy verhnego ordovika (biostratigrafiya i fauna). – М. : Nauka, 1978. – 164 s.
2. Dragunov V. I., Ledneva V. P. Stratigrafiya, tektonika i magmatizm doliny r. Chuni // Materialy po geologii i poleznym iskopaemym Sibirskoj platformy. L. VSEGEI, 1955. – S. 5–26.
3. Sokolov B. S., Tesakov Yu. I. Tabulyaty paleozoya vostochnoj chasti Sibiri. // Tabulyaty paleozoya Sibiri. – М.-Л. : Izd-vo AN SSSR, 1963. – С. 2–25.
4. Markov E. P. Ordovik i rannij silur yugo-zapada Tungusskoj sineklizy. – L. : Nedra, 1970. – 144 s.
5. Rozman H. S. Biostratigrafiya i zoogeografiya verhnego ordovika Severnoj Azii i Severnoj Ameriki. – М. : Nauka, 1977. – 171 s.
6. Rozman H. S. Opisanie razrezov verhnego ordovika Srednej Sibiri. // Fauna ordovika Srednej Sibiri. – М. : Nauka, 1979. – S. 5–37.
7. Maslova O. A., Yadrenkina A. G. Zonal'noe raschlenenie i korrelyaciya sredne- i verhneordovikskih otlozhenij Tungusskoj sineklizy po brahiopodam. / Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri, 2017. – vyp. 3. – S. 3–17.
8. Timohin A. V., Gonta T. V. Zonal'noe raschlenenie baksanskogo i dolborskogo gorizontov verhnego ordovika sibirskoj platformy po trilobitam i ostrakodam. // XII Interekspeo geo-sibir'-2016 Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologiiipoiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geoekologiya, 2016. – T. 1. – S.126-130.
9. Yadrenkina A. G., Abaimova G. P., Sychev O. V., Kanygin A. V., Moskalenko T. A., Timohin A. V. Ordovik Gaindinskoj ploschadi (yugo-zapad Sibirskoj platformy). // Stratigrafiya i glavnejshie sobytiya v geologicheskoy istorii Sibiri. – Novosibirsk, 1991. – S. 43–50.
10. Kanygin A. V., Yadrenkina A. G., Timohin A. V., Moskalenko T. A., Sychev O. V., Stratigrafiya neftegazonostnyh bassejnov Sibiri. Ordovik Sibirskoj platformy. – Novosibirsk: Akademicheskoe izd-vo «Geo», 2007. – 269 s.

© Т. В. Гонта, А. В. Тимохин, 2018

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ И СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮЖНОЙ ЧАСТИ ШЕЛЬФА КАРСКОГО МОРЯ

Софья Михайловна Гусева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер, e-mail: gusevasm@ipgg.sbras.ru

Данная работа посвящена структурно-тектонической и сейсмогеологической характеристике южной части акватории Карского моря. Первый этап заключался в корреляции основных реперных горизонтов. По основным отражающим горизонтам был построен набор структурных карт и карт изопакит. На следующем этапе был проведен структурно-тектонический анализ для территории Южно-Карской НГО, благодаря которому в юрско-меловом комплексе было выделено 110 антиклинальных структур, потенциальных для ловушек нефти и газа.

Ключевые слова: структура, сейсмогеологический мегакомплекс, отражающий горизонт, Карское море.

SEISMOGEOLOGICAL AND STRUCTURE-TECTONIC CHARACTERISTIC OF SOUTH PART SHELF OF KARA SEA

Sofya M. Guseva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer, e-mail: gusevasm@ipgg.sbras.ru

This article deals with structure-tectonic and seismogeological characteristic of south part Kara sea. The first step is to correlate base marker horizons. Series of structural and isopach maps was constructed by main reflection horizons. On the next step structure-tectonic analysis was made for area of South Kara petroleum region. Thanks to which 110 potential anticlinal structures for oil and gas traps were allocated in the Jurassic-Cretaceous complex.

Key words: structure, seismogeologic megacomplex, reflecting horizon, Kara sea.

Данная работа посвящена сейсмогеологической и структурно-тектонической характеристике южной части акватории Карского моря, которая представляет собой северное окончание Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Западная Сибирь представляет собой главный нефтегазодобывающий регион на протяжении пяти десятилетий. В нем открыто более 700 нефтяных и газовых месторождений.

Освоение Западной Сибири начиналось с южных, наиболее приближенных к крупным населенным пунктам районов, и в дальнейшем продвигалось на север. В настоящее время одной из важнейших задач, стоящих перед российскими геологами, геофизиками и нефтяниками, является изучение геологического строения арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря, перспективы нефтегазоносности которого чрезвычайно высоки [1, 2, 4, 5].

По оценкам специалистов ИНГГ СО РАН, уже во второй половине XXI в. осадочные бассейны Северного Ледовитого океана будут играть важную роль в поддержании уровней добычи и обеспечении энергетической и экономической безопасности России [7].

Разрез осадочного чехла на территории исследования подобен разрезу, вскрытому на севере Западной Сибири, на Ямале и Гыдане. Мощность юрско-меловых и кайнозойских пород в пределах Южно-Карской, одной из наиболее глубоких депрессий в бассейне, превышает 12 км [3, 7, 8].

В отношении нефтегазоносности территория исследования относится к Южно-Карской НГО. На территории Карского моря расположены 3 месторождения. Русановское и Ленинградское газоконденсатные месторождения, уникальные по запасам, были открыты в 1989 и 1990 гг. соответственно. Третье нефтегазоконденсатное месторождение «Победа» было открыто в 2013 г. к югу от архипелага Новая Земля компанией ПАО «Роснефть» [6]. Газоносность в Южно-Карской НГО установлена в отложениях сеномана, альба и апта. На месторождении Победа крупная нефтяная залежь открыта в верхней юре.

На Русановской и Ленинградской площадях к верхней половине готерив-аптских отложений приурочены газоконденсатные залежи. Все залежи углеводородов приурочены к меловым отложениям южной половины Южно-Карской синеклизы. На Русановском месторождении вскрыты верхняя и средняя части танопчинской свиты (апт). В этом разрезе выделены семь продуктивных песчано-алевролитовых пластов, содержащих газоконденсатные залежи. На Ленинградском месторождении во вскрытой верхней части разреза танопчинской свиты выявлена одна газоконденсатная залежь в кровле отложений апта [3, 8].

Для достижения поставленной цели был создан сейсмогеологический интерпретационный проект, в котором была выполнена корреляция основных реперных горизонтов: отражающий горизонт Б (кровля гольчихинской свиты), горизонт М (кровля нейтинской пачки), горизонт Г (подшва кузнецовской свиты). Эти горизонты характеризуются высоким энергетическим уровнем и надежно картируются по временным сейсмическим разрезам. Отражающие горизонты приурочены к глинистым пачкам, которые являются флюидоупорами. По сейсмическим горизонтам Б, М и Г были построены структурные карты по кровлям юрского, неокомского и апт-альб-сеноманского мегакомплексов и выполнен структурно-тектонический анализ.

Территория исследования в тектоническом отношении приурочена к надпорядковой структуре (Южно-Карской мегасинеклизе) и промежуточным структурам (мегамоноклиналям), которые с запада, севера и востока обрамляют Южно-Карскую мегасинеклизу.

В структурном плане горизонта Б (рис. 1,1) выделяется Южно-Карская мегасинеклиза, которая оконтурена по изогипсе – 3 600 м. Южный борт Южно-Карской седловины более крутой, чем северный. Ее осложняют две разнонаправленные отрицательные структуры I порядка – Западно-Карская и Восточно-Карская мегавпадины. Западно-Карская мегавпадина имеет протяженность с юго-запада на северо-восток, а Восточно-Карская впадина – с юго-востока на

северо-запад. Также Южно-Карскую мегасинеклизу осложняет ряд структур II, III, IV порядков. Перепад абсолютных глубин залегания отражающего горизонта Б составляет 5 200 м и изменяется от –200 до –5 400 м.

Всего в пределах территории исследования можно выделить 5 положительных структур II порядка и 22 структуры III и IV порядков. Основная локализация крупных структур II порядка находится на юго-юго-востоке территории, в пределах Ямало-Гыданской мегаседловины. Площади этих структур изменяются от 2 012 до 3 380 км², а амплитуды – от 200 м до 500 м. Положительные структуры III и IV порядков имеют площади от 15 до 1 345 км² и амплитуды 100–200 м.

В рельефе кровли кошайской пачки Южно-Карская мегасинеклиза выделяется на абсолютной глубине –2 100 м (рис. 1,2). У нее происходит увеличение площади, но при этом уменьшается амплитуда. Южный борт становится более пологим, а северный – наоборот, более крутым, чем в рельефе кровли баженовской свиты. Западно-Карская и Восточно-Карская мегавпадины объединяются, образуя единую структуру.

На территории исследования, в рельефе отражающего горизонта М выделяется две структуры II порядка на Русановской и Ленинградской площадях, к которым приурочены уникальные газоконденсатные месторождения. Площади этих мезовалов равны 2 596 и 2 132 км² соответственно, и они имеют одинаковые амплитуды, равные 100 м.

На всей территории исследования можно выделить 30 структур III и IV порядков, их площади изменяются в диапазоне от 17 до 1 206 км², с амплитудами 50–250 м. Абсолютные глубины отражающего горизонта М изменяются от –100 до –2 900 м.

Структурный план подошвы кузнецовской свиты (рис. 1,3) подобен структурному плану кровли кошайской пачки. Южно-Карская мегасинеклиза оконтурена на абсолютной глубине –1 000 м. Наиболее погруженные части соответствуют северо-восточной части Юрско-Карской мегасинеклизы. В пределах Южно-Карской мегасинеклизы и северного окончания Антипаютинско-Тадебяхинской мегасинеклизы можно выделить 1 структуру II порядка ($S = 2\,604\text{ км}^2$, $A = 250\text{ м}$), 40 структур III и IV порядка – потенциальных для ловушек нефти и газа, – площади которых изменяются от 13 до 1 724 км², амплитуды от 50 до 150 м. На территории исследования абсолютные глубины изменяются от 0 до –1 500 м.

Для восстановления истории тектонического развития были построены карты толщин сейсмогеологических мегакомплексов (рис. 2) и 3 палеоразреза (один меридианального и два широтного простирания) и проведен анализ карт изопахит осадочных мегакомплексов. На рис. 3 представлен палеоразрез меридианального простирания по профилю KSR_86431_Reg110.

В берриас-нижнеаптское время (рис. 2,1) в Южно-Карской региональной депрессии выделяются два эпицентра прогибания, где накапливались отложения мощностью до 2 800 м.

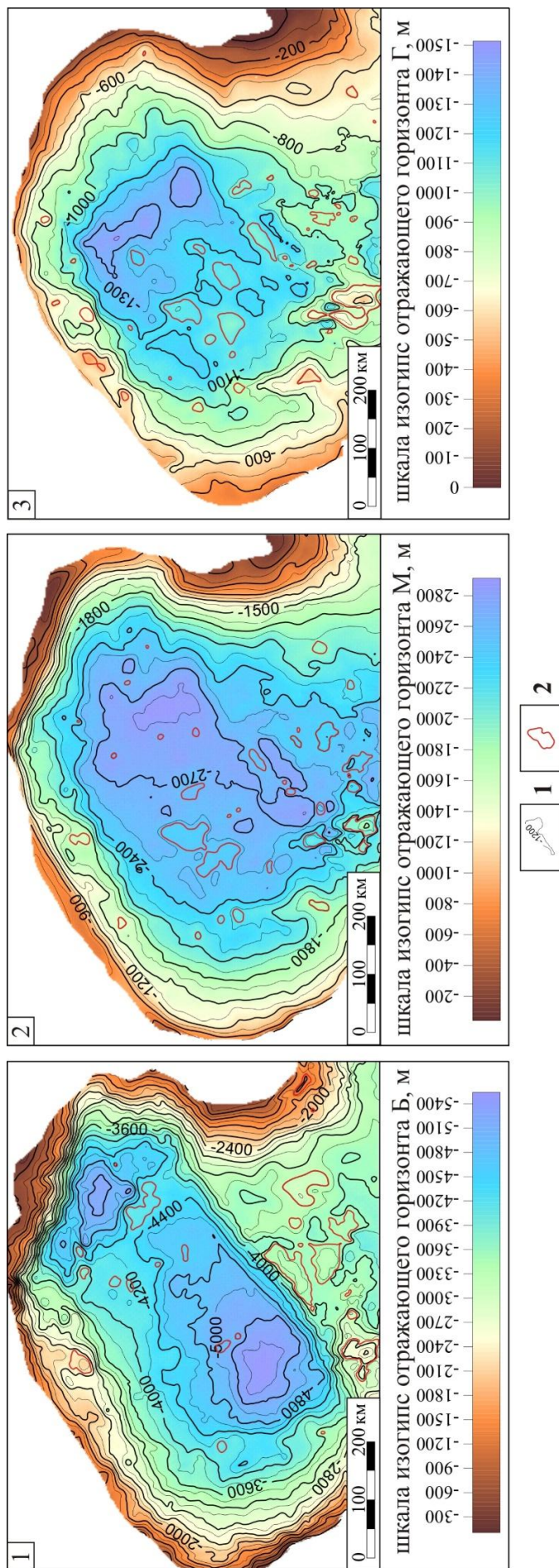


Рис. 1. Структурные карты по отражающим горизонтам Б (1), М (2), Г (3):
 1 – изогипсы отражающих горизонтов; 2 – контур структур

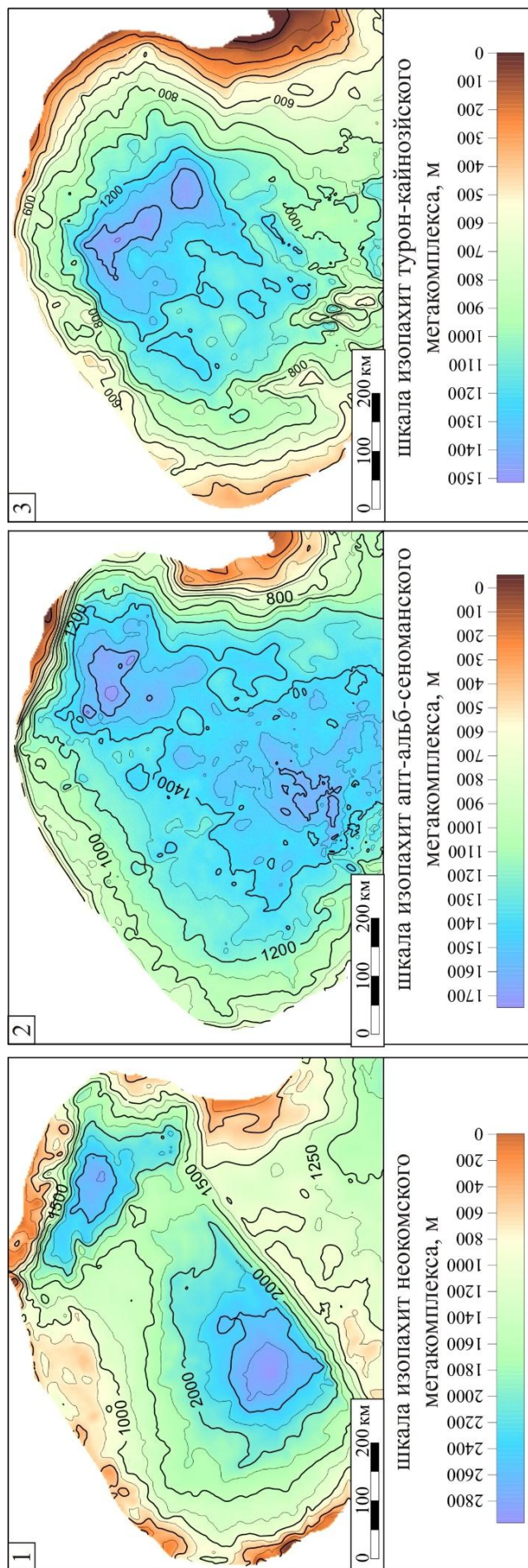


Рис. 2. Карты изопакит сейсмогеологических мегакомплексов неокомского (1), апт-альб-сеноманского (2), турон-кайнозойского (3):

1 – изопакиты мегакомплексов

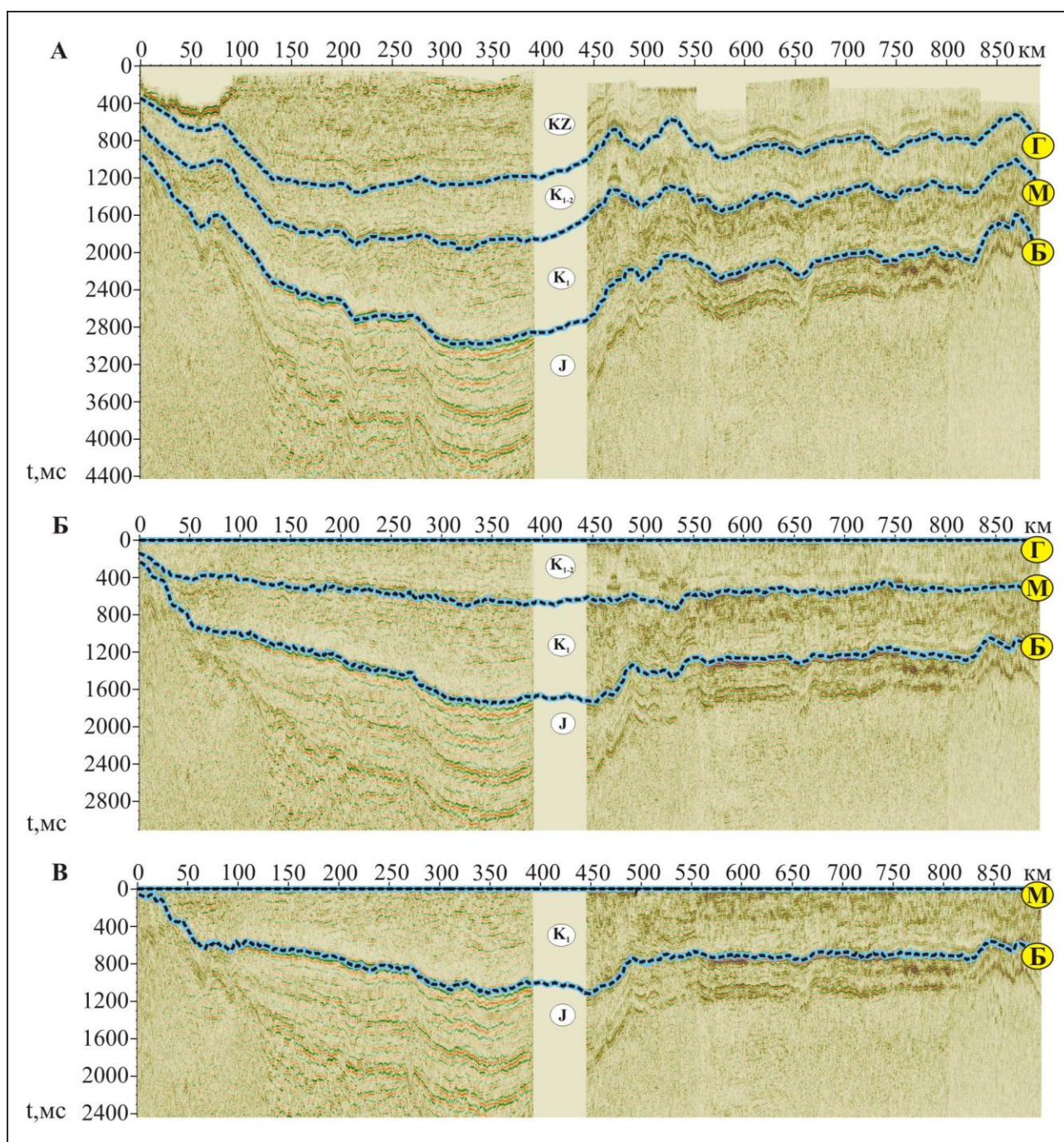


Рис. 3. Палеоразрезы, выровненные по кровлям берриас-нижнеаптского (А), апт-альб-сеноманского (Б) мегакомплексов, и современный временной разрез (В) по профилю KSR_86431_Reg110

В апт-альб-сеномане (рис. 2,2) увеличивается площадь прогибания, за счет чего происходит расширение Южно-Карской региональной депрессии на юг. Мощность апт-альб-сеноманского мегакомплекса достигает 1 700 м. В постсеноманское время (рис. 2,3) происходит изменение тектонических движений. Южная часть территории исследования (Ямало-Гыданская мегаседловина) испытывает тенденцию к воздыманию, что нашло отражение в интенсивном фор-

мировании положительных структур на Тамбейской, Южно-Тамбейской, Бованенковской, Харасавейской и других площадях, расположенных в пределах Ямало-Гыданской мегаседловины.

Благодаря структурно-тектоническому анализу, в юрско-меловом комплексе было выделено 110 антиклинальных структур, потенциальных для ловушек нефти и газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бочкарев В. С., Брехунцов А. М., Кочергин М. О., Нестеров И. И. (мл.), Огнев Д. А. Особенности геологического строения зоны сочленения Карского моря и Гыданского полуострова и прогноз ее нефтегазоносности // Горные ведомости. – 2010. – № 10. – С. 6–18.
2. Ермилов О. М., Карогодин Ю. Н., Конторович А. Э., Тер-Саакян Ю. Г., Агалаков С. Е., Беляев С. Ю., Борисова Л. С., Букреева Г. Ф., Бурштейн Л. М., Гордеев В. Н., Дмитрук В. В., Жилина И. В., Конторович В. А., Красавчиков В. О., Супруненко О. И., Чупова И. М., Фурсенко Е. А. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2004. – 141 с.
3. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря / под ред. Грамберг И. С., Иванова В. Л., Погребницкий Ю. Е. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. – 468 с.
4. Казаненков В. А., Ершов С. В., Рыжкова С. В., Борисов Е. В., Пономарева Е. В., Попова Н. И., Шапорина М. Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них ресурсов углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–49.
5. Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Малышев Н. А., Сафронов П. И., Гуськов С. А., Ершов С. В., Казаненков В. А., Ким Н. С., Конторович В. А., Костырева Е. А., Меленевский В. Н., Лившиц В. Р., Поляков А. А., Скворцов М. Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтегенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54 (8). – С. 1179–1226.
6. Конторович В. А., Аюнова Д. В., Губин И. А., Калинин А. Ю., Калинина Л. М., Конторович А. Э., Малышев Н. А., Скворцов М. Б., Соловьев М. В., Сурикова Е. С. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазональной области // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3-4. – С. 423–444.
7. Конторович А. Э., Эпов М. И., Бурштейн Л. М., Каминский В. Д., Курчиков А. Р., Малышев Н. А., Прищепа О. М., Сафронов А. Ф., Ступакова А. В., Супруненко О. И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.
8. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.

REFERENCES

1. Bochkarev V. S., Brekhuncov A. M., Kochergin M. O., Nesterov I. I. (ml.), Ognev D. A. Osobennosti geologicheskogo stroeniya zony sochleneniya Karskogo morya i Gydanskogo poluostrova i prognoz ee neftegazonosnosti // Gornye vedomosti. – 2010. – № 10. – S. 6–18.
2. Ermilov O. M., Karogodin Yu. N., Kontorovich A. E., Ter-Saakyan Yu. G., Agalakov S. E., Belyaev S. Yu., Borisova L. S., Bukreeva G. F., Burshtejn L. M., Gordeev V. N., Dmitruk V. V., Zhilina I. V., Kontorovich V. A., Krasavchikov V. O., Suprunenko O. I., Chupova I. M., Fursenko E. A. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i razrabotki unikal'nyh zalezhej gaza krajnego severa Zapadnoj Sibiri. – Novosibirsk, Izd-vo SO RAN, 2004. – 141 s.

3. Geologiya i poleznye iskopaemye Rossii. V shesti tomah. T.5. Arkticheskie i dal'nevostochnye morya // Pod red. Gramberg I. S., Ivanova V. L., Pogrebickij Yu. E. – Spb.: Izd-vo VSEGEI, 2004. – 468 s.
4. Kazanenkov V. A., Ershov S. V., Ryzhkova S. V., Borisov E. V., Ponomareva E. V., Popova N. I., Shaporina M. N. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' regional'nyh rezervuarov yury i mela v Karsko-Yamal'skom regione i prognoz raspredeleniya v nih resursov uglevodorodov // Geologiya nefti i gaza. – 2014. – № 1. – S. 27-49.
5. Kontorovich A. E., Burshtejn L. M., Malyshev N. A., Safronov P. I., Gus'kov S. A., Ershov S. V., Kazanenkov V. A., Kim N. S., Kontorovich V. A., Kostyreva E. A., Melenevskij V. N., Livshic V. R., Polyakov A. A., Skvorcov M. B. Istoriko-geologicheskoe modelirovanie processov naftidogeneza v mezozojско-kajnozojском osadochnom bassejne Karskogo morya (bassejnovoe modelirovanie) // Geologiya i geofizika. – 2013. – T. 54 (8). – S. 1179-1226.
6. Kontorovich V. A., Ayunova D. V., Gubin I. A., Kalinin A. Yu., Kalinina L. M., Kontorovich A. E., Malyshev N. A., Skvorcov M. B., Solov'ev M. V., Surikova E. S. Istoriya tektonicheskogo razvitiya arkticheskikh territorij i akvatorij Zapadno-Sibirskoj neftegazonosnoj oblasti // Geologiya i geofizika. – 2017. – T. 58. – № 3-4. – S. 423-444.
7. Kontorovich A. E., Epov M. I., Burshtejn L. M., Kaminskij V. D., Kurchikov A. R., Malyshev N. A., Prishchepa O. M., Safronov A. F., Stupakova A. V., Suprunenko O. I. Geologiya, resursy uglevodorodov shel'fov arkticheskikh morej Rossii i perspektivy ih osvoeniya // Geologiya i geofizika. – 2010. – T. 51. – № 1. – S. 7-17.
8. Skorobogatov V. A., Stroganov L. V., Kopeev V. D. Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Yamala. – M. : ООО «Nedra-Biznescentr», 2003. – 352 s.

© C. M. Gyceva, 2018

ГИДРОДИНАМИКА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЯМАЛО-КАРСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Приводятся результаты изучения структуры гидродинамического поля мезозойско-кайнозойской водонапорной системы Ямало-Карской депрессии, расположенной в арктических районах Западно-Сибирского осадочного бассейна. Установлен характер вертикальной гидродинамической зональности и роль элизионного водообмена в ее формировании. Закартированы области развития аномально высоких и повышенных пластовых давлений в пределах основных водоносных комплексов юры и мела. Зоны пониженных пластовых давлений в меловых резервуарах приурочены к крупным месторождениям углеводородов (Утреннее, Харасавэйское, Ванкорское и др.).

Ключевые слова: гидродинамическое поле, пластовое давление, коэффициент аномальности, Западно-Сибирский мегабассейн, Арктика.

HYDRODYNAMICS OF OIL AND GAS DEPOSITS OF THE YAMAL-KARA DEPRESSION

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, phone: (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

The results of studying the structure of the hydrodynamic field of the Mezo-Cainozoic aquifer system of Yamalo-Kara depression, located in the Arctic regions of the West Siberian sedimentary basin, are presented. The character of vertical hydrodynamic zoning and the role of elision water exchange in its formation are established. The high and increased reservoir pressures regions within the main aquifers of the Jurassic and Cretaceous were mapped. It was established that the zones of low reservoir pressures in the Cretaceous reservoirs are confined to large hydrocarbon deposits (Morning, Kharasaveyskoe, Vankor and others).

Key words: hydrodynamic field, reservoir pressure, anomaly factor, West Siberian megabasin, Arctic.

Гидродинамическим исследованиям Западной Сибири посвящены труды Б. Л. Александрова, Г. Д. Гинсбурга, А. Е. Гуревича, В. И. Дюнина, А. П. Каменева, В. Н. Корценштейна, Н. М. Кругликова, Б. Ф. Маврицкого, В. М. Матусевича, В. В. Нелюбина, О. В. Равдоникас, А. Д. Резника, О. Н. Яковлева и многих других исследователей [2, 4–5]. При этом, многими учеными отмечается тот факт, что даже основные гидродинамические закономерности Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) до настоящего времени изучены лишь в общих чер-

тах. В первую очередь это относится к рассматриваемым в рамках настоящей работы арктическим районам в границах Ямало-Карской депрессии (рис. 1).

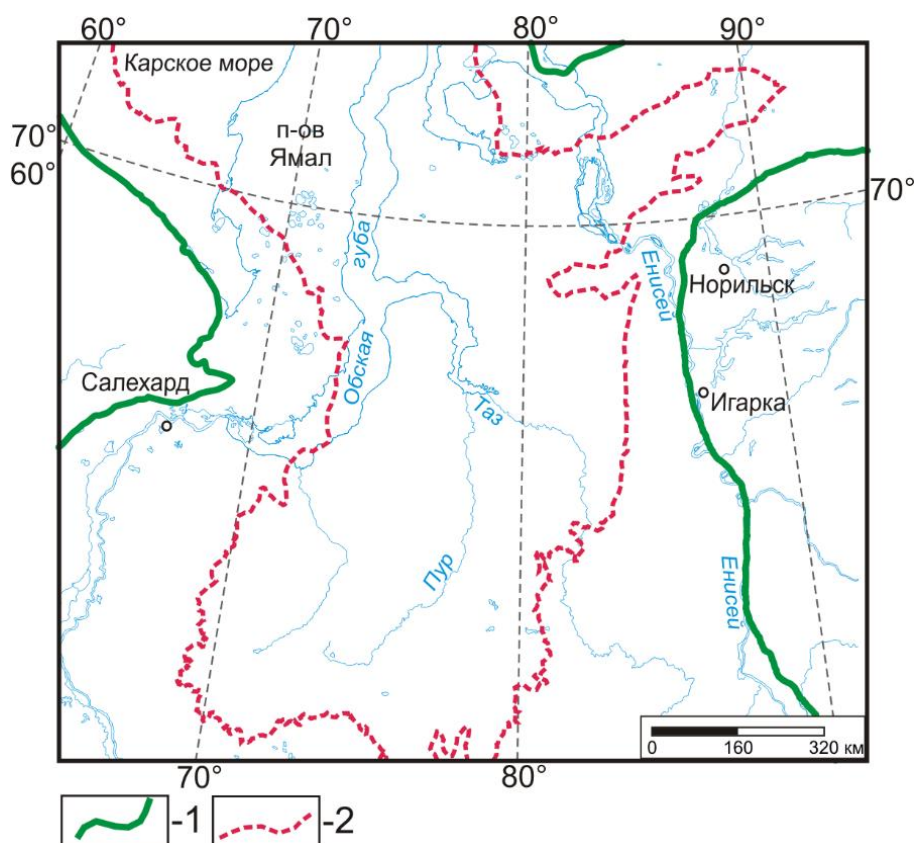


Рис. 1. Местоположение района исследований на севере Западной Сибири: границы: 1 – Западно-Сибирского мегабассейна; 2 – Ямало-Карской депрессии

В основу настоящего исследования положены результаты испытания более 4 000 объектов 251 поисковой площади. Наиболее изученными из всех являются меловые резервуары.

Особенности строения и степень глубинной изученности позволяют выделить в разрезе ЗСМБ мезозойско-кайнозойскую водонапорную систему с характерными водонапорными толщами, водонапорными и водоупорными комплексами. Основной гидродинамической особенностью этой части ЗСМБ является широкое развитие на глубинах 2,0–6,0 км аномально высоких пластовых давлений (АВПД) как в юрских гидрогеологических комплексах, так и в вышележащих горизонтах, вплоть до неокомских (рис. 2). С глубиной отчетливо выделяются две гидродинамические зоны (сверху-вниз): гидростатических и повышенных, переходящих в АВПД. К первой приурочены большинство водоносных горизонтов апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса. В ниже залегающем неокомском комплексе напряженность гидродинамического поля возрастает, и пластовые давления постепенно переходят от повышенных к АВПД в его нижних горизонтах.

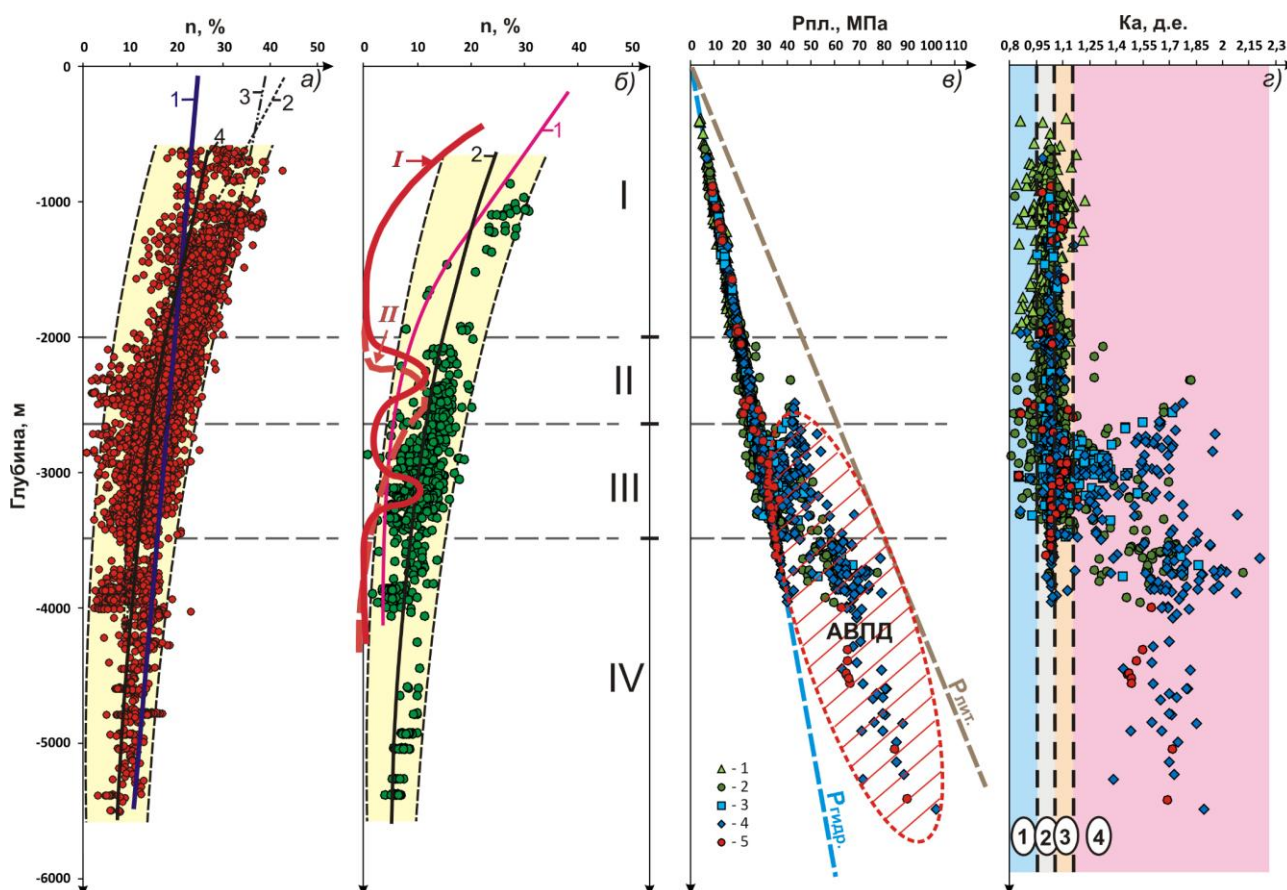


Рис. 2. Изменение пористости песчаников/алевролитов (а) и глин/аргиллитов (б), пластовых давлений (в) и Ка (г) с глубиной в пределах Ямало-Карской депрессии:

а) тренды изменения пористости песчаников/алевролитов с глубиной: 1 – глобальный [10]; 2 – в центральных районах Западной Сибири (алевролитов) [1]; 3 – в центральных районах Западной Сибири (песчаников) [1]; 4 – в пределах Ямало-Карской депрессии; б) тренды изменения пористости глин/аргиллитов с глубиной: 1 – Г. И. Алексеев и др. [1]; 2 – в пределах Ямало-Карской депрессии. Кривые отжатия воды из уплотняющихся глин: I – по Дж. Барсту (1969); II – по Е. А. Пери и Дж. Хауеру (1972). Стадии обезвоживания осадка: I – отжатие свободной воды, II – начальная – отжатие 50 % межслоевой воды на глубинах 2,0–2,7 км, III – промежуточная – отжатие еще 25 % межслоевой воды на глубинах 2,7–3,5 км; IV – заключительная – отжатие последних 25 % на глубинах более 3,5 км; в) водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – нижне-среднеюрский, 5 – доюрские; г) Зоны пластовых давлений по величине Ка: 1 – пониженных (0,8–0,95); 2 – нормальных (0,95–1,05); 3 – повышенных (1,05–1,15); 4 – аномально-высоких (более 1,15)

В центральных областях изучаемого района, в юрских комплексах, доминируют повышенные давления и АВПД, которые снижаются до гидростатических по мере приближения к периферии бассейна. Эта закономерность отчетливо просматривается на примере полуострова Ямал, где, в направлении с юга на север, от Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения к Малы-

гинскому, гидрогеологическая закрытость недр растет, что закономерно проявляется в росте K_a от нормальных (0,95–1,00) до АВПД (1,60–1,92) соответственно [7, 9]. Ниже залегающие доюрские комплексы сильно различаются по величине пластовых давлений, так, для триасовых ярко выражены АВПД, а для палеозойских характерно нормальное (гидростатические) и повышенное давление [6]. Рассмотрим характерные черты гидродинамики основных водоносных комплексов.

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс характеризуется пластовыми давлениями, варьирующими в интервале 3,5–28,4 МПа, которые контролируются глубиной залегания водоносных горизонтов [8]. Как видно из рис. 2, комплекс характеризуется преимущественно нормальными (гидростатическими) давлениями. Анализируя напряженность гидродинамического поля в региональном плане, следует отметить, что практически вся изучаемая территория находится в зоне нормальных давлений. На этом фоне достаточно большие территории приурочены к зонам повышенных давлений в северо-западных (южные районы Карской мегасинеклизы) и центральных районах (центральные районы Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и южный склон Северо-Тазовской мегавпадины, осложняющий структурный план Большехетской мегасинеклизы). Спорадическое развитие имеют гидродинамические аномалии пониженных давлений, связанных с существованием залежей в отложениях комплекса, который является основным источником газа в Западной Сибири.

В разрезе неокомского водоносного комплекса пластовое давление изменяется в интервале от 6,3 до 77,9 МПа. К низам комплекса приурочены водоносные горизонты, в пределах которых отмечено наличие АВПД, повышенные давления широко проявлены по всему разрезу (см. рис. 2). Анализ распределения K_a показал наличие трех зон давлений: нормальных, повышенных и аномально высоких. Причем, как и в вышележащем апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе, доминирует зона нормальных давлений. На ее фоне можно выделить две крупные области повышенных пластовых давлений, одна из них приурочена к центральным районам и ограничена территорией Большехетской мегасинеклизы, а вторая выявлена на севере и частично включает структуры Карской и Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, охватывая восточную часть Агапско-Енисейского желоба.

Пластовые давления в пределах верхнеюрского комплекса изменяются значительно и колеблются от 9,9 до 67,7 МПа. Особенностью динамики вод комплекса является наличие АВПД с коэффициентом аномальности до 1,87 (см. рис. 2). Анализ напряженности гидродинамического поля показал на изучаемой территории доминирование двух зон давлений: нормальных (восточные районы) и аномально высоких (западные и центральные районы). Между ними, с юга на север, протягивается зона повышенных давлений ($K_a = 1,05–1,15$). В восточных районах с доминированием нормальных давлений спорадически встречаются гидродинамические аномалии с повышенными давлениями, приуроченные к структурам Ютырмальского, Текто-Харампурского и Равнинного месторождений.

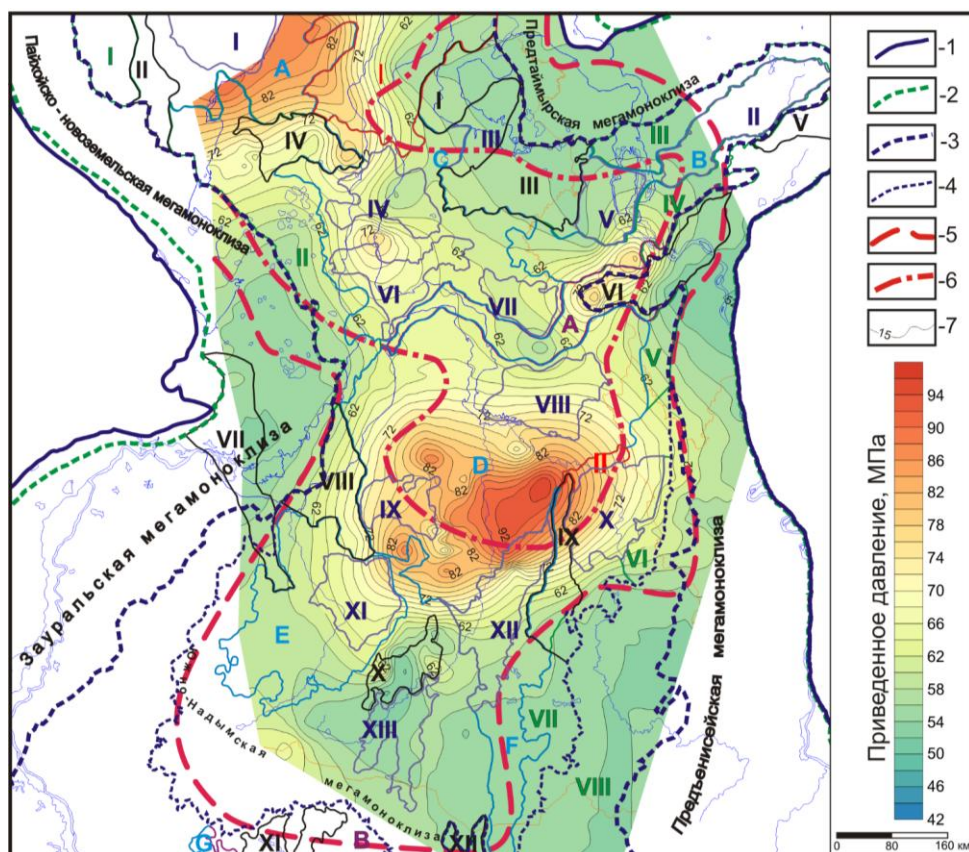


Рис. 3. Распределение давлений в ниже-среднеюрском водоносном комплексе Ямало-Карской депрессии, приведенных к отметке $-5\ 500$ м:

границы: 1 – Западно-Сибирского мегабассейна; 2 – юрского осадочного бассейна; 3 – Внутренней области и Внешнего пояса; 4 – Ямало-Карской депрессии; зоны давлений по величине Ка: 5 – повышенных; 6 – аномально-высоких; 7 – изобары, МПа; тектонические элементы приведены согласно В. А. Конторовичу и др. [3]: Промежуточные тектонические элементы: мега-, мезо-, моноклинали: I – Северо-Карская моноклиза, II – Восточно-Пайхойская моноклиза, III – Южно-Таймырская мегамоноклинал, IV – Северо-Мессояхская мегамоноклинал, V – Долгонская мезомоноклинал, VI – Восточно-Тазовская мезомоноклинал, VII – Восточно-Пурская мегамоноклинал, VIII – Красноселькупская моноклиза; мега-, мезо-, седловины: I – Южно-Карская мегаседловина, II – Северо-Часельская седловина; Положительные тектонические элементы: структуры 0 порядка: А – Мессояхская наклонная гряда, В – Хантейская гемиянтеклиза; структуры I порядка: I – Северо-Гыданский мегавыступ, II – Припайхойский мегавыступ, III – Тундровый мегавыступ, IV – Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал, V – Гыданский мегавыступ, VI – Усть-Портовский мегавыступ, VII – Ярудейский мегавыступ, VIII – Медвежье-Нугинский наклонный мегавал, IX – Часельский наклонный мегавал, X – Северный свод, XI – Сургутский свод, XII – Варьеганско-Тагринский мегавыступ; Отрицательные тектонические элементы: структуры 0 порядка: А – Карская мегасинеклиза, В – Агапско-Енисейский желоб, С – Антипаютинско-Тадобейхинская мегасинеклиза, D – Большехетская мегасинеклиза, E – Надымская гемисинеклиза, F – Среднепурский наклонный мегажелоб, G – Мансийская синеклиза; структуры I порядка: I – Южно-Карская мегавпадина, II – Агапский мегапрогиб, III – Среднегыданский мегаврез, VI – Яптиксалинская мегавпадина, V – Енисейская мегавпадина, VII – Восточно-Антипаютинская мегавпадина, VIII – Северо-Тазовская мегавпадина, IX – Нерутинская мегавпадина, X – Тазовский структурный мегазалив, XI – Верхнетанловская мегавпадина, XII – Среднепурский наклонный мегапрогиб, XIII – Пякупурско-Ампутинский наклонный мегапрогиб

Наличие такой обширной зоны АВПД в центральной и западной части Надым-Тазовского междуречья (близ границы глинизации оксфордского регионального резервуара) можно объяснить элизионным типом режима в этой части исследуемого региона.

Самый нижний, ниже-среднеюрский водоносный комплекс характеризуется пластовыми давлениями 6,6–101,9 МПа (см. рис. 2). В центральных и северных районах доминирующая роль принадлежит повышенным и АВПД, далее, в восточном и западном направлении, к границам осадочного бассейна, получает распространение зона нормальных давлений. Зона АВПД трассирует основные отрицательные надпорядковые тектонические элементы: Карскую, Антипаютинско-Тадебяхинскую, Большехетскую мегасинеклизы и Агапско-Енисейский желоб. Нередко Ка достигают величин 1,5 и более. Анализ распределения давлений, приведенных к плоскости –5 500 м в пределах ниже-среднеюрского комплекса, выявил обширные зоны пьезомаксимумов, которые совпадают с зонами развития АВПД (рис. 3). Общий перепад приведенных давлений достигает более 50 МПа, максимальные давления выявлены в пределах Карской (более 70 МПа) и Большехетской (свыше 80 МПа) мегасинеклиз. Можно констатировать факт сохранения в водонапорной системе ниже-среднеюрского комплекса реликтов эксфильтрационного гидродинамического режима, так как большинство зон повышенных давлений приурочены к крупным отрицательным тектоническим элементам. Области основных пьезоминимумов совпадают с контурами крупных зон нефтегазоаккумуляции, например, с Новопортовской – на севере, с Харампурской – в центральных районах и других.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев Г. И., Андреев В. Н., Горелов А. А., Казьмин Л. Л. Методика изучения уплотнения терригенных пород при палеогеологических реконструкциях. – М. : Наука, 1982. – 144 с.
2. Дюнин В. И., Корзун В. И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М. : Научный мир, 2005. – 524 с.
3. Конторович В. А., Беляев С. Ю., Конторович А. Э., Красавчиков В. О., Конторович А. А., Супруненко О. И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – № 11–12. – Т. 42. – С. 1832–1845.
4. Корценштейн В. Н. Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР. – М. : Недра, 1977. – 247 с.
5. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л. : Недра, 1985. – 279 с.
6. Новиков Д. А. Геолого-гидрогеологические условия палеозойского фундамента Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения // Известия вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 5. – С. 14–20.
7. Новиков Д. А. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений полуострова Ямал по гидрогеологическим данным // Геология нефти и газа. – 2013. – № 6. – С. 65–74.

8. Новиков Д. А., Лепокуров А. В. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии // Геология нефти и газа. – 2005. – № 5. – С. 21–30.

9. Сесь К. В., Новиков Д. А. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений центральной части полуострова Ямал // Бурение и нефть. – 2017. – № 5. – С. 30–35.

10. Ehrenberg, S. N., Nadeau P. H., 2005, Sandstone versus carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships: AAPG Bulletin. – 2005. – Т. 89. – № 4. – С. 435–445.

REFERENCES

1. Alekseev G. I., Andreev V. N., Gorelov A. A., Kaz'min L. L. Metodika izucheniya uplotneniya terrigennyh porod pri paleogeologicheskikh rekonstrukciyah. – М. : Nauka, 1982. – 144 s.

2. Dyunin V. I., Korzun V. I. Gidrogeodinamika neftegazonosnyh bassejnov. – М. : Nauchnyj mir, 2005. – 524 s.

3. Kontorovich V. A., Belyaev S. Yu., Kontorovich A. E., Krasavchikov V. O., Kontorovich A. A., Suprunenko O. I. Tektonicheskoe stroenie i istoriya razvitiya Zapadno-Sibirskoj geosineklizy v mezozoe i kajnozoe // Geologiya i geofizika. – 2001. – № 11-12. – Т. 42. – С. 1832–1845.

4. Korcenshtejn V. N. Vodonapornye sistemy krupnejshih gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij SSSR. – М. : Nedra, 1977. – 247 s.

5. Kruglikov N. M., Nelyubin V. V., Yakovlev O. N. Gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna i osobennosti formirovaniya zalezhej uglevodorodov. – Л. : Nedra, 1985. – 279 s.

6. Novikov D. A. Geologo-gidrogeologicheskie usloviya paleozojskogo fundamenta Novoportovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya // Izvestiya vuzov. Neft' i gaz. – 2005. – № 5. – С. 14–20.

7. Novikov D. A. Perspektivy neftegazonosnosti sredneyurskih otlozhenij poluostrova Yamal po gidrogeologicheskim dannym // Geologiya nefiti i gaza. – 2013. – № 6. – С. 65–74.

8. Novikov D. A., Lepokurov A. V. Gidrogeologicheskie usloviya neftegazonosnyh otlozhenij na strukturah yuzhnoj chasti Yamalo-Karskoj depressii // Geologiya nefiti i gaza. – 2005. – № 5. – С. 21–30.

9. Ses' K. V., Novikov D. A. Gidrodinamicheskie osobennosti neftegazonosnyh otlozhenij central'noj chasti poluostrova Yamal // Burenie i neft'. – 2017. – № 5. – С. 30–35.

10. Ehrenberg, S. N., Nadeau P. H., 2005, Sandstone versus carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships: AAPG Bulletin. – 2005. – Т. 89. – № 4. – С. 435–445.

© Д. А. Новиков, 2018

ОНТОГЕНЕЗ ФОРМЫ РАКОВИНЫ И СКУЛЬПТУРЫ ПОЗДНЕБАТСКИХ И КЕЛЛОВЕЙСКИХ АММОНИТОВ СЕМЕЙСТВА CARDIOCERATIDAE СЕВЕРА СИБИРИ

Александр Сергеевич Алифиров

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)363-67-16, e-mail: alifirovas@ipgg.sbras.ru

Валерий Георгиевич Князев

Институт геологии алмаза и благородных металлов СО РАН, 677027, Россия, г. Якутск, пр. Ленина, 39, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, e-mail: alifirovas@ipgg.sbras.ru

Светлана Владимировна Меледина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)363-67-16, e-mail: meledina@ngs.ru

В настоящей работе впервые предпринята попытка детального онтогенетического изучения формы раковины и скульптуры отдельных позднебатских и келловейских представителей семейства Cardioceratidae на типовых экземплярах родов *Catacadoceras*, *Paracadoceras*, *Cadoceras*, *Bryocadoceras*, *Protolongaeviceras*, *Longaeviceras*. Закономерность изменения относительной толщины раковины в онтогенезе рассматриваемых родов свидетельствует о принадлежности этой группы к подсемейству *Cadoceratinae*. Уточнены родовые диагнозы с учетом совокупности признаков: относительной толщины (Т/Д), относительного размера умбо (У/Д) и особенностей скульптуры раковины в онтогенезе. Получены дополнительные аргументы в пользу разделения широко понимаемого рода *Cadoceras* на самостоятельные роды. Приведены данные, указывающие на возможную принадлежность рода *Catacadoceras* к подсемейству *Arctocephalitinae*.

Ключевые слова: аммониты, средняя юра, онтогенез, Cardioceratidae, север Сибири.

SIBERIAN LATE BATHONIAN AND CALLOVIAN CARDIOCERATIDS (AMMONOIDEA) SHELL SHAPE AND RIB STYLE ONTOGENY

Alexandr S. Alifirov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, phone: (383)363-67-16, e-mail: alifirovas@ipgg.sbras.ru

Valeriy G. Knyazev

Institute of Diamond and Precious Metal Geology SB RAS, 39, 677980, Russia, Yakutsk, Prospect Lenina St., D. Sc., Chief Researcher, Laboratory of Paleontology and Stratigraphy, e-mail: alifirovas@ipgg.sbras.ru

Svetlana V. Meledina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Leading Researcher, Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, phone: (383)363-67-16, e-mail: meledina@ngs.ru

The first attempt of the detailed ontogenetic analysis of the Later Bathonian and Callovian *Cardioceratidae* on typical samples *Catacadoceras*, *Paracadoceras*, *Cadoceras*, *Bryocadoceras*, *Protolongaeviceras*, *Longaeviceras* is provided in this study. The pattern of shell width changing in ontogeny of explored genera give the evidence of belonging these taxa to *Cadoceratinae* subfamily. The diagnosis of the genera mentioned above were specified taking into account all shell's features: the relative width (W/D), the relative size of the umbo (U/D) and the features of the ribs in ontogenesis. Additional arguments for dividing *Cadoceras* s.l. into several separate genera were received. The data were provided that indicate the possible belonging of the genus *Catacadoceras* to the subfamily *Arctocephalitinae*.

Key words: ammonites, Middle Jurassic, ontogeny, Siberia.

Роды и виды аммонитов семейства *Cadoceratidae* служат основой зональной шкалы верхнего бата и келловоя Панбореальной надобласти. При сопоставлении зональных шкал верхнего бата-келловоя севера Сибири и смежных регионов возникают проблемы, обусловленные различным пониманием родового и видового состава рассматриваемого семейства. Наиболее затруднительна диагностика родов аммонитов семейства *Cardioceratidae*, характеризующихся сходной формой раковин на внешних стадиях роста.

Весьма существенные разногласия отмечаются в понимании системы рода *Cadoceras* (Fischer, 1882). Традиционно это название распространялось на большое число видов, раковины которых на внешних стадиях роста характеризуются весьма сходной формой. Неоднократно предпринимались попытки разделения этого рода на отдельные группы, подроды и даже роды [1–3, 5–8]. Анализ литературных данных показал, что при родовой диагностике использовались данные по морфологии раковин на взрослой стадии роста без учета сведений о численных характеристиках основных морфологических признаков раковин кардиоцератид в онтогенезе, без которых сложно проводить систематические и филогенетические построения. В настоящей работе предпринята попытка рассмотреть особенности онтогенетического развития формы раковин и скульптуры родов *Cadoceras* (Fischer, 1882), *Longaeviceras* (Buckman, 1918), *Paracadoceras* (Crickmay, 1930), *Rondiceras* (Troizkya, 1955), *Catacadoceras* (Bodylevsky, 1960), *Bryocadoceras* (Meledina, 1977), *Cadochamoussetia* (Mitta, 1996) и *Protolongaeviceras* (Knyazev, Meledina, Alifirov gen. nov.) с целью уточнения родовых диагнозов.

Изучение основных параметров формы раковины производилось с помощью серии поперечных шлифовок, изготовленных для каждого рода. После проведения измерений для каждого образца строились графики изменения основных параметров в онтогенезе, которые совместно с изображением поперечных сечений раковины образуют ее онтогенетическую модель. При описании онтогенеза формы раковины в качестве отсчетной системы использовался диа-

метр раковины и порядковый номер оборота. Параметры раковины измерялись, начиная от протоконха, через каждые пол-оборота. Основными параметрами, определяющими внешнюю форму раковины, являются отношение ширины оборота к диаметру Т/Д (относительная ширина) и отношение диаметра умбо к диаметру раковины У/Д (размер умбо). В качестве базовой классификации формы раковин аммоноидей принята модель, разработанная Р. В. Кутыгиным [4] и дополненная Х. Клюгом и др. [9].

Сравнительное онтогенетическое изучение формы раковины позволило выявить этапность формирования относительной толщины (Т/Д) раковины рассматриваемых родов кардиоцератид. По параметру Т/Д все роды характеризуются сходным типом развития формы раковины. На ранней стадии онтогенеза (1 оборот) раковины характеризуются наибольшими численными значениями Т/Д ($> 100\%$). На следующем этапе развития раковины характеризуются постепенным уменьшением толщины оборотов. Наибольшие изменения Т/Д отмечаются у рода *Rondiceras* (Т/Д на 4–5 оборотах 37%). Для рода *Catacadoceras* это отношение составляет 46% , для рода *Paracadoceras* – 54% , для рода *Cadoceras* – 42% , для рода *Longaeviceras* – 59% , для рода *Bryocadoceras* – 47% . На завершающем этапе роста раковины (7–9 обороты) роды *Paracadoceras* и *Catacadoceras* характеризуются минимальными значениями приращения относительной толщины (Т/Д $55\text{--}64\%$), тогда как у раковин остальных родов Т/Д заметно увеличивается ($67\text{--}82\%$).

Сравнительный анализ онтогенетического изменения размера умбо (У/Д) рассматриваемых родов позволил наметить два тренда. Для родов *Cadoceras*, *Bryocadoceras*, *Paracadoceras* и *Rondiceras* характерно резкое изменение размера умбо от высоких значений на первых оборотах к минимальным на 4–6 оборотах у *Cadoceras* и *Rondiceras*; на 3–4 оборотах – у *Bryocadoceras* и *Paracadoceras* с последующим его расширением на поздних стадиях роста (с конца 6 оборота). Следует отметить наиболее длительную стадию сохранения узкого умбо у рода *Rondiceras* (4, 5–6 обороты) (рис. 1–3).

Для родов *Catacadoceras*, *Longaeviceras* и *Protolongaeviceras* характерно постепенное расширение размера умбо начиная с 3-го и до 5–6 оборотов. Затем происходит резкое сужение размера умбо и последующее его расширение до самых поздних оборотов раковины (см. рис. 1–3).

Наряду с изменением формы раковины, в онтогенезе изученных представителей семейства *Cardioceratidae* установлены существенные различия в особенностях изменения ребристости. Следует отметить, что появление скульптуры у всех перечисленных выше родов фиксируется на четвертом обороте при Д около 8–12 мм.

Среди изученных родов по характеру развития скульптуры в онтогенезе отчетливо выделяются два рода – *Catacadoceras* и *Rondiceras*. Для первого рода характерно сохранение ребристости вплоть до конца жилой камеры. Диагностически значимыми для этого рода являются сильные продольные бугры (буллы), формирующиеся на умбональном перегибе и сохраняющиеся и на жилой камере.

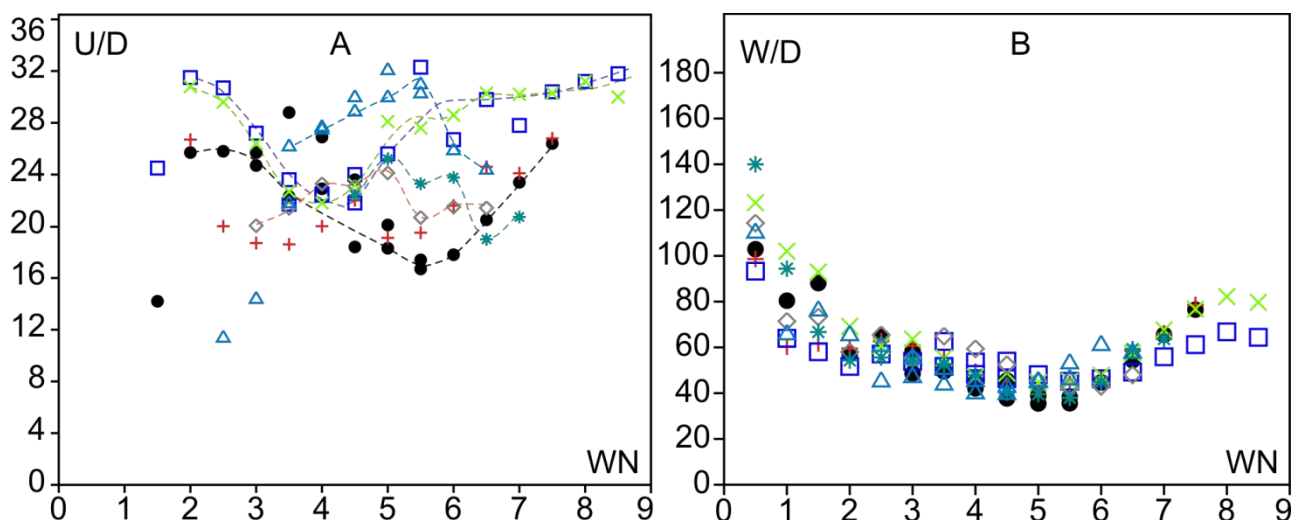


Рис. 1. Изменение параметров U/D (относительная ширина умбиликуса %, рис. 1A) и W/D (относительная толщина, %, рис. 1B) в онтогенезе у раковин бат-келловейских кардиоцератид. WN – номер оборота:

черные точки – *Rondiceras*, фиолетовые квадраты – *Paracadoceras*, серые ромбы – *Longaeviceras*, красные крестики – *Cadoceras*, зеленые крестики – *Bryocadoceras*, голубые треугольники – *Catacadoceras*, светло-зеленые звездочки – *Protolongaeviceras*; пунктирные линии – предполагаемые тренды в онтогенетическом изменении параметра раковины

Для рода *Rondiceras* характерна короткая стадия ребристой раковины, охватывающая лишь 1,5–2 оборота (4–5 обороты). Для рода *Rondiceras* характерно постепенное сглаживание ребер в направлении от умбонального шва. По характеру выраженности ребристости род *Bryocadoceras* весьма схож с родом *Catacadoceras*, но отличается от последнего сильно вздутыми оборотами на взрослых стадиях роста и гладкой жилой камерой.

Особенности развития скульптуры родов *Paracadoceras*, *Cadoceras*, *Protolongaeviceras* и *Bryocadoceras* позволяют различать эти роды на последних оборотах фрагмокона и жилой камере. Приумбональная скульптура сохраняется до конца жилой камеры или предпоследнего полуоборота в виде булл у родов *Protolongaeviceras* и *Bryocadoceras* и косых коротких ребер у *Paracadoceras*.

В качестве диагностических признаков родов также используются конечный размер раковин и длина жилой камеры. Наиболее крупными размерами среди изученных родов обладают *Paracadoceras*, *Cadoceras*, *Cadochamousssetia* и *Rondiceras*. Наиболее длинная жилая камера наблюдается у родов *Cadoceras*, *Rondiceras* и *Paracadoceras*. Отсутствие полноценных данных о характере онтогенетического изменения формы раковины рода *Cadochamousssetia* (рис. 3E) не позволяет установить особенность онтогенеза этого признака в эволюции рассматриваемого рода.

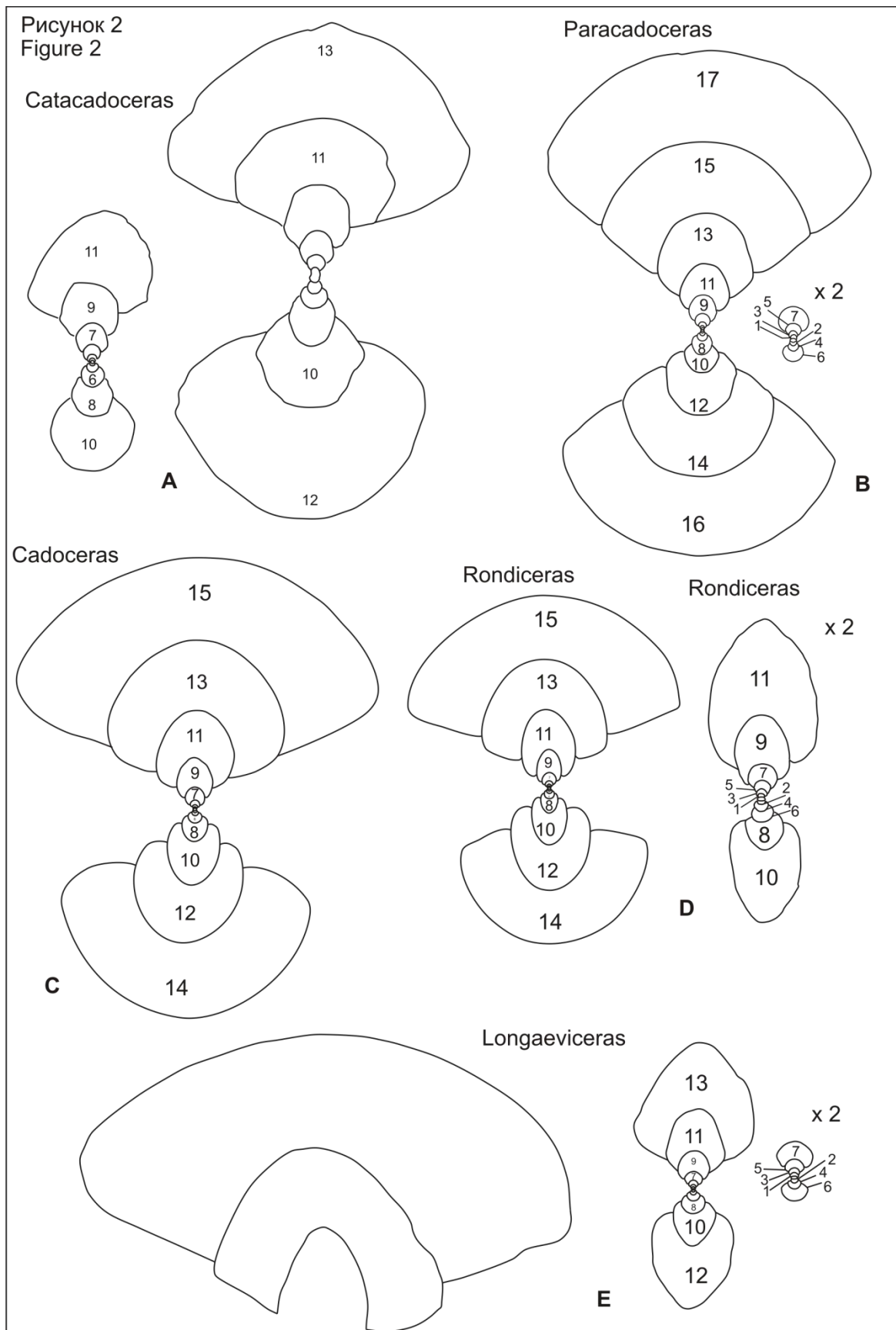


Рис. 2. Форма поперечного сечения раковин в онтогенезе бат-келловейских кардиоцератид. Внутренние обороты показаны с увеличением в 2 раза

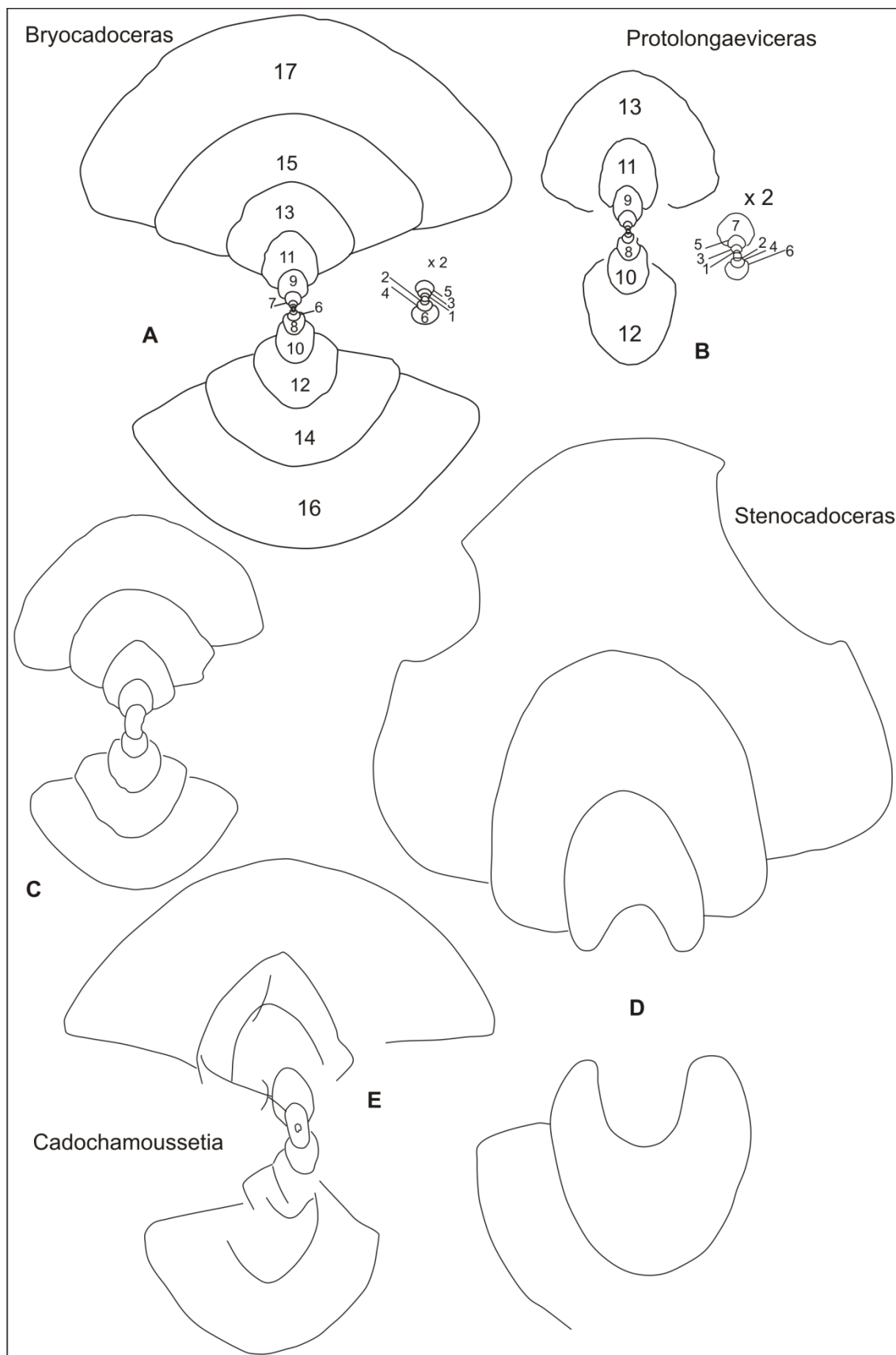


Рис. 3. Форма поперечного сечения раковин в онтогенезе бат-келловейских кардиоцератид. Внутренние обороты показаны с увеличением в 2 раза

Однако на имеющихся в нашем распоряжении образцах заметно сужение умбо и резкое возрастание относительной ширины оборота, достигающего максимальных значений на внешних оборотах, в том числе и жилой камере, что приводит к постепенному превращению кадиконовой раковины у *Cadochamousetia* в субоксиконтовую *Chamousetia*. Это указывает на начало нового тренда, заканчивающегося родом *Chamousetia*. У *Cadochamousetia* происходит существенное редуцирование скульптуры, представленной на внешних оборотах в виде вентральных зубчиков.

Таким образом, на данном этапе исследований обоснована необходимость разделения ранее широко понимаемого рода *Cadoceras* s. l. на ряд самостоятельных родов: *Cadoceras* (Fischer, 1882), *Paracadoceras* (Crickmay, 1930), *Rondiceras* (Troizkya, 1955), *Catacadoceras* (Bodylevsky, 1960), *Bryocadoceras* (Meledina, 1977) и нового рода *Protolongaeviceras* (Knyazev, Meledina, Alifirov gen. nov.). Это обусловлено не только различием морфологии и скульптуры взрослых раковин, но и наличием существенных различий в ритмике развития формы раковины и скульптуры перечисленных выше родов. По характеру развития умбо и скульптуры предлагается рассматривать род *Catacadoceras* в составе подсемейства *Arctoceratitinae* Meledina. Подтверждено первоначальное мнение В. В. Митта о самостоятельности рода *Cadochamousetia*.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бодылевский В. И. Келловейские аммониты Северной Сибири // Записки Ленинградского Горного Института. – 1960. – Т. 37. – Вып. 2. – С. 49–2.
2. Киселев Д. Н. Зональные и подзональные аммонитовые комплексы среднего келловей Центральной России // Проблемы стратиграфии и палеонтологии мезозоя. Научные чтения, посвященные М. С. Месежникову / Г. Э. Козлова, В. А. Прозоровский (науч. ред.). – СПб. : Изд-во ВНИГРИ, 1999. – С. 87–116.
3. Киселев Д. Н., Меледина С. В. Аммонитовые комплексы и биогоризонты подзоны *Kosmoceras Jason* (средний келловей) на русской платформе // Новости палеонтологии. – 2004. – Вып. 6–7. – С. 157–175.
4. Кутыгин Р. В. Форма раковины пермских аммоноидей Северо-Востока России // Палеонтологический журнал. – 1998. – № 1. – С. 20–31.
5. Меледина С. В. Бореальная средняя юра России // Труды ИГиГ СО РАН. – 1994. – Вып. 819. – 184 с.
6. Митта В. В. О филогении ранних *Cardioceratidae* (Ammonoidea) и среднерусских представителях *Cadoceratinae* на рубеже бата и келловей // Палеонтологический журнал. – 2016. – № 4. – С. 42–51.
7. Репин Ю. С. Новые аммониты из Печорского верхнего келловей // Палеонтологический журнал. – 2002. – № 5. – С. 33–38.
8. Imlay R. W. Callovian (Jurassic) ammonites from the United States and Alaska. Part 2. Alaska Peninsula and Cook Inlet Regions / United States Geological Survey, Professional Paper. – Washington. – 1953. – 249-B. – P. 1–108.
9. Klug C., Korn D., Landman N., Tanabe K., De Baets K., Naglic K. Describing ammonoid conch // *Ammonoid Paleobiology: From Anatomy to Ecology* / C. Klug et al. (eds.) / Topics in Geobiology. – 2015. – Vol. 43. – P. 3–24.

REFERENCES

1. Bodylevskij V. I. Kellovejskie ammonity Severnoj Sibiri // Zapiski Leningradskogo Gornogo Instituta. – 1960. – T. 37. – Vyp. 2. – S. 49–82.
2. Kiselev D. N. Zonal'nye i podzonal'nye ammonitovye komplekсы srednego kelloveya Central'noj Rossii // Problemy stratigrafii i paleontologii mezozoya. Nauchnye chteniya, posvyashchennye M.S. Mesezhnikovu / G.E. Kozlova, V.A. Prozorovskij (nauch. red.). Spb: VNIGRI, 1999. – S. 87–116.
3. Kiselev D. N., Meledina S. V. Ammonitovye komplekсы i biogorizonty podzony Kosmoceras Jason (srednij kellovej) na russkoj platforme // Novosti paleontologii. – 2004. – Vyp. 6–7. – S. 157–175.
4. Kutugin R. V. Forma rakoviny permskih ammonoidej Severo-Vostoka Rossii // Paleontologicheskij zhurnal. – 1998. – № 1. – S. 20–31.
5. Meledina S. V. Boreal'naya srednyaya yura Rossi / Trudy IGI SO RAN. – 1994. – Vyp. 819. – 184 s.
6. Mitta V. V. O filogenii rannih Cardioceratidae (Ammonoidea) i srednerusskih predstaviteley Cadoceratinae na rubezhe bata i kelloveya // Paleontologicheskij zhurnal. – 2016. – № 4. – S. 42–51.
7. Repin Yu. S. Novye ammonity iz Pechorskogo verhnego kelloveya // Paleontologicheskij zhurnal. – 2002. – № 5. – S. 33–38.
8. Imlay R. W. Callovian (Jurassic) ammonites from the United States and Alaska. Part 2. Alaska Peninsula and Cook Inlet Regions / United States Geological Survey, Professional Paper. – Washington. – 1953. – 249-B. – P. 1–108.
9. Klug C., Korn D., Landman N., Tanabe K., De Baets K., Naglic K. Describing ammonoid conch // Ammonoid Paleobiology: From Anatomy to Ecology / C. Klug et al. (eds.) / Topics in Geobiology. – 2015. – Vol. 43. – P. 3–24.

© А. С. Алифиров, В. Г. Князев, С. В. Меледина, 2018

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТОГУРСКОЙ СВИТЫ КАК ИСТОЧНИКА УГЛЕВОДОРОДОВ В НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Ольга Анатольевна Локтионова

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (906)996-30-82, e-mail: loktionovaoa@ipgg.sbras.ru

Людмила Михайловна Калинина

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент, старший преподаватель; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-89-24, e-mail: KalininaLM@ipgg.sbras.ru

Павел Иванович Сафронов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории теоретических основ прогноза нефтегазоносности, тел. (383)335-64-26, e-mail: SafronovPI@ipgg.sbras.ru

В результате бассейнового моделирования определено время погружения тогурской свиты в главную зону нефтеобразования, проведена реконструкция истории генерации углеводородов органическим веществом тогурской свиты.

Ключевые слова: Усть-Тымская мегавпадина, геттанг-ааленский комплекс, тогурская свита, генерация углеводородов.

MODELING OF THE TOGUR FORMATION AS A SOURCE OF HYDROCARBONS IN THE LOWER-MIDDLE-JURASIC DEPOSITS OF THE UST-TYMSKAYA MEGATROUGH (TOMSK REGION)

Olga A. Loktionova

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Ph. D. Student; Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, Laboratory of Seismogeologic Simulation of Natural Petroleum Systems, phone: (906)996-30-82, e-mail: loktionovaoa@ipgg.sbras.ru

Ludmila M. Kalinina

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, Senior Lecturer; Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Seismogeologic Simulation of Natural Petroleum Systems, phone: (383)330-89-24, e-mail: KalininaLM@ipgg.sbras.ru

Pavel I. Safronov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, Laboratory of Theoretical Bases of Oil and Gas Potential of the Forecast, phone: (383)335-64-26, e-mail: SafronovPI@ipgg.sbras.ru

As the result of basin modeling, the time of submergence of the Togursky suite into the main oil formation zone was determined, the history of generation of hydrocarbons by the organic substance of the Togur suite was reconstructed.

Key words: Ust-Tymskaya megatrouh, Hettingian-Aalenian complex, Togur formation, generation of hydrocarbons.

В Томской области перспективы нефтегазоносности связаны в основном с положительными структурами в обрамлении крупных депрессий, одной из которых является Усть-Тымская мегавпадина.

Большинство месторождений нефти и газа открыты в васюганском горизонте ($Ю_1$), фонд верхнеюрских ловушек на территории исследования практически исчерпан. Для увеличения ресурсной базы региона важное значение имеет открытие новых залежей в глубокозалегающих и слабоизученных нижне-среднеюрских отложениях, к которым относится геттанг-ааленский нефтегазовый комплекс. По сочетанию коллекторов и флюидоупоров его можно разделить на три подкомплекса (рис. 1): геттанг-раннетоарский представлен урманской свитой, содержащей песчаные пласты $Ю_{16-17}$, и тогурской свитой, залегающей в кровле; тоар-ааленский – пешковской/салатской свитой, содержащей песчаный пласт $Ю_{15}$, углисто-глинистую пачку $У_{14}$, радомскую пачку; ааленский – нижней подсвитой тюменской свиты, включающей группу песчаных пластов $Ю_{11-14}$ и угольный пласт $У_{10}$ в кровле.

В каждом подкомплексе выделены замкнутые положительные структуры как потенциальные ловушки УВ, которые унаследовано развивались в юрское, берриас-нижнеаптское, апт-альб-туронское время, и только в посттуронский этап приобрели современный облик. Для всех перспективных объектов методом сравнительного геологического анализа была проведена количественная оценка суммарных ресурсов нефти категории D_0 с учетом коэффициента успешности (0,1). Геологические ресурсы составили $128 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, извлекаемые – $29 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Основной нефтепроизводящей толщей для геттанг-ааленского комплекса является тогурская свита [1, 2]. Задача исследования – восстановить историю погружения осадочных толщ и процессов нефтидогенеза, определить время и масштабы генерации углеводородов (УВ).

Тогурская свита накапливалась в крупных озерах, временами сообщавшихся с морем, в условиях теплого гумидного климата, и представлена черными тонкослоистыми битуминозными аргиллитами, обогащенными органическим веществом (ОВ); встречаются прослои алевролитов, мелких песчаников и углей [3, 4]. Мощность отложений изменяется от 10 до 40 м.

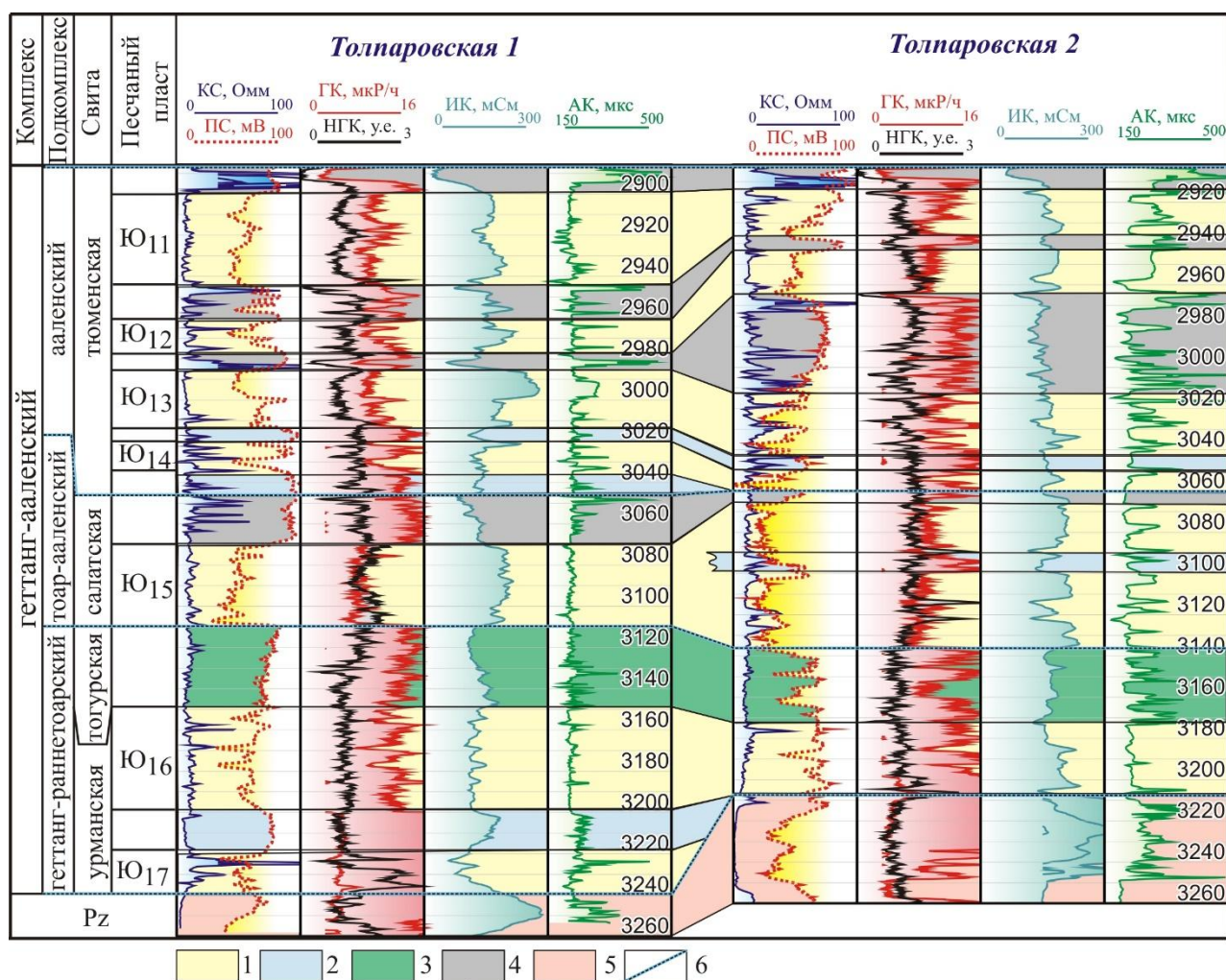


Рис. 1. Геолого-геофизическая характеристика геттанг-ааленского комплекса, выровнено по кровле комплекса:

1 – песчаные пласты; 2 – аргиллито-глинистые пласты; 3 – тогурская свита; 4 – углисто-глинистые пачки; 5 – палеозойские отложения; 6 – границы подкомплексов

Аргиллиты характеризуются средним остаточным генерационным потенциалом порядка 300 мг УВ/г $C_{орг}$, современные концентрации органического углерода варьируют от 1,2 до 3,8 %, содержание битумоидов – от 0,22 до 0,63 %. По данным пиролиза, в ряде скважин центральных частей мегавпадины породы содержат аквагенное ОВ, что подтверждается высокими значениями параметра $\delta^{13}C$ (от -29 до -34 ‰), в ряде других скважин породы содержат смешанное ОВ, имеющее генетическую связь с высшей наземной растительностью, о чем свидетельствуют высокие значения отношения концентраций нечетных и четных n -алканов (1,00–1,25) [1, 3].

Аквагенному ОВ соответствует II тип керогена, смешанному – III тип [5], который характеризуется более длительным процессом созревания ОВ и меньшими объемами генерируемых УВ. В силу недостаточного количества данных

не было охарактеризовано площадное распределение этих двух типов, в работе приведена оценка для каждого типа в отдельности.

Бассейновое моделирование включало построение структурно-литологической модели с использованием структурных поверхностей по 15 стратиграфическим уровням и карт распределения литологических типов по латерали и в разрезе, а также восстановление истории развития теплового поля пород и истории генерации УВ.

Для корректного построения термической модели была проведена калибровка температурной истории отложений, базирующаяся на анализе распределения значений отражательной способности витринита в базальных горизонтах нижней-средней юры [6], современных температур и тепловых потоков. Построенная модель эффективного теплового потока на границе литосферы показала хорошую сходимость расчетных значений отражательной способности витринита и реальных замеров в керне скважин.

В программном пакете Temis Flow «Beicip-Franlab» были получены карты катагенеза ОВ, степени преобразованности керогена, времени вхождения тогурской свиты в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и масштабов генерации жидких и газообразных УВ.

В наиболее погруженных частях Усть-Тымской мегавпадины тогурская свита начала погружаться в ГЗН примерно 115-110 млн. лет назад (к концу раннего мела, апт-альб) и полностью погрузилась в нее в плиоцене (5 млн. лет назад) (рис. 2). Выход пород из ГЗН начался около 48 млн. лет назад (ранний эоцен) и продолжается по настоящее время.

История генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты прослежена для II (рис. 3) и III (рис. 4) типов керогена. Для II типа генерация началась около 94 млн. лет назад в начале позднего мела (сеноман), площадь генерации (S_g) составляла 526,6 км², плотность генерации (ρ_g) не превышала 7 тыс. т/км², для керогена III типа нефтепроявлений обнаружено не было.

В туронское время (89,8 млн лет) для II типа керогена S_g расширяется до 1000 км², ρ_g нефти увеличивается до 14 тыс. т/км². В случае керогена III типа – происходят первые незначительные проявления нефтеобразования на Усть-Тымской площади ($S_g = 34$ км², ρ_g не превышает 1 тыс. т/км²).

К концу позднего мела в, сантоне (83,6 млн. лет), происходит дальнейшее увеличение плотности и масштабов генерации жидких УВ: в случае керогена II типа $S_g = 3241$ км², $\rho_g = 30$ тыс. т/км², для III начался процесс генерации на Западно-Тымской площади, $S_g = 283$ км², $\rho_g \leq 5$ тыс. т/км².

В раннем палеоцене, в дате-зеланде (61.6 млн. лет), процессы генерации стали протекать более активно: для II типа керогена $S_g = 7235,4$ км², ρ_g доходила до 130 тыс. т/км², для III типа керогена S_g расширилась до 4156,2 км², ρ_g возросла до 30 тыс. т/км².

Попутно с процессами генерации жидких УВ происходит образование жирных газов (C_{6+}). К настоящему времени объемы сгенерированного газа для II типа керогена составляют $112 \cdot 10^{11}$ м³, для III – $14 \cdot 10^{11}$ м³.

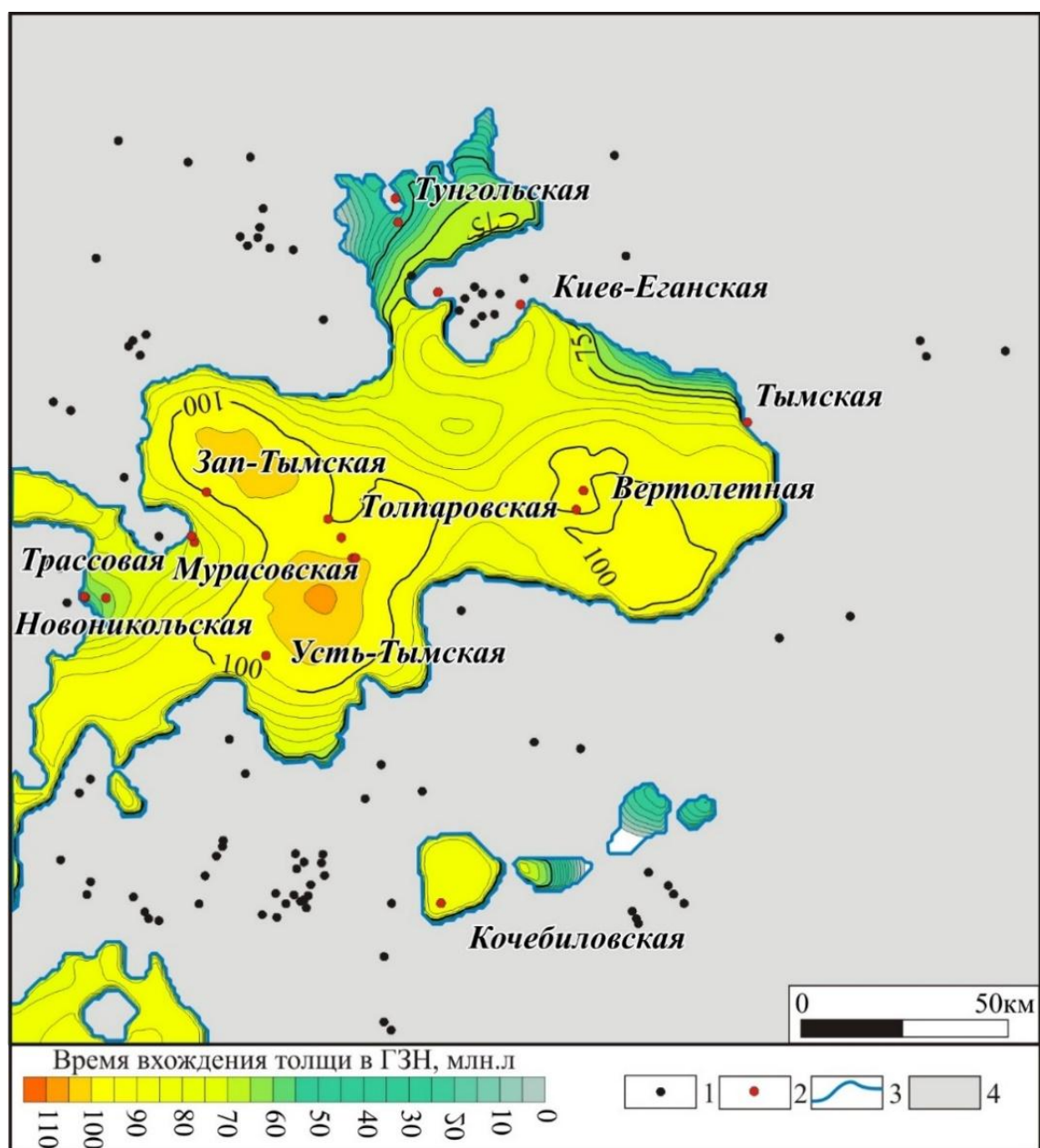


Рис. 2. Схематическая карта времени вхождения тогурской свиты в главную зону нефтеобразования ($R_{vt}^0 = 0.60$) в Усть-Тымском очаге:

1 – скважины; 2 – скважины, вскрывшие нижнюю юру; 3 – область распространения тогурской свиты; 4 – зона отсутствия тогурской свиты

Проведенные исследования позволили восстановить историю погружения тогурской свиты в главную зону нефтеобразования, определить время и масштабы генерации.

При сравнении подсчитанных ресурсов нефти категории D_0 в ловушках геттанг-ааленского комплекса с объемами сгенерированных УВ, можно сделать вывод о возможности заполнения выделенных объектов, что позволяет считать геттанг-ааленский комплекс нефтегазоперспективным, а тогурскую свиту – основным источником углеводородов.

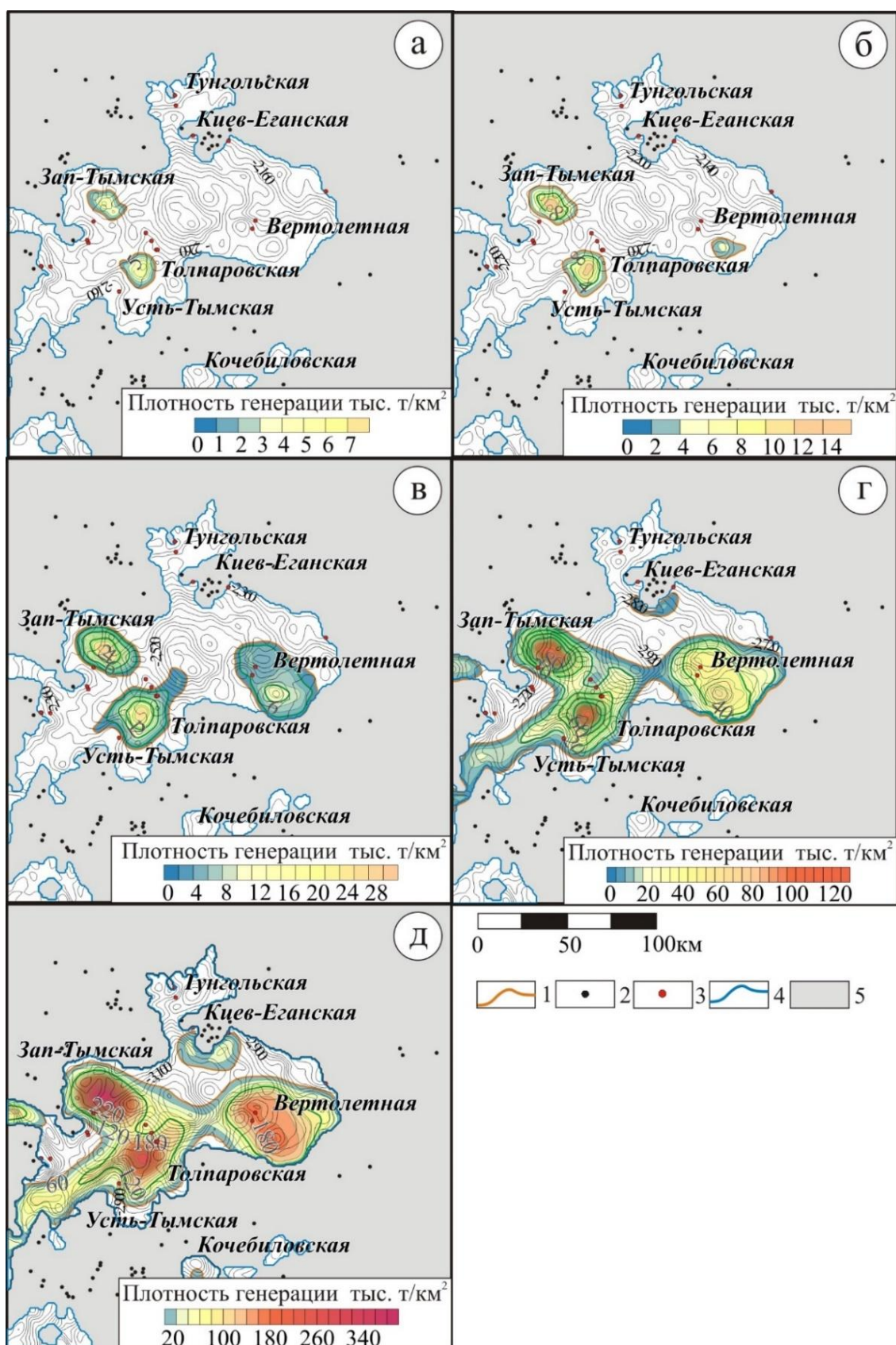


Рис. 3. Схематические карты изменения масштабов генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для II типа керогена во времени:

а) сеноманское; б) туронское; в) сантонское; г) датское; д) настоящее время;
1 – граница области генерации; 2–5 – см. на рис. 2

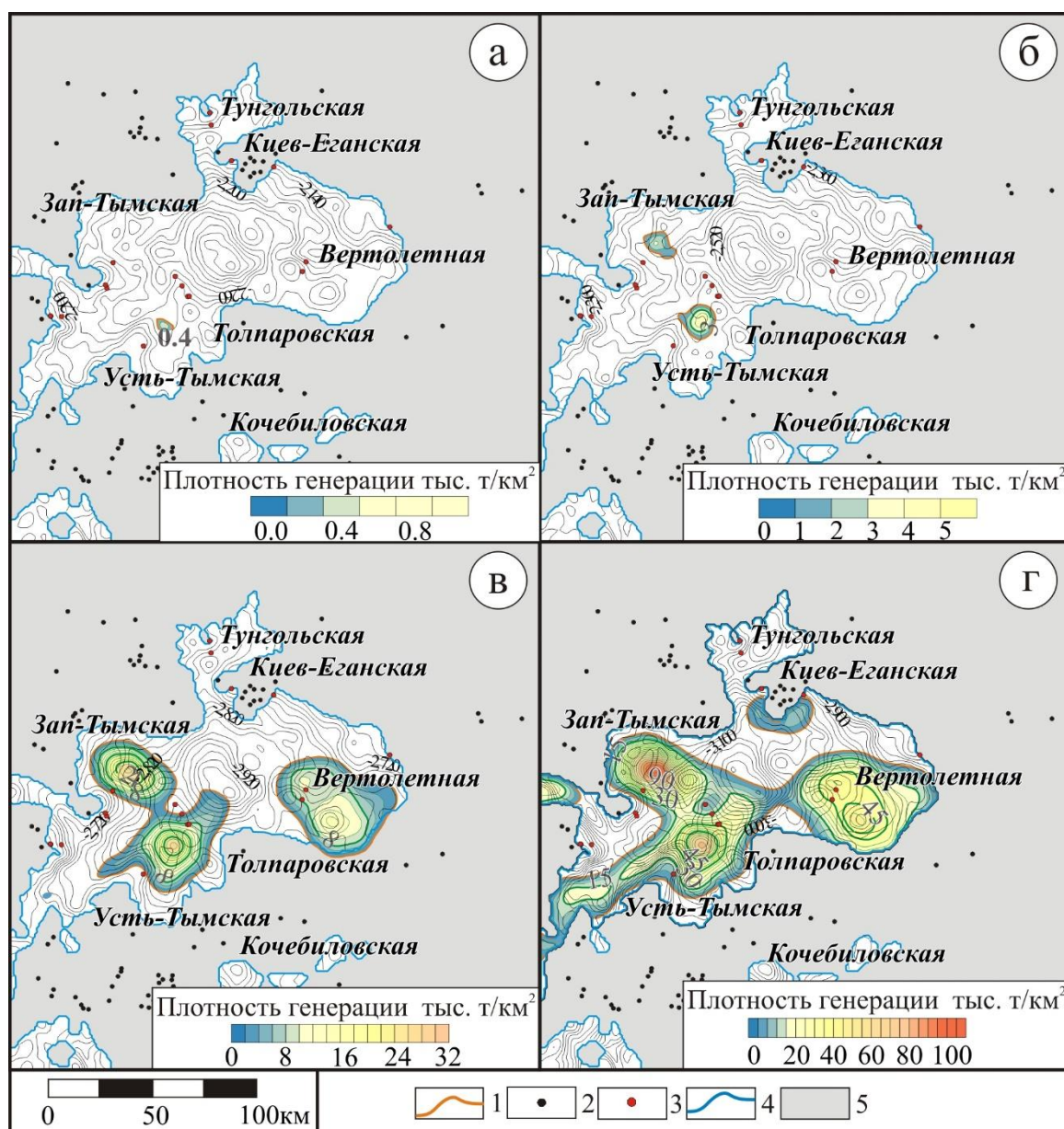


Рис. 4. Схематические карты изменения масштабов генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для III типа керогена во времени:

а) туронское; б) сантонское; в) датское; г) настоящее время (условные обозначения см. на рисунках 2 и 3)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Костырева Е. А., Москвин В. И., Ян П. А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – С. 1–1.
2. Ян П. А., Вакуленко Л. Г., Горячева, А. А. и др. Строение, состав и условия формирования тогурской свиты по результатам бурения Западно-Тымской скважины № 1 (нижний тоар, Западная Сибирь) // Палеонтология, биостратиграфия и палеогеография бореального мезозоя: материалы науч. сес., Новосибирск, 26–28 апр., 2006 г. – 2006. – С. 213–216.
3. Москвин В. И., Данилова В. П., Костырева Е. А., Меленевский В. Н., Фомин А. Н. Условия накопления, геохимия углеводородов-биомаркеров и нефтегенерационный потенци-

ал отложений тогурской свиты (нижний тоар) Западной Сибири // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ., Новосибирск, 12–14 октября 1999 г. – Новосибирск : Изд-во СО РАН. НИЦ ОИГММ – 1999. – С. 95–98.

4. Шурыгин Б. Н., Никитенко Б. Л., Девятков В. П., Ильина В. И., Меледина С. В., Гайдебурова Е. А. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000.

5. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalié, J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. – 1997. – Vol. 26. – P. 321–339.

6. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского бассейна. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2011.

REFERENCES

1. Kostyreva E. A., Moskvina V. I., Yan P. A. Geokhimiya organicheskogo veshchestva i neftegeneracionnyj potencial nizhneyurskoj togurskoj svity (yugo-vostok Zapadnoj Sibiri) // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2014. – T. 9. – № 1. – S. 1–1.

2. Yan P. A., Vakulenko L. G., Goryacheva, A. A. i dr. Stroenie, sostav i usloviya formirovaniya togurskoj svity po rezul'tatam bureniya Zapadno-Tymskoj skvazhiny № 1 (nizhnij toar, Zapadnaya Sibir') // Paleontologiya, biostratigrafiya i paleogeografiya boreal'nogo mezozoya: materialy nauch. ses., Novosibirsk, 26–28 apr., 2006 g. – 2006. – S. 213–216.

3. Moskvina V. I., Danilova V. P., Kostyreva E. A., Melenevskij V. N., Fomin A. N. Usloviya nakopleniya, geokhimiya uglevodorodov-biomarkerov i neftegeneracionnyj potencial otlozhenij togurskoj svity (nizhnij toar) Zapadnoj Sibiri // Organicheskaya geokhimiya nefteproizvodyashchih porod Zapadnoj Sibiri: Tез. dokl. nauch. soveshch., Novosibirsk, 12–14 oktyabrya 1999 g. – Novosibirsk : Izd-vo SO RAN. NIC OIGMM – 1999. – S. 95–98.

4. Shurygin B. N., Nikitenko B. L., Devyatov V. P., Il'ina V. I., Meledina S. V., Gajdeburova E. A. i dr. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Yurskaya sistema. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «GEO», 2000.

5. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalié, J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. – 1997. – Vol. 26. – P. 321–339.

6. Fomin A. N. Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozojskih i paleozojskih otlozhenij Zapadno-Sibirskogo bassejna. – Novosibirsk : Izd-vo SO RAN, 2011.

© О. А. Локтионова, Л. М. Калинина, П. И. Сафронов, 2018

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ФОРМИРОВАНИИ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ДОХОДОВ В БЮДЖЕТНЫХ СИСТЕМАХ РАЗНЫХ СТРАНАХ

Ирина Валерьевна Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050 Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30, кандидат экономических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов, тел. (952)880-70-49, e-mail: irina_sharf@mail.ru

Маргарита Радиевна Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050 Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30, кандидат экономических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов, тел. 8-913-855-09-54, e-mail: tsibulnikova2011@yandex.ru

Сохраняется актуальной дискуссия о распределении рентных доходов от добычи нефти и газа, которые играют существенную роль в социально-экономическом развитии регионов. Авторы считают нецелесообразным продолжение политики полного изъятия нефтегазовых доходов с территории добычи, а также лишение регионов ресурсов развития. Результаты исследования могут быть использованы при принятии законодательных решений в налоговой сфере.

Ключевые слова: нефтегазовые доходы, формирование, распределение, тенденции, бюджетная система.

CURRENT TRENDS IN THE FORMATION AND DISTRIBUTION OF OIL AND GAS REVENUES IN THE BUDGET SYSTEMS OF DIFFERENT COUNTRIES

Irina V. Sharf

National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Prospect Lenin St., Tomsk, 634050, Russia, Ph. D., Associate Professor, Department of Oil and Gas Engineering School of Natural Resources, phone: (952)880-70-49, e-mail: irina_sharf@mail.ru

Margarita R. Tsibulnikova

National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Prospect Lenin St., Tomsk, 634050, Russia, Ph. D., Associate Professor, Department of Oil and Gas Engineering School of Natural Resources, phone: (913)855-09-54, e-mail: tsibulnikova2011@yandex.ru

There remains an urgent discussion on the distribution of rental revenues from oil and gas production, which play a significant role in the socio-economic development of the regions. The authors consider it inexpedient to continue the policy of full withdrawal of oil and gas revenues from the mining area, as well as depriving the regions of development resources. The results of the research can be used to make legislative decisions in the tax sphere.

Key words: oil and gas revenue, formation, distribution, trends, budget system.

Введение

Вопросы формирования доходов бюджетов нефтегазодобывающих стран приобретают новую остроту в современных условиях, на которые влияют тенденции развития глобальной экономики, геополитические и макроэнергетиче-

ские процессы. Для нефте- и газодобывающих стран ощутима стагнация на низком уровне цен на мировом рынке, которые, по мнению ряда аналитиков, сохранятся в долгосрочной перспективе. Другая сторона актуальности заключается в региональном распределении нефтегазовых доходов, которые сложились под влиянием действующих налоговых систем. В данном вопросе наиболее значимым является централизованность бюджетной системы, которая определяет финансово-инвестиционные возможности местных бюджетов.

Таким образом, целью нашей научной работы является исследование финансового аспекта роли природных ресурсов в формировании устойчивого социально-экономического развития нефтедобывающих регионов на примере Томской области на основе анализа распределения доходов от добычи нефти и газа в бюджетной системе и выявления причин различий с другими экономически развитыми странами в формировании и распределении рентных доходов.

Материалы и методы

Основными методами исследования для поиска ответов на поставленные вопросы являлись эмпирический, сравнительный и структурно-аналитический, которые базируются на широкой выборке необходимых статистических данных из представленных источников и их анализе по методикам, разработанным Правительством РФ в лице Министерства финансов РФ, Федеральной службы государственной статистики. Российская и зарубежная [1] практики аналогичны своим методологическим подходом, который представляет собой анализ потенциальных доходов по определенному налогу. Используется также такой показатель, как доля налоговых доходов в ВВП или ВРП.

Результаты и обсуждение

В рамках научного исследования авторы считают интересным рассмотрение проблематики распределения нефтегазовых доходов в зарубежных странах. Так, D. Raimi и R. Newell [2] проанализировали доходы местных бюджетов восьми основных нефтедобывающих штатов США и отмечают, что существующая налоговая политика обеспечивает достаточный доход для местных органов власти штатов США, при этом наибольший доход получают сельские районы, где наиболее активна добыча из сланцев (Северная Дакота, Техас). Интересен их вывод, что муниципалитеты получают большую часть своих доходов за счет налогов с продаж, которые выросли из-за увеличения экономической активности, связанной с нефтегазовой промышленностью. J. Weber, Y. Wang и M. Chomas [3] продолжили исследования и рассмотрели добычу нефти и газа в 23 штатах США за 2004–2013 гг., а также доходы, поступившие в бюджеты штатов в результате налогообложения добычи углеводородов, и доходы, поступившие в местные бюджеты в результате имущественного налогообложения нефтегазодобывающих компаний, прежде всего рассчитываемых от стоимости скважин. Результатом исследования стал вывод о том, что «local

taxation of oil and gas often generates much more revenue than state-level taxes», хотя они явно не эквивалентны по экономическим и политическим мотивам. L. E. Borge, P. Parmer, R. Torvik [4], анализируя различие доходов местных органов власти Норвегии, делают вывод о том, что доходы от природных ресурсов не влияют на эффективность производства общественных благ больше, чем доходы от других налогов.

Наблюдается ситуация, когда налоговые расходы, формируемые в результате предоставления различных льгот добывающим компаниям, и доходы от реализации нефти и газа становятся сопоставимыми по величине. Так, в Конгрессе США неоднократно поднимался вопрос о том, что большое количество льгот приводит к недополучению доходов и влияет на рост государственного долга. Например, в США списание средств на нематериальные расходы является уникальным для разработчиков природных ресурсов. Кроме того, сумма вычета не ограничена. Налоговый Кодекс США предусматривает специальные правила для вертикально интегрированных компаний, согласно которым можно списать 30 % IDCs-затрат в течение 60-месячного периода. Отметим, что малому бизнесу разрешается освобождать от налогообложения 15 % доходов, как следствие, такая жесткая регламентация вызывает серьезные дискуссии в Конгрессе США. Объединенный комитет по налогам и сборам США (U.S. Congress Joint Committee on Taxation) оценивает отмену данной льготы в сумму 13,7 млрд долларов, которая может поступить в бюджет в течение 10 лет [5].

Проведенный анализ показывает, что суммы выплат, которые осуществляют различные государственные структуры США индейским племенам и отдельным индейским владельцам минеральных ресурсов в соответствии с многочисленными законами, в 1,32 раза больше, чем получаемые доходы в части нефти и газа от налоговых и неналоговых платежей, таких как роялти, бонусы и рента.

В Канаде, как отмечают S. Dobson, A. Asadollahi в [6], субсидии и различные прямые федеральные меры поддержки практически сравнялись или превышают сумму поступлений от нефтегазового сектора, поэтому можно говорить о том, что нефтяная промышленность обеспечивает экономические выгоды в краткосрочной и среднесрочной перспективе. Как следствие, активно обсуждается вопрос о сокращении предоставляемых льгот, несмотря на ряд положительных тенденций в контексте усиления роли Канады как поставщика углеводородов на мировой рынок.

Проблематика налоговых доходов касается также и административно-территориальных образований. Например, в штате Аляска продолжается дискуссия относительно снижения прогрессивности эффективных налоговых ставок для добытой нефти при одновременном предоставлении налогового кредита, что может, по мнению M. Berman [7], снизить со временем долю государства. В штате Оклахома в результате принятия самых низких налогов на добычу нефти и газа дефицит бюджета штата только в 2015 г. вырос на 470 млн долларов, что повлекло сокращение расходов в образовательной сфере [8].

Таким образом, еще более акцентируется внимание научного сообщества на эффективности существующих финансово-налоговых инструментов стимулирования и поддержки деятельности нефтегазодобывающих компаний, а также на социально-экономических последствиях.

Отметим, что в странах с децентрализованной налоговой системой, таких как США, Канада, территориально-административные образования (штаты, провинции) наделены правом установления собственных налогов. Однако у стран с централизованной налоговой системой, таких как Российская Федерация, широта проблематики, рассматриваемая в данной статье, обусловлена не только отсутствием права установления собственных налогов, но и с наличием установленного распределения налоговых и неналоговых доходов по уровням бюджетной системы. Поэтому актуализируются вопросы распределения нефтегазовых доходов по уровням бюджетной системы, финансового благополучия административно-территориальных образований нефтегазодобывающих стран, а также государственной поддержки регионов в виде различных субсидий в условиях нарастающего государственного внутреннего долга и дефицита государственного бюджета.

Гармонизация экономических интересов предполагает реализацию стимулирующей и воспроизводственной функций налогов, что обеспечивает рост всех отраслей национальной экономики и равномерное социально-экономическое развитие территориальных образований страны.

Однако, по мнению ряда аналитиков, современная «ситуация в области государственных финансов не отвечает требованиям долгосрочной финансовой устойчивости и не способствует обеспечению продолжительного стабильного роста» [9–12], несмотря на сформированные в сложных геополитических и макроэкономических условиях такие хорошие показатели, как: а) уровень государственного долга, который вырос с 1,9 % ВВП на 1.01.2012 до 9 % ВВП на 1.01.2016 [10]; б) низкий уровень дефицита государственного бюджета, например, в 2015 г. он составлял 2,4 % ВВП [10]; в) значительные международные резервы Резервного Фонда и Фонда национального благосостояния (в объеме 5,9 % ВВП на 1.01.2017) [11] и золотовалютные резервы [12].

Наблюдаемая централизация нефтегазовых доходов (98 %) сопровождается также отрицательной динамикой вследствие макроэкономической ситуации (рис. 1).

Представленная выше зарубежная практика показывает, что объем и характер налоговых льгот для нефтегазового бизнеса является важным фактором сбалансированности и доходности бюджетов. При этом российское соотношение по расчетам авторов суммы предоставленных льгот по НДС к сумме поступлений данного налога постепенно увеличивается с 13 до 15 %, что объясняется спектром увеличивающихся льгот и изменением расчета налога на добычу полезных ископаемых в части нефти и природного газа.

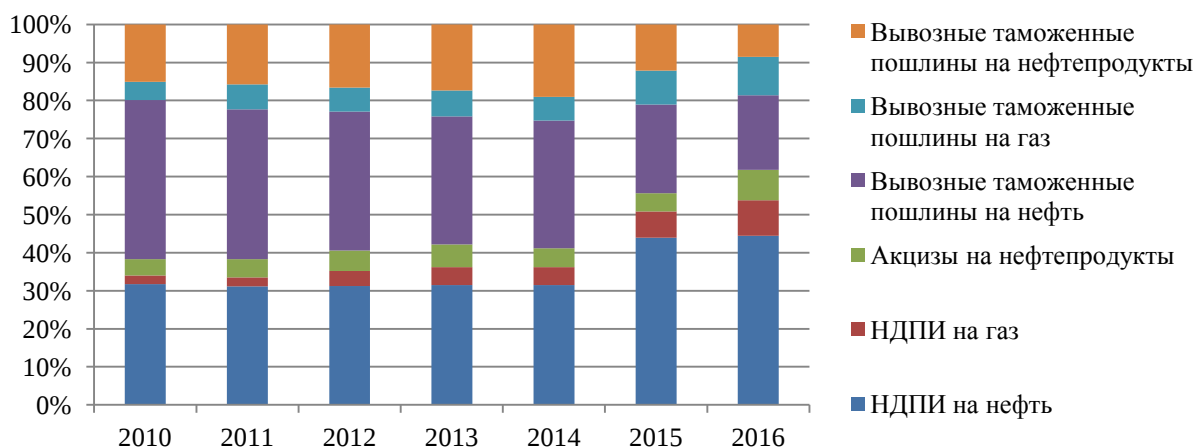


Рис. 1. Структура нефтегазовых доходов в бюджетной системе Российской Федерации, % ВВП

Таким образом, основное различие следующее. В децентрализованных налоговых системах акцентируется вопрос баланса между льготами и поступлениями в бюджетную систему. В странах с централизованной налоговой системой помимо этого активно дискутируется распределение рентных доходов, т. е. доходов от использования имеющихся в субъектах РФ природных ресурсов.

Отметим, что в государственных финансах наблюдается желание поиска баланса между распределительной концепцией, предполагающей концентрацию доходов в федеральном бюджете от добычи нефти и газа, что нивелирует экономические и социальные диспропорции между бедными и богатыми природными ресурсами территориями. При этом регионами-донорами продолжают выступать Тюменская область, ХМАО, ЯНАО, на территории располагаются в основном уникальные и крупные месторождения, и их финансовое благополучие закладывалось в 90-е годы прошлого столетия. Перераспределение доходов предполагает усиление безвозмездных поступлений, что в определенной степени приводит к росту иждивенческих настроений, лишая региональные власти стимула к поиску внутренних резервов. При этом поиск баланса не теряет актуальности на протяжении многих десятилетий, что связано с динамикой цен на углеводородное сырье, это требует постоянного совершенствования распределительных отношений с целью создания сбалансированной системы, когда не вступают в противоречие интересы регионов-доноров и регионов-реципиентов. Таким образом, императивны справедливость и эффективность [9], предполагающие формирование внутренних «точек роста».

Например, Томская область богата месторождениями углеводородов, в основном мелкими или средними, что объясняется территориальной привязанностью области к окраине Западносибирской нефтегазоносной провинции. Вклад нефтегазодобывающего сектора и сопутствующих отраслей в промышленное производство региона составляет около 50 %. Томская область занимает третье место в добыче углеводородов в Западносибирском регионе, и именно нефтега-

зовая отрасль является основным фактором формирования ВРП региона, что наглядно иллюстрируется корреляцией ВРП и добычей нефти [5–10].

Анализ природоресурсных платежей в бюджете Томской области показывает снижение доли налоговых доходов (табл. 1), при этом с 2010 г. отсутствует НДС в части нефти. Кроме того, поступления налога на прибыль нефтедобывающих организаций определяются юридическим адресом и участием в консолидированной группе налогоплательщика, что обуславливает недопоступление налога на прибыль в региональный бюджет [9], это объясняет отнесение Томской области к категории субъектов РФ с низким налоговым потенциалом в отличие от других западносибирских нефтедобывающих регионов.

Таблица 1

Природоресурсные платежи в областном бюджете Томской области, тыс. руб.

	2012	2014	2015	2016
Налоги, сборы и регулярные платежи за пользование природными ресурсами	44 606,4	8 603,6	7 993,0	7 850,8
Платежи при пользовании природными ресурсами	356 355,8	485 812,2	455 317,7	371 679,4

С другой стороны, представленная на рис. 2 структура доходов является не отражением роста налоговых доходов региональных бюджетов, а снижением нефтегазовых доходов в федеральном бюджете.

Основную долю в группе неналоговых природоресурсных платежей занимает плата за негативное воздействие на окружающую среду, что является следствием ужесточения политики государства в отношении добывающих компаний, сжигающих попутный нефтяной газ. Однако данный платеж имеет тенденцию к убыванию в связи с тем, что добывающие компании активизировали свою деятельность в направлении внедрения различных технологий по утилизации попутного нефтяного газа [13].

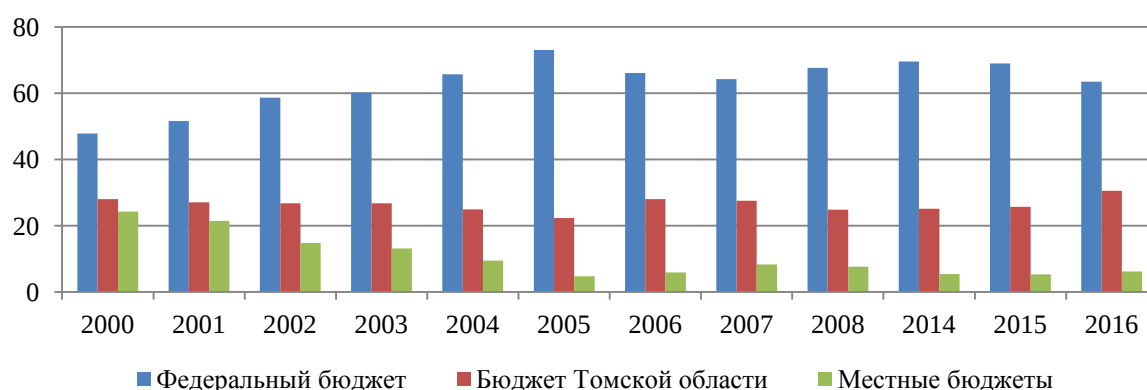


Рис. 2. Распределение налоговых доходов (в %) в бюджетной системе (на примере Томской области)

Для полноты картины представим таблицу с долей налоговых и неналоговых платежей, а также безвозмездных поступлений в бюджете области и в консолидированном бюджете Томской области (табл. 2).

Наибольшая доля природоресурсных платежей имеет неналоговый характер и присутствует в бюджете области. Доля неналоговых платежей не превышает 3 %. Однако доля безвозмездных поступлений превышает 15 %, а в 2011 г. составляла почти 30 %. Таким образом, общая отрицательная динамика поступлений по природоресурсным платежам отражает тот факт, что природные ресурсы, которыми располагает регион, не играют значимой роли в социально-экономическом развитии территории.

Таблица 2

Доходы бюджетной системы Томской области

Бюджет Томской области												
Показатель	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	млрд руб.	%	млрд руб.	%	млрд руб.	%	млрд руб.	%	млрд руб.	%	млрд руб.	%
Налоговые доходы	26,69	62,23	31,32	73,72	31,06	72,5	35,86	73,79	39,86	77,85	45	79,79
Неналоговые доходы	0,63	1,47	0,84	1,98	1,14	2,67	1,03	2,12	0,96	1,88	0,9	1,6
Безвозмездные поступления	15,56	36,29	10,33	24,3	10,64	24,83	11,71	24,09	10,38	20,28	10,5	18,61
Консолидированный бюджет Томской области												
Показатель	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	млрд руб.	%	млрд руб.	%	млрд руб.	%	млрд руб.	%	млрд руб.	%	млрд руб.	%
Налоговые доходы	33,97	64,8	39,18	74,52	39,84	74,21	43,65	74,33	48,08	78,3	54	80,36
Неналоговые доходы	2,83	5,4	2,99	5,68	3,43	6,39	3,62	6,17	3,05	4,97	2,8	4,17
Безвозмездные поступления	15,63	29,8	10,41	19,81	10,41	19,4	11,45	19,5	10,27	16,73	10,4	84,53

Заключение

Структура распределения налоговых доходов, собираемых на территории Томской области, отражает значительную концентрацию в федеральном бюджете, что снижает инвестиционные возможности региона в реализации социально-экономических задач.

В условиях низких цен на углеводородное сырье баланс между объемами поступлений в бюджет государства и субъектов РФ приобретает особую значи-

мость в плане предела субсидирования и стимулирования добывающих компаний и развития территорий добычи.

На законодательном уровне следует рассмотреть вопрос о целесообразности продолжения политики полного изъятия нефтегазовых доходов с территории добычи, лишая ее ресурсов развития.

Устойчивое социально-экономическое развитие регионов возможно только при справедливом распределении доходов от использования природных ресурсов территории.

Статья выполнена в рамках гранта РФФИ 18-010-00660 А «Концептуальные подходы к парадигме устойчивого и сбалансированного недропользования области с учетом специфики минерально-сырьевой базы и отраслевой структуры в целях обеспечения долгосрочного социально-экономического роста нефтедобывающего региона». Регистрационный номер ЦИТус АААА-А17-117122990012-5.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Weber J., Wang Y., Chomas M. A quantitative description of state-level taxation of oil and gas production in the continental U.S. // Energy Policy. – 2016. – Vol. 96. – P. 289–301.
2. Borge L. E., Parmer P., Torvik R. Local natural resource curse? – Norwegian University of Science and Technology. Department of Economics. Working paper series, 2013. – 36 p.
3. U.S. Congress Joint Committee on Taxation. – URL: <http://www.crownexploration.com/resources/tax-advantages/>.
4. Berman M. Comparing Alaska's oil production taxes: incentives and assumptions. University of Alaska Anchorage. – Web notes, 2014. – 28 p.
5. Cohen L., Schneyer J. When the oil boom went bust, Oklahoma protected drillers and squeezed schools // Reuters investigates. – 2017. – URL: <http://www.reuters.com/investigates/special-report/usa-oklahoma-bust/>.
6. Актуальные проблемы в сфере бюджетной политики. Сер. Научные труды / А. Дерюгин, С. Дробышевский, А. Золотарева и др. – М. : Изд-во Ин-та Гайдара, 2016. – 52 с.
7. Резервный фонд / Министерство финансов РФ (официальный сайт). – URL: <http://minfin.ru/ru/performance/reservefund/statistics/volume/>.
8. Горюнов Е., Котликофф Л., Синельников-Мурылев С. Теоретические основы бюджетного разрыва как показателя долгосрочной фискальной устойчивости и его оценка для России. Сер. Научные труды. – М. : Изд-во Ин-та Гайдара, 2016. – № 168Р. – 52 с.
9. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
10. Шарф И. В. Сбалансированная налоговая политика в недропользовании как условие устойчивого экономического роста // Журнал экономической теории. – 2010. – № 3. – С. 158–162.
11. Production operation of small petroleum enterprises in Tomsk region / I. Sharf, V. Filjushin, I. Shenderova, O. Kochetkova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 27, Issue 1. – DOI: 10.1088/1755-1315/27/1/012080.
12. Strategy of development of an oil-and-gas complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2009. – P. 14–17.

13. Tsibulnikova M. R., Sharf I. V., Dmitrieva N. V. Economic evaluation of the approaches to associated petroleum gas utilization // Ecology, Economics, Education and Legislation: Conference Proceedings 16th International multidisciplinary scientific geoconference (SGEM 2016), Albena, 28 June-6 July 2016. – Sofia: STEF92 Technology Ltd, 2016 – Vol. 2–5. – P. 153–160. – DOI: 10.5593/SGEM2016/B53/S21.020.

REFERENCES

1. Weber J., Wang Y., Chomas M. A quantitative description of state-level taxation of oil and gas production in the continental U.S. // Energy Policy. – 2016. – Vol. 96. – P. 289–301.
2. Borge L. E., Parmer P., Torvik R. Local natural resource curse? – Norwegian University of Science and Technology. Department of Economics. Working paper series, 2013. – 36 p.
3. U.S. Congress Joint Committee on Taxation. – URL: <http://www.crownexploration.com/resources/tax-advantages/>.
4. Berman M. Comparing Alaska's oil production taxes: incentives and assumptions. University of Alaska Anchorage. – Web notes, 2014. – 28 p.
5. Cohen L., Schneyer J. When the oil boom went bust, Oklahoma protected drillers and squeezed schools // Reuters investigates. – 2017. – URL: <http://www.reuters.com/investigates/special-report/usa-oklahoma-bust/>.
6. Aktual'nye problemy v sfere bjudzhetnoj politiki. Ser. Nauchnye trudy / A. Derjugin, S. Drobyshevskij, A. Zolotareva i dr. – M. : Izd-vo In-ta Gajdara, 2016. – 52 s.
7. Rezervnyj fond / Ministerstvo finansov RF (ofic. sajt). – URL: <http://minfin.ru/ru/performance/reservefund/statistics/volume/>.
8. Gorjunov E., Kotlikoff L., Sinel'nikov-Murylev S. Teoreticheskie osnovy bjudzhetnogo razryva kak pokazatelja dolgosrochnoj fiskal'noj ustojchivosti i ego ocenka dlja Rossii. Ser. Nauchnye trudy. – M. : Izd-vo In-ta Gajdara, 2016. – № 168P. – 52 s.
9. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
10. Sharf I. V. Sbalansirovannaja nalogovaja politika v nedropol'zovanii kak uslovie ustojchivogo jekonomicheskogo rosta // Zhurnal jekonomicheskoi teorii. – 2010. – № 3. – S. 158–162.
11. Production operation of small petroleum enterprises in Tomsk region / I. Sharf, V. Filjushin, I. Shenderova, O. Kochetkova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 27, Issue 1. – DOI: 10.1088/1755-1315/27/1/012080.
12. Strategy of development of an oil-and-gas complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2009. – P. 14–17.
13. Tsibulnikova M. R., Sharf I. V., Dmitrieva N. V. Economic evaluation of the approaches to associated petroleum gas utilization // Ecology, Economics, Education and Legislation: Conference Proceedings 16th International multidisciplinary scientific geoconference (SGEM 2016), Albena, 28 June-6 July 2016. – Sofia: STEF92 Technology Ltd, 2016 – Vol. 2–5. – P. 153–160. – DOI: 10.5593/SGEM2016/B53/S21.020.

© И. В. Шарф, М. Р. Цибульникова, 2018

ОЦЕНКА СТОИМОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ НА ОСНОВЕ МОДЕЛЕЙ EVA, SVA, MVA

Анна Сергеевна Гаврилина

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, бакалавр, тел. (913)488-23-34, e-mail: gavrilineaaa@gmail.com

В исследовании рассматриваются концепции экономической добавленной стоимости EVA, акционерной добавочной стоимости SVA и рыночной добавленной стоимости MVA. Проведен сравнительный анализ, разработана методика расчета, соответствующая российскому рынку нефтегазового сектора, а также выполнено апробирование на примере компании ОАО «Лукойл».

Ключевые слова: оценка стоимости, модели, EVA, SVA, MVA, нефтегазовый сектор, финансы, управление.

EVALUATION OF THE COST OF OIL AND GAS COMPANIES BASED ON MODELS EVA, SVA, MVA

Anna S. Gavrilina

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, BSc, phone: (913)488-23-34, e-mail: gavrilineaaa@gmail.com

The study examines the concepts of EVA, the shareholder value of SVA and the market value of MVA. A comparative analysis has been carried out, and a calculation methodology has been developed that corresponds to the Russian oil and gas market, as well as the testing of Lukoil.

Key words: valuation, models, EVA, SVA, MVA, oil and gas sector, finance, management.

Введение

При нарастающей глобализации экономики, конкуренции на мировых рынках и разнообразии финансовых инструментов все больше проявляется недостаточность традиционных методов к оценке финансовых результатов деятельности компании. В данных условиях необходим инструмент, позволяющий оценить отдачу от инвестированного капитала. Такой подход направлен на качественное улучшение стратегических и оперативных решений на всех уровнях организации за счет концентрации усилий сотрудников, принимающих решения, а также ключевых факторов роста стоимости.

В 1980–1990-х гг. появился целый ряд показателей, отражающих процесс создания стоимости компании. В данной работе рассмотрены наиболее известные из них – показатели EVA, SVA, MVA.

Поскольку приведенные выше концепции слабо освещены на российском рынке, определение возможности и разработка данных механизмов использо-

вания в финансовом управлении российскими компаниями являются актуальными задачами финансовой науки.

С помощью методов EVA, SVA, MVA компании могут рационально управлять своей деятельностью, основываясь на реальных показателях, а также определять долгосрочные перспективы.

Целью работы является оценка эффективности деятельности нефтегазовой компании ОАО «Лукойл» с использованием современных показателей EVA, SVA, MVA.

Для достижения поставленной цели автором были выполнены следующие задачи:

- 1) сравнительный анализ основных методических подходов к определению и расчету эффективности деятельности компании;
- 2) совершенствование алгоритма расчета показателей EVA, SVA, MVA с учетом современной оценки и моделирования входящих в них факторов;
- 3) расчет эффективности деятельности компании ОАО «Лукойл» на основе показателей EVA, SVA, MVA.

Методы и материалы

Основными материалами данной работы являются нормативно-правовые документы, прежде всего в области учета и отчетности по международным стандартам, а также исследования компаний «Deloitte&Touche» и «Ibboston Assosiates».

При подготовке исследования были использованы модели EVA, SVA, MVA, разработанные В. Stewart [1] и J. Stern [2], а также проведены сравнительный и структурно-аналитический анализы концепций с моделированием значений через влияющие факторы, которые присущи российскому рынку нефтегазового сектора. Данные факторы рассмотрены в работах [3–5].

Среди классических работ теории финансов были выделены труды F. Modigliani, M. Miller [6], E. Fama и W. Sharpe [6–8], где выведены принципы анализа стоимости фирмы, роль затрат на капитал в деятельности компании и способы их анализа.

D. Lessard, S. Godfrey и R. Espinosa, J. Estrada [9–11] предложили использовать модификации классической модели CAPM для определения ожидаемой доходности собственного капитала на развивающихся рынках, каким и является российский рынок.

За основу расчетов были взяты формулы (1–3):

$$EVA = NOPAT - WACC \times IC; \quad (1)$$

$$SVA_t = IC_t - IC_{t-1}; \quad (2)$$

$$MVA = GCV - BV. \quad (3)$$

Результаты и обсуждение

Сравнительный анализ основных методических подходов к определению и расчету эффективности деятельности компаний показал, что существует широкий круг показателей, позволяющих оценить эффективность. Автором выполнена классификация этих методов по увеличению полноты анализируемой информации и по сложности расчетов, которая позволила выделить несколько групп:

- 1) показатели роста Cash Flow, EPS Growth, EBIT Growth, Revenue Growth;
- 2) показатели возврата ROIC, RONA/ROCE, ROE;
- 3) возврат, рост и остаточный доход CVA, SVA, MVA, EVA, RORAC;
- 4) возврат, рост, остаточный доход, денежный поток CFROI, TBR.

Особое внимание заслуживают показатели EVA, SVA и MVA, так как они являются наиболее универсальными стоимостными показателями эффективности бизнеса. Они могут быть рассчитаны не только для предприятий, акции которых котируются на рынке, но и для закрытых компаний. В российских условиях это достаточно актуально.

Например, такие показатели, как EPS, ROE, ROA, ROIC, обладают рядом недостатков, которые не позволяют им корректно отражать деятельность фирмы. Они рассчитываются на основе бухгалтерской прибыли, а не денежного потока, в то время как инвесторы, как правило, больше внимания уделяют именно денежному потоку [10].

Для работы с показателями автором был разработан алгоритм их расчета, включающий следующие стадии: сбор первичной информации с дифференциацией по компаниям отрасли и группам показателей, оценка недостающих параметров с учетом особенностей российского рынка нефтегазового сектора.

Также был произведен расчет эффективности компании в отдельности, с учетом корректировок, обобщение и интерпретация результатов.

Особую сложность составила оценка WACC (4), который необходим для расчета показателя EVA:

$$WACC = R_e \times \frac{E}{V} + R_d \times (1 - t) \times \frac{D}{V}; \quad (4)$$

$$R_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) + S1 + S2 + S3. \quad (5)$$

Безрисковая ставка процента R_f определяется согласно доходности по 30-летним казначейским облигациям Правительства США на дату оценки. Премия за риск $(R_m - R_f)$ была оценена с учетом экономического положения России на мировом рынке.

Коэффициент β был скорректирован с учетом российской ставки на прибыль и отношением доли заемных средств компании к доли собственным.

Была учтена премия за становой риск $S1$ на основе кредитного рейтинга России и разницы в доходности облигаций. Также учтены премия за малую капитализацию $S2$ и премия за специфические риски $S3$, которые связаны с инвестированием в предприятие нефтегазового сектора.

В итоге была получена стоимость собственного капитала R_e , а также оценена стоимость заемного капитала R_d .

Подобным образом были оценены показатели акционерной добавленной стоимости SVA и рыночной добавленной стоимости MVA .

Выбор нефтегазовой компаний в качестве объекта исследования обусловлен тем, что газ, нефть и нефтепродукты являются главной статьей российского экспорта, что способствует росту доли нефтегазовых доходов в бюджете Российской Федерации [7–10].

Рассматриваемый период 2014–2016 гг. характеризуется постепенной подстройкой экономики к новым внешним и внутренним условиям. По итогам исполнения федерального бюджета в январе–феврале 2016 г. доля нефтегазовых доходов в общем объеме доходов составила лишь 37,4 % (данные Минфина РФ). Это самая низкая доля нефтегазовых доходов с августа 2009 г., если смотреть на помесечные данные Минфина РФ и Федерального казначейства.

Был проведен расчет эффективности деятельности компании ОАО «Лукойл» за период 2014–2016 гг., полученные результаты приведены в таблице.

Эффективность деятельности компании ОАО «Лукойл», 2014–2016 гг.

Показатель	2014	2015	2016
NOPAT, тыс. руб.	303 462 961	225 728 439	105 104 967
IC, тыс. руб.	1 362 546 187	1 610 849 390	1 484 415 574
WACC, %	15,74 %	18,01 %	19,71 %
EVA, тыс. руб.	89 059 506	-64 433 382	-187 545 188
Денежный поток от инвестиционных операций за год (CF), тыс. руб.	868 357 637	1 041 857 872	970 937 980
Коэффициент дисконтирования	0,86	0,72	0,58
Остаточная стоимость в конце года (TV), тыс. руб.	1 928 524 424	1 253 143 908	533 126 149
PV CF, тыс. руб.	1 004 998 053	1 451 001 829	1 665 848 330
PV TV, тыс. руб.	2 231 987 385	1 745 261 183	914 690 045
Инвестированный капитал, тыс. руб.	3 236 985 438	3 196 263 012	2 580 538 375
SVA, тыс. руб.	0	-40 722 426	-615 724 636
Рыночная капитализация (GCV), тыс. руб.	1 723 581 000	1 570 000 000	2 750 000 000
Балансовая стоимость собственного капитала (BV), тыс. руб.	1 134 098 113	1 301 245 847	1 324 839 090
MVA, тыс. руб.	589 482 887	268 754 153	1 425 160 910

Положительное значение EVA наблюдается только в 2014 г., несмотря на снижение чистой прибыли уже в этом году, обусловленное снижением мировых цен на углеводороды, в особенности в четвертом квартале, а также убытками от списания сухих скважин и обесценения активов, относящихся к сегментам геологоразведки и добычи и переработки, и сбыта [8–10]. В 2015–2016 гг. данные изменения уже существенно повлияли на показатель EVA. К 2016 г. он снизился уже практически в два раза. Это также связано с высокой стоимостью привлекаемых заемных средств.

В 2015 г. компания увеличила инвестиции, однако это не позволило сохранить EVA на положительном уровне, сокращение инвестиций в 2016 г. также не улучшило ситуацию.

В 2015–2016 гг. наблюдается отрицательное значение SVA, которое свидетельствует об уменьшении рыночной стоимости ОАО «Лукойл». К 2016 г. данная величина сократилась в 15 раз. Собственники теряют капитал, вложенный в предприятие, за счет потери альтернативной доходности, мероприятия по использованию инвестированного капитала неэффективны.

За весь анализируемый период наблюдается положительная величина MVA. Таким образом, можно сделать вывод о том, что отдача от инвестированного капитала покрывает затраты на его привлечение, что создает основу роста стоимости компании. Однако стоит учесть тот факт, что рыночная добавленная стоимость не дает ответа, когда (в каком периоде) создается или разрушается стоимость компании, а только устанавливает сам факт данного процесса.

Заключение

Как можно заметить, показатели EVA, SVA, MVA сильно разнятся в своих значениях, тем самым подводя к разным выводам, поэтому необходимо обеспечить интеграцию разрабатываемой системы с системой бюджетирования, управленческого и финансового учета. Тем не менее с помощью расчетов можно понять, какие факторы влияют на эффективность деятельности компании.

Применение системы стоимостного управления может служить ключом к увеличению инвестиционной привлекательности компании, прибыльности и стоимости.

Статья подготовлена в рамках интеграционного проекта ИП-22ПН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.
2. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.

3. Strategy of development of an oil-and-gas complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. – 2009. – P. 14–17.
4. Modigliani F., Miller M. The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment // *American Economic Review*. – 1958. – N 6. – P. 261–297.
5. Fama E., MacBeth J. Risk, Return and Equilibrium: Empirical Tests // *Journal of Political Economy*. – 1973. – N 1. – P. 607–636.
6. Rappaport A. *Creating Shareholder Value*. – New York: The Free Press, 1997.
7. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. – 2013. – P. 4–8.
8. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // *Russian Geology and Geophysics*. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.
9. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia / A. E. Kontorovich, A. G. Korzhubaev, A. G. Filimonova, L. V. Eder / *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. – P. 24–27.
10. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.

© A. C. Гаврилина, 2018

ВЛИЯНИЕ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ НА ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РОССИИ

Дарья Михайловна Черепанова

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (913)713-52-31, e-mail: 98dasha06@mail.ru

В настоящей статье с помощью методов парной линейной корреляции проверяется, насколько Россия подвержена влиянию «ресурсного проклятья». В ходе исследования была рассмотрена взаимосвязь между отраслевой структурой ВВП. Построенная модель подтверждает высокую связь между ценами на нефть и основными макроэкономическими показателями. В результате проведенного исследования следует сделать вывод о формировании в России ресурсно-инерционной модели развития.

Ключевые слова: природные ресурсы, ресурсное проклятье, экономический рост.

INFLUENCE OF NATURAL RESOURCES ON ECONOMIC DEVELOPMENT OF RUSSIA

Darya M. Cherepanova

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, phone: (913)713-52-31, e-mail: 98dasha06@mail.ru

In this article, using pairwise linear correlation methods, it is checked how much Russia is affected by the "resource curse". The study examined the relationship between the sectoral structure of GDP. The constructed model confirms the high correlation between oil prices and the main macroeconomic indicators. As a result of the conducted research it is necessary to draw a conclusion about the formation of a resource-inertial model of development in Russia.

Key words: natural resources, resource curse, economic growth.

Введение

За последние десятилетия значительно возрос интерес к проблеме «ресурсного проклятья». В экономической литературе были получены удивительные результаты: страны с ограниченными природными ресурсами, такие как Южная Корея, Тайвань, Гонконг и Сингапур, были одними из самых быстрорастущих экономик, в то время как страны, богатые ресурсами, такие как Конго, Сьерра-Леоне, Венесуэла и Нигерия, показали самый низкий экономический рост. Известно, что экономика России в существенной степени имеет сырьевую направленность с доминированием нефтегазового сектора. В связи с этим возникает вопрос, насколько экономика России подвержена влиянию «ресурсного проклятья». Понимание совокупности последствий влияния конъюнктуры мировых энергетических рынков на совокупность макроэкономических показателей определяет актуальность проводимого исследования.

Целью исследования было установить, как ресурсная зависимость России коррелирует с экономическим ростом с 2000 по 2017 г.

Материалы и методы

Для анализа были рассмотрены данные Федеральной службы государственной статистики с 1999 по 2017 г. Автором статьи построена парная линейная корреляция между ценами на нефть (доходами от экспорта) и различными составляющими ВВП.

В связи с тем, что существует несколько методов расчета ВВП (производственный, по источникам доходов и по элементам конечного использования), корреляция была построена для каждой группы показателей в отдельности. Первая группа включает в себя отрасли народного хозяйства: добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, транспорт и связь, финансовая деятельность, сельское хозяйство и т. д. Вторая группа показателей включает источники доходов: оплата труда наемных работников, чистые налоги на производство и импорт, валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы. Третья группа – это элементы конечного спроса: расходы на конечное потребление, валовое накопление, экспорт, импорт.

Цены были пересчитаны из текущих в постоянные. Для того чтобы избавиться от корреляционных трендов, сделан переход к приростным показателям.

Результаты и обсуждение

Под «ресурсным проклятьем» понимается тенденция стран, богатых природными ресурсами, иметь медленный экономический рост. Проблема «ресурсного проклятья» является актуальной в настоящее время, и данному явлению уделяется большое внимание в зарубежной экономической литературе. Краткий обзор противоположных точек зрения о влиянии ресурсной зависимости на экономический рост представлен в табл. 1.

Таблица 1

Краткий обзор литературы

	Авторы	Выводы
Основные подходы	Stijns (2006); Daniele (2011); Shao и Yang (2014); Atkinson и Hamilton (2003); Gylfason и Zoega (2006); Mehлум (2006)	Наличие отрицательной связи между ресурсной зависимостью и развитием человеческого капитала, сбережениями, инвестициями.
Критика	Lederman и Maloney (2007), Brunnschweiler и Bulte (2008), Alexeev и Conrad (2009), Boyce и Emery (2011)	Ресурсная зависимость не влияет на экономический рост, а обилие ресурсов положительно влияет на рост и институциональное качество.

Следует отметить, что «ресурсное проклятье» оказывает негативное влияние на основные социально-экономические показатели страны. В России происходило значительное ухудшение основных макроэкономических показателей (инфляции, темпов производства и т. д.) в период кризисных явлений и резких

флуктуаций цен на нефть [1–3]. Вследствие ухудшения показателей происходит снижение конкурентоспособности экономики страны и сокращение производства в отраслях, не связанных с добычей [4–6].

Построенная модель парной линейной корреляции подтверждает высокую связь между ценами на нефть и основными макроэкономическими показателями.

Можно выделить некоторые особенности реагирования отраслей народного хозяйства:

- 1) наличие лага в 1 год;
- 2) разный характер отраслей:
 - отрасли потребительской сферы;
 - отрасли производственной сферы;
- 3) каждая сфера имеет определенную специфику реагирования на изменения цен на нефть.

Сравнение различных составляющих ВВП показало, что наиболее связаны с ценами на нефть отрасли, ориентированные на потребительский сектор. Некоторые показатели неоднозначно реагировали на изменения.

В государственном секторе наблюдаем высокий коэффициент детерминации (0,7301), что свидетельствует о существенном влиянии цен на нефть на данную отрасль. Тем не менее в последние годы связь была менее значимой в связи с расходом резервов, которые государство накопило в предыдущий период падения цен на нефть.

Сырьевая направленность экономики России характеризуется значительной ролью добывающих отраслей. Добывающие отрасли реагировали на изменения меньшими темпами в связи с инерционным развитием отрасли и длительным периодом инвестирования, так как между началом реализации проекта по разработке и началом добычи может пройти большое количество времени. Важно отметить, что добывающие отрасли реагировали на изменения не напрямую, а с помощью рыночного механизма (в связи с флуктуациями мирового спроса и предложения). Динамика добывающих отраслей определяется состоянием минерально-сырьевой базы, сырьевая база, в свою очередь, подстраивается под цены на нефть.

При росте доходов населения в отрасли обрабатывающих производств возникает спрос прежде всего на потребительские товары (пищевая продукция, текстильное и швейное производство, производство кожи и обуви). Кроме того, при высоких ценах на сырье у государства через субсидирование появляется возможность проводить программы по поддержке отдельных отраслей обрабатывающих производств [7–9].

Мы наблюдаем существенную взаимосвязь между ценами на нефть и торговлей, образованием, транспортом и связью.

Связь между сельским хозяйством, рыболовством, строительством и ценами на нефть отсутствует в связи с наличием других значимых факторов (например, сезонность). Коэффициенты детерминации по каждой из отраслей приведены в табл. 2.

Таблица 2

**Коэффициенты детерминации между ценами на нефть
и отраслями народного хозяйства**

Отрасль	R ²	Отрасль	R ²
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	0,489	Транспорт и связь	0,6138
Рыболовство, рыбоводство	0,4271	Финансовая деятельность	0,4244
Добыча полезных ископаемых	0,7753	Операции с недвижимым имуществом	0,473
Обрабатывающие производства	0,6976	Государственное управление	0,7301
Производство и распределение электроэнергии, газа, воды	0,4873	Образование	0,7959
Строительство	0,4386	Здравоохранение и предоставление социальных услуг	0,5967
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, бытовых изделий	0,8211	Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	0,4662
Гостиницы и рестораны	0,464	Деятельность домашних хозяйств	0,3998

При рассмотрении структуры ВВП по источникам доходов обнаруживается существенная связь ($R^2 = 0,8807$) между чистыми налогами на производство и импорт и ценами на нефть (доходами от экспорта). Такую высокую зависимость можно объяснить увеличением налогового бремени, прежде всего на нефтегазовый сектор [10, 11]. Валовая прибыль экономики сильно коррелирует с ценами на нефть в связи с тем, что происходит скрытая национализация и монополизация высокодоходных отраслей. В результате возрастает доля доходов государства. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Таблица 3

Коэффициенты детерминации между ценами на нефть и источниками доходов

Элементы	R ²
Оплата труда наемных работников	0,5961
Чистые налоги на производство и импорт	0,8807
Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы	0,7492

В табл. 4 показана корреляция между составляющими ВВП по элементам конечного использования и ценами на нефть. Большое внимание следует уделить роли экспорта. Россия является крупнейшим экспортером сырья, в частности нефти и газа. Именно нефтегазовый сектор вносит значительный вклад в увеличение доходов государства.

Коэффициенты детерминации между ценами на нефть
и элементами конечного спроса

Элементы	R ²
Расходы на конечное потребление	0,5875
Расходы на конечное потребление домашних хозяйств	0,5583
Расходы на конечное потребление государственного управления	0,5509
Расходы на конечное потребление некоммерческих организаций, обслуживающих домашние хозяйства	0,1511
Валовое накопление	0,5503
Валовое накопление ОК	0,5526
Экспорт	0,7725
Импорт	0,5072

Заключение

Таким образом, нефтегазовый комплекс играет ключевую роль в экономике России и волатильность цен на нефть оказывает существенное влияние на динамику основных макроэкономических показателей. Можно сделать вывод о том, что в России сложилась ресурсно-инерционная модель развития, при которой рост экономики возможен при постоянно растущих ценах на нефть. Анализ модели парной линейной корреляции показал, что для российской экономики характерна большая зависимость от цен на нефть (доходов от экспорта) отраслей, ориентированных на потребительскую сферу.

Неспособность страны трансформировать высокие доходы от экспорта природных ресурсов в эффективные производства с высокой производительностью труда, развитую инфраструктуру, развитие человеческого капитала приводит к целому ряду макроэкономических и структурных негативных последствий. В связи с этим приоритетом в проведении фискальной и денежно-кредитной политики государства должно стать усиление положительных тенденций в экономике при одновременном устранении отрицательных.

Статья подготовлена в рамках интеграционного проекта ИП-66ПН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.
2. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia / A. E. Kontorovich, A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – P. 24–27.
3. Strategy of development of an oil-and-gas complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2009. – P. 14–17.

4. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.
5. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.
6. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
7. Eder L. V., Nemov V. Y. Forecast of energy consumption of vehicles // Studies on Russian Economic Development. – 2017. – Vol. 28 (4). – P. 423–430.
8. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation / L. V. Eder, I. V. Filimonova, V. Y. Nemov, I. V. Provornaya // Economy of Region. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 859–870.
9. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 719–726.
10. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.
11. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2013. – P. 4–8.

© Д. М. Черепанова, 2018

СТРУКТУРНЫЕ СДВИГИ В МИРОВОЙ СИСТЕМЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Ирина Викторовна Проворная

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)333-28-14, e-mail: ProvornayaIV@gmail.com

В настоящее время энергетические ресурсы играют важную роль в мировой экономике и в экономической жизни каждой страны. В работе рассмотрено современное состояние мировой системы энергообеспечения, выявлены основные тенденции развития мировой энергетики, определены факторы, влияющие на долгосрочное развитие энергетических рынков, дан прогноз энергопотребления в мире. На основе предложенного подхода показано, что продолжится рост производства и потребления ископаемых энергоносителей.

Ключевые слова: энергопотребление, тенденции, виды энергии, развитые страны, развивающиеся страны, мир, прогноз.

STRUCTURAL SHIFTS IN THE WORLD SYSTEM OF ENERGY CONSUMPTION

Irina V. Provornaya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)333-28-14, e-mail: ProvornayaIV@gmail.com

At present, energy resources play an important role in the world economy and in the economic life of each country. The paper considers the current state of the global energy supply system, identifies the main trends in the development of world energy, identifies factors affecting the long-term development of energy markets, and forecasts the world's energy consumption. Based on the proposed approach, it is shown that the growth of production and consumption of fossil fuels will continue.

Key words: energy consumption, trends, types of energy, developed countries, developing countries, world, forecast.

Введение

В настоящее время энергетические ресурсы играют важную роль как в мировой экономике, так и в экономической жизни каждой отдельной страны [1, 2]. Правильный анализ устойчивых тенденций в России и мире в сфере добычи и потребления энергетических ресурсов необходим для формирования эффективной системы государственного регулирования топливно-энергетического комплекса [3]. Анализ развития энергетической системы в мире особенно актуален для стран, ориентирующихся на экспорт сырья, которые должны внимательно следить за рынком и прогнозировать его колебания и тенденции [4, 5].

Так, целью научной работы является исследование структурных сдвигов в мировой системе энергопотребления. В соответствии с целью исследования в работе определены следующие задачи:

- определить современное состояние мировой системы энергообеспечения;
- выявить основные тенденции развития мировой энергетики;
- определить факторы, которые будут влиять на развитие энергетики в странах и регионах мира;
- сделать прогноз развития мирового энергопотребления.

Теоретическая и практическая значимость научной работы заключается в разработке вариантов развития мировой энергетической системы.

Материалы и методы

Для выявления тенденций развития и современного состояния энергопотребления в мире будут использованы методы эмпирического, сравнительного и аналитического анализа, методы классификации данных, общеметодологические принципы научного исследования.

Для прогнозирования мировой энергетики будет применен методический подход (IPGG Energy Forecast), разработанный в ИНГГ СО РАН, который основан на совокупности экономических методов (регрессионный анализ, многофакторный, панельные данные, конвергенция).

В работе будут использованы статистические данные международного энергетического агентства (IEA), Министерства энергетики США (EIA), Организации стран-экспортеров нефти (OPEC), мировых нефтегазовых компаний (British Petroleum, Exxon Mobil, Shell).

Рассмотрены отечественные и зарубежные научные работы, найденные в системах Scopus, Web of Science, eLIBRARY.ru.

Результаты и обсуждение

В условиях наличия локальных подъемов и спадов производства и потребления энергии в мире, политических и экономических кризисов, цикличности развития мировой экономики происходит постепенное увеличение объемов энергопотребления в мире (рис. 1). Суммарное потребление энергетических ресурсов в мире за последние 40 лет в 2 раза превысило их использование за всю предыдущую историю развития человечества с палеолита [6]. Так, первой тенденцией развития мировой энергетики является непрерывный рост производства и потребления энергии.

Быстрый рост энергопотребления (в 1950–2015 гг. в 7 раз) был обусловлен как быстрым возрастанием численности населения (в 3 раза), так и значительным увеличением потребления энергии на одного человека (в 2,5 раза). В свою очередь, потребление энергии на одного человека связано с научно-техническим прогрессом и развитием экономики, промышленности, товарного производства, а также с применением новых технологий использования энер-

гии (паровой двигатель, двигатель внутреннего сгорания, электрификация городов), добычи и транспорта ископаемых энергетических ресурсов, использования нефти и газа в качестве сырья для производства товаров народного потребления.

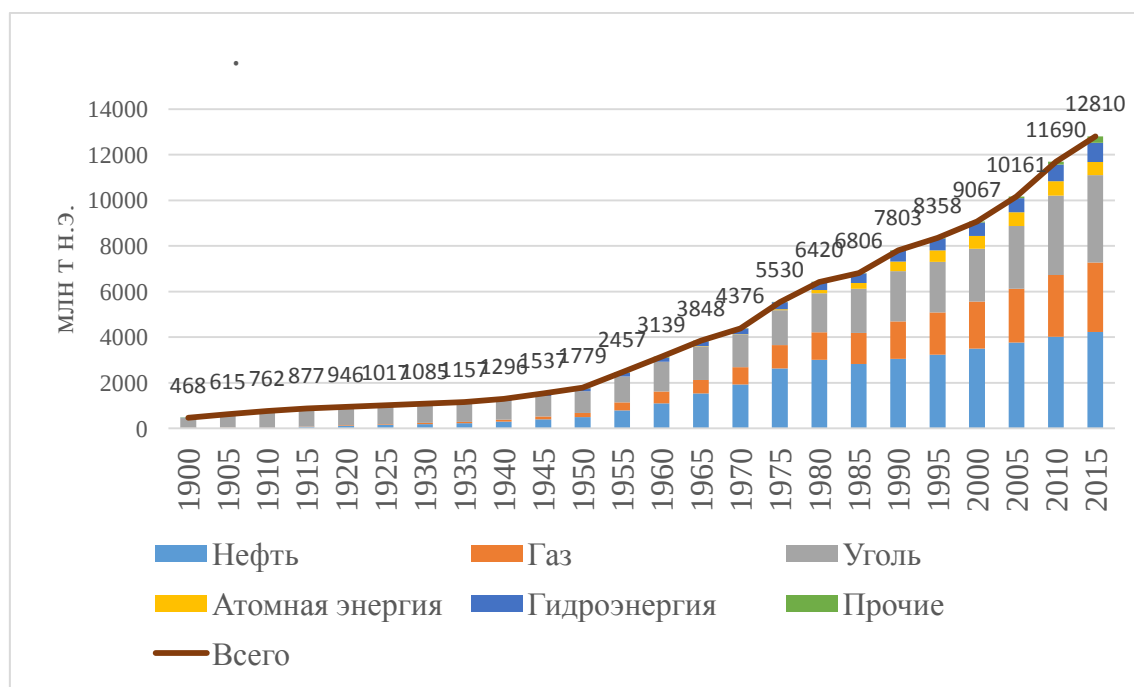


Рис. 1. Мировое энергопотребление ресурсов в 1900–2015 гг.

В качестве второй тенденции развития мировой энергетики можно выделить рост потребления всех без исключения энергоносителей (нефть, газ, уголь, атомная энергия, гидроэнергия, альтернативные источники энергии) [7].

Третья тенденция плавно вытекает из второй. По мере развития цивилизации происходит значительная диверсификация и расширение спектра потребляемых энергоносителей – третья тенденция.

В последнее столетие динамика и структура использования различных энергоносителей была крайне неравномерной. Можно выделить несколько этапов, для которых характерно доминирование и быстрое развитие различных источников энергии (рис. 2):

- до 1990-х гг. – доминирование угля в структуре ТЭБ;
- 1900–1950 гг. – доминирующее положение угля при начале быстрого наращивании использования нефти;
- 1950–1970 гг. – доминирование использования нефти в структуре ТЭБ, постепенное возрастание роли газа;
- 1970 г. – расширение использования возобновляемой энергии (атомной и гидроэнергии);
- 1970-е гг. – резкое расширение доли газа в структуре ТЭБ;

- 2000-е гг. – резкое наращивание использования альтернативной энергетики.

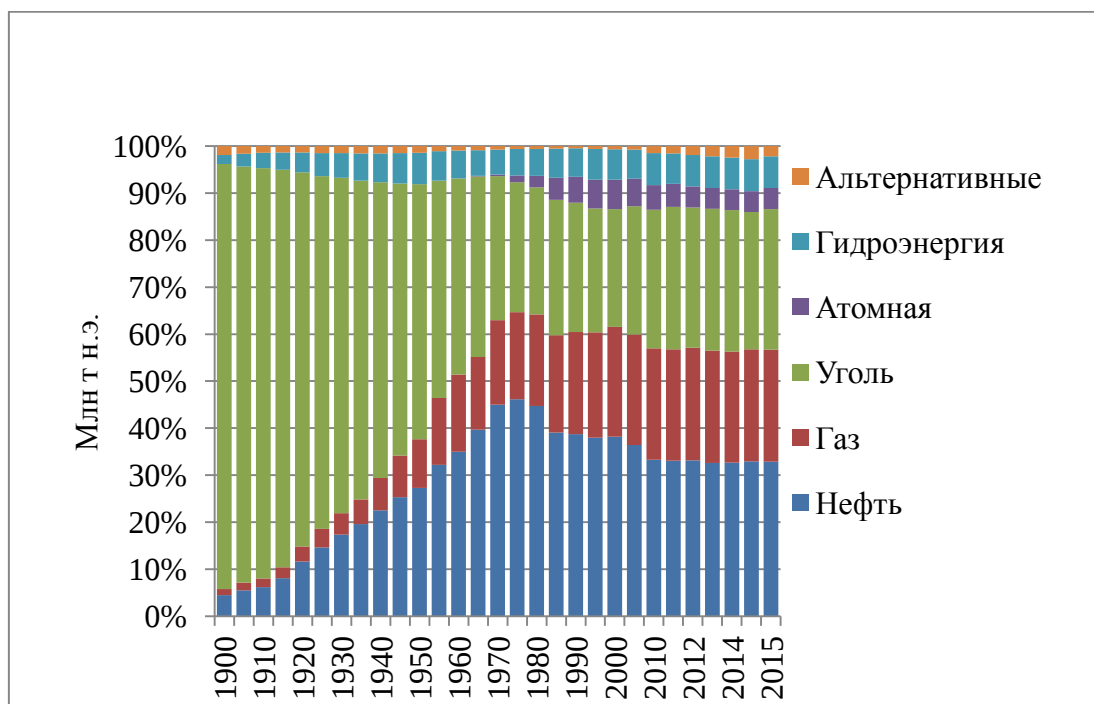


Рис. 2. Структура мирового потребления энергетических ресурсов по типам в 1900–2015 гг.

Четвертой закономерностью развития мировой энергетической системы является неравномерность размещения основных центров добычи и потребления энергетических ресурсов, что в условиях глобализации определяет международный характер их поставок.

Пятая тенденция – неравномерность энергопотребления в развитых и развивающихся странах мира. Около 21 % населения развитых стран мира потребляет около 65 % всех энергоресурсов. При этом около 70 % населения Земли из развивающихся стран потребляет около 30 % всей производимой энергии в мире.

В качестве факторов, которые будут влиять на долгосрочное мировое развитие, можно выделить:

- рост населения Земли;
- разница в удельном энергопотреблении (энергопотребление на душу населения и единицу ВВП) в развитых и развивающихся странах мира;
- неравномерность распределения и ограниченность ресурсов традиционных углеводородов и угля в мире, что неизбежно приведет к достижению пиков их добычи в 21 в.;
- нежелание крупнейших компаний и ряда правительств вкладывать долгосрочные инвестиции в поиски и разведку новых месторождений углеводородов;

- быстрое развитие технологий добычи нетрадиционных углеводородов;
- сдерживание развития атомной энергетики со стороны населения и правительств стран мира;
- неустойчивая динамика цен на энергоносители в мире;
- рост использования альтернативных источников энергии при ограниченности и высокой их стоимости;
- рост экологических требований к использованию энергоресурсов.

Для построения прогноза мирового энергопотребления в работе применен программный комплекс IPGG Energy Forecast, который разработан в ИНГГ СО РАН [7, 8]. IPGG Energy Forecast основан на совокупности экономических методов (регрессионный анализ, многофакторный, панельные данные, конвергенция) и реализован частично в Microsoft Excel и в специализированном пакете статистической обработки данных Stata 13.

Программный комплекс состоит из 7 блоков: анализ современного состояния и прогноз исчерпаемости сырьевой базы по крупным макрорегионам; прогноз структуры топливно-энергетического баланса; прогноз изменения энергопотребления на душу населения с разделением по макрорегионам; прогноз потребления энергоресурсов с учетом глубокой переработки, транспорта, коммунально-бытового, промышленного, нефтегазохимического и других секторов; неравномерность развития регионов и энергосбережения; прогноз поставок энергоресурсов с учетом быстро меняющейся волатильной экономической и политической конъюнктуры; прогноз выбросов CO₂; прогноз экономических показателей [9, 10].

На основе предложенного методического подхода показано, что продолжится рост потребления энергии в мире. За период 2016–2040 гг. потребление энергии возрастет чуть более чем в 1,3 % – с 13,3 до 17,4 млрд т н.э. Основной рост энергопотребления будет происходить в развивающихся странах, прежде всего в Азиатско-Тихоокеанском регионе [11]. Ожидается стагнация либо снижение энергопотребления в развитых странах.

Продолжится рост добычи и потребления ископаемых энергоносителей (рис. 3). При этом добыча углеводородов будет расти более медленными темпами, чем производство альтернативной и возобновляемой энергии. И будет стагнация потребления угля [12].

Заключение

Среди основных тенденций развития мировой энергетики можно выделить непрерывный рост производства и потребления энергии по всем без исключения энергоносителям, по мере развития цивилизации происходит значительная диверсификация и расширение спектра потребляемых энергоносителей, неравномерность размещения основных центров добычи и потребления энергетических ресурсов, неравномерность энергопотребления в развитых и развивающихся странах мира.

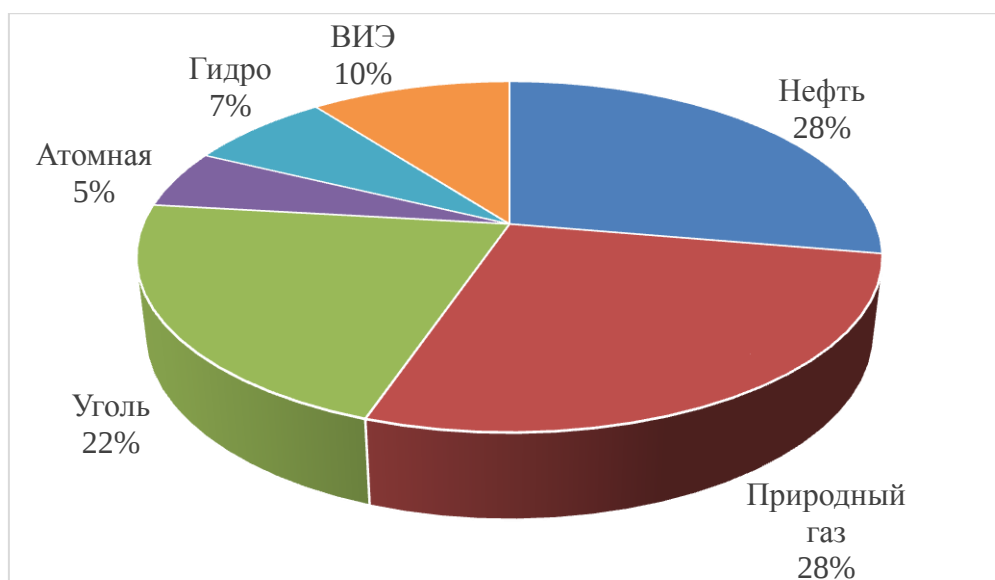


Рис. 3. Прогноз структуры мирового энергопотребления по видам энергии в 2040 г.

На основе предложенного подхода показано, что продолжится рост производства и потребления ископаемых энергоносителей. При этом добыча углеводородов будет расти более медленными темпами, чем производство альтернативной и возобновляемой энергии.

Статья выполнена в рамках грантов РФФИ-а (17-06-00537) «Разработка научных основ рационального использования углеводородного сырья для повышения эффективности функционирования нефтегазового комплекса России в интересах государства и бизнеса», гранта президента МД-6476.2018.6 «Развитие научных основ прогнозирования производства и потребления энергетических ресурсов в России и мире с учетом крупных структурных сдвигов в мировом энергопотреблении, межтопливной конкуренции, альтернативных источников, экологии».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А. Э., Эдер Л. В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.
2. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.
3. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2013. – P. 4–8.
4. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.

5. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.
6. BP Statistical Review of World Energy. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>.
7. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
8. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.
9. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 719–726.
10. Kontorovich A. E., Epov M. I., Eder L. V. Long-term and medium-term scenarios and factors in world energy perspectives for the 21st century // 2014 Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Vol. 55 (5–6). – P. 534–543.
11. International Energy Annual 2016 / U.S. Energy Information Administration. Office of Energy Markets and End Use. – Washington, 2016.
12. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation / L. V. Eder, I. V. Filimonova, V. Y. Nemov, I. V. Provornaya // Economy of Region. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 859–870.

REFERENCES

1. Kontorovich A. Je., Eder L. V. Novaja paradigma strategii razvitija syr'evoj bazy neftedobyvajushhej promyshlennosti Rossijskoj Federacii // Mineral'nye resursy Rossii. Jekonomika i upravlenie. – 2015. – № 5. – S. 8–17.
2. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.
3. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2013. – P. 4–8.
4. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.
5. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.
6. BP Statistical Review of World Energy. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>.
7. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
8. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.

9. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 719–726.
10. Kontorovich A. E., Epov M. I., Eder L. V. Long-term and medium-term scenarios and factors in world energy perspectives for the 21st century // 2014 Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Vol. 55 (5–6). – P. 534–543.
11. International Energy Annual 2016 / U.S. Energy Information Administration. Office of Energy Markets and End Use. – Washington, 2016.
12. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation / L. V. Eder, I. V. Filimonova, V. Y. Nemov, I. V. Provornaya // Economy of Region. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 859–870.

© И. В. Проворная, 2018

ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ УЧАСТКАХ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В СИБИРИ

Михаил Владимирович Мишенин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)333-28-14, e-mail: Mishenin.Mihail@ya.ru

В последние годы поступления в федеральный бюджет от лицензирования участков недр сократились более чем в 3 раза. Сокращение связано с тем, что последние крупные месторождения в нефтедобывающем регионе – ХМАО уже распределены. В настоящее время фактически не осталось значимых объектов, которые были бы способны генерировать объем платежей в бюджет от лицензирования. С уменьшением средней стоимости участков недр происходит рост количества конкурсов, что стимулирует спрос на эти участки со стороны малых независимых производителей.

Ключевые слова: разовый платеж, субъект РФ, ресурсы, нефть, газ, запасы, лицензионная политика, аукцион, эффективное пользование, конкурс, участок недр, лицензирование, стоимость, недропользование.

MAIN TRENDS OF LICENSING AT OIL AND GAS SITES LOCATED IN SIBERIA

Mikhail V. Mishenin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)333-28-14, e-mail: Mishenin.Mihail@ya.ru

In recent years, federal budget revenues from licensing subsoil plots have declined by more than three times. The reduction is because the last large deposits in the oil-producing region – KhMAO have already been distributed. Currently, in fact, there are no significant objects that would be able to generate a volume of payments to the budget from licensing. With the decrease in the average cost of subsoil plots, there is an increase in the number of competitions, which stimulates demand for these interests from small independent producers.

Key words: One-time payment, subject of the Russian Federation, resources, oil, gas, stocks, licensing policy, auction, effective use, tender, subsoil block, licensing, cost, subsoil use.

Введение

В последние десятилетия наметилась устойчивая тенденция смены парадигмы развития нефтегазового комплекса России. Если ранее нефтегазовый комплекс страны был ориентирован преимущественно на разработку уникальных и крупных месторождений, то в настоящее время большее внимание уделяется освоению мелких и мельчайших месторождений углеводородов [2]. Эту тенденцию наглядно демонстрируют результаты конкурсов и аукционов на

право пользования недрами в России, что обуславливает высокую актуальность проводимого исследования.

Так, целью научной работы является проведение анализа основных тенденций в области лицензирования участков недр, содержащих углеводороды в России, и оценка их удельной стоимости. В соответствии с целью исследования в работе определены следующие задачи:

- проанализировать структуру и географию проведенных конкурсов и аукционов на право пользования недрами по субъектам Федерации;
- исследовать и структурировать данные по размеру стартового и итогового разового платежа за право пользования недрами в России;
- изучить особенности современной организационной структуры лицензирования в России;
- провести анализ данных по категориям запасов и ресурсам углеводородов на участках недр, выставленных на конкурс или аукцион в России;
- рассчитать и дать сравнительную характеристику средней стоимости участка недр, содержащего углеводороды в России.

Теоретическая и практическая значимость научной работы заключается в выявлении особенностей организационной структуры распределения участков недр, что может быть применено при формировании эффективной системы государственного регулирования.

Материалы и методы

Для выявления основных направлений развития и современного состояния лицензионной политики использовались методы эмпирического, сравнительного и аналитического анализа, методы классификации данных, общеметодологические принципы научного исследования.

В работе использованы статистические данные Федерального агентства по недропользованию, данные Росстата и публикуемая статистика в ежегодных бюллетенях «Недропользование в России».

Рассмотрены отечественные и зарубежные научные работы, найденные в системах Scopus, Web of Science, eLIBRARY.RU.

Результаты и обсуждение

Стартовый и итоговый размеры разового платежа за пользование недрами в России.

Средний итоговый размер разового платежа в России в 2017 г. составил 588,3 млн руб. за участок недр, что меньше значения 2015 г. почти в 4 раза. Однако в некоторых регионах России (на Дальнем Востоке и в Европейской части) этот показатель увеличился в 4–5 раз, а в Западной Сибири сократился почти в 15 раз, в Восточной Сибири – более чем в два раза. Лидерами среди регионов России по средней стоимости итогового размера разового платежа являются ХМАО – 6726,5 млн руб., Оренбургская область – 2565,8 млн руб. и Краснояр-

ский край – 871,2 млн руб. [4]. Наибольший прирост итоговой стоимости разового размера платежа за период 2015–2017 гг. демонстрирует Оренбургская область, увеличив этот показатель более чем в 30 раз, и Республика Коми, увеличив его более чем в 17 раз. Больше всех сократился средний итоговый размер разового платежа в Пермском крае (более чем в 25 раз) и ЯНАО (более чем в 8 раз) (таблица).

Стартовый и итоговый размеры разового платежа за пользование недрами

Субъект Федерации	Стартовый размер разового платежа			Итоговый размер разового платежа		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Европейская часть России	2520	2366	18068	3133	3464	21035
Астраханская область	6			7,0		
Волгоградская область			12		18	13
Краснодарский край	47			52		
НАО	17			169		
Оренбургская область	359	34	16103	413	493	17961
Пермский край	692	185	18	771	263	20
Республика Адыгея			0			1
Республика Башкортостан	1			1		
Республика Дагестан		6			7	
Республика Калмыкия	3		7	7		9
Республика Коми	43	87	395	51	171	435
Республика Удмуртия	216	184	350	355	332	352
Ростовская область		16	1		18	1
Самарская область	1099	1419	762	1267	1624	1738
Саратовская область	37	435	24	41	538	68
Свердловская область			30			36
Ульяновская область			364			401
Западная Сибирь	43725	4309	6974	103469	9832	6991
ХМАО	41345	2592	6725	99336	4313	6727
ЯНАО	1642	1662	249	3422	5458	264
Томская область	737			711		
Тюменская область		55			61	
Восточная Сибирь	3662	37	665	5030	37	2248
Красноярский край	3629	37	582	4771	37	1742
Иркутская область	33		83	250		505
Континентальный шельф						
Дальний Восток	638	0,0	238	1315	0,0	5587
Республика Саха (Якутия)	593		230	1266		5577
Сахалинская область	45		9	50		9
Всего	50545	6713	25943	112947	13333	35887

Источник: Бюллетень «Недропользование в России» за 2015, 2016, 2017 гг.

Самым дорогим участком, приобретенном в 2017 г., стал участок, содержащий Могутовское нефтяное месторождение, расположенное в Оренбургской области, который выиграл ЗАО «Антипинский НПЗ» на конкурсной основе за 8,7 млрд руб. Эта же компания приобрела третий по стоимости участок, содержащий часть Воронцовского нефтяного месторождения, за 6,2 млрд руб. Второй по стоимости участок – Гавриковский, расположенный в ХМАО, недропользователем стала компания «НЗПН Трейд», получив его за 6,7 млрд руб. [10].

Большая часть дохода федерального бюджета от проведенных конкурсов и аукционов на право пользования участками недр, содержащих углеводородное сырье, сформирована малыми независимыми нефтяными компаниями, в то время как вертикально-интегрированные компании последние годы в гораздо меньшей степени участвуют в процессе лицензирования участков недр [7]. Это связано с тем, что ВИНК, с одной стороны, имеют достаточно высокие показатели обеспеченности сырьевой базой для реализации текущих проектов, с другой стороны – российские majors заинтересованы преимущественно в крупных активах и в меньшей степени участвуют в конкурсах и аукционах на право геологического изучения, разведки и разработки участков, содержащих небольшой объем запасов и ресурсов углеводородов.

В 2017 г. большую часть дохода федерального бюджета от проведенных конкурсов и аукционов на право пользования участками недр, содержащих углеводородное сырье, внесла компания ЗАО «Антипинский НПЗ» (16,1 млрд руб). Компания участвовала в трех конкурсах на право разведки и добычи месторождений в Оренбургской области – частей Воронцовского (запасы категории C1 – 18,2 млн т), Гремячевского (запасы категорий C1+C2 – 5,6 млн т), а также в целом Могутовского (запасы категории C1 – 21,7 млн т). По итогам 2017 г. из всех распределенных активов именно участки недр Оренбургской области представляли интерес для компаний, поскольку содержали запасы нефти высокодостоверных категорий – C1 и C2 [3].

В 2017 г. по результатам состоявшихся конкурсов и аукционов на право пользования участками недр, содержащих углеводороды, самым перспективным регионом стала Волгоградская область (Европейская часть страны), где на торги было выставлено 6,1 млн т запасов нефти категории C2, или 41 % от всех запасов нефти этой категории [5]. Также значительные запасы нефти были выставлены на торги в Самарской области (запасы нефти категории C1 – 5 млн т (11 %), категории C2 – 2,2 млн т (15 %) и ресурсов категорий D1л+D1+D2 – 26 млн т (7 %)) и в Республике Коми (запасы нефти категории C1 – 1,9 млн т (4 %), категории C2 – 2,5 млн т (17 %)). В Западной Сибири это, безусловно, ХМАО с запасами нефти категории C1 – 37 млн т (80 %), категории C2 – 3,2 млн т (21,5 %) [9].

По итогам состоявшихся конкурсов и аукционов в Европейской части самым перспективным регионом считается Волгоградская область с запасами природного газа категории C2 – 32,8 млрд куб. м (97 % от суммарных запасов этой категории). В Западной Сибири это, безусловно, ЯНАО с запасами газа ка-

тегории С1 – 8,2 млрд куб. м (97 %), категории С2 – 0,8 млрд куб. м (2 %). В Восточной Сибири лидером по объему ресурсов газа на участках недр, выставленных на конкурсы и аукционы, является Красноярский край с ресурсами категорий D1л+D1+D2 – 143,6 млрд куб. м (100 %), на Дальнем Востоке – Республика Саха (Якутия) с ресурсами категорий D1л+D1+D2 – 422,3 млрд куб. м (62 %) [6].

Заключение

По результатам проведенных аукционов и конкурсов большинство торгов было проведено в Европейской части, высокий показатель характерен для Дальнего Востока. Такое высокое значение по Европейской части РФ – благодаря значительному количеству локализованных и открытых мелких и мельчайших месторождений. В этом регионе характерно высоко развита общехозяйственная, транспортная и добывающая инфраструктура, благодаря чему с меньшими издержками можно проводить разведку и введение в эксплуатацию новых участков [8].

По результатам проведенных торгов в 2017 г. итоговый размер разового платежа в России снизился относительно 2015 г. более чем в 3 раза и составил 40 млрд руб., тогда как средний итоговый размер разового платежа снизился почти в 4 раза (589 млрд руб.), такое значительное сокращение происходит за счет резкого понижения стоимости участков в Западной Сибири (снижение в 15 раз) и в Восточной Сибири (снижение более чем в два раза) [1].

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 17-0600537 и гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых МД-6723.2018.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Акуленко М. В. Анализ аукционов, проводимых Роснедра на территории Российской Федерации // Вестник Недропользователя. – 2017. – № 22. – С. 7–9.
2. Бюллетень «Недропользование в России». – М. : Изд-во «ГЕОИНФОРМ», 2017. – В. 1–12.
3. Информационно-издательский центр по геологии и недропользованию ООО «Геоинформмарк» // Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации Федеральное агентство по недропользованию – 2017. – URL: <http://geoinform.ru/> (дата обращения – 08.09.2017 г.).
4. Итоги аукционов и конкурсов на право пользования недрами (по материалам бюллетеня «Недропользование в России» № 1-12'2017) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 23–27.
5. Конторович А. Э., Эдер Л. В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.
6. О результатах и основных направлениях деятельности Роснедр за 2015 год и задачах на 2016 год // Федеральное агентство по недропользованию. – 2017. – URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/> (дата обращения – 08.09.2017 г.).

7. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, И. В. Проворная, В. Ю. Немов // Бурение и нефть. – 2014. – № 4. – С. 16–22.
8. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Моисеев С. А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 3–12.
9. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мочалов Р. А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. – 2015. – № 3. – С. 3–10.
10. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Кожевин В. Д. Анализ эффективности крупнейших нефтегазовых компаний России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2016. – № 3. – С. 9–18.

REFERENCES

1. Akulenko M. V. Analiz aukcionov, provodimyh Rosnedra na territorii Rossijskoj Federacii // Vestnik Nedropol'zovatelja. – 2017. – № 22. – S. 7–9.
2. Bjulleten' «Nedropol'zovanie v Rossii». – M. : Izd-vo «GEOINFORM», 2017. – V. 1–12.
3. Informacionno-izdatel'skij centr po geologii i nedropol'zovaniju OOO «Geoinformmark» // Ministerstvo prirodnih resursov i jekologii Rossijskoj Federacii Federal'noe agentstvo po nedropol'zovaniju – 2017. – URL: <http://geoinform.ru/> (data obrashhenija – 08.09.2017 g.).
4. Itogi aukcionov i konkursov na pravo pol'zovanija nedrami (po materialam bjulletenja «Nedropol'zovanie v Rossii» № 1-12'2017) // Mineral'nye resursy Rossii. Jekonomika i upravlenie. – 2017. – № 3. – S. 23–27.
5. Kontorovich A. Je., Jeder L. V. Novaja paradigma strategii razvitija syr'evoj bazy neftedobyvajushhej promyshlennosti Rossijskoj Federacii // Mineral'nye resursy Rossii. Jekonomika i upravlenie. – 2015. – № 5. – S. 8–17.
6. O rezul'tatah i osnovnyh napravlenijah dejatel'nosti Rosnedr za 2015 god i zadachah na 2016 god // Federal'noe agentstvo po nedropol'zovaniju. – 2017. – URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/> (data obrashhenija – 08.09.2017 g.).
7. Osnovnye problemy innovacionnogo razvitija neftegazovoj otrasli v oblasti dobychi нефти и газа / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, И. В. Проворная, В. Ю. Немов // Бурение и нефть. – 2014. – № 4. – С. 16–22.
8. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Моисеев С. А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 3–12.
9. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мочалов Р. А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. – 2015. – № 3. – С. 3–10.
10. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Кожевин В. Д. Анализ эффективности крупнейших нефтегазовых компаний России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2016. – № 3. – С. 9–18.

© М. В. Мишенин, 2018

АНАЛИЗ ОПЕРАЦИОННЫХ РАСХОДОВ КРУПНЕЙШИХ РОССИЙСКИХ И МИРОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ И ВЛИЯЮЩИХ НА НИХ ФАКТОРОВ

Анна Алексеевна Кулик

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (913)924-07-15, e-mail: anakul96@gmail.com

Настоящее исследование посвящено изучению основных тенденций нефтегазовой отрасли как в России, так и в мире. В работе сделан акцент на изучении операционных расходов, для чего была проанализирована финансовая отчетность крупнейших нефтегазовых компаний. В результате экономического анализа была выявлена структура операционных издержек и определена специфика деятельности компаний. Также был проведен эконометрический анализ для выявления ключевых факторов, влияющих на динамику операционных расходов.

Ключевые слова: нефтегазовая промышленность, операционные расходы, добыча, переработка, обеспеченность сырьем, регрессионный анализ.

OPERATING EXPENSES ANALYSIS OF THE LARGEST RUSSIAN AND WORLD OIL AND GAS COMPANIES AND FACTORS INFLUENCING THEM

Anna A. Kulik

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, phone: (913)924-07-15, e-mail: anakul96@gmail.com

This paper is devoted to the study of the main tendencies in the oil and gas industry in Russia and the whole world. Financial statements of the largest Russian and foreign oil and gas companies have been analyzed, resulting in the determination of the operating expenses structure. Subsequently, the specific characteristics of companies have been outlined. At this point, the econometric analysis has been carried out and key factors, which influence on the changes of operating expenses, have been determined.

Key words: oil and gas industry, operating expenses, extraction, processing, provision with raw materials, regression analysis.

Введение

Актуальность. В настоящее время как в России, так и в мире наблюдается ухудшение сырьевой базы. Нефтегазовые компании отмечают увеличение операционных расходов, к которым относятся производственные затраты, расходы на добычу сырья, а также на приобретение сырой нефти и газа. Также отмечается нестабильность цен на нефть: шоковые обвалы сменяются ростом и наоборот. Более того, к современным тенденциям относится и освоение технологий добычи нетрадиционных энергоносителей – сланцевой нефти и сланцевого газа. Все это в какой-то степени отражается на деятельности нефтегазовых компаний.

Целью работы являлось определение главных факторов, которые оказывают влияние на изменение динамики операционных расходов нефтегазовых корпораций [1–3].

В соответствии с поставленной целью решались следующие задачи: 1) консолидированной финансовой отчетности крупнейших мировых и российских компаний рассматриваемой отрасли; 2) выявление структуры операционных расходов, изучение особенностей российских и зарубежных лидеров; 3) проведение сравнительного анализа и выявление специфики деятельности компаний; 4) изучение влияния выявленных переменных на величину операционных расходов.

Объектом исследования выступают крупнейшие российские компании нефтегазовой отрасли («Газпром», «Роснефть», «Лукойл», «Татнефть») и зарубежные лидеры («ExxonMobil», «Royal Dutch Shell», «CNPC», «British Petroleum», «Chevron Corporation», «Total», «Petrobras»).

Материалы и методы

Методы экономического анализа в части бухгалтерского учета, методы сравнительного, корреляционного и эконометрического анализа.

Результаты

Понятие и структура операционных расходов. Операционные расходы – расходы компании, которые возникают в процессе ее текущей деятельности: при производстве и реализации сырья, продуктов его переработки. Они также влияют на уровень эффективности работы предприятия.

В российском бухгалтерском учете под операционными затратами понимаются расходы по обычным видам деятельности, и, согласно ПБУ 10/99 «Расходы организации», их можно сгруппировать по следующим категориям: материальные затраты, затраты на оплату труда, отчисления на социальные нужды, амортизация и прочие расходы.

По мировым стандартам ведения бухгалтерского учета (а именно по плану счетов МСФО) можно выделить следующие группы расходов по основной деятельности: себестоимость готовой продукции (для производственных предприятий); себестоимость приобретенных товаров (для торговых предприятий); себестоимость услуг, связанных с арендой; общие и административные расходы и прочие [2, 4].

Структура операционных расходов каждой компании зависит от отрасли, в которой она ведет деятельность, от особенностей ее основной деятельности. В ходе анализа финансовой отчетности нефтегазовых компаний была выявлена структура их операционных расходов. Также были определены следующие статьи затрат: производственные затраты; расходы на приобретение сырой нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке; коммерческие, административные и общехозяйственные расходы; затраты на геологоразведочные работы;

амортизация; налоги (кроме налога на прибыль), экспортные пошлины, акцизы и прочие затраты [2]. Данные по российским и зарубежным компаниям приведены в табл. 1.

Таблица 1

Структура операционных расходов российских и зарубежных компаний, 2016 г.

Компания	Производственные расходы	Приобретение сырой нефти и газа	Коммерческие расходы	Расходы на геологоразведку	Амортизация	Налоги	Прочие
Exxon Mobil	14,4 %	52,7 %	4,7 %	0,6 %	7,3 %	20,2 %	0,1 %
Royal Dutch Shell	10,3 %	71,7 %	4,4 %	2,1 %	9,8 %	0,9 %	0,7 %
Chevron Corporation	17,2 %	52,2 %	3,3 %	2,5 %	15,7 %	9,0 %	0,0 %
British Petroleum	15,8 %	70,5 %	4,9 %	1,0 %	6,5 %	0,4 %	0,8 %
Total	11,6 %	58,9 %	3,3 %	1,2 %	10,8 %	13,4 %	0,9 %
CNPC	7,0 %	62,5 %	4,2 %	1,1 %	12,0 %	12,2 %	1,0 %
Pertobras	24,2 %	39,6 %	10,9 %	2,6 %	15,8 %	4,6 %	2,4 %
Роснефть	12,9 %	11,9 %	15,1 %	0,3 %	10,1 %	45,1 %	4,5 %
Газпром	17,4 %	33,2 %	15,5 %	0,7 %	11,1 %	17,4 %	7,3 %
Лукойл	9,5 %	54,3 %	4,1 %	0,2 %	6,5 %	19,3 %	6,2 %
Газпром-нефть	14,5 %	32,2 %	7,3 %	0,1 %	7,2 %	28,9 %	9,8 %
Татнефть	25,7 %	14,2 %	11,6 %	0,4 %	5,9 %	32,5 %	9,7 %

Доля расходов на приобретение сырья является существенной статьей затрат среди зарубежных компаний: «Royal Dutch Shell» (71,1 %), «British Petroleum» (70,5 %), «CNPC» (62,5 %), в то время как у российских компаний наибольшие расходы по основному виду деятельности приходятся на налоги и производственные расходы, например, «Роснефть» (45,1 % и 12,9 % соответственно), «Газпром» (17,4 % и 17,4 %), «Татнефть» (32,5 % и 25,7 %) [2–6].

Направленность деятельности компаний. В ходе анализа абсолютных и относительных производственных показателей (объем добычи, объем переработки, доля добычи в переработке) было отмечено, что доля добычи УУВ в переработке у зарубежных компаний меньше 100 %, а у российских, наоборот, больше (табл. 2) [1–3].

Основываясь на проведенном анализе, можно сделать вывод о специфике деятельности компаний. Например, у российских компаний высокая обеспеченность собственными ресурсами, однако низкая доля переработки.

Отношение добычи к переработке, 2016 г.

Компания	Обеспеченность сырьем		
	Нефть	Газ	УУВ
ExxonMobil	55,4 %	50,7 %	53 %
Royal Dutch Shell	28,4 %	61,4 %	40 %
Chevron Corporation	76,4 %	77,9 %	77 %
British Petroleum	67,0 %	67,0 %	67 %
Total	85,5 %	91,3 %	88 %
CNPC	93,0 %	96,6 %	95 %
Petrolbras	83,2 %	94,5 %	86 %
Роснефть	209,3 %	-	274 %
Газпром	80,7 %	1344,6 %	483 %
Лукойл	156,1 %	122,7 %	148 %
Газпром-нефть	129,3 %	-	199 %
Татнефть	316,3 %	-	327 %

Также стоит обратить внимание на то, что последние десятилетия Россия придерживается экспортно-сырьевой модели роста, что уже говорит о склонности национальных корпораций к ориентации на добычу сырья и последующую ее продажу [7–9]. У зарубежных компаний обратная картина: низкая обеспеченность ресурсами (переработка превышает добычу) и высокая доля затрат на их покупку. Они скупают сырье на мировых рынках для последующей перепродажи на внутренние рынки и для производства продуктов нефтехимии [9].

Корреляционный анализ. Корреляционный анализ лежит в основе регрессионного анализа и позволяет обнаружить зависимость между несколькими случайными величинами, не имеющими строго функционального характера [10]. Данный вид анализа применяется для выявления наиболее важных факторов, влияющих на зависимую переменную.

В настоящей работе была построена модель, в которой зависимой переменной являлись операционные расходы. В результате анализа было установлено, что операционные расходы зарубежных компаний в отличие от российских положительно коррелируют с ценами на сырую нефть, что является предсказуемым выводом при учете столь высокой доли расходов на приобретение сырой нефти в структуре операционных расходов. В связи с этим необходимо посмотреть, есть ли зависимость между изменением цен на нефть и изменением операционных расходов от обеспеченности сырьем.

На основе полученных результатов можно говорить о наличии зависимости между темпами прироста цен на нефть и темпами прироста операционных расходов среди таких компаний, у которых низкая доля добычи в переработке. В результате проведенного исследования было решено разделить рассматриваемые компании на две группы: технологичные, ориентированные на вторичную переработку и внутренний рынок, и ориентированные на добычу и внеш-

ний рынок. К первой относятся «Еххон Mobil», «Royal Dutch Shell», «Chevron Corporation», «British Petroleum» и «Лукойл». Ко второй – «CNPC», «Petrobras» и «Total», из российских – «Роснефть», «Газпром», «Газпром-нефть» и «Татнефть» [9–11].

Заключение

Таким образом, в ходе исследования были получены и объяснены следующие выводы.

1. Структура операционных расходов российских компаний отличается от аналогичного показателя зарубежных корпораций, что объясняется различием в специфике деятельности рассматриваемых компаний.

2. Компании были разделены на две основные группы – технологичные и ресурсные, и в первой группе преобладают иностранные компании, а во второй преобладают российские.

3. Был определен ключевой фактор, влияющий на изменение динамики операционных расходов компаний рассматриваемой отрасли – цены на сырую нефть. Однако данный фактор является значимым для мировых лидеров отрасли.

4. Была найдена зависимость между темпами прироста цен на нефть и темпами прироста операционных расходов среди таких компаний, у которых недостаточная ресурсная обеспеченность.

Статья подготовлена в рамках интеграционного проекта ИП-66ПН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhmatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.
2. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia / A. E. Kontorovich, A. G. Korzhubaev, A. G. Filimonova, L. V. Eder // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2008. – P. 24–27.
3. Eder L. V., Nemov V. Y. Forecast of energy consumption of vehicles // Studies on Russian Economic Development. – 2017. – Vol. 28 (4). – P. 423–430.
4. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation / L. V. Eder, I. V. Filimonova, V. Y. Nemov, I. V. Provornaya // Economy of Region. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 859–870.
5. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2013. – P. 4–8.
6. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
7. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.
8. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // International Multidisciplinary Scientific

GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 719–726.

9. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.

10. Strategy of Development of an Oil-And-Gas Complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. – 2009. – P. 14–17.

11. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemo // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.

© *A. A. Кулик, 2018*

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАЛОГОВОЙ НАГРУЗКИ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА РОССИИ

Татьяна Александровна Почевалова

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (923)147-59-79,
e-mail: pochevalovat@mail.ru

Тема налогообложения в нефтегазовой отрасли экономики является актуальной в связи с активным реформированием налоговой системы. В статье произведена количественная оценка налоговой нагрузки компаний нефтегазового комплекса российской экономики, в результате чего была выявлена абсолютная зависимость изменений налоговой нагрузки от реформирования системы налогообложения в условиях трансформации мировых энергетических рынков и оценена налоговая система на основе факторного и регрессионного анализа.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, нефть, налоговая нагрузка, налоговая система, НДС, экспортная пошлина, реформа налогообложения.

COMPARATIVE ANALYSIS OF TAX BURDEN IN RUSSIA'S COMPANIES OF OIL AND GAS SECTOR

Tatiana A. Pochevalova

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia,
Student, phone: (923)147-59-79, e-mail: pochevalovat@mail.ru

The topic of taxation in the oil and gas sector of the economy is relevant in connection with the active reform of the tax system. The article quantifies the tax burden of companies in the oil and gas complex of the Russian economy, as a result of which the absolute dependence of changes in the tax burden on tax reform in conditions of transformation of world energy markets was revealed and the tax system was assessed on the basis of factorial and regression analysis.

Key words: oil and gas complex, oil, tax burden, tax system, mineral extraction tax, export duty, tax reform.

Введение

Налоговая система традиционно является главным источником доходов государства. В силу сильной зависимости современной экономики России от углеводородных ресурсов и продуктов их переработки [12] стратегическим форпостом российской экономики является нефтегазовый комплекс. Только два налога, взимаемых исключительно в этой отрасли, обеспечили 36 % налоговых поступлений в федеральный бюджет в 2016 г. (рис. 1).

Существующая система налогообложения в нефтяном секторе России носит ярко выраженный фискальный характер.



Рис. 1. Динамика нефтегазовых доходов в структуре федерального бюджета

Актуальность моей работы состоит в том, что начиная с 2011 г. в российской нефтяной отрасли проводятся реформы налогообложения [2], направленные на стимулирование разработки месторождений в новых, труднодоступных и инфраструктурно слабо развитых регионах [6, 8, 13] и вовлечения трудно извлекаемых запасов нефти [1, 11]. Вместе с тем в современной системе налогообложения отсутствует четкая общеприменимая методика расчета налоговой нагрузки для компаний. В этих условиях необходимо учитывать воздействие проводимых преобразований на бюджетно-налоговую политику нефтяных компаний для выявления возможностей налоговой оптимизации с конечной целью выхода на траекторию стабильного роста [3, 5].

Целью исследования является выявление наиболее подходящей для нефтяной отрасли методики определения налоговой нагрузки.

Для достижения цели потребовалось решение следующих задач, определивших логику и структуру работы.

1. Анализ налоговой системы и показателей налоговой нагрузки в рамках российской и зарубежных экономик.

2. Обзор методических подходов к определению налоговой нагрузки компании и классификация рассмотренных методов.

3. Количественная оценка налоговой нагрузки на примере крупнейших компаний нефтегазовой отрасли российской экономики (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз») за последние пять лет посредством рассмотренных подходов.

4. Сравнительный анализ рассмотренных подходов к определению налоговой нагрузки.

5. Факторный анализ структуры налоговой нагрузки и ее динамики.

6. Построение регрессионной модели налоговой нагрузки для оценки реформирования налоговой системы.

Практическая значимость данной работы состоит в том, чтобы, с одной стороны, не допускать угнетающего влияния на финансовые показатели деятельности компании и, с другой стороны, стимулировать развитие экономики за счет поступления доходов в бюджет [10].

Методы и материалы

Для решения поставленных задач была произведена количественная оценка налоговой нагрузки посредством имеющихся на сегодняшний день подходов к определению налоговой нагрузки на микроуровне (таблица).

Методические подходы к определению налоговой нагрузки на микроуровне

Название методики	Формула расчета налоговой нагрузки	Комментарий
Минфин РФ	$\frac{НП}{(В + ВД)} * 100 \%$	НП – общая сумма всех уплаченных налогов; В – выручка от реализации продукции (работ, услуг); ВД – внереализационные доходы
М. Н. Крейнина	$\frac{В - З - Пч}{В - З} * 100 \%$	В – выручка от реализации; З – затраты на производство реализованной продукции без учета налогов; Пч – фактическая прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия за вычетом налогов, уплачиваемых за счет нее
Е. А. Кирова	$\frac{НП + ВП + НД}{ВСС} * 100 \%$	НП – налоговые платежи, уплаченные организацией; ВП – уплаченные платежи во внебюджетные фонды; НД – недоимка по платежам; ВСС – вновь созданная стоимость
М. И. Литвин	$\frac{НП + ВП}{ДС} * 100 \%$	НП + ВП – сумма начисленных налоговых платежей (в т. ч. НДС) и платежей во внебюджетные фонды; ДС – добавленная стоимость
А. Кадушин и Н. Михайлова	$\frac{НП + ВП}{ДС} * 100 \%$	НП + ВП – сумма начисленных налоговых платежей (в т.ч. НДС) и платежей во внебюджетные фонды; ДС – добавленная стоимость
О. Ф. Пасько	$\frac{НП + ВП}{ДС} * 100 \%$	НП + ВП – сумма начисленных налоговых платежей (без НДС) и платежей во внебюджетные фонды; ДС – добавленная стоимость

Для получения результатов проведен факторный анализ для выявления чувствительности изучаемого показателя от разных видов налогов и регрессионный анализ для оценки реформирования налоговой системы.

Информационной базой для работы послужили консолидированные финансовые (бухгалтерские) отчетности компаний, статистические материалы Росстата РФ: Основные направления налоговой политики на 2015 г., Экологическая доктрина РФ, научные труды отечественных и зарубежных ученых, которые отражают теорию, практику и особенности налогообложения нефтяных компаний, Налоговый и Бюджетный кодексы РФ, нормативные правовые акты РФ. Также в работе использовались документы и статистические материалы Федеральной службы государственной статистики, Федеральной налоговой службы РФ, периодические материалы, издаваемые крупными консалтинговыми компаниями (Ernst&Young, PwC, VYGON, ФБК Grant Thornton), данные Мирового Банка.

Результаты

На сегодняшний день отечественный и зарубежный опыт расчета уровня налоговой нагрузки широк: методика Федеральной налоговой службы для макроуровня, более десяти авторских подходов для микроуровня (методики М. Н. Крейниной, Е. А. Кировой, М. И. Литвина, А. Кадушина и Н. Михайловой, О. Ф. Пасько, Д. Новодворского и Р. Л. Сабаниной, О. С. Сальковой и др.), день налоговой свободы, налоговая квота, индекс налогового бремени и прочие зарубежные методики [4].

В результате обзора методических подходов к определению налоговой нагрузки, закрепленных в российском законодательстве, предлагаемых в российских научных работах и применяемых в мировой практике, удалось выделить характерные для каждой методики особенности, преимущества и недостатки. Хотя в России применяется множество подходов для расчета уровня налоговой нагрузки, опыт зарубежных стран и сообществ гораздо обширнее в этом вопросе.

В целом, учитывая характеристики зарубежных методов, наличие статистических данных и специфику российского налогообложения, удалось установить, что зарубежные методические подходы применимы для оценки налоговой нагрузки в российской экономике, однако сравнение уровня налоговой нагрузки по упомянутым показателям вызывает трудности и чревато необъективными и неверными результатами по причине неоднородности налоговых систем и уровней развития стран.

В результате комплексного изучения имеющихся на сегодняшний день подходов к определению налоговой нагрузки на микроуровне и их сравнения удалось выявить, что наиболее адекватными и подходящими для нефтегазового сектора экономики с точки зрения корректности расчета являются подходы Минфина РФ, М. И. Литвина и О. Ф. Пасько.

В качестве основных спорных моментов в процессе построения алгоритма оценки налоговой нагрузки выявлены следующие: корректно ли использовать

в расчете НДФЛ и косвенные налоги, какой показатель выбирать в качестве базы для расчета. Так, в частности, из-за отсутствия единства в подходах уровень налоговой нагрузки для ПАО «НК «Роснефть» колеблется в диапазоне от 24 до 77 % (рис. 2).

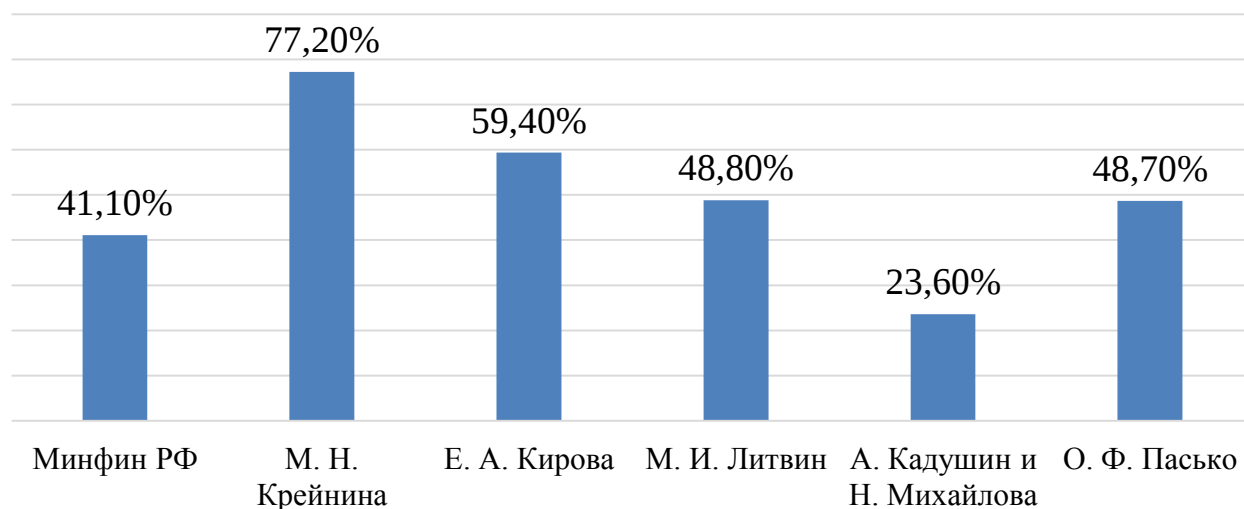


Рис. 2. Уровень налоговой нагрузки для ПАО «НК «Роснефть» за 2016 г., рассчитанный при помощи различных методических подходов, %

В результате сравнительного анализа налоговой нагрузки нефтяной промышленности удалось сделать вывод о том, что в рамках тенденции роста предложения углеводородного сырья и падения цен на него налоговая нагрузка на крупнейшие нефтяные компании (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз») последние годы снижается, хотя и незначительно – в районе 2 % ежегодно, что очевидным образом коррелирует с основными изменениями нефтяной отрасли российской и мировой экономик.

Заключение

В настоящее время в российской системе налогообложения проблема справедливой оценки налоговой нагрузки на нефтяной комплекс стоит необычайно остро. В условиях трансформации налогового режима нефтяной отрасли на протяжении последних 10 лет необходимо учитывать воздействие проводимых преобразований на бюджетно-налоговую политику отдельных нефтяных компаний, всей отрасли и экономики в целом.

Изучение структуры доходов федерального бюджета показало снижение нефтегазовых доходов с 2014 г. как в абсолютном, так и в относительном выражении – 36 % доходов федерального бюджета в 2016 г. Анализ отдельных нефтегазовых налогов в экономике России показал, что в 2016 г. доля налога на добычу полезных ископаемых в структуре доходов бюджета составила 21 % и доля вывозной таможенной пошлины – 15 %.

Проанализировав работы российских и зарубежных теоретиков и практиков в вопросе налогообложения, изучив законодательную базу по данному вопросу и исследования международных экономических организаций, удалось классифицировать существующие методические подходы к определению налоговой нагрузки. Касательно российских методик, были выявлены их сходства и различия; для зарубежных была оценена целесообразность применения. Зарубежные подходы возможно применять для определения налоговой нагрузки в России, однако из-за неоднородности налоговых систем и разного уровня экономического развития необходимо учитывать невозможность объективно и верно анализировать динамику изменения уровня налоговой нагрузки и сравнивать с показателями других стран.

Количественные результаты исследования являются очевидным следствием реформирования системы налогообложения нефтяной отрасли российской экономики и трансформации мировых энергетических рынков в рамках тенденции роста предложения углеводородного сырья и падения цен на него [7, 9].

Статья подготовлена в рамках интеграционного проекта ИП-22ПН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.
2. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia / A. E. Kontorovich, A. G. Korzhubaev, A. G. Filimonova, L. V. Eder // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2008. – P. 24–27.
3. Eder L. V., Nemov V. Y. Forecast of energy consumption of vehicles // Studies on Russian Economic Development. – 2017. – Vol. 28 (4). – P. 423–430.
4. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation / L. V. Eder, I. V. Filimonova, V. Y. Nemov, I. V. Provornaya // Economy of Region. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 859–870.
5. Kontorovich A. E., Filimonova I. V. Legislative and tax regulation of the Kazakhstan oil and gas sector // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2006. – Vol. 6. – P. 106–110.
6. Kontorovich A.E., Eder L.V., Nemov V.Yu. Oil and gas in the Russian economics // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2013. – P. 4–8.
7. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
8. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.
9. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 719–726.
10. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.

11. Strategy of Development of an Oil-And-Gas Complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. – 2009. – P. 14–17.
12. Tax Burdens: Alternative Measures. – OECD, Tax Policy Studies, 2000. – Vol. 2.
13. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.

© *T. A. Почевалова, 2018*

УПРАВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ОСВОЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФУНКЦИИ ПОЛЕЗНОСТИ

Анна Владимировна Комарова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер, тел. (383)333-28-14, e-mail: a.komarova@g.nsu.ru

Джефферсон Клайд Бенитес Гарсиа

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант, тел. (383)333-28-14, e-mail: jeffer439@hotmail.com

В современных условиях актуален вопрос оптимизации процессов освоения энергетических ресурсов. Целью исследования является совершенствование методик оценки проектов освоения энергетических ресурсов с использованием функций полезности.

Были предложены сценарии для оптимизации нефтедобычи на поздних стадиях разработки, учитывающие влияние технологий на экономические показатели. Были рассчитаны полезности для разных уровней риска и сделаны рекомендации, учитывающие рискованные предпочтения управленцев.

Ключевые слова: управление проектами, добыча нефти, профиль добычи, функция полезности, инвестиционный проект, эффективность освоения, энергетические ресурсы.

EFFICIENCY MANAGEMENT OF ENERGY RESOURCES DEVELOPMENT CONSIDERING THE UTILITY FUNCTION

Anna V. Komarova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer, phone: (383)333-28-14, e-mail: a.komarova@g.nsu.ru

Jefferson C. Benitez Garcia

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Graduate, phone: (383)333-28-14, e-mail: jeffer439@hotmail.com

In modern conditions, the question of optimization of processes of development of energy resources is actual. The aim of the study is to improve the methodology for assessing energy resource development projects using utility functions.

Scenarios were proposed for optimizing oil production in the late stages of development, taking into account the impact of technology on economic indicators. The utility was calculated for different levels of risk and recommendations were made, taking into account the risk preferences of managers.

Key words: project management, oil production, production profile, utility function, investment project, development efficiency, energy resources.

Введение

В условиях низких цен на нефть остро стоит вопрос оптимизации процессов освоения энергетических ресурсов [1, 9]. Нефтегазовые проекты обладают достаточно высокой рисковостью не только на этапах поиска и разведки ресурсов, разработки месторождения на начальных этапах, но и эксплуатации на поздних стадиях добычи. При этом в дополнении к неопределенностям в области технологических, геологических и экономических показателей важную роль играет личная оценка индивида, принимающего решения по ключевым параметрам проекта [2].

Во многих странах наблюдается снижение уровня добычи на зрелых месторождениях в традиционных нефтедобывающих регионах [6], что нередко связано с неоптимальными решениями в области применения технологий добычи. Это свойственно и для основных нефтегазоносных провинций России: Волго-Уральской и Западно-Сибирской. При этом необходимо учитывать влияние показателей развития топливно-энергетического сектора на развитие как экономики страны в целом, так и отдельных отраслей и субъектов РФ [1, 3, 5, 8, 10].

Экспоненциальная функция полезности довольно широко используется в нефтяной промышленности, поскольку часто она масштабируется небольшим количеством параметров. Однако в секторе upstream использование данного инструмента достаточно ограничено [4]. В исследовании предлагается использовать экспоненциальную функцию полезности в сценарном подходе с целью максимизации экономической выгоды, измеряемой чистой текущей стоимостью (NPV).

Материалы и методы

В исследовании используются методы оценки инвестиционных проектов, моделирование профиля добычи с учетом применения механизированных способов извлечения нефти, а также применяются экспоненциальные функции полезности для оценки влияния основных параметров проекта на решения менеджера.

Объектом исследований было выбрано Колтогорское нефтяное месторождение, расположенное в Ханты-Мансийском автономном округе, с запасами по категориям C1 + C2 в размере 35 млн т. Месторождение расположено в Западной Сибири, и при его разработке потенциально могут возникнуть все существующие проблемы этого развитого нефтегазового региона. Поэтому, чтобы избежать проблемы раннего истощения и высокой скорости сокращения запасов, а также последствий неконтролируемых методов механизированной добычи, процесс принятия решений должен включать все основные технологические и экономические параметры.

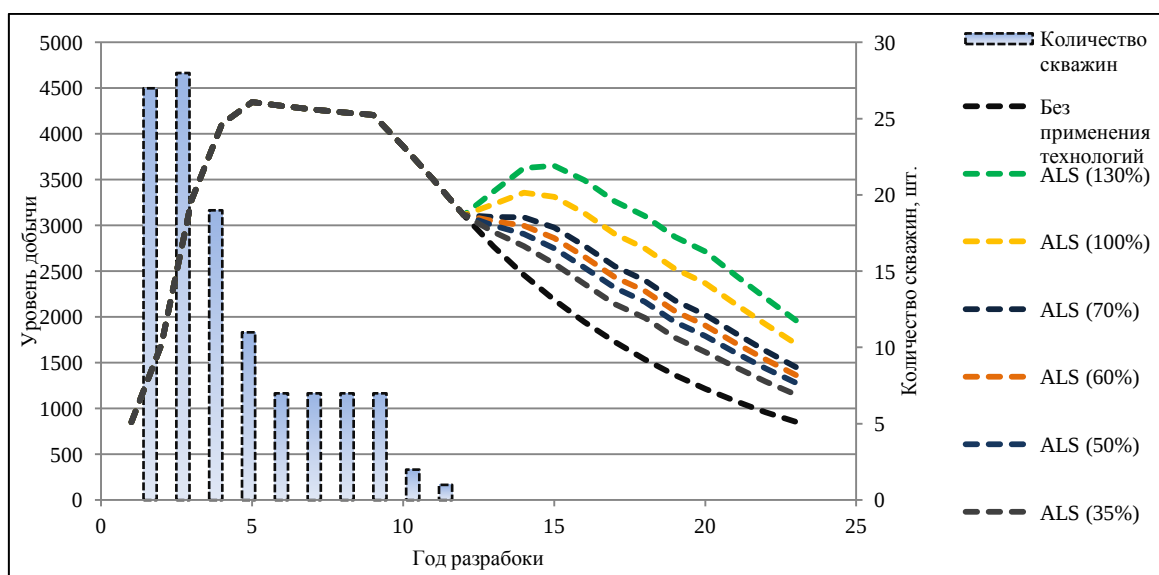
В исследовании использованы показатели работы крупнейших добывающих компаний России, статистические данные результатов деятельности нефтяной отрасли России, отчетные сравнительные данные по геолого-экономической оценке традиционных нефтедобывающих регионов России.

Проанализированы исследования в данной области российских и зарубежных авторов, опубликованные в ведущих изданиях и индексируемые в базах Scopus, Web of Science, РИНЦ.

Результаты и обсуждение

Результатом исследования является алгоритм оценки и принятия стратегических решений в сфере проектов освоения энергетических ресурсов. Алгоритм состоит из четырех этапов, которые позволяют оценивать различные стратегии, целью которых является увеличение добычи нефти, с использованием функций полезности лиц, принимающих решения.

На первом этапе исследования были смоделированы сценарии использования усовершенствованных механизированных способов интенсификации добычи нефти в зависимости от степени применения технологии и количества скважин, вовлеченных в интенсификацию [7]. Результатом моделирования являются варианты профилей добычи для семи обоснованных уровней вовлечения технологий, включая базовый, не предполагающий использование дополнительных технологий (рисунок).



Профили добычи нефти и количество скважин
в зависимости от уровня используемых технологий

Разные профили добычи влияют как на выручку, увеличивающуюся за счет повышения добычи в каждом периоде и в целом за весь срок проекта, так и на капитальные затраты (бурение дополнительных скважин, использование специализированного оборудования, увеличение нагрузки на обрабатывающие и транспортные мощности), операционные затраты (материальные затраты, повышенная заработная плата квалифицированному персоналу, налоговые отчисления).

На следующем этапе проводились расчеты основных экономических параметров для разных сценариев: выручка, капитальные и операционные затраты, налоговые отчисления. Далее были рассчитаны результирующие показатели проектов: прибыль, EBITDA, NPV, IRR и ряд других. Далее был проведен анализ чувствительности для всех параметров в зависимости от изменения основных входящих факторов для разных сценариев. Были выявлены и оценены основные риски для проекта

Функция полезности представляет собой способ описания, анализа и расчета ожидаемых значений полезности для проектов добычи нефти с учетом текущего и будущего производства за счет внедрения систем механизированной добычи, что способствует принятию более рациональных решений, поскольку оно учитывает предпочтение риска (нейтральный к риску, несклонный к риску, склонный к риску) лиц, принимающих решения, а также дисконтированный денежный поток (NPV) [9].

Для расчетов и графического представления была выбрана экспоненциальная функция полезности как наиболее точно описывающая соотношение параметров в нефтегазовом секторе [4–6, 9], с двумя входными параметрами, которые являются значениями NPV и коэффициентом неприятия риска (1):

$$u_{ij}(x) = 1 - e^{-\alpha_i * NPV_j}, \quad (1)$$

где α_i – это коэффициент неприятия риска, являющийся постоянным для каждого типа менеджера; NPV_j – значение чистой приведенной стоимости для каждого из сценариев; i – тип менеджера в зависимости от неприятия риска; j – сценарий.

Анализ показал, что оба фактора – экономических результатов и предпочтений в области риска – имели влияние на выбор сценария применения методов интенсификации нефтедобычи. Применение функций полезности представляет возможности для лучшего ранжирования предпочтений инвесторов и менеджеров.

Заключение

Процесс оптимизации нефтедобычи включает в себя большое количество факторов, в том числе природно-климатические, геологические, технологические, финансово-экономические. При этом важную роль могут играть предпочтения и решения менеджера проекта, которые нередко зависят не только от планируемых экономических показателей, но и от личного отношения к риску.

По результатам расчетов было выявлено, что предпочтения в области риска могут иметь значительное влияние на решение в области применения методов интенсификации нефтедобычи, что приводит к различным финансово-экономическим результатам проектов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-010-01032 и гранта Президента РФ МД-6476.2018.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.
2. Eder L. V., Nemov V. Y. Forecast of energy consumption of vehicles // Studies on Russian Economic Development. – 2017. – Vol. 28 (4). – P. 423–430.
3. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation / L. V. Eder, I. V. Filimonova, V. Y. Nemov, I. V. Provornaya // Economy of Region. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 859–870.
4. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2013. – P. 4–8.
5. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
6. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.
7. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 719–726.
8. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.
9. Strategy of development of an oil-and-gas complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2009. – P. 14–17.
10. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.

© А. В. Комарова, Дж. К. Бенитес Гарсиа, 2018

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕН НА НЕФТЬ И ГАЗ НА ФИНАНСОВУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ

Владислав Дмитриевич Кожевин

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант, тел. (913)008-34-84, e-mail: kozhevl@mail.ru

Данная работа посвящена определению влияния кризисных явлений. Для достижения поставленной цели были выявлены различные подходы к определению финансовой устойчивости компаний, выбран подход и проведена его модификация, проведен сравнительный анализ результатов подхода. Объектом изучения стали нефтегазовые корпорации России. В работе анализируется изменение финансовой устойчивости нефтегазового сектора России в периоды двух кризисов и в межкризисный период.

Ключевые слова: модель Мертона, нефтегазовый комплекс России, финансовая устойчивость, эконометрический анализ.

INFLUENCE OF CHANGE OF OIL AND GAS PRICES ON THE FINANCIAL STABILITY OF RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES

Vladislav D. Kozhevin

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Graduate, phone: (913)008-34-84, e-mail: kozhevl@mail.ru

This work is devoted to determining the impact of crisis phenomena. To achieve this goal, various approaches to determining the financial stability of companies were identified, an approach was adopted and its modification was carried out, and a comparative analysis of the results of the approach was carried out. The object of study was the oil and gas corporations of Russia. The paper analyzes the changes in the financial stability of Russia's oil and gas sector during the periods of two crises and between the crisis periods.

Key words: model of Merton, oil and gas complex of Russia, financial stability, econometric analysis.

Введение

Падение мирового спроса и цен на энергоресурсы, особенно на нефть, в минувшие годы, наблюдавшийся спад роста российской экономики, чрезмерная волатильность на валютных рынках и удорожание импортных товаров стали причиной резкого роста числа убыточных компаний и учащения их банкротств. Именно поэтому для обеспечения стабильного функционирования компаний в условиях сложной, постоянно меняющейся макроэкономической ситуации необходимо осуществлять анализ текущего финансового состояния и инвестиционной привлекательности.

В современных условиях остро встает вопрос об оценке стабильности и эффективности деятельности крупнейших, системообразующих компаний для

развития экономики страны. Исторически сложилось, что одними из основных, образующих нынешнюю российскую экономику, компаний являются нефте- и газодобывающие корпорации [1–12].

Целью работы стало определение влияния кризисных явлений, таких как падение цены на нефть, на финансовую устойчивость крупнейших нефтегазовых компаний России.

Научная новизна работы состоит в анализе изменения финансовой устойчивости нефтегазового сектора России в периоды двух кризисов и межкризисный период с применением модели Мертона [13], а также эконометрического анализа. Проведен сравнительный анализ финансовой устойчивости в разрезе нефтяных и газовых государственных и частных компаний в условиях кризиса и стабильного времени.

Материалы и методы

Для выявления влияния кризисных явлений, таких как падение цены на нефть, на финансовую устойчивость крупнейших нефтегазовых компаний России, в работе были применены различные методы системного анализа – разные подходы к моделированию экономических процессов (модель Мертона и регрессионная модель), анализ полученных данных и другие методы экономического анализа.

Объектом исследования стали нефтегазовые корпорации России: «Газпром», «Лукойл», «Роснефть», «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «НОВАТЭК».

В ходе работы были рассмотрены различные источники зарубежной и отечественной литературы, проведен библиометрический анализ крупнейшей в мире электронной библиографии EconLit и российской Научной электронной библиотеки eLIBRARY.RU с целью выявления разработанности темы исследования и установления роста интереса к данной тематике.

Для получения необходимой статистической информации были использованы различные информационные системы: Федеральная служба государственной статистики, информационная система Bloomberg, сайты министерств, отчетности нефтегазовых компаний.

Результаты и обсуждение

Для оценки влияния нефтяных цен на финансовую устойчивость компаний нефтегазового комплекса России была найдена зависимость котировок акций от цены на нефть, для чего была построена зависимость логарифмов роста цен акций от логарифма роста нефтяных котировок (1):

$$\ln\left(\frac{equity_t}{equity_{t-1}}\right) = \beta_0 + \beta_1 \ln\left(\frac{oil_t}{oil_{t-1}}\right) + \varepsilon_t. \quad (1)$$

Были получены следующие результаты – коэффициент β_1 при объясняющей переменной значим для всех построенных регрессий. Стоит отметить, что изменение цены на нефть определяет от 14 до 22 % изменения стоимости компаний, что является достаточно высоким показателем с учетом высокой спекулятивности котировок углеводородов и выделением лишь одного регрессора (табл. 1).

Таблица 1

Зависимость котировок акций от нефтяных цен

Компания	Коэффициент	Стандартная ошибка	t-статистика	R-квадрат
«Газпром»	0,53	0,06	11,56	0,20
«Лукойл»	0,51	0,04	11,89	0,21
«Роснефть»	0,57	0,05	12,24	0,22
«Газпромнефть»	0,60	0,05	11,39	0,19
«Татнефть»	0,63	0,06	10,66	0,17
«Новатэк»	0,45	0,05	9,45	0,14

Источник: рассчитано автором на основе статистических данных.

На основе приведенных данных и корректировок модели Мертона (на величину обесценения рублевого долга была введена по причине присутствия в структуре долгов компаний рублевой части) было построено расстояние до дефолта по рассматриваемым компаниям за 4 временных промежутка: кризис 2008 и 2014 гг., межкризисный промежуток в 2012 г. и настоящее время – 1 квартал 2017 г. (табл. 2).

Таблица 2

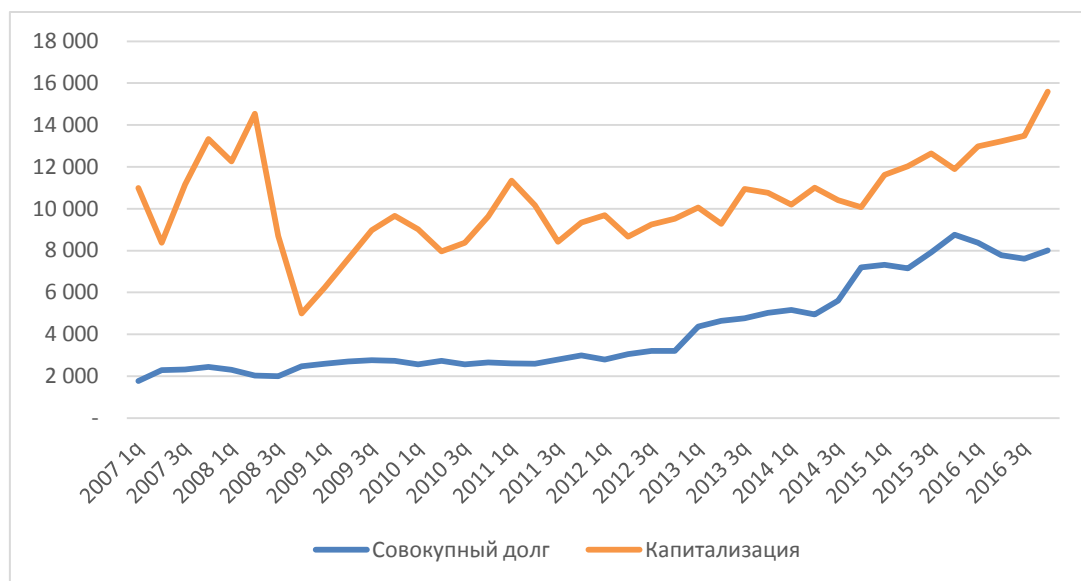
Расстояние до дефолта нефтегазовых компаний России

Компания	2008 3q	2008 4q	2009 1q	2012 3q	2012 4q	2013 1q	2014 3q	2014 4q	2015 1q	2015 2q	2017 1q
«Газпром»	2,4	1,5	1,8	3,5	3,4	3,1	1,7	0,8	0,8	1,1	1,2
«Лукойл»	2,8	2,4	2,5	5,1	5,1	5,4	3,2	3,4	3,2	2,7	4,9
«Роснефть»	2,2	1,3	1,4	3,4	3,8	0,9	0,0	-1,8	-0,6	-0,7	1,4
«Газпромнефть»	2,6	2,0	1,8	4,2	4,0	4,0	1,9	1,8	1,3	0,9	2,5
«Татнефть»	2,7	1,8	1,9	5,2	5,3	5,4	4,1	4,1	4,2	4,2	6,5
«Новатэк»	3,1	2,7	2,8	5,8	5,5	5,4	3,7	3,6	3,5	3,7	6,3

Источник: рассчитано автором на основе статистических данных.

На основе представленной таблицы можно четко выделить промежутки кризисного состояния нефтегазового рынка и нефтегазовых компаний в отдельности, когда наблюдалось сокращение показателя расстояния до дефолта, что было характерно для кризисов 2008 и 2014 гг. Данное обстоятельство в первую

очередь было связано с резким падением капитализации компаний в первом случае и одновременном существенном росте задолженности компаний и падении капитализации во втором случае (рисунок).



Соотношение капитализации и совокупного долга, млн руб.

При этом основным драйвером роста задолженности всего нефтегазового сектора была компания «Роснефть», которая с кризиса 2008 г. до настоящего времени нарастила совокупный долг почти в 5 раз. Данная ситуация связана с политикой компании, которая нацелена на поглощение других компаний и монополизацию рынка нефти на территории России: поглощение крупнейших нефтегазовых корпораций «ТНК-ВР» и «Башнефть», а также огромного числа мелких.

Таким образом, начиная с 1 квартала 2013 г. отмечается значительное понижение расстояния до дефолта компании «Роснефть», а в разгар кризиса 2014 г. опускается в отрицательную область, достигая минимума в –1,8 единиц. Несмотря на то, что данное значение указывает на дефолтное состояние компании, «Роснефть» с учетом масштаба своей деятельности, расширения мощностей и гарантий государства как основного стейкхолдера не испытывало подобного рода трудностей.

Однако рост задолженности и кризис 2014 г. отразились на оценке стоимости компании рынком, что выразилось в падении капитализации и ее инвестиционной привлекательности. Таким образом, можно отметить, что подобного рода снижение расстояния до дефолта компании «Роснефть» говорит, скорее, не об ухудшении финансовой устойчивости компании, а о снижении ее инвестиционной привлекательности.

Компании «Лукойл», «Газпромнефть», «Татнефть» и «Новатэк» показывают менее существенную динамику расстояния до дефолта, особенно если пе-

рейти к анализу изменения данного показателя. Для этого из каждого из четырех временных промежутков были выбраны наиболее кризисные и наиболее стабильные кварталы и было рассчитано изменение расстояния до дефолта от промежутка к промежутку. Результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3

Изменение расстояния до дефолта для нефтегазовых компаний
после двух кризисов

Компания	Кризис	Изменение расстояния до дефолта в сравне- нии с кри- зисом	Стандарт	Кризис	Изменение расстояния до дефолта в сравне- нии с кри- зисом	Стандарт
	2008 4q		2012 4q	2015 1q		2017 1q
«Газпром»	1,5	1,9	3,4	0,8	0,4	1,2
«Лукойл»	2,4	2,7	5,1	3,2	1,8	4,9
«Роснефть»	1,3	2,5	3,8	-0,6	2,0	1,4
«Газпромнефть»	2,0	2,0	4,0	1,3	1,1	2,5
«Татнефть»	1,8	3,5	5,3	4,2	2,3	6,5
«Новатэк»	2,7	2,8	5,5	3,5	2,7	6,3

Источник: рассчитано автором на основе статистических данных

Исходя из анализа табл. 3, можно сделать три глобальных вывода.

1. Кризис 2008 г. оказал значительно большее влияние на финансовую устойчивость нефтегазовых компаний России, чем кризис 2014 г. Данное обстоятельство указывает не только на то, что первый кризис оказался масштабнее и болезненнее для экономики в целом, но и на то, что большинство нефтегазовых компаний к 2014 г. уже имели опыт кризисного управления, а значительная девальвация национальной валюты оказала поддержку преимущественно валютным доходам компаний.

2. Государственные компании «Газпром», «Роснефть», «Газпромнефть» показывают меньшую чувствительность к изменению цены на нефть, а следовательно, и большую финансовую устойчивость, чем частные компании «Лукойл», «Новатэк» и «Татнефть».

3. Газовые компании в среднем показывают большую финансовую устойчивость (среднее изменение расстояния до дефолта 2,35 и 1,55 для газовых и 2,68 и 1,8 для нефтяных соответственно), чем нефтяные, несмотря на то, что цена на газ сильно зависит от цены на нефть. При этом, если учесть размер компаний, разница станет еще ощутимее.

В частности, стоит отметить, что наименее чувствительной к изменениям цены на нефть является компания «Газпром», которая показывает самые низкие значения изменения расстояния до дефолта на протяжении всего рассматривае-

мого периода, а соответственно, и самую высокую финансовую устойчивость. Самые высокие значения отмечаются у компаний «Татнефть» и «Новатэк».

Заключение

В данной работе была доказана эффективность использования модели Мертона при анализе финансовой устойчивости нефтегазового комплекса России и анализе влияния изменения цен на нефть на нее. Основным преимуществом данной модели в сравнении с эконометрическим анализом оказывается оперативность ее выводов, позволяющая пересчитывать показатели модели практически ежедневно.

На основе проведенного анализа по модели Мертона и эконометрического анализа были получены следующие результаты.

1. Нефтяные и газовые компании значительно зависят от изменения цены на нефть.

2. Государственные компании менее чувствительны к изменению цены на нефть и более финансово устойчивы в сравнении с частными.

3. Газовые компании менее чувствительны к изменению цены на нефть, несмотря на то, что котировки природного газа привязаны к котировкам нефти, а сами компании также попутно добывают и продают нефть, доля выручки от которой у некоторых из них доходит до половины.

4. Кризис 2008 г. оказал большее влияние на финансовую устойчивость нефтегазовых компаний, чем кризис 2014 г.

5. Анализ расстояния до дефолта позволяет выделить компании-лидеры по финансовой устойчивости – на протяжении рассматриваемого периода лидером являлась компания «Газпром».

Статья подготовлена в рамках интеграционного проекта ИП-66ПН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.

2. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.

3. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia / A. E. Kontorovich, A. G. Korzhubaev, A. G. Filimonova, L. V. Eder // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2008. – P. 24–27.

4. Strategy of Development of an Oil-And-Gas Complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. – 2009. – P. 14–17.

5. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhmatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.

6. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
7. Eder L. V., Nemov V. Y. Forecast of energy consumption of vehicles // Studies on Russian Economic Development. – 2017. – Vol. 28 (4). – P. 423–430.
8. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation / L. V. Eder, I. V. Filimonova, V. Y. Nemov, I. V. Provornaya // Economy of Region. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 859–870.
9. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 719–726.
10. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.
11. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2013. – P. 4–8.
12. Kontorovich A. E., Filimonova I. V. Legislative and tax regulation of the Kazakhstan oil and gas sector // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2006. – Vol. 6. – P. 106–110.
13. Merton R. C. On the pricing of corporate debt: the risk structure of interest rates // Journal of Finance. – 1974. – Vol. 29(2). – P. 449–470.

© В. Д. Кожевин, 2018

ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ КАК ЧАСТЬ РЕНТНЫХ ОТНОШЕНИЙ

Ирина Викторовна Филимонова

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 17, старший научный сотрудник; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор экономических наук, профессор, тел. (913)900-41-70, e-mail: FilimonovaIV@list.ru

В статье исследованы особенности дивидендной политики российских нефтегазовых компаний как части рентных отношений. Политика компаний в области дивидендов связана с капитализацией компании и вопросами управления дивидендными выплатами. Проведена кластеризация компаний по показателям чистой прибыли. Установлено, что частные компании распределяют значительную часть прибыли на дивиденды, а государственные компании придерживаются консервативной политики.

Ключевые слова: дивидендная политика, нефтегазовые компании, рентные отношения, фондовый рынок, акции, капитализация.

DIVIDEND POLICY OF OIL AND GAS COMPANIES AS A PART OF RENTAL RELATIONS

Irina V. Filimonova

Institute of Economics and Organization of Industrial Production, 17, Prospect Akademik Lavrentiev St., Novosibirsk, 630090, Russia, Senior Researcher; Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, phone: (913)900-41-70, e-mail: FilimonovaIV@list.ru

The article explores the specifics of the dividend policy of Russian oil and gas companies as part of rental relations. The policy of companies in the field of dividends is related to the company's capitalization and issues of dividend payout management. Clustering of companies based on net profit was carried out. It is established that private companies distribute a significant part of the profit on dividends, and state companies adhere to conservative policies.

Key words: dividend policy, oil and gas companies, rental relations, stock market, stocks, capitalization.

Введение

Нефтегазовые компании являются основными участниками фондового рынка России, уровень их развития и инвестиционная привлекательность обуславливают устойчивое развитие всего фондового и инвестиционного рынка России. Доля нефтегазовых компаний в структуре капитализации отечественного фондового рынка превышает 60 % по итогам последних лет [1, 2].

Среди компаний нефтегазового сектора преобладают компании с государственным участием, и выплачиваемые ими дивиденды являются частью рентных

доходов государства с недропользователями. Так, в период с 2008 по 2016 г. дивидендные выплаты в пользу государства выросли с 75 до 918 млрд руб., или более чем в 10 раз [3–5].

Уровень инвестиционной привлекательности нефтегазового сектора России достаточно волатилен и подвержен влиянию таких факторов, как совокупная инвестиционная среда, дивидендная политика, уровень капитализации или стоимости компании на рынке, привлекательности альтернативных видов активов и т. д. На большинство перечисленных факторов компании не могут оказывать непосредственного влияния, однако дивидендная политика является исключением и представляет особый интерес для менеджмента компаний и инвесторов.

Некоторые отечественные нефтегазовые компании не уделяют достаточно внимания развитию и формированию стратегии управления и оптимизации дивидендной политики, что негативно отражается на положении компании на рынке. В настоящее время обоснование выбора оптимальной дивидендной политики является весьма актуальным и вызывает оживленные дискуссии.

Методы и материалы

В статье использована взаимосвязанная система методов и общеметодологические принципы научного исследования, экономический анализ (исторический, системный, причинно-следственный, функциональный и др.), методы классификации данных, статистический анализ. В рамках исследования использованы научные труды российских и зарубежных ученых и организаций, государственные отраслевые стратегического документа, материалы правительственных учреждений и независимых агентств.

Информационной базой исследования послужили данные ведущих нефтегазовых компаний России, в том числе отчеты эмитентов, годовые и финансовые отчеты, официальные статистические данные Госкомстата Российской Федерации, данные государственных документов стратегического развития отраслей экономики, а также рецензируемая информационная база в сети Internet.

Результаты и обсуждение

Анализ большинства факторов, оказывающих влияние на выплаты дивидендов нефтегазовыми компаниями, тесно связан с исследованием их взаимосвязи со стоимостью компании на рынке и капитализации, а также особенностями управления и формирования дивидендной политики.

В рассматриваемом периоде 2012–2016 гг. дивидендная политика компаний претерпевала изменения: так, наблюдался рост выплаченных дивидендов вплоть до 2014 г., затем падение дивидендов в 2015 г. и небольшой рост начиная с 2016 г. [6, 7]. Вместе с тем наблюдалась неоднородная динамика в разрезе компаний отрасли. Например, компании «Славнефть» и «Русснефть» не выплачивали дивиденды аукционерам. Компания «Русснефть» начала выплачивать

дивиденды с 2013 г. в рамках дополнительной эмиссии акций и процесса подготовки к IPO. На Московской бирже не представлена компания «Славнефть», и в финансовой отчетности отсутствует необходимая информация за последние два года.

Таблица 1

Объем выплаченных дивидендов, млн руб.

Компании	2012	2013	2014	2015	2016
«Роснефть»	71 000	85 000	136 000	87 000	125 000
«Лукойл»	82 800	75 800	121 627	111 800	127 300
«Сургутнефтегаз»	17 863	21 435	23 221	85 741	25 008
«Газпромнефть»	44 091	66 905	49 579	58 314	61 633
«Татнефть»	18 258	19 526	18 670	22 460	23 116
«Славнефть»	12 836	7 634	11 836	0	0
«Русснефть»	2 795	0	0	0	2 426
«Газпром»	141 804	170 449	170 449	181 079	171 020
«Новатэк»	26 901	41 475	28 967	40 990	36 436

Исследование статистической информации показало, что динамика изменения уровня капитализации нефтегазовых компаний является однородной, что обусловлено одинаковым влиянием факторов макросреды. И наоборот, динамика дивидендных выплат и связанных с ними показателей происходит индивидуально для каждой компании отрасли и объясняется влиянием внутренних факторов.

Наблюдается положительная связь между уровнем капитализации нефтегазовых компаний и дивидендами, что свидетельствует о том, что существует ряд факторов, которые однонаправленно влияют как на капитализацию, так и на дивиденды.

Проведена кластеризация компаний по показателям чистой прибыли и дивидендам и установлено, что можно выделить четыре группы компаний (рис. 1): первая – с низким уровнем чистой прибыли и объемом дивидендов («Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Русснефть»), вторая – со средним уровнем прибыли и дивидендов («Новатэк» и «Газпромнефть»), третья – со средним уровнем прибыли, но с высокими дивидендами («Роснефть» и «Лукойл»), четвертая – с высоким уровнем и прибыли, и дивидендов («Газпром»).

Следует отметить, что динамика выплаченных дивидендов формируется под влиянием политики компаний в области эмиссии акций и их обращения. В рассматриваемом периоде, с 2012 по 2016 г., большинство компаний продемонстрировали стабильность в объеме акций, исключение составила компания «Русснефть», которая обеспечила дополнительный выпуск акций, а также их дробление в 2016 г. в связи с выходом на IPO. Также компания «Новатэк» провела эмиссию акций в 2014 г. [8–12].

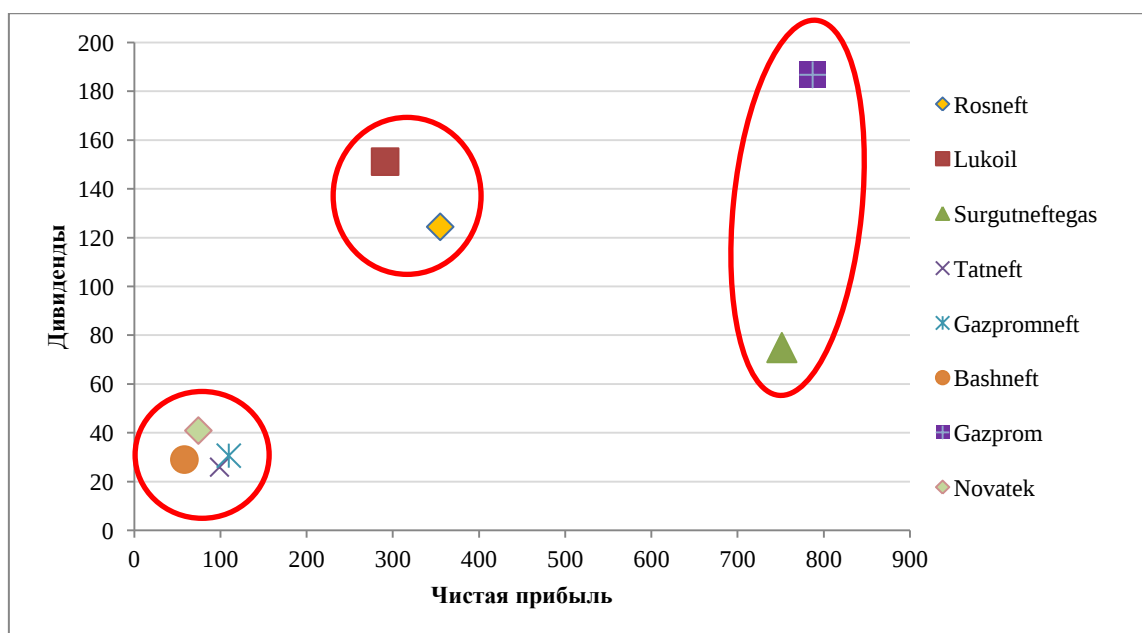


Рис. 1. Распределение компаний НГК по величине чистой прибыли и дивидендов в 2016 г.

Типы дивидендной политики

Большинство компаний нефтегазового сектора России придерживаются консервативного вида дивидендной политики, которая основана на начислении дивидендов по остаточному принципу или же поддержании минимальных дивидендных выплат.

Таблица 2

Дивиденды нефтегазовых компаний, руб./акцию

Компания	2012	2013	2014	2015	2016
«Роснефть»	7,53	8,05	12,83	8,21	11,75
«Лукойл»	90,00	110,00	154,00	177,00	187,00
«Сургутнефтегаз»	0,50	0,60	0,65	0,60	0,70
«Газпромнефть»	9,30	13,47	11,09	12,30	13,00
«Татнефть»	8,60	8,23	10,58	10,96	11,96
«Славнефть»	1,90	1,61	2,49	0,00	0,00
«Русснефть»	12,00	-	-	-	9,74
«Газпром»	5,99	7,20	7,20	7,89	8,00
«Новатэк»	8,86	13,66	14,49	13,50	12,00

Выделены компании, такие как «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Лукойл» и «Газпромнефть», которые в рассматриваемом периоде ориентировались на так называемую агрессивную дивидендную политику, т. е. обеспечивали ежегодный рост дивидендных выплат, в том числе в расчете на одну акцию. Другие компании, такие как «Газпром» и «Новатэк», ориентированы на поддержание стабильного уровня дивидендных выплат. В процессе исследования были выявлены компании, которые не придерживаются определенной дивидендной политики – «Славнефть» и «Русснефть». Результатом анализа стала классификация нефтегазовых компаний по типам дивидендной политики (рис. 2).



Рис. 2. Классификация компаний по типам дивидендной политики

В рассматриваемых девяти нефтегазовых компаниях России можно выделить четыре компании с государственным участием более 50 %. Исследование отличий в дивидендной политике частных и государственных компаний основано на анализе коэффициента дивидендных выплат.

Таблица 3

Коэффициенты дивидендных выплат нефтегазовых компаний, %

Компания	2012	2013	2014	2015	2016
Государственные компании					
«Роснефть»	0,19	0,16	0,39	0,24	0,62
«Газпромнефть»	0,24	0,36	0,39	0,50	0,29
«Славнефть»	0,52	0,45	0,00	0,00	0,00
«Газпром»	0,12	0,15	0,24	0,22	0,17
Частные компании					
«Лукойл»	0,38	0,36	0,33	0,38	0,61
«Сургутнефтегаз»	0,10	0,08	0,13	0,12	0,40
«Татнефть»	0,23	0,25	0,19	0,21	0,22
«Русснефть»	0,59	0,00	0,00	0,00	0,13
«Новатэк»	0,39	0,38	0,55	0,55	0,14

Анализ показал, что частные компании чаще придерживаются политики, направленной на распределение большей части чистой прибыли в пользу дивидендов, в то время как государственные компании более консервативны. Так, среднее значение коэффициента дивидендных выплат у государственных компаний в 2016 г. составило 0,27, а у частных – 0,3.

Заключение

В настоящей работе с помощью различных методов был проведен комплексный анализ формирования дивидендной политики нефтегазовых компаний и факторов, влияющих на выплачиваемые компаниями дивиденды. Результаты работы применимы в прогнозировании будущих дивидендных выплат нефтегазовых компаний и оценки их инвестиционной привлекательности.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-010-01032 и гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых МД-6723.2018.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Strategy of development of an oil-and-gas complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2009. – P. 14–17.
2. Kontorovich A. E., Filimonova I. V. Legislative and tax regulation of the Kazakhstan oil and gas sector // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2006. – Vol. 6. – P. 106–110.
3. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2013. – P. 4–8.
4. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.
5. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
6. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia / A. E. Kontorovich, A. G. Korzhubaev, A. G. Filimonova, L. V. Eder // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – P. 24–27.
7. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.
8. Eder L. V., Nemov V. Y. Forecast of energy consumption of vehicles // Studies on Russian Economic Development. – 2017. – Vol. 28 (4). – P. 423–430.
9. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 719–726.
10. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.

11. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.
12. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation / L. V. Eder, I. V. Filimonova, V. Y. Nemov, I. V. Provornaya // Economy of Region. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 859–870.

© И. В. Филимонова, 2018

ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ В РОССИИ И МИРЕ С УЧЕТОМ КРУПНЫХ СТРУКТУРНЫХ СДВИГОВ В МИРОВОМ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИИ

Леонтий Викторович Эдер

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 17, доктор экономических наук, профессор, тел. (905)936-66-45, e-mail: ederlv@yandex.ru

В исследовании представлено состояние производства и потребления энергетических ресурсов в России и мире с учетом крупных структурных сдвигов в мировом энергопотреблении, нарастающей межтопливной конкуренции, альтернативных источников. Установлена взаимосвязь между развитием возобновляемой энергетики и ценами на ископаемую энергию. В контексте дешевых ископаемых энергетических ресурсов для повышения ее конкурентоспособности требуется технологическая перестройка возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: мировые энергетические рынки, структура топливно-энергетического баланса, нефть, газ, Россия, экспорт, сланцевая нефть, альтернативная энергетика, энергетическая политика.

PRODUCTION AND CONSUMPTION OF HYDROCARBON RESOURCES IN RUSSIA AND THE WORLD TAKING INTO ACCOUNT STRUCTURAL SHIFTS IN GLOBAL ENERGY DEMAND

Leonty V. Eder

Institute of Economics and Organization of Industrial Production, 17, Prospect Akademik Lavrentiev St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, phone: (905)936-66-45, e-mail: ederlv@yandex.ru

The study presents the state of production and consumption of energy resources in Russia and the world, taking into account major structural shifts in world energy consumption, increasing inter-fuel competition, alternative sources. At present, the relationship between the development of renewable energy and the prices of fossil energy has been established. In the context of cheap fossil energy resources, in order to increase its competitiveness, a radical technological restructuring of renewable energy sources will be required.

Key words: world energy markets, structure of fuel and energy balance, oil, gas, Russia, export, shale oil, alternative energy, energy policy.

Введение

Выявление устойчивых тенденций добычи и использования ресурсов углеводородов в России основано на проведении всестороннего комплексного научного анализа, позволяющего проводить оценку современного состояния и осуществлять прогнозирование мировых энергетических рынков, для определения экспортных возможностей российского углеводородного сырья и одно-

временно направлений повышения эффективности работы отраслей нефтегазового комплекса, создания производств с высокой добавленной стоимостью.

В условиях ограниченности ресурсно-сырьевой базы и возможностей по наращиванию добычи и экспорта жидкого углеводородного сырья, а также крайней нестабильности развития мировых энергетических рынков, прежде всего газовых, одной из наиболее актуальных задач экономики России является переход от ресурсно-инерционной к ресурсно-инновационной модели развития. Этот процесс включает рассмотрение таких ключевых аспектов, как сохранение позиции России как крупнейшего экспортера энергетических ресурсов на мировых рынках. В настоящее время на сырьевых энергетических рынках возрастает международная и межтопливная конкуренция. Все эти процессы приводят к волатильности цен на энергоносители, кризисным ситуациям. В настоящих условиях актуальной задачей является определение перспектив развития и формирования позиции РФ на мировых рынках углеводородов, что позволит сохранить объем нефтегазовых поступлений в бюджет России. Страна, ориентирующаяся на экспорт сырья, должна внимательно следить за рынком и прогнозировать его колебания и тенденции. Поставленные вопросы определяют актуальность настоящего исследования, ее научную и практическую значимость.

Целью работы является выявление периодов трансформации мирового энергетического рынка с выявлением роли углеводородов для определения возможностей поставок нефти и газа Россией на основные традиционные рынки.

Материалы и методы

В качестве методологической основы в статье реализован системный подход как общенаучный метод познания, а также прикладные методы синтеза, классификации, обобщения и группировки, сравнительного и структурного анализа. На основе методов системного анализа проанализированы различные аспекты развития мировой энергетики, классифицированы группы факторов, обуславливающие развития на современном этапе.

Результаты и обсуждение

Развитие мировой энергетики за последние 20 лет можно разделить на два периода, которые характеризуются существенными различиями.

Период 1999–2014 гг.

Характеристика периода. Ускоренный рост спроса на углеводороды, прежде всего со стороны развивающихся стран АТР, при одновременном усилении кооперации стран-членов ОПЕК по квотированию поставок нефти на мировой рынок привел к увеличению цен на нефть и газ в мире [1–3].

После энергетических кризисов 1970-х гг. доля нефти в энергобалансе развитых стран Европы и Северной Америки – основных мировых центров ее потребления – существенно сократилась. В последующем наблюдались стагнация

спроса на жидкие углеводороды на европейском рынке и незначительный рост в Северной Америке. Одновременно в этих странах происходило наращивание потребления другого вида углеводородного сырья, отличающегося экологичностью и энергоэффективностью среди видов топлива, – природного газа [3–5].

С начала 1990-х гг. одним из основных центров роста потребления как нефти, так и газа в мире стали развивающиеся страны, прежде всего Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Общее потребление энергоресурсов в этом регионе в 1985–2014 гг. выросло почти в 4 раза, а доля региона в мировом энергопотреблении за тот же период выросла с 19 до 41 %, отдельно по нефти – с 18 до 34 %, а по газу – с 7 до 19 %. В результате ускоренный рост энергопотребления, прежде всего нефти и газа, в странах АТР стал драйвером увеличения спроса на углеводороды в мире.

В конце 1999 г. страны Организации стран экспортеров нефти (ОПЕК) усилили взаимодействие по регулированию уровня предложения углеводородов на мировой рынок. В марте 1999 г. на конференции стран ОПЕК в Вене были согласованы новые квоты по добыче и экспорту нефти среди стран-участниц организации. На встрече также присутствовали крупнейшие экспортеры нефти, не входящие в ОПЕК, – Россия, Мексика, Норвегия и Оман. В соответствии с установленными квотами объем экспорта нефти сократился более чем на 2 млн бар. в сутки.

Последствия для мировой энергетики. В условиях высоких цен на углеводороды произошла интенсификация разработки нетрадиционных источников углеводородов, а также интенсификация использования альтернативной энергетики, которая активно стала замещать углеводородную энергетику [6–8].

Со стороны спроса развитые страны – движение к декарбонизации экономики:

- активные инвестиции в энергоемкие технологии, перестройка структуры экономики;

- вытеснение нефти и газа из ТЭБ;

- расширение использования альтернативной и возобновляемой энергетики.

Со стороны спроса развивающиеся страны – замедление темпов энергопотребления после 2010 г.

Со стороны предложения – инвестиции в развитие технологий и снижение себестоимости добычи:

- нетрадиционные и трудноизвлекаемые источники углеводородов;

- проекты глубоководного шельфа.

Период 2014 г. – настоящее время

Характеристика периода. Период 2014 г. – настоящее время характеризуется тем, что на фоне резкого сокращения цен на нефть мировая нефтегазовая промышленность в значительной степени перестраивается с целью повышения технологической эффективности [9–11]. Как результат, в 2016 г. добыча нетрадиционных углеводородов вышла на рентабельность и продолжила рост. Одновременно с этим произошла стагнация использования возобновляемых энерге-

тических ресурсов. В условиях низких цен на ископаемые энергетические ресурсы для обеспечения конкурентоспособности возобновляемой энергетики должна произойти значительная перестройка ее технологического развития.

Последствия для мировой энергетики. В настоящее время в период низких цен на нефть в мировой энергетике происходят существенные структурные сдвиги, влияющие на объем потребления ископаемых углеводородов.

Со стороны спроса развитые страны – ускорение роста потребления ископаемых энергоносителей.

Со стороны спроса развивающиеся страны – восстановление потребления нефти и газа до предкризисного уровня 2014 г.

Со стороны предложения независимые производители – независимые производители, прежде всего сланцевой нефти, достаточно быстро осуществили технологическое перевооружение добычи углеводородов, что привело к резкому удешевлению и оптимизации освоения ресурсной базы.

Организационно-технологические трансформации в отрасли:

- технологические инновации, включая цифровую революцию в НГК;
- организационно-экономическая трансформация отрасли.

Основной чертой мировой энергетики является существенное расширение спроса на углеводороды как со стороны развитых, так и развивающихся стран. Так, например, в Европе, а также в ряде развитых странах и регионах происходит существенное восстановление спроса на углеводородные ресурсы. При этом впервые за последние два десятилетия наблюдается стагнация спроса на возобновляемые источники энергии. Это говорит о том, что возобновляемая энергетика еще в существенной мере не перестроилась под низкие цены на углеводородные ресурсы. Однако в значительной мере можно говорить о существенной перестройке сланцевой промышленности. В условиях низких цен произошла значимая технологическая перестройка отрасли. Эффективность бурения на углеводороды с конца 2014 г. в США выросла почти в 3 раза.

Низкие цены на нефть создают для России значительные возможности для формирования экспортных возможностей на мировых энергетических рынках. Это касается прежде всего газа. Так, Россия последние годы формирует существенные трубопроводные мощности для поставок газа в Европу.

Заключение

Развитие мировой энергетики за последние 20 лет можно разделить на два периода, которые характеризуются значительными различиями: период с 1999 по 2014 г. и период с 2014 г. по настоящее время. В 1999–2014 гг. в условиях высоких цен на углеводороды основные тенденции заключались в следующем: (1) интенсификация освоения углеводородных нетрадиционных источников; (2) интенсификация использования альтернативной энергии, которая активно начала замещать углеводородную энергию. Период 2014 г. – настоящее время характеризуется тем, что мировая нефтегазовая отрасль в значительной степени перестраивается с целью повышения технологической эффективности, прини-

мая во внимание резкое снижение цен на нефть. В результате в 2016 г. добыча нетрадиционных углеводородов достигла уровня рентабельности и продолжила расти. В то же время использование возобновляемых источников энергии застопорилось. Существенная перестройка технологического развития сектора возобновляемой энергетики должна произойти для обеспечения его конкурентоспособности в условиях низких цен на ископаемые энергоресурсы.

Расширение потребления углеводородных ресурсов в мире создает существенные перспективы по расширению присутствия на основных мировых энергетических рынках, прежде всего природного газа Европы.

Статья выполнена в рамках грантов РФФИ № 17-0600537, гранта Президента МД-6476.2018.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.
2. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia / A. E. Kontorovich, A. G. Korzhubaev, A. G. Filimonova, L. V. Eder // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2008. – P. 24–27.
3. Strategy of Development of an Oil-And-Gas Complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. – 2009. – P. 14–17.
4. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.
5. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.
6. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
7. Eder L. V., Nemov V. Y. Forecast of energy consumption of vehicles // Studies on Russian Economic Development. – 2017. – Vol. 28 (4). – P. 423–430.
8. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation / L. V. Eder, I. V. Filimonova, V. Y. Nemov, I. V. Provornaya // Economy of Region. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 859–870.
9. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 719–726.
10. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.
11. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2013. – P. 4–8.

© Л. В. Эдер, 2018

НАПРАВЛЕНИЯ ГАЗИФИКАЦИИ РЕГИОНОВ СИБИРИ КАК КЛЮЧЕВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ В РЕГИОНЕ

Екатерина Андреевна Земнухова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (913)201-77-07, e-mail: Ekaterina.zemnuhova@mail.ru

В статье исследованы особенности экологической обстановки регионов Сибири. Установлена связь между экологической ситуацией и структурой топливно-энергетического баланса регионов Сибири. Была посчитана корреляционная зависимость некоторых регионов Сибири, в результате получена связь между уровнем газификации областей Сибири и уровнем выбросов в окружающую среду. Выполнено комплексное исследование проблем газификации регионов Сибири, сформулированы основные выводы.

Ключевые слова: газификация регионов России, способы газификации, выбросы загрязняющих веществ, экологические проблемы газификации.

DIRECTIONS OF GASIFICATION OF THE SIBERIAN REGIONS AS A KEY DIRECTION FOR IMPROVING THE ENVIRONMENTAL SITUATION IN THE REGION

Ekaterina A. Zemnukhova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, phone: (913)201-77-07, e-mail: Ekaterina.zemnuhova@mail.ru

In the article, the features of the ecological situation in the regions of Siberia are investigated. The relationship between the ecological situation and the structure of the fuel and energy balance of the regions of Siberia is established. Correlation dependence of some regions of Siberia was calculated, as a result, a connection was obtained between the level of gasification of the regions of Siberia and the level of emissions into the environment. A comprehensive study of the problems of gasification of the regions of Siberia was carried out, and the main conclusions were formulated.

Key words: gasification of Russian regions, gasification methods, emissions of pollutants, environmental problems of gasification.

Введение

Экологическая политика является одной из наиболее важных составляющих социально-экономического развития России. Уровень экологии отражает качество и уровень жизни населения. В развитых странах мира экологии отдается значительный приоритет при решении многих экономических проблем [5].

Целью работы является комплексное исследование экономических и экологических проблем газификации регионов Сибири.

Задачи исследования:

- 1) исследование экологической обстановки регионов Сибири;
- 2) установление связи между экологической ситуацией и структурой топливно-энергетического баланса регионов Сибири;
- 3) совершенствование методических подходов в области направлений газификации регионов Сибири с учетом экологических ограничений.

В настоящее время регионы Сибири характеризуются относительно невысоким по отношению к общероссийскому показателю уровнем экологического состояния. Одним из факторов значительного воздействия на экологическую обстановку регионов Сибири является крайне низкая степень ее газификации: в Новосибирской области – 25,4 %, в сельской местности около 10 %; Томская область – 13,1 %; Красноярский Край – 13,5 %; Кемеровская область – 8,3 % – учитывая, что уровень газификации России в 2016 г. составил 67,2 % [5, 11].

Специфика топливно-энергетического баланса такова, что более 90 % всего энергопотребления осуществляется за счет использования угля. Одним из факторов низкой степени газификации сибирского региона является значительная роль угля в экономики Сибири. Угледобывающая отрасль является традиционной для Сибири. Значительные запасы этого энергоносителя расположены в Кузбассе, Красноярском крае, Хакасии и ряде других областей сибирского региона. Отрасль обеспечивает существенную часть экономики сибирских регионов, объем налоговых поступлений, занятость населения. Главной вопрос состоит в том, что основное внимание обращено на денежную составляющую, но не на экологические последствия использования угля [2, 8]. Бурые угли пагубно влияют на окружающую среду и на здоровье людей. Уровень загрязнения в городах Сибири и Дальнего Востока выше, чем на остальной части территории Российской Федерации [3, 11]. Доля вредных выбросов от малых источников (мелких котельных, печек) достигает 45 % в общем объеме загрязнения атмосферы, и необходимо учитывать, что в данном случае значение имеет не только количество выбросов, но и местоположение источника выбросов и регулярность [12, 13].

Материалы и методы

Методология диверсификации направлений и способов газификации заключается в последовательном алгоритме оценки эффективности направлений газификации регионов Сибири, учитывая экологическую составляющую. Первый этап заключается в исследовании экологической обстановки и уровня газификации Сибирского федерального округа. Второй этап алгоритма состоит в установлении связи между структурой газификации регионов и их экологической ситуацией. Третий этап заключается в формировании сравнительной оценки направлений способов газификации с учетом экологического блока.

Для выявления и систематизации ключевых направлений повышения уровня газификации регионов Сибири с учетом экологических ограничений бу-

дуг применены методы и инструменты финансового менеджмента и экономического анализа.

Использованы статистические данные Федеральной службы государственной статистики, официальные документы Правительства Российской Федерации, статистические материалы и научные статьи по итогам развития нефтегазового комплекса России – «ТЭК России». Рассмотрены отечественные и зарубежные научные работы, найденные в системах Scopus, Web of Science, eLIBRARY.RU, ScienceDirect.

Результаты и обсуждение

За период с 2005 по 2016 г. было построено 2046 газопроводов общей протяженностью более 28 тыс. км, обеспечены условия для газификации около 815 тыс. квартир и домовладений, 5060 котельных. В результате уровень газификации природным газом в России к 31 декабря 2016 г. достиг 67,2 %, в городах – 70,9 %, в сельской местности – 57,1 % (табл. 1) [11].

Таблица 1

Уровень газификации природным газом в России

Год	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Уровень газификации, %	53,3	62,9	63,1	64,4	65,3	65,4	66,2	67,2

Рассматривая уровень газификации федеральных округов России за 2016 г., необходимо отметить, что самыми низкими показателями уровня газификации являются Сибирский и Дальневосточный федеральные округа – 28,9 % и 27,1 % соответственно (табл. 2), в то время как в Северо-Кавказском федеральном округе – 90,9 %, в Южном и Приволжском – более 94 % [11].

Региональные различия в обеспеченности населения природным газом обусловлены наличием трубопроводной инфраструктуры, а также центров добычи газа, что, в свою очередь, вызвано одновременно особенностями проведения как внутренней (снабжение газом экономических центров с высокой плотностью населения), так и внешней (экспорт газа в западные страны) политики [1, 4, 7].

В рамках исследования экономических и экологических проблем газификации изучаются регионы Сибири, поэтому был рассмотрен удельный вес общей площади Сибирского федерального округа, оборудованной газом. Из табл. 2 видно, как за 7 лет менялся уровень газификации Сибирского региона. Самый высокий уровень газификации за 2016 г. в Омской области – составляет 82,5 %, самый низкий – в Кемеровской области (8,3 %), также можно заметить, что за 7 лет доля газификации Сибирского региона заметно снизилась. Так, в Новосибирской области в 2010 г. степень газификации составляла 28,3 %, в 2016 г. – 25,4 % [9, 11].

Таблица 2

Уровень газификации федеральных округов России, %

Федеральный округ	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Центральный	74,0	73,3	72,8	72,2	71,5	69,7	69,5
Северо-Западный	65,5	65,8	65,1	62,8	41,5	62,2	60,7
Южный	84,7	84,6	84,2	83,9	83,6	83,6	84,0
Северо-Кавказский	90,4	89,5	89,8	90,7	90,5	91,1	90,9
Приволжский	86,3	86,0	85,7	84,9	84,6	84,7	84,4
Уральский	57,1	56,7	56,1	55,5	54,7	54,2	53,1
Дальневосточный	29,0	28,9	28,7	27,5	27,5	27,4	27,1
Сибирский	32,9	32,4	32,2	30,7	29,9	29,3	28,9
Республика Алтай	56,7	55,6	55,0	54,3	53,5	53,3	53,0
Республика Бурятия	15,7	15,0	16,2	15,0	14,9	14,8	14,6
Республика Тыва	14,6	14,4	12,2	13,3	12,9	12,5	9,0
Республика Хакасия	33,0	32,6	31,7	31,1	30,3	29	29,3
Алтайский край	62,6	62,4	62,3	61,1	60,2	59,7	59,2
Забайкальский край	34,9	34,6	34,3	30,9	28,2	27,8	27,4
Красноярский край	20,4	19,7	19,2	15,4	14,2	13,7	13,5
Иркутская область	17,1	16,6	16,3	15,7	15,7	14,9	14,2
Кемеровская область	9,0	8,9	8,8	8,7	8,6	8,4	8,3
Новосибирская область	28,3	28,3	28,1	27,2	26,7	25,8	25,4
Омская область	86,6	85,9	84,9	84,9	82,9	82,5	82,5
Томская область	16,7	16,5	16,2	14,6	14,1	13,3	13,1

Для комплексного исследования экономических и экологических проблем газификации регионов Сибири необходимо рассмотреть экологическую обстановку Сибирского региона, так как одной из задач является установление связи между экологической ситуацией и структурой топливно-энергетического баланса регионов Сибири. В табл. 3 показаны доли выбросов в атмосферный воздух за 2010–2016 гг. [10, 11]. Можно заметить, что за 7 лет показатели снижаются. Самый высокий показатель в Красноярском крае, самый низкий в Республике Алтай [6].

Для того чтобы понять, есть ли связь между структурой газификации регионов Сибири и долей выбросов загрязняющих атмосферу веществ, была посчитана корреляционная зависимость некоторых регионов Сибири.

В результате получена значительная связь между экологической ситуацией и структурой топливно-энергетического баланса регионов Сибири, и необходимо обратить на это внимание, так как уровень газификации может влиять на количество выбросов; независимый фактор – уровень газификации областей Сибири, абсолютный – уровень развития промышленного производства в структуре ВРП. На уровень экологической нагрузки влияет и ряд других фак-

торов, в частности, уровень развития промышленного производства, отсутствие должного уровня природоохранных мероприятий. Необходимо расширять направления способов газификации коммунально-бытового сектора, крупных электростанций и других масштабных проектов.

Таблица 3

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух,
отходящих от стационарных источников, тыс. тонн

Федеральный округ	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Сибирский	5615	5868	5919	6017	5816	5570	5688
Республика Алтай	13	6	9	9	9	8	8
Республика Бурятия	87	95	90	100	114	106	109
Республика Тыва	24	23	19	20	19	19	20
Республика Хакасия	96	96	90	94	90	84	89
Алтайский край	233	207	204	216	201	203	204
Забайкальский край	140	138	131	127	127	125	119
Красноярский край	2543	2491	2517	2583	2497	2356	2476
Иркутская область	502	597	621	720	686	637	639
Кемеровская область	1282	1411	1390	1360	1356	1332	1344
Новосибирская область	213	228	234	225	196	208	185
Омская область	202	230	236	240	214	204	202
Томская область	281	345	379	323	306	290	293

Как было сказано выше, более 90 % всего энергопотребления осуществляется за счет использования угля, особенно это затрагивает Сибирский федеральный округ, где газ используется в основном в коммунально-бытовом секторе, в котельных газ используется не повсеместно. Использование угля в топливном балансе оказывает наибольшее влияние на экологию, чем использование газа, поэтому необходимо направить свое внимание на развитие способов газификации в регионах Сибири для улучшения уровня природоохранных мероприятий и увеличение степени газификации, которая, в свою очередь, является одним из факторов, влияющих на экологическую обстановку.

Заключение

Эффективное развитие способов газификации регионов Сибири и России в целом непосредственно связано с уровнем экологии, который, в свою очередь, отражает качество и уровень жизни населения, это очень важный аспект, потому что в наши дни проблемы охраны окружающей среды способны привести к потере устойчивости общественного развития. Экологии отводится значительный приоритет в развитых странах мира, в России и тем более в регионах Сибири этому вопросу не уделяется должного внимания. Решение о развитии

направлений газификации регионов с их улучшениями в экологическом плане является целесообразным и актуальным в современном мире. Необходимо разработать четкую методику для совершенствования методических подходов в области направлений газификации регионов Сибири с учетом экологических ограничений.

Статья подготовлена в рамках интеграционного проекта ИП-66ПН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.
2. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia / A. E. Kontorovich, A. G. Korzhubaev, A. G. Filimonova, L.V. Eder // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – P. 24–27.
3. Eder L. V., Nemov V. Y. Forecast of energy consumption of vehicles // Studies on Russian Economic Development. – 2017. – Vol. 28(4). – P. 423–430.
4. Environmental and economic performance of plasma gasification in Enhanced Landfill Mining / M. Danthurebandara, S. Van Passel, I. Vanderreydt, K. Van Acker // Waste Management. – 2015. – Vol. 45. – P. 458–467.
5. Evaluating the emissions from the gasification processing of municipal solid waste followed by combustion / Evandro José Lopes, Neide Queiroz, Carlos Itsuo Yamamoto, Pedro Ramos da Costa Neto // Waste Management. – 2018. – Vol. 73. – P. 504–510.
6. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2013. – P. 4–8.
7. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84(1). – 012010.
8. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.
9. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17(53). – P. 719–726.
10. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.
11. Regional statistics. Social and economic situation of the subjects of the Russian Federation // [Electronic resource]: gks.ru.
12. Strategy of development of an oil-and-gas complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2009. – P. 14–17.
13. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 84(1). – 012012.

© Е. А. Земнухова, 2018

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ И СТРУКТУРЫ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ В РОССИЮ

Светлана Игоревна Шумилова

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант, тел. (965)820-00-28, e-mail: svetlana.shumilova1410@gmail.com

В статье проводится анализ динамики, видовой и отраслевой структур ежегодных потоков иностранных инвестиций в экономику России, что позволяет выявить основные тенденции привлечения иностранного капитала за последние несколько лет. В российской экономике наиболее привлекательными направлениями для иностранных инвесторов являются добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, оптовая и розничная торговля. Данные виды экономической деятельности занимают более 60 % в общем объеме иностранных инвестиций.

Ключевые слова: инвестиции, иностранные инвестиции, динамика инвестиций, структура инвестиций, прямые инвестиции, портфельные инвестиции, инвестиционный климат.

ANALYSIS OF THE DYNAMICS AND STRUCTURE OF FOREIGN INVESTMENTS IN RUSSIA

Svetlana I. Shumilova

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Graduate, phone: (965)820-00-28, e-mail: svetlana.shumilova1410@gmail.com

The article analyzes the dynamics, specific and branch structure of annual flows of foreign investments into the Russian economy, which allows us to identify the main trends in attracting foreign capital in the last few years. In the Russian economy, the most attractive destinations for foreign investors are mining, manufacturing, wholesale and retail trade. These types of economic activity occupy more than 60 % of total foreign investment.

Key words: investment, foreign investment, investment dynamics, investment structure, direct investment, portfolio investment, investment climate.

Введение

Иностранные инвестиции являются одним из важнейших индикаторов уровня экономического развития страны. По их объему можно судить об инвестиционной привлекательности, которая характеризует способность создавать и поддерживать благоприятные условия для потенциальных инвесторов. Россия на фоне минувшего экономического кризиса остро нуждается в увеличении притока иностранного капитала. В последние годы в России наблюдалась обратная тенденция, причинами которой являются не только экономические, но и политические предпосылки.

Вопрос восстановления инвестиционного климата в России становится все более актуальным в последнее время. Так, очень перспективным направлением

для инвестиционной деятельности является нефтегазовый сектор, традиционно служащий основой экономики страны. В частности, крупные месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока привлекательны для активно развивающихся стран Азиатско-Тихоокеанского региона ввиду их непосредственной географической близости [1–3].

Целью работы является анализ динамики и структуры иностранных инвестиций в Россию за последние несколько лет.

Методы и материалы

В статье применены совокупность методов и общеметодологические принципы научного исследования, экономический анализ (исторический, системный, причинно-следственный, функциональный и др.), методы классификации данных, статистический анализ. Эмпирическую базу настоящего исследования составили статистические данные Центрального Банка России.

Результаты и обсуждение

1. Динамика и структура иностранных инвестиций в Россию.

Ранее иностранные инвесторы рассматривали Россию как перспективный и интересный рынок: относительно стабильная экономика, которую обеспечивали высокие цены на нефть, с высокой вероятностью гарантировала возможность увеличения доходов от инвестирования. Кризис 2008–2009 гг. не изменил мнения инвесторов о перспективности России, и в течение нескольких лет инвестиционные показатели вернулись к докризисному уровню. В 2013 г. Россия занимала третье место в мире по объему прямых иностранных инвестиций после США и Китая [4–6].

Ситуация значительно изменилась после введения санкций и ухудшения экономической и политической ситуации в стране в целом и в совокупности с падением цен на нефть. С 2013 по 2015 г. прямые иностранные инвестиции сократились почти в десять раз (рис. 1), а в 2014 г. отток капитала из страны установил исторический максимум и достиг 151 млрд долл. США.

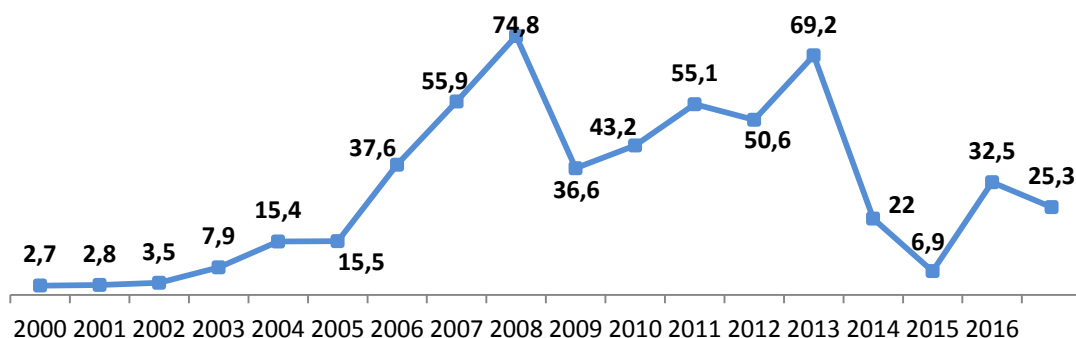


Рис. 1. Объем поступления прямых иностранных инвестиций в Россию с 2000 по I–III кв. 2017 г., млрд долл. США (Источник: ЦБ РФ)

В 2016 г. появилась положительная тенденция к возвращению утерянных в последние годы позиций, отношение инвесторов к России улучшилось, и в данный момент специалисты ожидают, что после рецессии российская экономика начнет показывать рост. Ожидания будущего экономического роста, а также стабилизация цен на нефть повышают заинтересованность иностранных инвесторов. Об этом говорит увеличение притока прямых иностранных инвестиций с 6,9 млрд долл. США в 2015 г. до почти 33 млрд долл. США по итогам 2016 г., а также довольно высокий объем за 3 квартала 2017 г. – 25,3 млрд долл. США.

2. Видовая структура иностранных инвестиций в Россию.

В структуре иностранных инвестиций в период с 2001 по 2008 г. значительно выросла доля прямых инвестиций (рис. 2). В последние годы структура не претерпевает существенных изменений: это во многом объясняется «спецификой» прямых инвестиций, которые сложно быстро «отозвать» при изменении экономической ситуации, чего нельзя сказать про портфельные инвестиции.

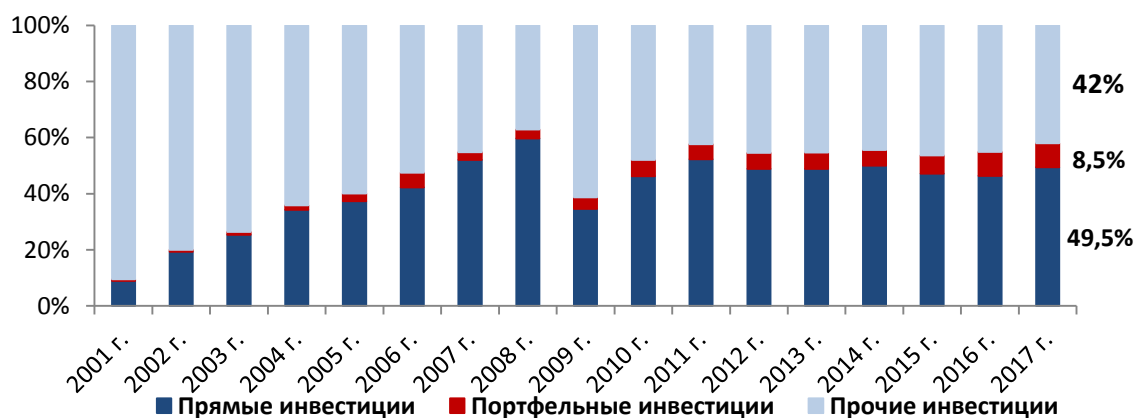


Рис. 2. Структура накопленных иностранных инвестиций в российскую экономику с 2001 по I–III кв. 2017 г. (Источник: ЦБ РФ)

Прямые инвестиции являются основным показателем инвестиционной деятельности, так как они подразумевают долгосрочное вложение капитала, вследствие чего между инвестором и предприятием образуется долговременная связь. Из-за сложности мобилизации особую роль в их размещении играют экономическая и политическая стабильность. Однако показатели накопленного капитала не могут в полной мере отразить инвестиционную динамику, например, по причине переоценки рыночной стоимости ранее приобретенных или созданных с нуля активов.

3. Отраслевая структура иностранных инвестиций в Россию.

В российской экономике на данный момент наиболее привлекательными направлениями для иностранных инвесторов являются добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, оптовая и розничная торговля. Данные виды экономической деятельности занимают более 60 % в общем объеме

(рис. 3), что говорит о том, что эти направления могут являться приоритетными при решении задачи увеличения притока иностранного капитала [7–9]. В 2016 г. иностранные компании проявляли интерес к месторождениям Восточной Сибири и Дальнего Востока: индийские компании ONGC и Oil India Limited приобрели доли в Ванкорском месторождении, сумма сделки составила 1,3 и 2 млрд долл. США соответственно. Китайская компания Beijing Gas приобрела долю в Верхнечонском месторождении, сумма сделки составила 1,1 млрд долл. США [10–13].

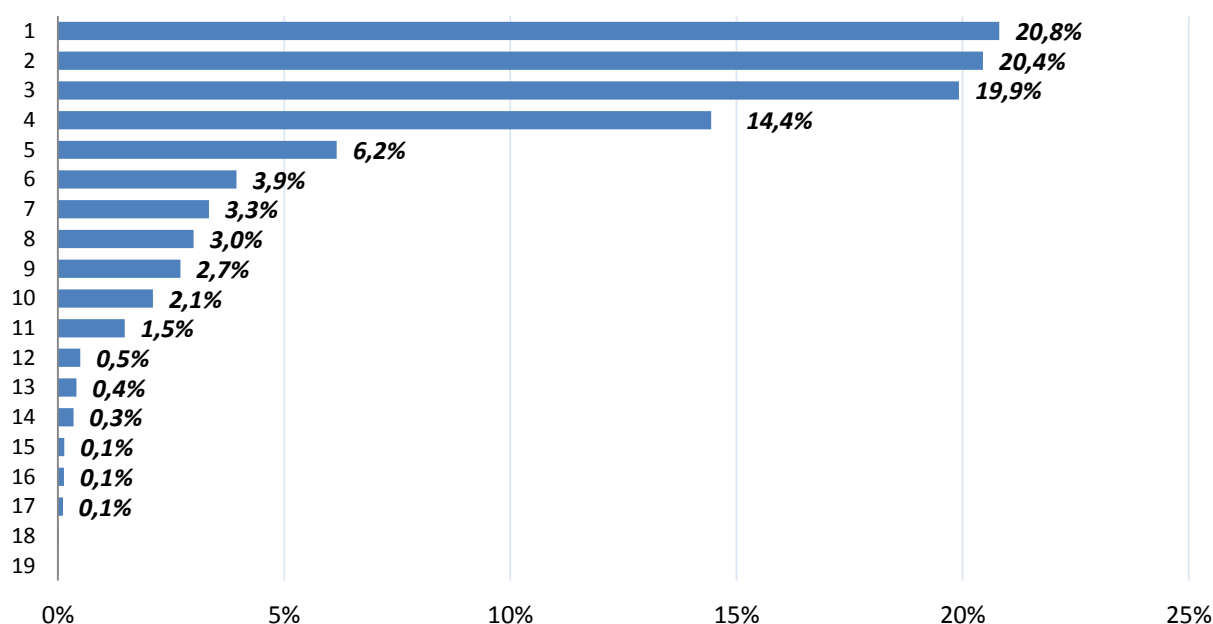


Рис. 3. Доля накопленных прямых иностранных инвестиций по видам экономической деятельности на 01.01 2016:

1 – обрабатывающие производства; 2 – добыча полезных ископаемых; 3 – оптовая и розничная торговля; 4 – финансовая деятельность, страхование; 5 – предоставление прочих услуг; 6 – информация и связь; 7 – недвижимость; 8 – не распределено по отраслям; 9 – строительство; 10 – производство и распределение электроэнергии, газа, пара и кондиционирование воздуха; 11 – транспорт и хранение; 12 – деятельность в области аренды и лизинга; 13 – сельское хозяйство, лесное хозяйство и рыболовство; 14 – научные исследования и разработки; 15 – деятельность гостиниц и ресторанов; 16 – здравоохранение и предоставление социальных услуг; 17 – деятельность по организации отдыха и развлечений, культуры и спорта; 18 – сбор, очистка и распределение воды, сбор сточных вод, отходов и аналогичная деятельность; 19 – образование

Финансовая деятельности и страхование, информация и связь, недвижимость, строительство составляют вторую группу важнейших для роста иностранных инвестиций отраслей с суммарной долей около 25 %.

Также в 2015 г. Российский фонд прямых инвестиций (РФПИ) заключил соглашение с Государственным банком Индии о совместном инвестировании

в инфраструктурный сектор, согласно которому фонд ОАЭ Mubadala вложит не менее 5 млрд долл. США в инфраструктуру России. В частности, Mubadala примет участие в проектах строительства скоростной автомобильной дороги М-11 «Москва – Санкт-Петербург», строительство которой должно завершиться в 2018 г.

Доля объема прямых иностранных инвестиций в гостиничной и ресторанной отрасли близка к 0, что говорит о слабом интересе иностранных инвесторов к туристическому бизнесу в России. Также доля инвестиций в сфере исследований и разработок составляет всего 0,3 %. Российский рынок на данный момент не готов предложить привлекательные исследовательские проекты и какие-либо значимые инновационные разработки, что является крайне негативным явлением в условиях существенной доли изношенного оборудования на российских предприятиях, требующего модернизации и применения новых технологий для дальнейшего развития всей экономики. Складывается ситуация, когда иностранный капитал ввиду серьезных рисков вложения в науку и большей выгодности сырьевого сектора перетекает именно в данную отрасль, что еще более усиливает технологическую отсталость экономики России от наиболее развитых стран. Очень важной задачей для Правительства РФ в долгосрочном периоде является именно решение этой проблемы, тормозящей экономический рост [13].

Одним из долгосрочных интересов России является создание экономики инновационного типа, интегрированной в мировое технологическое и экономическое пространство. В последние несколько лет значительно увеличилась доля стран АТР в объеме иностранных инвестиций в Россию, особенно в нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока, что говорит об особой роли данного региона для экономического развития страны. По мере истощения действующих месторождений возникает необходимость добычи в труднодоступных местах, что требует наличия соответствующей инфраструктуры. Для дальнейшего развития нефтегазового сектора Восточной Сибири необходимо создать условия для освоения ресурсного потенциала региона, как сильно выработанных месторождений, так и ресурсов тяжелой нефти и нетрадиционных залежей нефти и газа, а это требует улучшения инвестиционного климата страны и увеличения притока инвестиционных вложений.

Заключение

Существенное замедление темпов экономического роста обуславливает необходимость использования всех возможных путей стимулирования производства и развития экономики. Привлечение иностранных инвестиций является одним из факторов преодоления негативных тенденций в развитии экономики Российской Федерации, в данном случае речь должна идти именно о прямых иностранных инвестициях, учитывая их характер, особенности и цели использования. В российской экономике на данный момент наиболее привлекательными направлениями для иностранных инвесторов являются добыча полезных

ископаемых, обрабатывающие производства, оптовая и розничная торговля. Данные виды экономической деятельности занимают более 60 % в общем объеме прямых иностранных инвестиций, что говорит о том, что эти направления могут являться приоритетными при решении задачи увеличения притока иностранного капитала.

Статья подготовлена в рамках интеграционного проекта ИП-22ПН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia / A. E. Kontorovich, A. G. Korzhubaev, A. G. Filimonova, L. V. Eder // *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. – 2008. – P. 24–27.
2. Strategy of Development of an Oil-And-Gas Complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. – 2009. – P. 14–17.
3. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.
4. Filimonova I. V., Eder L. V. Peculiarities of state regulation of the efficiency of the oil and gas industry in Russia // *Problems of Economics and Management of the Oil and Gas Complex*. – 2014. – N 9. – P. 15–21.
5. Korzhubaev A., Eder L. Foreign investments: we simply do not know how to prepare them? // *Oil and Gas Vertical*. – 2010. – N 19.
6. Korzhubaev A. G., Eder L. V. Foreign investments into the oil and gas industry of Russia: scales of manufacture, the scheme of participation, legislative possibilities // *International journal of Asian Economics*. – 2011. – Vol. 2, N 1. – P. 29.
7. Kontorovich A. E., Filimonova I. V. Legislative and tax regulation of the Kazakhstan oil and gas sector // *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. – 2006. – Vol. 6. – P. 106–110.
8. Sharf I. V. Financial and organizational aspects of the recovery of hydrocarbon resource base in the regional context // *Economy of Region*. – 2017. – Vol. 13(2). – P. 628–640.
9. Konoplyanik A. A. International mechanisms for protecting foreign investment in the fuel and energy sector and an expanded / updated package of ECT and related instruments // *Oil, gas and law*. – 2014. – Vol. 4. – P. 51–63.
10. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.
11. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L.V. Eder, I.V. Filimonova, I.V. Provornaya et al. // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.
12. Eder L. V. Oil and gas complex in the Russian economy // *Mineral resources of Russia. Economics and Management*. – 2013. – N 4. – P. 48–56.
13. Korzhubaev A. G., Filimonova I. V., Eder L. V. The role of foreign investment in oil and gas complex of Russia // *Mineral resources of Russia. Economics and Management*. – 2007. – Vol. 4. – P. 51–58.

© С. И. Шумилова, 2018

СТРУКТУРА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ НА АВТОМОБИЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ

Василий Юрьевич Немов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)333-28-14, e-mail: nemovvu@ipgg.sbras.ru

В исследовании представлена структура мирового энергопотребления по секторам экономики, показана роль автомобильного транспорта в формировании спроса на нефтепродукты. Проанализирована структура потребления различных видов энергоносителей на автомобильном транспорте. Проведен анализ структурных сдвигов в энергопотреблении на автомобильном транспорте, представлен прогноз изменения спроса на традиционные и альтернативные энергоносители на транспорте.

Ключевые слова: мировые энергетические рынки, автомобильный транспорт, нефть, газ, Россия, альтернативная энергетика.

STRUCTURE OF ENERGY CONSUMPTION BY VEHICLE

Vasiliy Yu. Nemov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)333-28-14, e-mail: nemovvu@ipgg.sbras.ru

The study presents the structure of world energy consumption by sectors of the economy, shows the role of road transport in shaping the demand for petroleum products. The structure of consumption of various types of energy carriers in road transport is analyzed. The analysis of structural shifts in energy consumption in road transport is analyzed, the forecast of changes in demand for traditional (oil, diesel) and alternative (oil and natural gas, electric power) energy carriers on vehicle.

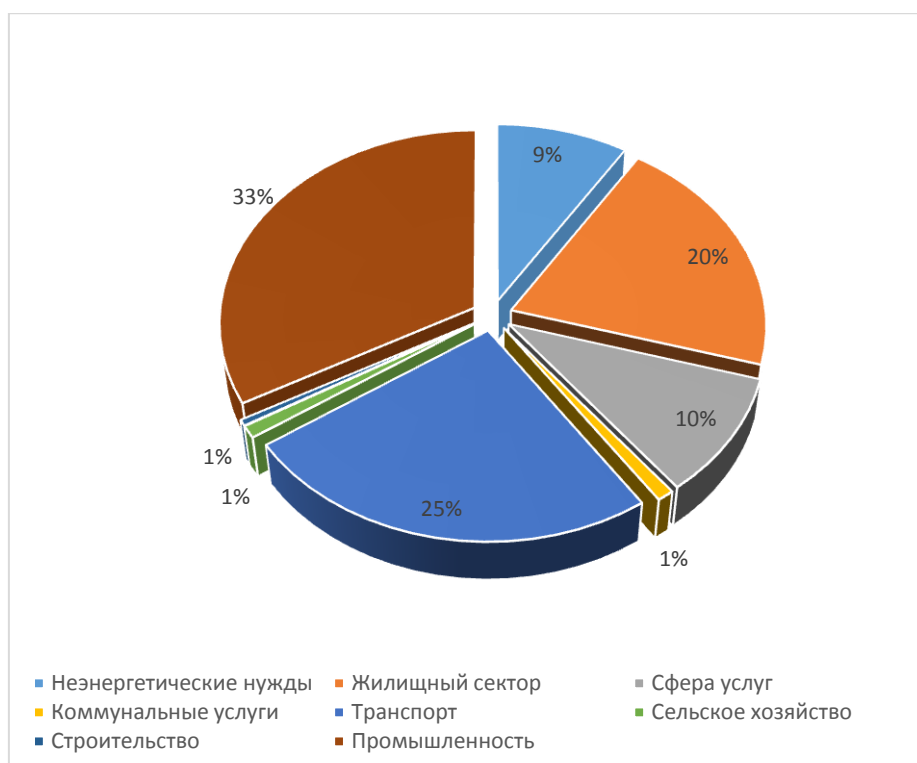
Key words: world energy markets, automobile transport, oil, gas, Russia, alternative energy.

Введение

Транспорт является одним из наиболее крупных потребителей энергии в экономике. Так, в России за последние 10 лет доля транспортного сектора выросла на 4 %. В настоящее время на транспортный сектор приходится около 25 % конечного потребления энергии (рисунок).

Согласно отчету «Energy Efficiency Indicators: Fundamentals on Statistics» (OECD/IEA, 2014), доля транспортного сектора в мировом энергопотреблении в 1973–2015 гг. выросла с 23 до 28 %.

Среди различных видов транспорта наибольшую долю в общем объеме энергопотребления в России занимает автомобильный транспорт. Так, с 2000 по 2015 г. доля автомобильного транспорта в структуре потребления энергии выросла с 50 до 55 %.



**Структура потребления конечной энергии в России
по секторам потребления, %**

В настоящее время около 93 % потребляемой энергии автомобильным транспортом генерируется из нефтепродуктов, которые отличаются высокими энергетическими характеристиками. Для этого вида топлива наиболее развита заправочная инфраструктура. Однако в настоящее время в отрасли происходят структурные изменения, которые, в частности, оказывают влияние на структуру потребления различных видов энергоносителей на автомобильном транспорте.

Материалы и методы

В качестве методологической основы в статье реализован системный подход как общенаучный метод познания, а также прикладные методы синтеза, классификации, обобщения и группировки, сравнительного и структурного анализа. На основе методов системного анализа проанализированы различные аспекты развития мирового рынка энергоносителей.

Результаты и обсуждение

За последние 10 лет доля транспорта в структуре энергопотребления в России выросла с 21 до 25 %. В структуре энергоносителей на транспорте большую долю занимают нефтепродукты (93 %), на природный газ приходится около 4 % [1–6]. Анализ топливно-энергетического баланса показал, что около 62 % спроса на нефть формируется транспортным сектором. При

этом крупнейшим сегментом транспортного сектора по энергопотреблению в России является автомобильный транспорт (54 %), доля трубопроводного транспорта составляет 32 %, железнодорожного – 6 %. Автомобильный транспорт играет ключевую роль в формировании спроса на энергоносители, прежде всего на нефтепродукты.

В период 2000–2010 гг. около 66 % прироста потребления энергии на транспорте пришлось на автомобили. Однако в последние годы наблюдается тенденция к снижению темпов прироста. В России в течение последних 5 лет потребление энергии автотранспортом возрастало в среднем на 1,5 % в год. При этом в Центральном федеральном округе наблюдается устойчивая тенденция к сокращению абсолютного потребления энергоносителей автотранспортом. Как отмечалось ранее, в этих округах происходит рост количества автомобильного транспорта. Таким образом, в России темп прироста количества автомобилей более чем в 3 раза превышает темп прироста потребления автомобильного топлива. Это соответствует общемировым тенденциям к повышению энергоэффективности на автотранспорте.

В России автомобильным транспортом потребляется около 65 млн т н.э. энергоресурсов. В Европе крупнейшими странами по энергопотреблению транспортного сектора являются Германия (51 млн т н.э.), Франция (42 млн т н.э.), Великобритания (37 млн т н.э.) и Италия (33 млн т н.э.). В группу стран со средним значением этого показателя входят Испания (25 млн т н.э.), Турция (18 млн т н.э.), Польша (15 млн т н.э.), Нидерланды (11 млн т н.э.). В остальных странах этот показатель находится в диапазоне от 0,8 (страны Балтии) до 8 млн т н.э. (Бельгия и Австрия).

В России прирост потребления энергии на транспорте происходит существенно более медленными темпами, чем прирост количества автомобилей. Это связано с ростом энергоэффективности транспорта. Так, в России удельное потребление энергии на одно автотранспортное средство в период 2010–2015 гг. сократилось на 15 %: с 1,56 до 1,33 т н.э.

Россия является уникальной страной по разнообразию природно-климатических зон и величине территории. Это влияет на существенные различия в уровне удельного энергопотребления в различных регионах страны. Наименьшее потребление энергии единицей автотранспортного средства приходится на южные территории. Так, в Республике Крым в год одним автомобилем потребляется 0,99 т н.э., в Южном федеральном округе – 1,19 т н.э., в Приволжском федеральном округе – 1,17 т н.э. В регионах с более суровыми природно-климатическими условиями удельное потребление энергии автотранспортом составляет около 1,5 т н.э. в год (Северо-Западный, Сибирский федеральные округа).

Особое внимание к повышению энергоэффективности экономики России появилось в 2010 г., когда Минэнерго России разработало Государственную программу Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года». Эта программа была одобрена на заседании Правительства Российской Федерации 21.10.2010 и утверждена

распоряжением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 2446-р (ред. от 16.02.2013). Эта программа явилась инструментом решения масштабной задачи по снижению к 2020 г. энергоемкости ВВП на 40 % [7–9].

Одним из важнейших разделов этой программы является подпрограмма «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на транспорте». Одними из основных задач программы являются: увеличение топливной экономичности новых легковых автомобилей к 2020 г. на 15 %, повышение доли легковых автомобилей с гибридными двигателями среди продаваемых новых автомобилей к 2020 г. до 4,6 %.

Особое внимание к повышению эффективности энергопотребления на транспорте уделяется в проекте «Энергетической стратегии России на период до 2035 года», разработанным совместно Институтом энергетической стратегии (ГУ ИЭС), Институтом энергетических исследований РАН, Аналитическим центром при Правительстве РФ, а также экспертами ИЭОПП СО РАН, ИПНГ РАН, ЭНИН им. Г. М. Кржижановского, ИСЭМ СО РАН им. М. А. Мелентьева, ИНКРУ, НИКИЭТ им. Н. А. Доллежала и ОИВТ РАН [10, 11]. Согласно «прорывному» варианту развития мировой энергетики, ожидается интенсивное развитие таких технологий, как гибридные автомобили и электромобили, включая автомобили на водородном топливе, роботизированные автомобили без водителя.

Для мониторинга развития прорывных энергосберегающих технологий на транспорте предлагаются следующие индикаторы:

- стоимость аккумуляторных батарей электромобилей и водородных топливных элементов;
- возможный пробег электромобилей без подзарядки;
- доля водородных и электромобилей в мировом автопарке.

Традиционное топливо (нефтепродукты – бензин и дизельное топливо/средние дистилляты). До середины 1990-х гг. доля нефтепродуктов по странам Еврозоны и Европейскому Союзу составляла более 98 %, т. е. влияние прочих источников было незначительным. Основное сокращение доли нефтепродуктов в структуре энергоносителей происходило с середины 2000-х гг. В результате доля нефтепродуктов в структуре энергоносителей на транспорте в странах Евросоюза сократилось с 98 до чуть более чем 90 %.

Биотопливо/биодизель. Столь значительное сокращение доли нефтепродуктов в структуре энергопотребления на транспорте связано прежде всего с наращиванием потребления биотоплива, в частности биодизеля. Однако необходимо отметить, что производство биотоплива экономически выгодно только в условиях субсидирования или высоких цен на нефть, так как сталкивается со значительными трудностями и ограничениями.

Сжиженный нефтяной газ. Использование пропан-бутановой смеси в Европе на транспорте относительно распространено. Это позволяет осуществлять значительное сокращение выбросов CO₂. В дальнейшем, учитывая значительные экологические, экономические и геополитические ограничения для наращивания традиционных видов энергоносителей на транспорте, роль пропан-

бутановых смесей на транспорте должна возрастать. Однако рост будет ограничен перспективами развития мирового и европейского нефтяного производства, поскольку СНГ – продукт нефтеперерабатывающей промышленности.

Природный газ. Потребление природного газа на транспорте в Европе относительно невелико. В некоторых странах Европы предполагается перевести на природный газ до 10 % автомобильного транспорта к 2020 г. В России количество автомобилей, работающих на природном газе, составляет менее 1 % автопарка страны. Стимулами внедрения природного газа в качестве автомобильного топлива являются снижение вредных выбросов в окружающую среду, поддержка правительства и стоимость эксплуатации автомобилей, работающих на природном газе. Россия обладает уникальными запасами природного газа и разветвленной сетью газопроводов, однако использование метана в качестве топлива на автотранспорте относительно мирового опыта невелико.

Электричество. Несмотря на рост тенденции к использованию электромобилей и увеличению их общего количества в мире, в настоящее время потребление электроэнергии электромобилями не превышает 0,1 %. С учетом современных тенденций развития производственных мощностей, инфраструктуры и популяризации электромобилей доля электроэнергии как вида энергоносителя на автотранспорте в ближайшие десятилетия может достичь нескольких процентов. Ожидается, что при реализации интенсивного сценария развития потребление электроэнергии в Европе на транспорте возрастет до 2–3 %. В России в силу объективных факторов, таких как холодный климат, слабо развитая инфраструктура, распространение автомобильного транспорта будет ограничено.

Заключение

Анализ структурных сдвигов в потреблении энергоносителей автомобильным транспортом на макроуровне показал, что к 2035–2040 гг. спрос на традиционные источники энергии (нефтепродукты) в структуре ТЭБ при интенсивном варианте сократится на 15 %. В результате доля традиционных энергоносителей на транспорте снизится с 95 до 80 % на конец прогнозируемого периода.

Интенсивный вариант предполагает относительно высокий уровень цен на нефть, развитие технологий и удешевление производства энергии из альтернативных источников. Дальнейшее снижение рассматриваемого показателя технологически представляется маловероятным.

Статья выполнена в рамках грантов РФФИ № 17-0600537, гранта Президента МД-6476.2018.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects / A. E. Kontorovich, L. V. Eder, I. V. Filimonova et al. // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57, Issue 12. – P. 1653–1667.

2. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia / A. E. Kontorovich, A. G. Korzhubaev, A. G. Filimonova, L. V. Eder // *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. – 2008. – P. 24–27.
3. Strategy of Development of an Oil-And-Gas Complex Siberia / A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, L. V. Eder, I. A. Sokolova // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. – 2009. – P. 14–17.
4. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya, V. Y. Nemov // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012012.
5. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia / I. V. Filimonova, L. V. Eder, M. V. Mishenin, T. M. Mamakhatov // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012011.
6. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2017. – Vol. 84 (1). – 012010.
7. Eder L. V., Nemov V. Y. Forecast of energy consumption of vehicles // *Studies on Russian Economic Development*. – 2017. – Vol. 28 (4). – P. 423–430.
8. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation / L. V. Eder, I. V. Filimonova, V. Y. Nemov, I. V. Provornaya // *Economy of Region*. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 859–870.
9. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L. V. Eder, A. E. Kontorovich, I. V. Filimonova et al. // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 719–726.
10. Regional smart specialisations in fostering innovation development of resource regions of Russia / L. V. Eder, I. V. Filimonova, I. V. Provornaya et al. // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. – 2017. – Vol. 17 (53). – P. 727–734.
11. Kontorovich A. E., Eder L. V., Nemov V. Yu. Oil and gas in the Russian economics // *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. – 2013. – P. 4–8.

© B. Ю. Немов, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

1. Ю. С. Глянцева, И. Н. Зуева, С. Х. Лифшиц, О. Н. Чалая. Геохимические особенности формирования нефтяного загрязнения на различных объектах нефтегазового комплекса	3
2. С. В. Юдин. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений северных районов Новосибирской области	11
3. Н. П. Запывалов. Идеология, наука и практика нефтегазового дела в XXI веке	19
4. И. В. Вараксина, И. В. Тумашов. Рифогенная постройка ледянского поднятия как пример карбонатного коллектора в силуре Сибирской платформы	26
5. И. К. Иванова, В. В. Корякина, М. Е. Семенов. Исследование кинетики растворения нефтяных и промысловых парафинов в различных углеводородных реагентах методом ДСК	31
6. Л. С. Борисова, Е. А. Фурсенко, К. В. Долженко. Пространственные закономерности изменения содержания смол в нефтях из мезозойских залежей Западной Сибири	39
7. И. А. Губин, А. Э. Конторович, С. А. Моисеев, А. М. Фомин, Е. С. Ярославцева. Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в Северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных	47
8. Ю. К. Советов, Л. В. Соловецкая. Петрографические провинции коллекторов и потенциально нефтематеринские отложения венда на юго-западе Сибирской платформы	56
9. И. Н. Зуева, О. Н. Чалая, А. И. Сивцев. Сравнительная характеристика Куонамской и Баккеновской горючесланцевых формаций	65
10. А. Е. Солмин, Е. С. Сурикова. Структурная характеристика и история тектонического развития осадочного комплекса Ямальской нефтегазоносной области	71
11. М. О. Федорович, Л. М. Буриштейн, О. А. Емельяненко, С. В. Ершов, В. А. Конторович, В. В. Лапковский, Е. А. Маркина. Результаты моделирования обстановок осадконакопления Усть-Енисейского района в ПО DIONISOS	78
12. Д. А. Новиков, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, И. И. Юрчик, А. Ф. Сухорукова. Особенности гидрогеохимии эксплуатируемых водоносных горизонтов Севастопольской городской агломерации	84
13. А. Л. Бейзель. Новые данные к разработке модели формирования гривного рельефа юга Западной Сибири	92

14. <i>Д. В. Маслов.</i> Особенности распространения ботубинского горизонта на востоке Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО Республики Саха (Якутия)	97
15. <i>Т. В. Гонта, А. В. Тимохин.</i> Биостратиграфия баксанского горизонта р. Чуня (бассейн р. Подкаменная Тунгусска).....	105
16. <i>С. М. Гусева.</i> Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика южной части шельфа Карского моря.....	113
17. <i>Д. А. Новиков.</i> Гидродинамика нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии.....	121
18. <i>А. С. Алифиров, В. Г. Князев, С. В. Меледина.</i> Онтогенез формы раковины и скульптуры позднебатских и келловейских аммонитов семейства <i>Cardioceratidae</i> севера Сибири.....	128
19. <i>О. А. Локтионова, Л. М. Калинина, П. И. Сафронов.</i> Моделирование тогурской свиты как источника углеводородов в ниже-среднеюрских отложениях Усть-Тымской мегавпадины (Томская область).....	136
20. <i>И. В. Шарф, М. Р. Цибульникова.</i> Современные тенденции в формировании и распределении нефтегазовых доходов в бюджетных системах разных странах	144
21. <i>А. С. Гаврилина.</i> Оценка стоимости нефтегазовых компаний на основе моделей EVA, SVA, MVA.....	153
22. <i>Д. М. Черепанова.</i> Влияние природных ресурсов на экономическое развитие России	159
23. <i>И. В. Проворная.</i> Структурные сдвиги в мировой системе энергопотребления	165
24. <i>М. В. Мишенин.</i> Основные тенденции лицензирования на нефтегазовых участках, расположенных в Сибири	173
25. <i>А. А. Кулик.</i> Анализ операционных расходов крупнейших российских и мировых нефтегазовых компаний и влияющих на них факторов.....	179
26. <i>Т. А. Почевалова.</i> Сравнительный анализ налоговой нагрузки компаний нефтегазового сектора России	185
27. <i>А. В. Комарова, Д. К. Бенитес Гарсиа.</i> Управление эффективностью освоения энергетических ресурсов с использованием функции полезности.....	192
28. <i>В. Д. Кожевин.</i> Влияние изменения цен на нефть и газ на финансовую устойчивость нефтегазовых компаний России.....	197
29. <i>И. В. Филимонова.</i> Дивидендная политика нефтегазовых компаний как часть рентных отношений.....	204
30. <i>Л. В. Эдер.</i> Производство и потребление углеводородных ресурсов в России и мире с учетом крупных структурных сдвигов в мировом энергопотреблении	211

31. <i>Е. А. Земнухова.</i> Направления газификации регионов Сибири как ключевое направление улучшения экологической обстановки в регионе	216
32. <i>С. И. Шумилова.</i> Анализ динамики и структуры иностранных инвестиций в Россию	222
33. <i>В. Ю. Немов.</i> Структура энергопотребления на автомобильном транспорте	228

CONTENTS

1. Yu. S. Glyaznetsova, I. N. Zueva, S. S. Lifshits, O. N. Chalaya. Geochemical Features of Oil Pollution on Different Objects of Oil and Gas Complex	3
2. S. V. Yudin. Geochemistry of Water-Dissolved Gases of Oil-and-Gas Deposits in the Northern Areas of the Novosibirsk Region.....	11
3. N. P. Zapivalov. Petroleum Philosophy, Science And Practice in the 21 st Century.....	19
4. I. V. Varaksina, I. V. Tumashov. A Reef of Ledyansk Uplift – the Example of the Carbonate Collector in Silurian of Siberian Platform	26
5. I. K. Ivanova, V. V. Koryakina, M. E. Semenov. Dissolution Kinetics Investigation of Petroleum and Commercial Paraffins in Various Hydrocarbon Reagentsby DSC Method	31
6. L. S. Borisova, E. A. Fursenko, K. V. Dolzhenko. Spatial Variability of the Changing Resin Contents in Oils from Mesozoic Deposits of Western Siberia	39
7. I. A. Gubin, A. E. Kontorovich, S. A. Moiseev, A. M. Fomin, E. S. Yaroslavl'tseva. The Allocation of the Centers of Hydrocarbon Generation in the Kuonamka Formation Within the North-Tunguska Petroleum Region Using Seismic Data	47
8. Ju. K. Sovetov, L. V. Solovetskaya. Provenances for Oil and Gas Traps and Vendian Hydrocarbon Origination Deposits at the Southwest Siberian Platform.....	56
9. I. N. Zueva, O. N. Chalaya, A. I. Sivtsev. Comparative Characteristic of Kyonamsky and Bakken Black Shale Formations.....	65
10. A. E. Solmin, E. S. Surikova. Structural Characteristics and History of Tectonic Development of the Sedimentary Complex of the Yamal Oil and Gas Area	71
11. M. O. Fedorovich, L. M. Burshteyn, O. A. Yemel'yanenko, S. V. Yershov, V. A. Kontorovich, V. V. Lapkovskiy, Y. A. Markina. Results of Modeling of Conditions of Sedimentation of the Ust-Enisey Area Using Dionisos Software	78
12. D. A. Novikov, A. V. Chernykh, F. F. Dultsev, I. I. Yurchik, A. F. Sukhorukova. Hydrogeochemistry Features of Exploited Aquifer Horizons of Sevastopol City Agglomeration.....	84
13. A. L. Beisel. New Data for the Development of the Model of Formation of Ridge Topography in the South of Western Siberia.....	92
14. D. V. Maslov. Features Distribution of the Botuobinsk Horizon in the East of the Central-Tunguska (Syugdzher) Petroleum Region of the Republic of Sakha (Yakutia).....	97

15. T. V. Gonta, A. V. Timokhin. Biostratigraphy of Baksanian Horizon of the Chunya River (the Basin of the Podkamennaya Tunguska River)	105
16. S. M. Guseva. Seismogeological and Structure-Tectonic Characteristic of South Part Shelf of Kara Sea	113
17. D. A. Novikov. Hydrodynamics of Oil and Gas Deposits of the Yamal-Kara Depression	121
18. A. S. Alifirov, V. G. Knyazev, S. V. Meledina. Siberian Late Bathonian and Callovian Cardioceratids (Ammonoidea) Shell Shape and Rib Style Ontogeny	128
19. O. A. Loktionova, L. M. Kalinina, P. I. Safronov. Modeling of the Togur Formation as a Source of Hydrocarbons in the Lower-Middle-Jurassic Deposits of the Ust-Tymskaya Megatrough (Tomsk Region)	136
20. I. V. Sharf, M. R. Tsibulnikova. Current Trends in the Formation and Distribution of Oil and Gas Revenues in the Budget Systems of Different Countries.....	144
21. A. S. Gavrilina. Evaluation of the Cost of Oil and Gas Companies Based on Models EVA, SVA, MVA	153
22. D. M. Cherepanova. Influence of Natural Resources on Economic Development of Russia.....	159
23. I. V. Provornaya. Structural Shifts in the World System of Energy Consumption.....	165
24. M. V. Mishenin. Main Trends of Licensing at Oil and Gas Sites Located in Siberia	173
25. A. A. Kulik. Operating Expenses Analysis of the Largest Russian and World Oil and Gas Companies and Factors Influencing Them	179
26. T. A. Pochevalova. Comparative Analysis of Tax Burden in Russia's Companies of Oil and Gas Sector	185
27. A. V. Komarova, J. C. Benitez Garcia. Efficiency Management of Energy Resources Development Considering the Utility Function.....	192
28. V. D. Kozhevnikov. Influence of Change of Oil and Gas Prices on the Financial Stability of Russian Oil and Gas Companies	197
29. I. V. Filimonova. Dividend Policy of Oil and Gas Companies as a Part of Rental Relations.....	204
30. L. V. Eder. Production and Consumption of Hydrocarbon Resources in Russia and the World Taking Into Account Structural Shifts in Global Energy Demand	211
31. E. A. Zemnukhova. Directions of Gasification of the Siberian Regions as a Key Direction for Improving the Environmental Situation in the Region	216
32. S. I. Shumilova. Analysis of the Dynamics and Structure of Foreign Investments in Russia	222
33. V. Yu. Nemov. Structure of Energy Consumption by Vehicle	228

Научное издание

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ

XIV Международный научный конгресс

Международная научная конференция

**«НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО. НАПРАВЛЕНИЯ
И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ЭКОНОМИКА. ГЕОЭКОЛОГИЯ»**

Т. 2

Сборник материалов

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *Е. М. Федяевой*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.

Подписано в печать 20.09.2018. Формат 60 × 84 1/16.

Усл. печ. л. 13,95. Тираж 100 экз. Заказ 113.

Гигиеническое заключение

№ 54.НК.05.953.П.000147.12.02. от 10.12.2002.

**Редакционно-издательский отдел СГУГиТ
630108, Новосибирск, ул. Плеханова, 10.**

**Отпечатано в картопечатной лаборатории СГУГиТ
630108, Новосибирск, ул. Плеханова, 8.**